



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO**

Facultad de Ingeniería.

Tesis.

**“Evaluación económica en pozos
exploratorios de shale gas en la
formación Eagle Ford”**

Autor.

Javier Arturo González Camarena

Director: M.I. Alberto Herrera Palomo



México D.F.

2015



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



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.

Dedico el presente trabajo ante todo a Dios por su protección.

A mi abuelo, a quien agradezco profundamente el haber podido contar con él en cualquier circunstancia.

A mis papas y a mi hermano, por siempre estar conmigo en los momentos difíciles que hemos enfrentado, sobreponiéndonos a ellos.

A todos mis tíos y tías, quienes siempre me han recibido y cobijado no solo como a un nieto, sino como a su hijo.

A mis primos pequeños quienes sé que en algún momento de su vida seguirán mis pasos y vivirán este momento.

A una persona especial, Alexandra Jiménez, quien creyó en mí desde el principio de esta aventura y que ha compartido momentos muy difíciles conmigo.

A toda mi familia en general, deseo compartir con ustedes este logro tan importante y simplemente me resta agradecerles por haberlo logrado juntos.

Un especial agradecimiento al M.I. Alberto Herrera Palomo, por haberme brindado su apoyo durante el curso de esta carrera y hasta este momento en el que llega a su fin.



Contenido

Capítulo 1. Introducción.....	6
1.1 Características de Yacimientos convencionales.....	7
1.1.1 Reservas de Yacimientos Convencionales.....	9
1.2 Características de Yacimientos no convencionales(Recursos a nivel internacional).	11
1.3. Tipos de Recursos no convencionales.....	13
1.4 Reservas de hidrocarburos México vs Estados Unidos (no convencionales).....	22
Capítulo 2. Caracterización y Evaluación de pozos de Shale gas	32
2.1 Calidad de Yacimiento	32
2.1.1 Desarrollos en shale gas.....	34
2.1.2 Pozo Exploratorio	35
2.1.3 Aterrizaje.....	36
2.1.4 Perforación Horizontal	39
2.2 Fracturamiento Hidráulico y Fracturamiento Multietapas.....	41
2.2.1. Presión de Fractura y presión de cierre.....	45
2.2.2 Consideraciones y ejecución del fracturamiento.....	45
2.2.3 Dirección de la Fractura.....	48
2.3 Evaluación del Fracturamiento	50
2.3.1 Tortuosidad	51
2.3.2 Calibración post-fractura	52
2.4 Calidad de Terminación.....	55
2.4.1 Geonavegación.	56
Capítulo 3. Impacto Ambiental en la producción de Shale gas.....	57
3.1 Precauciones a tomar en tema del medio ambiente.....	59
3.1.1 Aplicaciones en la industria petrolera.....	62
Capítulo 4. Economía de un pozo de Shale gas y su desarrollo en el sector	64



4.1 Costos asociados a un pozo exploratorio	64
4.2 Plan de desarrollo de un sector	66
4.3 Evaluación económica Producción vs Costo.....	70
4.3.1 Evaluación económica en pozos de shale gas en Eagle Ford.....	70
Conclusiones.....	73
Bibliografía.....	75



Objetivo.

En este documento se abarcará un enfoque Económico y Ambientalista de los detalles que se deben considerar durante la planeación específica acerca de los proyectos enfocados en Recursos no Convencionales (principalmente proyectos de Shale gas) específicamente dentro de la cuenca de Eagle Ford, la que abarca los países de México y de Estados Unidos de Norteamérica.

El objetivo principal será el de generar conocimiento acerca de los pasos a seguir y de las maneras en que se llevan a cabo la proyección y la ejecución de un proyecto petrolero en el campo específico de los Recursos no Convencionales, y de esta manera lograr entender de una forma más clara los puntos que abarca el desarrollo en cada uno de este tipo de proyectos. Abarcará también la diferencia que existe entre México y los Estados Unidos de América en cuanto al tema del desarrollo de pozos petroleros tanto en el aspecto social como en el económico.



Capítulo 1. Introducción

El petróleo es una industria global madura que ofrece a los participantes en el mercado oportunidades de buenos rendimientos económicos. El equilibrio entre la rentabilidad sobre el capital y los intereses de los países receptores es un asunto delicado debido a que varían dependiendo en la región donde se vaya a realizar el proyecto, porque cada región y país tiene políticas y leyes diferentes.

La principal razón por la cual se comenzaron a explotar los yacimientos no convencionales en Estados Unidos y en el resto del mundo, fue debido al precio del gas que alcanzó en el año 2008, junto con la necesidad que se tenía de producir gas y petróleo. Además no debemos perder en cuenta que los grandes yacimientos convencionales alrededor del mundo se están agotando o son limitados debido a razones ambientales. Según algunas estimaciones hechas por el Departamento de Energía de Estados Unidos, el mundo tiene reservas en yacimientos por un total de 345 000 millones de barriles de petróleo de tipo no convencional, esto equivale a un 10% del total de reservas de crudo en el planeta. Así como 7 300 billones de pies cúbicos de gas no convencional, lo que equivale a un 32% de la totalidad de las reservas a nivel mundial.

La relevancia que tienen los recursos no convencionales tanto en el plano económico como político es que no solo son grandes reservas, sino que abarcan una gran distribución dentro del plano geográfico, que esto es un gran contraste en cuanto a los recursos convencionales



1.1 Características de Yacimientos convencionales

En los yacimientos convencionales, los hidrocarburos se forman a partir de una roca generadora o roca madre, en donde se acumuló material orgánico. La migración juega un papel en donde tiene mucho que ver en cuanto a su comercialización, debido que en algunos casos los yacimientos con mayor potencial para comercialización se encuentran a una distancia separada de la roca madre.

Las trampas en yacimientos convencionales son muy necesarias para el éxito de la acumulación de hidrocarburos, puede contener tanto una de tipo estructural, estratigráfica o combinada. Cuando una trampa presenta una buena porosidad y de moderadas a buenas permeabilidades, la forma para desarrollar el campo es de una manera más sencilla. La imagen 1 nos ayuda a dimensionar las cantidades en porcentajes tanto de los recursos convencionales como no convencionales, y logramos darnos cuenta de que los recursos no convencionales formarán una parte muy importante en el futuro de producción tanto de petróleo como de gas.

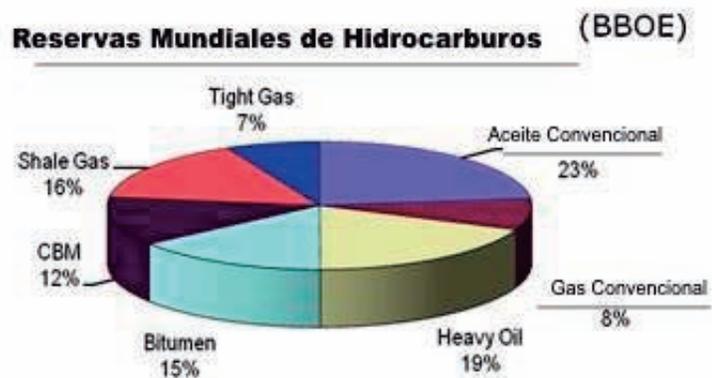


Imagen 1. Yacimientos Convencionales vs No convencionales, Pasion for Geoscience *



En los yacimientos convencionales necesitamos de una roca sello, está tiene la función de impedir el escape de los hidrocarburos para que de esta forma no migren. Cuando un yacimiento presenta las características de tener una roca sello y una trampa esto facilita el tener buenas tasas económicas de flujo, en estos yacimientos la producción en volúmenes elevados de hidrocarburos suelen resultar proyectos bastante rentables y económicos.

Las características del yacimiento se obtienen a partir de la geoquímica, la cual es la ciencia encargada de analizar y estudiar la distribución o ubicación de los elementos químicos en la tierra, así como los minerales formadores de las rocas y derivados de ellas.

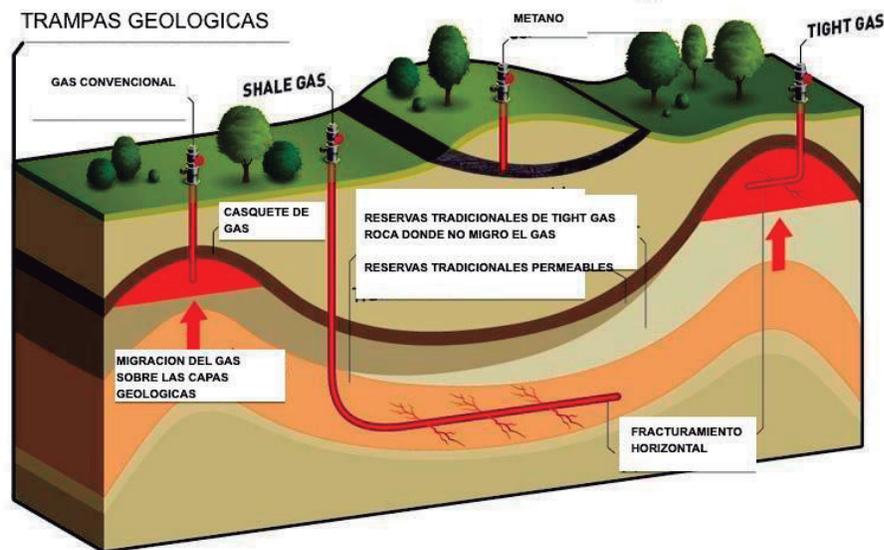


Imagen 2. Yacimientos Convencionales vs Yacimientos No convencionales



1.1.1 Reservas de Yacimientos Convencionales a Nivel Mundial

Según PEMEX una reserva se define como las cantidades de hidrocarburos que se prevé serán recuperadas comercialmente de las acumulaciones conocidas a la fecha dada. www.pemex.com

Las reservas mundiales de petróleo son casi 60% más grandes hoy que hace 20 años, un ejemplo son las evaluaciones que se tienen entre el año 2000 y 2009 donde se nota un incremento notable en las producciones tanto de petróleo como gas, la producción de petróleo se ha incrementado en un 25% desde entonces.

La posición futura del petróleo en lo alto de la escala energética enfrentará una fuerte competencia a raíz de otros tipos de combustibles alternos y fuentes energéticas.

PAÍS	PRODUCCIÓN (P)				CONSUMO (C)			
	PETRÓLEO		GAS		PETRÓLEO		GAS	
	Mill. de barriles	M.M. de USD	M.M. de M3	M.M. de USD	Mill. de barriles	M.M. de USD	M.M. de M3	M.M. de USD
Argentina	264	28	39	10	255	27	48	12
Bolivia	21	2	16	4	23	2	3	1
Brasil	968	102	15	4	1,025	108	27	7
Chile	6	1	1	0.4	130	14	5	1
Colombia	354	37	11	3	105	11	9	2
Ecuador	184	19	0.2	0.1	78	8	0.3	0.1
México	1,072	113	50	13	783	82	68	17
Perú	59	6	11	3	63	7	6	2
Trinidad y Tobago	44	5	41	10	16	2	23	6
Venezuela	909	95	25	6	284	30	28	7
Resto de Latinoam.	40	4	1	0.3	492	52	3	1
Latinoamérica	3,919	412	210	53	3,252	341	220	55
Argelia	684	72	83	21	120	13	31	8
Australia	189	20	56	14	411	43	29	7
Canadá	1,408	148	148	37	835	88	89	22
China	1,612	169	103	26	3,751	394	146	37
Rusia	3,795	399	629	158	1,166	122	504	127
Sudáfrica	66	7	1	0.3	222	23	5	1
Estados Unidos	4,055	426	649	163	6,772	711	722	182
Otros Países	16,889	1,774	1,408	354	16,055	1,686	1,617	406
Mundo	32,617	3,425	3,286	826	32,584	3,422	3,363	845

Tabla 1. Producción en el mundo, base de datos de EIA & Banco Mundial, 2013



De la tabla 1, puede observarse que Venezuela como economía individual, es un país con reservas probadas de petróleo (297 mil millones de barriles), seguida por Arabia Saudita (265 mil millones de barriles), Canadá (174 mil millones de barriles), Irán e Irak, estos cinco países dominan más del 60% del total del petróleo con el que cuenta el planeta. Los EE.UU. tienen en sus yacimientos alrededor de 27 mil millones de barriles probados los que los hace un país de fuerte estatus energético. Argentina por otro lado, se ubicaría en la décima posición (con 3 mil millones de barriles), luego de China, Brasil, Argelia, México y Ecuador. En general, puede apreciarse que Latinoamérica, como región, reúne a muchos de los países con mayores reservas probadas de petróleo en el mundo (el 16% del total en el mundo o algo más de 249 mil millones de barriles).

Un análisis similar puede hacerse para el gas. Las reservas convencionales probadas de este importante recurso están concentradas en el grupo de la OPEP los cuales contienen un 41% de las reservas totales en el mundo (la OPEP se encuentra formada por Angola, Arabia Saudita, Argelia, Ecuador, Emiratos Árabes Unidos, Indonesia, Irak, Kuwait, Nigeria, Qatar, República Islámica de Irán, República Socialista de Libia y Venezuela). Al grupo anterior lo siguen Rusia con un 25%, EE.UU. con un 5%, Venezuela 3%, Argelia 2%, China 2% y Canadá 1%. Latinoamérica contribuye con el 12% de la producción mundial de petróleo convencional y con el 6% de la del gas.

Por otra parte, British Petroleum revela que la región del Oriente Medio es la mayor región de producción de gas a nivel mundial con un total de 1329.3 millones de toneladas de petróleo equivalente, seguida por la región de Europa y Eurasia con un total de 834.8 millones de toneladas, mientras tanto Norteamérica se ubica en tercer lugar con un total de 781.1 millones de toneladas de petróleo equivalente. En este análisis previamente realizado, los países con los mejores perfiles de producción de hidrocarburos serán los amplios favoritos y triunfadores en la carrera por la explotación de hidrocarburos, por su parte aquellos destacados por sus reservas solo se beneficiarán en medida que sean capaces de materializar sus existencias (reservas) en un producto terminado que logre abastecer tanto al mercado interno como el mercado externo.



1.2 Características de Yacimientos no convencionales

Los yacimientos no convencionales son aquellos donde los hidrocarburos de gas y aceite, permanecen dentro de la roca generadora, esto quiere decir, que no migran a una roca almacenadora, a diferencia de los yacimientos convencionales, también se puede definir a los recursos no convencionales con una base de interpretación conforme al sistema petrolero, son continuos o de cuencas centrales y tienen una ausencia de trampas tradicionales.

En el caso de los yacimientos no convencionales, la roca generadora y la roca almacenadora son las mismas. Los recursos hidrocarburos no convencionales se encuentran normalmente en condiciones que no permiten el movimiento del fluido, bien por estar atrapados en rocas poco permeables o por tratarse de petróleo con características de muy altas viscosidades.

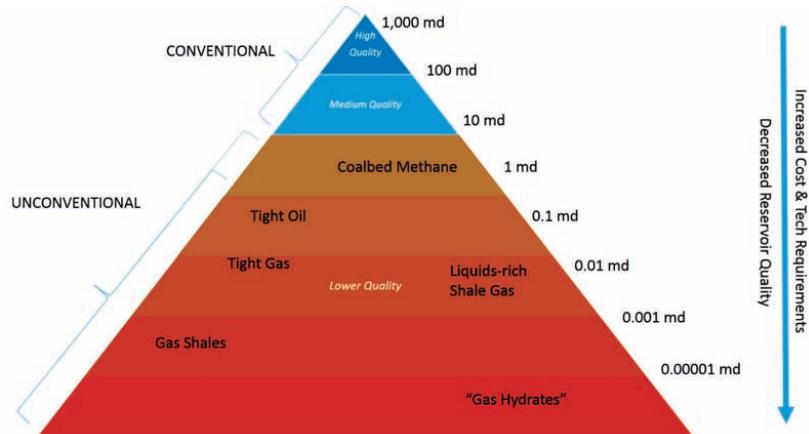


Imagen 3. Gráfica sobre las características Yacimientos No convencionales, PSE

Se les llama recursos no convencionales basados en el valor de su permeabilidad como es mostrada en la imagen 3 los recursos con una permeabilidad dentro del rango (< 0.1 md). De esta manera también son considerados los plays de metano y



muchos tienen permeabilidades excedentes a un 1 md a lo largo de su extensión.

Bajo este nombre de recursos no convencionales se engloban distintos tipos de hidrocarburos gaseosos, tales como el shale gas (lutitas), el tight gas (gas de formaciones compactas) o el metano contenido en capas de carbón. Los aceites extra pesados y las arenas bituminosas son recursos no convencionales y muchos de estos depósitos son reservas con permeabilidades excedentes a 500 nD.

También existen los crudos no convencionales, como el shale oil (lutitas) o tight oil (petróleo de formaciones compactas). Este tipo de recursos siempre han existido, pero antes no se contaba con la tecnología para explotarlos de una manera que el precio fuera por un camino viable.

Los yacimientos no convencionales generalmente se caracterizan debido a que:

- Los hidrocarburos no tienen una migración.
- Los hidrocarburos se encuentran atrapados de una manera in situ.
- La permeabilidad que manejan estos yacimientos son muy bajas

El yacimiento se autosella (que quiere decir que se autosellan).

Las características entre un yacimiento convencional y un no convencional son:

Yacimientos Convencionales	Yacimientos No Convencionales
El tipo de acumulaciones son de manera discretas tanto en trampas estructurales como en las estratigráficas.	El tipo de acumulaciones son de tipo regionales, extensas, donde la mayoría de las veces son independientes de la presencia de trampas estructurales y regionales
Se forman en una roca generadora y migra hasta encontrarse con una roca sello o almacenadora.	En el caso de los yacimientos no convencionales la generadora y almacenadora son la misma
Tienen una relación con las reservas limitadas, las cuales deben ser explotadas en pocos años.	Se les asocia una gran cantidad de hidrocarburos, por lo que son capaces de producir por un tiempo, aunque algunas veces presentan tasas de declinación muy altas.
El desarrollo de estos campos no requieren una tecnología tan sofisticada.	El desarrollo de estos campos requiere el uso de altas tecnologías.



Los yacimientos no convencionales son difíciles de explotar, pero debido a las nuevas tecnologías desarrolladas, ahora pueden ser explotados. Una de las más exitosas y recientes tecnologías es una combinación entre perforación direccional y el fracturamiento hidráulico multietapas.

1.3 Tipos de Recursos no Convencionales

Los yacimientos no convencionales, son una fuente de energía sumamente explotada hoy en día debido a que los yacimientos convencionales se están terminando. Como se explicó anteriormente existen diferentes tipos de yacimientos no convencionales en todo el mundo, lo que se explicará en este capítulo son los tipos de recursos no convencionales que existen.



Imagen 4. Tipos de Yacimientos no convencionales

Tight gas

El Tight Gas es un gas natural atrapado en areniscas masivas de baja permeabilidad y reservorios carbonatados. El Tight gas se encuentra atrapado en rocas impermeables y de baja porosidad en formaciones de areniscas (o calizas), normalmente a profundidades superiores a los 10.000 pies por debajo de la superficie.



Usualmente son productores de gas seco, aunque algunas veces pueden producir petróleo liviano de baja densidad. La viabilidad de los yacimientos de areniscas se determina por su porosidad, o el espacio abierto entre los granos, y la permeabilidad o la facilidad con el que el fluido o el gas se mueve a través de la roca. En algunos casos, el gas se puede encontrar en pequeñas zonas aisladas dentro de los 20 pies de uno al otro, pero debido a la densidad de la formación de roca, son inaccesibles a través del mismo pozo vertical.

Las características de un tight gas es que la matriz debe tener $< 10\%$ de porosidad y una permeabilidad < 0.1 mDarcy, son yacimientos que se contienen en grandes espesores, se encuentran en zonas aisladas, la roca madre está muy cercana a la roca almacén y tienen gradientes anómalos. Normalmente, un tratamiento de fractura hidráulica es requerido para producir gas económicamente rentable. En algunas fracturas naturales que se presentan en las reservas de Tight gas, se pueden ser utilizar pozos horizontales como multilaterales que proveen la estimulación requerida para la comercialización.

Para optimizar las reservas de Tight gas, los geólogos e ingenieros deben de optimizar el número de pozos que se asentarán en el campo, el drenaje y las tecnologías que se tengan que utilizar en cada uno de los pozos. Por lo tanto entre más información sobre él se tenga, se podrá optimizar la ingeniería necesaria para los requerimientos específicos de cada uno de los pozos que se utilizarán para explotar el yacimiento de Tight gas.

Estados Unidos ha tenido la mayor producción de tight gas durante más de cuatro décadas, y ahora representa aproximadamente el 40 por ciento de la producción de gas no convencional en la nación.

Tight oil

El Tight oil es petróleo no convencional que se encuentra dentro de depósitos de muy baja permeabilidad. El aceite dentro de estas formaciones, se encuentra dentro de espacios o poros abiertos que existen dentro de la roca madre, en la imagen 5 se puede ver como normalmente estos poros pueden ser espacios reducidos que se



forman en la arena, y en caso de los carbonatos se pueden formar cavidades abiertas.

Para que los hidrocarburos dentro de este tipo de formaciones puedan fluir, la formación tiene que ser permeable, esto quiere decir que debe haber un medio el cual permita circular el fluido a través de los espacios porosos, o dicho de otra manera puedan fluir a través de las fracturas naturales que se presentan dentro de la formación. Por lo general el porcentaje de volumen poroso que se presenta dentro de una formación de Tight oil es de alrededor del menos del 10%.

El aceite contenido dentro de estas rocas del yacimiento normalmente no fluirá hacia el pozo a precios económicos sin la ayuda de los procesos de perforación y terminación de tecnología avanzada. Comúnmente, la perforación horizontal junto con la fracturación multi etapas se utilizan para acceder y explotar de la mejor manera este tipo de yacimientos, los cuales suelen ser difíciles de explotar.

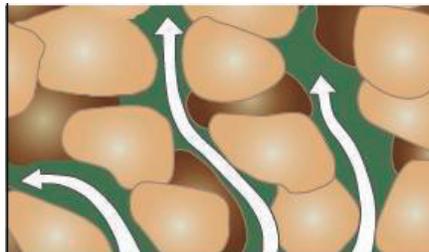


Imagen 5. Poros conectados, canales por donde fluyen los hidrocarburos

El tipo de aceite que se obtiene de un yacimiento de Tight oil, por lo general es un aceite ligero o mediano que contiene baja viscosidad.

Definición de Shale (Lutitas)

La definición de shale al español es lutitas, las roca de lutitas es una roca arcillosa la cual se encuentra enriquecida. Este tipo de rocas se clasifican por el grado de madurez en base al carbono y otro tipo de componentes que contengan.



Es una roca sedimentaria formada por fragmentos sólidos los cuales son transportados por agua y aire, o pueden ser formadas por areniscas provenientes de la compactación otro tipo de rocas. Las lutitas tienden a adherir capas delgadas de rocas calizas, arenisca o dolomía. Existen diferentes tipos de lutitas como se muestra en la imagen 6, las de alto contenido en kerógeno tienen una estructura más compacta, menor laminación y diferentes coloraciones.

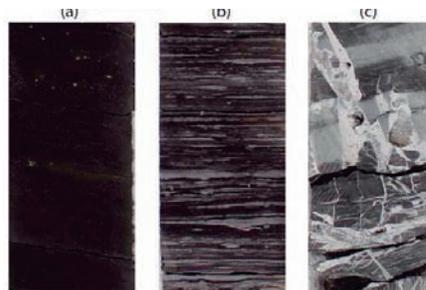


Imagen 6. Diferente tipo de Lutitas, Andean geology

El proceso por el cual se forman las lutitas, se producen a una distancia de 5 o 6 km de la corteza terrestre a temperaturas por debajo de los 200° C. Las lutitas son tanto la roca madre como la almacenadora. Su potencial gasífero y petrolífero están en función de los siguientes factores:

- Volumen. Se refiere a la extensión del área del yacimiento junto con su espesor.
- Riqueza orgánica. Calidad y cantidad del tipo de materia orgánica del que se encuentra en la lutita.
- Madurez orgánica. El tiempo que ha estado expuesta la roca al calor.

Shale oil

El shale oil es un término generalmente referido a cualquier roca sedimentaria que contiene materiales bituminosos sólidos (llamado kerógeno) que se liberan en forma de líquidos derivados del petróleo, cuando la roca se calienta en el proceso químico de la pirólisis (Pirólisis. Descomposición térmica de algún material en ausencia de oxígeno).



Los yacimientos de shale oil, son yacimientos compuestos por esquistos o pizarras, de rocas de muy baja permeabilidad y con buena producción de aceite. Debido a esta razón la perforación que se realiza en estos yacimientos son por medio de pozos horizontales, y acompañado de un proceso de fracturamiento multi etapas.

El "World Shale Gas y evaluación de los recursos de shale oil", realizado por Advanced Resources International, Inc. (ARI) para la Administración de Información de Energía de los EE.UU. Departamento de Energía (EIA), evalúa el shale gas y shale oil en 26 regiones, que contiene 41 diferentes países.

Shale gas

El Shale gas en español es gas de pizarra o gas de esquisto, se encuentra en yacimientos donde predominan los estratos o capas de pizarras a grandes profundidades que pueden ser desde 400 hasta los 5000 metros. El shale gas son rocas que poseen una muy baja permeabilidad, lo cual hace que el gas emigre.

El Shale gas representa una fuente de combustible fósil no convencional muy grande, el gas contenido en los yacimientos de shale puede almacenarse de 3 manera diferentes:

- Gas libre en los poros de la roca
- Gas libre por las fracturas naturales
- Gas adsorbido sobre la materia orgánica y superficial mineral.

En la imagen 6 se puede observar que el Shale gas se encuentra grandes profundidades, debido a que las formaciones de lutitas son de muy baja permeabilidad.

En la última década Estados Unidos ha tenido un gran avance en cuanto a la investigación y explotación de Shale gas, el cual fue el pionero en la extracción de este tipo de gas, por esta razón en este país se ha incrementado la eficiencia para obtenerlo y explotarlo, para lograr tener una rentabilidad en cada uno de los proyectos en la producción y explotación de Shale gas.



El gas proveniente de las lutitas gasíferas sigue siendo gas natural, compuesto principalmente de metano.

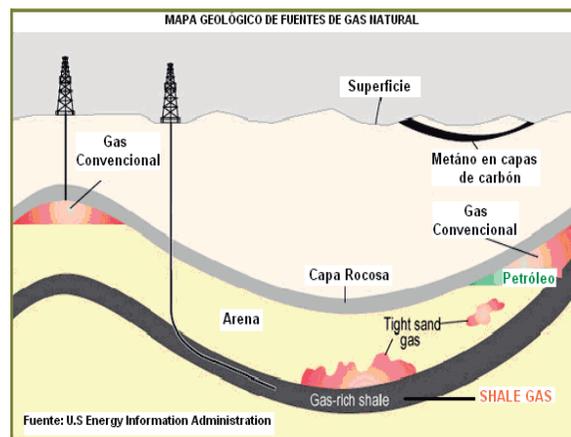


Imagen 7. Profundidades a las que se encuentran los diferentes tipos de gases.

El rango del espacio poroso dentro de las lutitas es de 2 al 10% (Escobar, 2003), esto permite que se almacene una gran cantidad de gas natural dentro de la roca. Para conocer el potencial de la generación del gas en cada uno de los plays de shale gas se puede utilizar el método que está referido como TOC (Total Organic Carbon), el cual es un método que mide el porcentaje del peso de la roca o la madurez térmica, la cual se refiere a la madurez del kerógeno en la roca que controla el tipo de hidrocarburo que se desarrollara dentro de ella., adicionalmente se realizan estudios de pirólisis, alteración de temperatura, espectrometría.

Los depósitos del Shale Gas están atrapados, como su nombre lo dice, en lutitas. Los recursos de Shale Gas se encuentran en “plays”, imagen 8 (conjunto de campos que se encuentran relacionados, que comparten características similares de roca almacén, roca generadora, trampa, sello y tipo de hidrocarburos) en vez de campos, y generalmente cubren grandes áreas geológicas. Las lutitas gasíferas termogénicas se formaron a cierta profundidad bajo la influencia de calor, el gas a menudo es un gas



húmedo lo que significa que el metano se mezcla con otros gases. A comparación de las lutitas gasíferas biogénicas, que están formadas por la acción de las bacterias en profundidades someras, y está comúnmente “seco”.

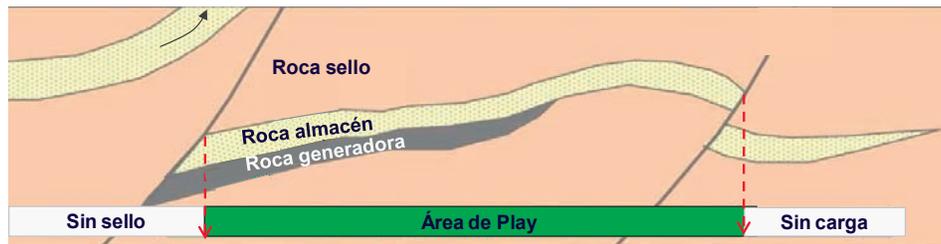


Imagen 8. Definición de un “play”, PEMEX

Según las estimaciones de Energy Information Administration, la extracción de lutitas hasta el año 2030 va a alcanzar el 7% de la producción mundial del gas natural.

Crudos Pesados y Extrapesados

Los crudos se caracterizan principalmente por su viscosidad, lo que quiere decir la fluidez que tiene el crudo para desplazarse, algunas veces también por la densidad o gravedad específica ($^{\circ}$ API) de los mismos.

Para determinar si un crudo es pesado se manejan en un rango de $22,3^{\circ}$ API o menor y los extrapesados que se encuentran en el rango de 0 a $9,9^{\circ}$ API. Otra de sus características principales es que cuentan con un alto contenido de azufre y algunas veces contienen ciertas cantidades de sulfuro de hidrógeno.

La viscosidad de los crudos pesados y extrapesados pueden estar en un rango menor a los 20 cP y más de 1 000 000 cP. En la imagen 9 conforme a la definición anterior se puede observar cómo se encuentra dividido las reservas del petróleo en el mundo.

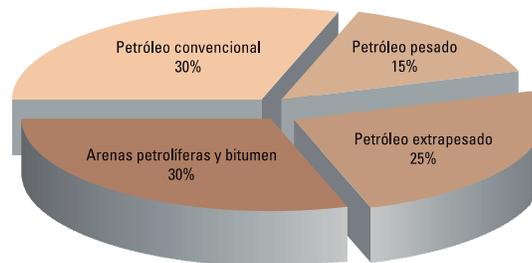


Imagen 9. Total de Reservas a Nivel Mundial, Slb

Cualquiera de los dos tipos de crudos requieren de una gran inversión para su extracción, pero debido al gran avance que se ha tenido en cuanto a tecnología, el desarrollo de estos campos se ha convertido en una inversión rentable al momento de explotarlos. Podemos observar en el diagrama anterior que los crudos pesados y extrapesados conforman una gran cantidad del petróleo a nivel mundial, por lo que este tipo de crudos lograrán desempeñar un gran valor para la industria petrolera, por lo que muchos países se verán involucrados más en su producción y exploración de este tipo de yacimientos.

Los métodos que se tienen para recuperar este tipo de crudos es por medio del incremento de temperatura, ya que al calentar los crudos los vuelven menos viscosos y este tipo de métodos son utilizados cuando se requiere que el petróleo se vuelva más viscoso, y de esta manera pueda fluir a través de los poros. Otra manera de obtener este tipo de crudos es por medio de la inyección de agua, el cual consiste en desplazar el petróleo al inyectar agua caliente y fría. Esto hace que la zona próxima al pozo inyector se caliente y al mismo tiempo parte del calor se pierde a las formaciones vecinas. El agua que se ha inyectado pierde el calor rápidamente, alcanzando la temperatura del yacimiento, y así se logra que se desplace el petróleo no calentado. Este proceso permite disminuir la viscosidad del crudo y así mejora su movilidad. El país que actualmente se encuentra como el principal productor de crudos pesados y extrapesados es Venezuela donde se encuentra la faja del Orinoco con reservas de un estimado del 50% de las reservas mundiales.



Hidratos de Metano

Los hidratos de Metano también son conocidos como los “Hielos que arden” como se observa en la imagen 10, ya que representan una estructura cristalina a base de gas metano, y se encuentra rodeado por moléculas de agua, estos son estables a bajas temperaturas y altas presiones. Los hidratos son muy parecidos al hielo, se forman a temperaturas cercanas al punto de congelación del agua. El gas es atrapado en celdas, que debido a las temperaturas son congeladas por agua, de esta manera se forman cristales.

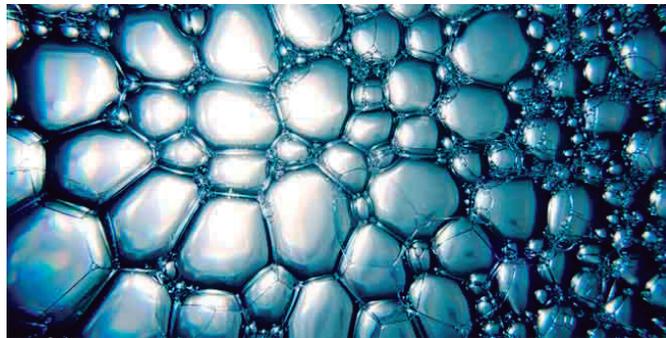


Imagen 10. Hidratos de Metano congelados

Los hidratos son considerados como una prometedora fuente para la obtención de gas natural no convencional en grandes volúmenes y la importancia es por la enorme cantidad que contienen de metano, el cual es un compuesto principal del gas empleado en la industria petrolera y en el consumo doméstico. De acuerdo con ciertos estudios las reservas de hidratos de metano tienen para suplir cualquier tipo de necesidad energética de toda la humanidad en un periodo durante los próximos 1000 años, Servicio Geológico Británico.

Estos yacimientos se encuentran en profundidades superiores a 500 metros del lecho marino, en regionales polares congeladas alojados en los bordes de los continentes, donde el agua es sumamente profunda y rica en materia orgánica descompuesta, y de esta manera se forma el metano.



1.4 Reservas de Hidrocarburos en México y Estados Unidos (No Convencionales)

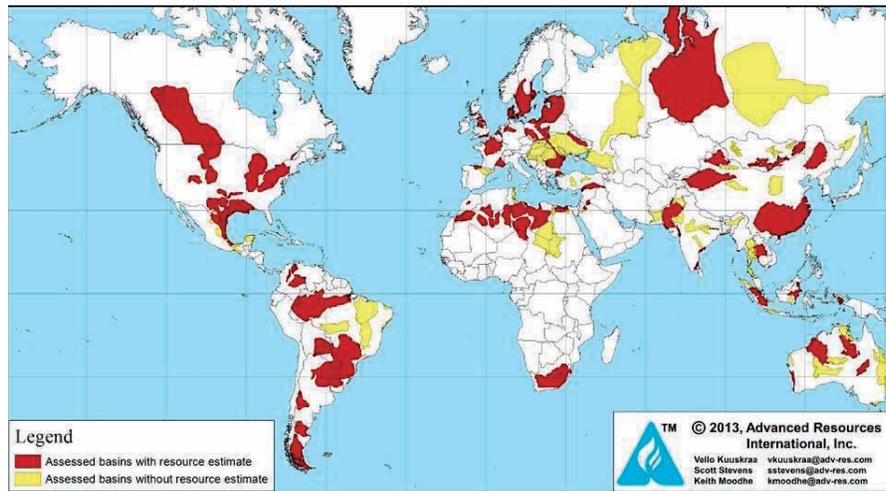


Imagen 11. Cuencas del mundo de Shale Gas y Shale Oil

Los recursos de yacimientos no convencionales pueden añadir entre 60 y 250% las reservas mundiales de gas, como se puede observar en la imagen 11 se indican los yacimientos con recursos de shale oil y shale gas a nivel mundial.

La experiencia reciente con shale gas de los Estados Unidos y otros países indica que la recuperación económica puede ejercer una influencia significativa por factores de carácter geológico en las zonas aledañas y sus ecosistemas.

La ubicación de recursos no convencionales de shale oil, se concentra principalmente en los Estados Unidos y en países como: Rusia, China, Argentina y Libia. En cuanto a las reservas de shale gas más de la mitad de los recursos mundiales se encuentran



en los Estados Unidos, por otra parte también se localizan en países como: China, Argentina, Argelia, Canadá y México.

Para los países evaluados en el estudio de la EIA / ARI, se identificaron un total de reservas de shale gas estimadas en 31.138 billones de pies cúbicos. De este total, aproximadamente 6.634 Tcf se consideran como recursos riesgosos para su explotación, sin incluir las reservas que se encuentran en los EE.UU.

Si son agregados los recursos de shale gas que se encuentran en los Estados Unidos las reservas de shale gas técnicamente recuperables aumentan a un total de 35.782 billones de pies cúbicos y 7.795 billones de pies cúbicos en el mundo.

En cuanto a Estados Unidos la explotación de shale gas ha detonado desde el año 2007 la producción de gas. Dando como resultado el 47% de la producción total de gas en el país. En cuanto a los costos de la producción del shale gas, ha disminuido abruptamente debido a la explotación que se ha dado en Estados Unidos.

México como país representa un gran potencial en cuanto a sus yacimientos de recursos no convencionales, debido a que aún no se han explotado, y se encuentra entre las potencias a nivel mundial.

En este documento me centro en los países de Estados Unidos y México, ya que serán los que tendrán relevancia para un análisis que se llevará posteriormente.



México

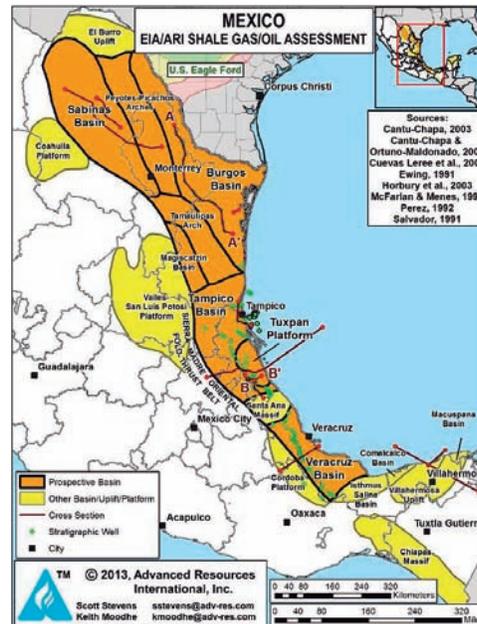


Imagen 12. Cuencas de shale gas y petróleo costa fuera y en tierra del Golfo de México.

México posee un excelente potencial en desarrollo en campos de shale gas, principalmente en depósitos marinos, estos se encuentran distribuidos alrededor del Golfo de México, como se puede observar en la imagen 12. Técnicamente las reservas de shale gas recuperables, están estimadas en alrededor de 545 Tcf de gas natural y 13.1 billones de barriles de aceite y condensados, según Advanced Resources International inc (ARI).

El desarrollo potencial de México sobre sus recursos de shale oil y shale gas podrían verse limitados por varios factores, incluyendo los limitantes potenciales en las inversiones, las capacidades incipientes del sector de energía, y las preocupaciones de seguridad pública y otros más sectores relacionados al tema. La exploración en shale gas y shale oil en México inicio a finales del 2011.



Muchas de las cuencas de shale gas en México se encuentran en zonas de costa afuera mayores a los 5 km de la costa, en zonas demasiado profundas para su desarrollo tanto de shale gas como de shale oil, mientras que sus porciones laterales tienden a ser partes de cabalgamientos y estructuras muy complejas. Sin embargo, las cuencas y plataformas que se encuentran en partes someras son estructuralmente más simples.

PEMEX ha definido algunas de las 200 zonas de oportunidad en shale gas en 5 zonas geológicas en México.

De acuerdo con la PEMEX como se muestra en la imagen 13, las regiones con prospectiva incluyen:

1. Shale gas Paleozoico en la región de Chihuahua.
2. Shale gas Cretácico en la región de Sabinas-Burro-Picachos
3. Shale gas Cretácico en la región de la cuenca de Burgos
4. Shale gas Jurásico en la región de Tampico-Misantla
5. Shale gas potencial inespecífico en Veracruz



Imagen 13. Mapa de zonas potenciales en Shale gas en México, PEMEX 11/ 2012



A pesar de contar con grandes cantidades de geología favorable en la parte de shale gas, México se enfrentara a grandes retos en otro tipo de áreas para el desarrollo en la parte de explotación de shale gas.

En la cuenca de Sabinas se han estimado reservas de alrededor de 124 Tcf, de los cuales los recursos técnicamente recuperables de shale gas se encuentran en la zona de Eagle Ford y La Casita Shale, pero dentro de esta cuenca se encuentra una serie de fallas y pliegues.

Las estructuras más favorables para la explotación de shale gas y shale oil en México se encuentran en las cuencas de Tampico, Tuxpan y Veracruz que cuentan con 28 Tcf y 6.8 billones de barriles, técnicamente recuperables de shale gas y shale oil del Cretácico y Jurásico.

Mientras que en la zona sur y este de México, la geología de shale en tierra, de la zona en la cuenca del Golfo de México se convierte estructuralmente compleja y en los depósitos con mayor potencial para la explotación de shale, su geología se convierte más complicada esto quiere decir que son zonas más complejas para acceder. Estas fuentes de shale son prolíficas para campos costa fuera y en tierra. En la zona sur de México, no se ha producido aún shale gas debido a la complejidad anteriormente mencionado..

El área de Eagle Ford de shale que se refiere a la cuenca de Burgos la cual tiene reservas que se han estimado en alrededor de 343 Tcf y 6.3 billones de barriles técnicamente recuperables de shale gas y shale oil.

PEMEX ha perforado 17 pozos de shale gas como se muestra en la siguiente tabla de los cuales únicamente 4 de ellos han sido exitosos estos son: Emergente - 1, Percutor - 1, Habano - 1 (los 3 anteriores se encuentran en Coahuila) y Anhelido (único ubicado en Tamaulipas) en donde por parte de los 4 tienen un promedio de 6.25 millones de pies cúbicos de gas por días. Estos 4 pozos se encuentran ubicados en la zona norte de México.



Pozo	Profundidad (m)	Estado	Resultado
EMERGENTE-1	4,071	Coahuila	Producción de gas seco
PRODUCTOR-1	3,436	Coahuila	Producción de gas seco
HABANO-1	3,770	Coahuila	Producción de condensado y gas
MONTANES-1	3,200	Coahuila	No comercial
NOMADA-1	2,850	Coahuila	No productivo
ARBOLERO-1	4,007	Nuevo León	Producción de gas seco
ANHELIDO-1	3,945	Tamaulipas	Producción de gas y petróleo
CHUCLA-1	3,705	Coahuila	Producción de gas seco
DURIAN-1	4,250	Nuevo León	Producción de gas seco
NUNCIO-1	4,900	Tamaulipas	Producción de gas seco
TANGRAM-1	4,426	Nuevo León	Producción de gas seco
GAMMA-1	3,793	Coahuila	Producción de gas y condensado
KERNEL-1	4,404	Nuevo León	Producción de gas seco
BATIAL-1	4,199	Nuevo León	No comercial
MOSQUETE-1	4,156	Tamaulipas	No productivo
NERITA-1	4,100	Nuevo León	No comercial
CEFIRO-1	4,598	Tamaulipas	Producción de gas seco
SERBAL-1	4,750	Tamaulipas	No comercial

Fuente. Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH)

Estados Unidos

Las producciones de shale gas en los Estados Unidos se llevan a cabo en grandes volúmenes y costos relativamente bajos, el shale gas es un recurso que ha revolucionado en cuanto a producción en los Estados Unidos, suministrando el 40% total del gas producido en el año 2012. El efecto en el mercado de shale gas fuera y dentro de los Estados Unidos depende de los costos de producción, volúmenes y precios en cada uno de los pozos a desarrollar.



En la imagen 14 se observan algunos de los yacimientos de shale gas más notables en América del Norte incluyen el Barnett, Haynesville, Marcelo, Eagle Ford, Fayetteville, Woodford, Bakken, Niobrara, Río Horn y la cuenca de Permian.

El Tight gas, el metano en capas de carbón, las arenas bituminosas y los crudos pesados y extra pesados no forman parte del shale. En lo que nos enfocaremos dentro de este documento será principalmente la formación de Eagle Ford.

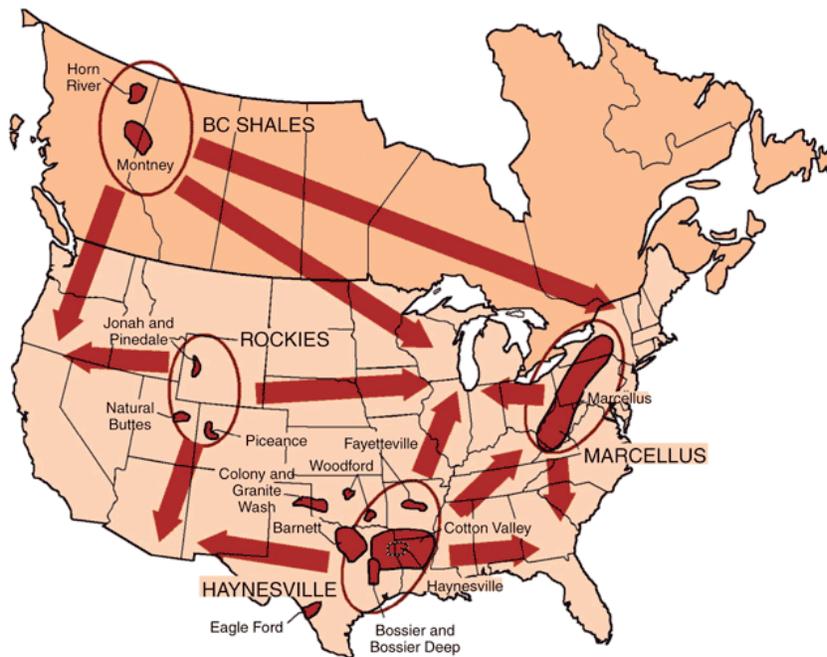


Imagen 14. Plays de shale gas en Norte América



Eagle Ford

La formación Eagle Ford se encuentra en el sur de Texas, se extiende desde la frontera norte de Laredo Estados Unidos y México en una banda estrecha que se extiende al noreste de varios cientos de kilómetros hasta el norte de Houston. Se encuentra directamente debajo de la formación Austin Chalk.

El espesor medio de Shale gas en Eagle Ford es de unos 145 metros bajo la superficie y su área de 80 km de ancho y 650 de largo en promedio. Esta formación produce gas natural y petróleo, pero son las áreas productoras de condensado las cuales tienen mayor importancia en estos tiempos.

La zona con mayor producción actualmente en Eagle Ford proviene en las áreas entre 1.22 km y 4.27 km bajo el nivel del mar, en las profundidades de 1.22 km el shale queda sometida a temperaturas y presiones adecuadas para convertir la materia orgánica en aceite.

El área de Eagle Ford productiva se conforma principalmente por carbonatos arcillosos con propiedades mecánicas favorables para realizar el fracturamiento y con alto contenido de materia orgánica.

Los primeros pozos perforados en la zona de Eagle Ford fueron tan productivos como el pozo en La Salle donde inicialmente tuvo una producción de 7.6 millones de pies cúbicos de gas por día, con lo que se demostró que los programas de perforación podían avanzar a un ritmo rápido y esto atrajo a bastantes inversionistas y otras empresas.

Esto desprendió que los pozos en la formación de Eagle Ford resultaron ser tan productivos que desencadenaron las construcciones de pozos petroleros en estas áreas, como se puede observar en la imagen 15, a partir del año 2010 fue donde despegó por completo y tuvo su boom para la producción en pozos de gas.

Todo el sur de Texas, se ha beneficiado enormemente con el impacto económico que ha generado toda la infraestructura que ha representado la formación de Eagle Ford y todo lo que la rodea en cuanto inversiones se refiere. En 2012 se estimó un impacto total de 61 mil millones de dólares, que fue el doble del 2011 donde solo fue de 25 mil millones de dólares.



Eagle Ford Natural Gas Production (MMCF)

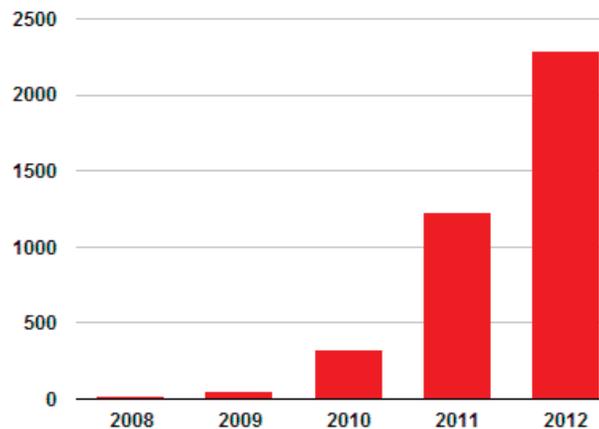


Imagen 15. Producción de gas del año 2008 – 2012 en millones de pies cúbicos por día en la formación de Eagle Ford

La producción de petróleo y gas en la formación Eagle Ford generó más de 87 millones de dólares del año 2014, según estudios realizados en la Universidad de Texas , junto con la generación de alrededor de 155 mil trabajos. A la fecha la producción de aceite y gas ha crecido de una manera abrupta, en el año del 2008 se producían únicamente 581 barriles por día, en el 2014 ha aumentado a 1.5 millones de barriles por día, lo cual ha generado atraer más inversionistas de capital para el desarrollo de campos, así mismo esto ha reflejado que los inversionistas fijen su atención más en este campo que en cualquier otro campo de shale en Estados Unidos.

Para México en la parte de Eagle Ford, PEMEX considera al pozo Emergente-1, dentro del bloque Olmos el cual se encuentra a 63 km de Nuevo Laredo esto en el municipio de Hidalgo, en Coahuila, el play que conforma a este pozo es de la formación de Eagle Ford del Cretácico Superior.

El primer pozo piloto desarrollado fue a profundidad vertical de 2 600 m, y de una rama en la sección horizontal de 1 300 m.



El diseño que se realizó, fue un fracturamiento constituido de 17 etapas en la zona de navegación horizontal, de los 12 de ellos se llevaron por fracturamiento tipo hidráulico (Water Frack) y 5 por medio de fracturamiento híbrido. El primero pozo que produjo shale gas registrado por PEMEX fue el pozo Emergente-1 en febrero del 2011.

Hoy en día el pozo Emergente-produce 1.3 millones de pies cúbicos al día, y son recolectados a través del punto Hidalgo-1.

El pozo Habano-1 concluyó el 15 de abril de 2012, se localiza dentro del Proyecto de Inversión Burgos-Muzquiz en el municipio de Hidalgo Coahuila, resultando productor de gas y condensado, en el play Eagle Ford (Cretácico Superior). Municipio de Hidalgo en Coahuila, la formación productora es del Cretácico, está perforado a una profundidad de 3 770 m, y el intervalo que es la zona productora es de 2 256 a 3 703 m, la producción inicial que tuvo este pozo fue de 2.77 millones de pies cúbicos y 27 barriles por día de condensado.

El pozo Percutor-1 concluyó el 30 de marzo de 2012, se localiza dentro del Proyecto de Inversión Burgos-Muzquiz en el municipio de Progreso, Coahuila, resultando productor de gas seco, en el play Eagle Ford (Cretácico Superior), la formación productora es del Cretácico Superior, está perforado a 3 436 m y el intervalo productor es de 1 945 a 3 390 m, la producción inicial de este pozo fue de 3.18 millones de pies cúbicos.

El pozo Anhelido-1 concluyó el 27 de diciembre de 2012, se localiza dentro del Proyecto de Inversión Burgos-Camargo en Municipio de Cruillas, Tamaulipas, resultando productor de aceite y gas, en el play Jurásico Superior Pimienta, la formación productora es del Jurásico Superior Pimienta, el pozo se encuentra perforado a una profundidad de 3 945 m, con un intervalo productor en 2 497 m a 3 857 m. La producción inicial de este pozo es de 1.9 millones de pies cúbicos.

Los recursos prospectivos identificados son del orden de 60.2 miles de millones de barriles de petróleo crudo equivalente a nivel nacional, de los cuales 35.4 corresponden a la cuenca Tampico-Misantla y 24.8 a la cuenca de Sabina-Burro-Picachos-Burgos; así mismo 31.3 corresponden a aceite y 28.9 de gas.



Capítulo 2. Caracterización y Evaluación de pozos de Shale gas

2.1 Calidad del Yacimiento

En los yacimientos no convencionales los hidrocarburos se encuentran atrapados en la arcilla de la roca generadora. Donde estos poseen cierta porosidad, y una permeabilidad muy baja, del orden normalmente de 10^{-3} mD o mucho menos, en donde los hidrocarburos se encuentran atrapados dentro de su matriz, impidiendo que migren. En un yacimiento no convencional se tiene que generar formas o medios por los cuales los hidrocarburos contenidos puedan fluir hacia la superficie del pozo, en el momento que son explotados este tipo de yacimientos el gas tiende a fluir por medio de fisuras generadas durante la explotación del mismo, por lo que es recomendable utilizar algún método mecánico que conecte varias fisuras para tener una producción adecuada y minimizar las fugas de gas.

La porosidad está referida a una característica física primordial en cualquier yacimiento petrolero y es la capacidad de almacenamiento de fluidos en la roca o la fracción del volumen total de la roca que se refiere a espacios que pueden almacenar fluidos. Los factores que afectan la porosidad son el tipo de empaque (forma en la que los granos se agrupan en la roca), presencia de material cementable, geometría y distribución de los granos, entre los más importantes.

La permeabilidad se encuentra definida como la facultad que la roca posee para permitir el movimiento del fluido a través de la red de poros interconectados. Generalmente a una fractura con mayor porosidad refiere una mayor permeabilidad.

La calidad en los yacimientos no convencionales se ve relacionado con la roca generadora la cual generalmente tiene una granulometría extremadamente fina, y el material muy fino lo cual quiere decir que es poco poroso, es decir, tiene mucha capacidad de retener fluidos. Por otra parte es muy impermeable, lo cual quiere decir que no permite el paso de los fluidos esto se debe a que este tipo de yacimientos carecen de poros, y no se encuentran comunicados entre sí, debido a esta razón cuando se explotan este tipo de yacimientos se requieren de métodos de fracturamiento para lograrlo.

Las propiedades principales para un yacimiento de Shale gas son:
Contiene un COT (Contenido Orgánico Total) 2% peso, madurez térmica 1.1% Ro, espesor son > 15 metros, material orgánico es de tipo 2 (mixto), evidencias de almacenamiento de gas en la matriz, contenido de arcilla, baja saturación de agua.



La geomecánica es muy importante debido a que es la especialidad que aplica la geología, mecánica de sólidos, matemáticas y física para cuantificar la respuesta de las rocas a los cambios de cada uno de los esfuerzos ejercidos. En yacimientos no convencionales es importante debido a que generalmente ayuda a anticipar y prevenir inestabilidad en el agujero, sobre todo en una perforación horizontal.

Los modelos actualmente en desarrollo para los yacimientos no convencionales como el que se muestra en la imagen 16 consideran varios factores, entre los cuales están: Las propiedades geofísicas y geomecánicas de la roca, las propiedades del sistema artificial incluido luego de la estimulación, optimizar el diseño del pozo y el desarrollo del campo y provee una predicción inicial del comportamiento productivo.

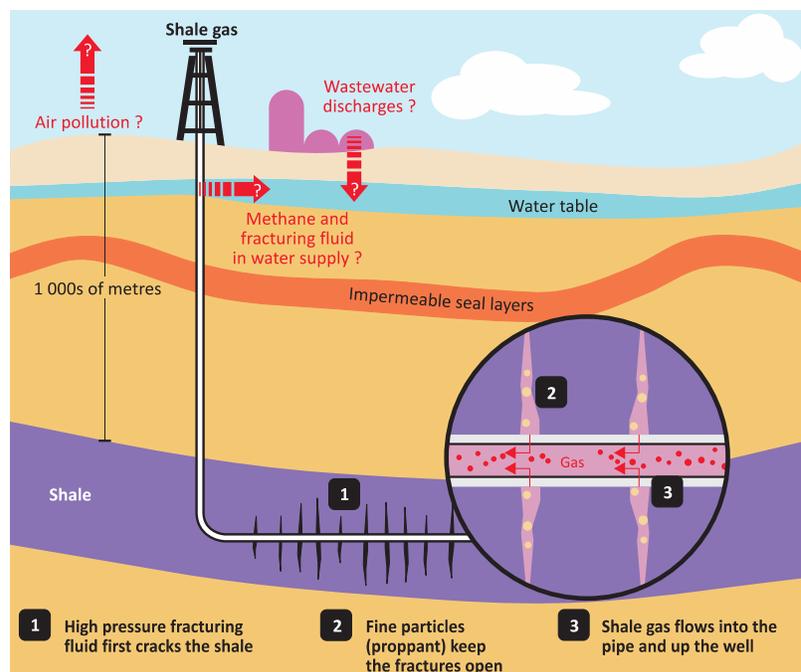


Imagen 16. Yacimiento No convencional



2.1.1 Desarrollos en Shale gas

La parte de perforación es de las más importantes en cualquier desarrollo dentro del campo del petróleo y gas. En caso particular del shale gas, es aún más detallado y se le debe prestar mayor atención por la cantidad de pozos que son requeridos. El área de un pozo en tierra donde se colocarán la plataforma de perforación, equipos y contenedores donde se almacenarán los fluidos de perforación y residuos abarcará un área aproximada de 100x100 m² (PEMEX, 2014). Cada uno de los yacimientos de shale gas, presentan diferentes características geológicas que afecta la forma en la que el gas se podrá producir, las tecnologías que serán requeridas y los aspectos económicos dentro de la producción.

Para construir un pozo se debe tener en cuenta no solo la geología del terreno y subsuelo, sino que también se debe tomar en cuenta la proximidad de zonas pobladas y la infraestructura disponible y existente, la ecología local junto con las precauciones necesarias en la vida silvestre de la región, la disponibilidad de agua y todo lo referente al clima de la región.

Una vez que se comienza el proceso de perforación, es generalmente una operación de 24 horas por día, creando ruido y humos que son generados por el diesel. Las operaciones de perforación pueden tomar desde unos días hasta meses, dependiendo de la perforación y tipo de roca. En el caso del shale gas una vez que se ha finalizado la perforación, el flujo que se maneja entre el pozo y el yacimiento será muy bajo, debido a la baja permeabilidad de la roca. Los pozos horizontales pueden aumentar drásticamente el área de contacto entre el yacimiento y el pozo, lo cual da una mejoría económica dentro del proyecto.

Se tienen registrados terremotos debidos a la producción de shale gas, porque se crean grietas en las rocas por debajo de la superficie, y con el fracturamiento hidráulico normalmente se generan eventos sísmicos, este tipo de movimientos oscilatorios pueden ser percibidos por instrumentos especiales, debido a que la magnitud de estos son de orden muy pequeños. Eventos de mayor orden se generarán cuando el pozo o las fracturas tienden a cruzarse con alguna falla existente, y esto hace reactivar el movimiento.



En pozos de fracturamiento multi etapas de shale gas que contienen de 10 a 20 etapas, el agua que se utilizará para el fracturamiento es de un orden de unos cuantos a veinte mil metros cúbicos de agua por pozo y los volúmenes que se utilizan de propano son del orden de 1 000 a 4 000 toneladas por pozo. Una vez que se termina el proceso de fracturamiento, se pone en marcha una parte que es recomendada que lleva por nombre green completion o reducción de emisiones, donde los fluidos son separados del fluido con el que se llevo a cabo la fracturación, que es recolectado para su procesamiento y reciclado. Sin embargo, mientras es tratado el fluido, la captura y procesamiento del gas requiere una inversión de instalaciones, que no siempre se llevan a cabo. En estos casos puede haber una liberación o emisiones muy grandes de gases a la atmósfera, esta es la razón por la que el shale gas puede incrementar las emisiones de gases de efecto invernadero que los recursos convencionales.

2.1.2 Pozo Exploratorio

Antes de comenzar a hablar sobre un pozo exploratorio, se debe poner en claro que es un pozo petrolero, el cual se puede definir como aquella torre u obra determinada por la ingeniería la cual su razón es poner en contacto los hidrocarburos que se encuentran en el subsuelo con lo que se encuentra en la superficie, un pozo se encuentra conformado con barrenas y tuberías de diferentes diámetros todo esto dentro del subsuelo.

Un pozo piloto es también conocido como pozo exploratorio (imagen 17) el cual es definido como el pozo que se perfora sin tener conocimiento extenso y detallado de la estructura o formación rocosa que se está empezando a perforar con el único fin de encontrar hidrocarburos, este es perforado una vez que ha concluido la etapa de exploración.

Las características de un pozo exploratorio es que son de pequeños diámetros los cuales abarcan de 4 a 6 pulgadas, están hechos para conocer las características litológicas y las propiedades del subsuelo que se encuentran dentro del yacimiento, son costosos debido a todas las regulaciones ambientales, durante la construcción de estos tipos de pozos no es necesario construir vías de acceso y facilidades para la



producción. La perforación de estos pozos toman mas tiempo de lo regular, donde un pozo regular toma de 4 a 5 años debido a todo el análisis tan detallado de todos los aspectos geológicos de la reserva.

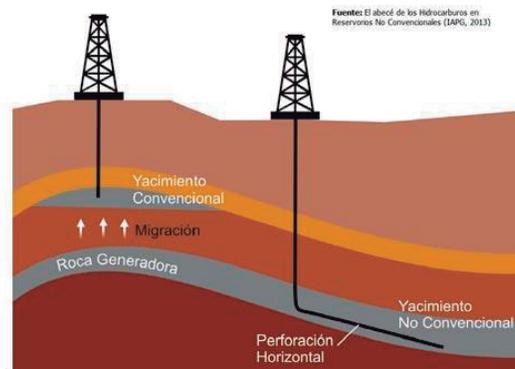


Imagen 17. Pozo Piloto

Este tipo de pozos es necesario para una perforación definitiva, debido a que se podrán tomar la mayor cantidad de datos correspondientes al yacimiento, para así tener un mayor éxito durante la perforación y así realizar una mejor una planeación durante el desarrollo del campo, por lo tanto tener un mayor costo-beneficio en el proyecto.

2.1.3 Aterrizaje

La geomecánica es la base de todo buen diseño de perforación de un pozo y de su posible fractura hidráulica, en el caso de un shale la anisotropía suele ser alta y existen varios planos de cruceo o fractura que forman una red, en estos casos la orientación cambia debido a la fractura que tiende a propagarse por estos planos.



En casos de pozos horizontales con fracturas ortogonales, las fracturas pueden llegar a ser longitudinales o albeadas como se muestra en la imagen 18 casi de manera paralela a la dirección del pozo.

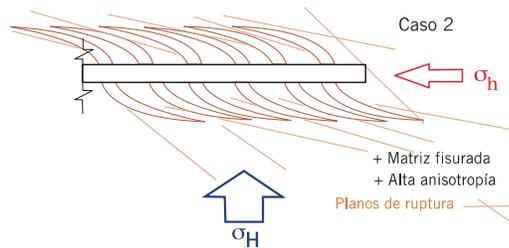


Imagen 18. Fracturas Longitudinales en una matriz de alta anisotropía. (caso shale).

Donde se puede tener como uso de la misma perforación horizontal un objetivo alejado del eje vertical del equipo debido a que la localización se encuentra en una posición en superficie poco accesible o económicamente prohibida.

Cuando se perfora de manera horizontal se tiene acceso por debajo de suelos que se encuentran contruidos o pueden ser hasta tierras donde existan cosechas, perforar en forma paralela a alguna falla. Permite también perforar domos salinos, objetivos costa afuera desde tierra como se muestra en la imagen 19, perforar puntos dulces (sweet points) en yacimientos no convencionales, imagen 20.

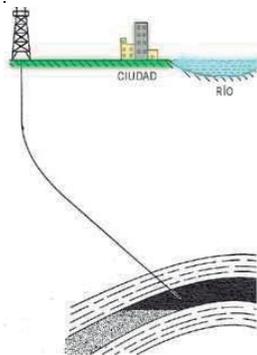


Imagen 19. Localización Inaccesible



El único instrumento que se ha utilizado desde el inicio de la perforación horizontal para medir la inclinación del es el clinógrafo, el cual es capaz de medir de 0° – 8° o 0° – 16° , el cual está formado por un péndulo con una aguja en su extremo inferior y un temporizador encargado de empujar un disco el cual es calibrado contra la aguja para registrar el ángulo del péndulo en reposo, que será la misma inclinación que tendrá el pozo en esa profundidad.

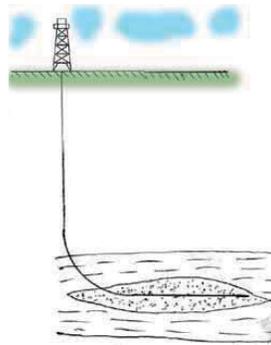


Imagen 20. Perforación en puntos dulces

Llegando a este objetivo determinado después de estudios previos mencionados se puede aterrizar el pozo en la zona planeada previamente. Con la perforación horizontal se persiguen lograr ciertos objetivos los cuales son: incrementar el factor de recuperación y obtener una mayor producción.

En cuanto a soluciones se pueden reducir los problemas de arenamiento y conificación de agua o gas, la producción en zonas de poco espesor donde la perforación vertical es antieconómica ejerciendo así un mejor control y manejo del yacimiento, la inyección de fluidos como método de recuperación mejorada (recuperación térmica), recuperación de petróleo en yacimientos de baja permeabilidad en carbonatos y la recuperación de la inversión en menor tiempo entre algunos de los beneficios.



2.1.4 Perforación Horizontal

La perforación horizontal es una técnica para la extracción de petróleo y gas, y esta se refiere al proceso de perforación de un pozo en paralelo, con el apoyo de tubería flexible, los cuales normalmente deben tener una inclinación menor a los 90 grados en la formación desde el punto en el que la sección curva haya llegado a su inclinación. El proceso se lleva a cabo desde la parte superficial hasta llegar a la parte, del yacimiento en el subsuelo rica en hidrocarburos. Después de haberlo perforado, se desvía el mismo pozo en un plano vertical, de esta manera se realiza una especie de cuña o curvatura para poder introducirse al reservorio donde se encuentran los hidrocarburos, con una entrada con inclinación cercana a una manera horizontal. De esta manera se sigue perforando el agujero hasta el punto exacto o deseado. La perforación horizontal requiere abarcar una mayor longitud que lo que se requiere con una perforación vertical, debido a esta razón las técnicas en esta operación son más elevadas tanto en costo como en tecnología.

“Grado de Dificultad” Direccional / Horizontal”

Clasificación	Grado de Dificultad	Costo Relativo (% sobre un pozo vertical)
VERTICAL	Bajo	0
DIRECCIONAL		
Sencillo	Bajo	25
Doble	Bajo a medio	50
Complejo	Medio	100
Alto alcance	Medio a alto	150
Ángulos altos	Alto	200
HORIZONTAL		
Ángulos cortos	Alto	200
Ángulos y radios medios	Medio a alto	150
Largos radios	Alto	200

Tabla 2. Relación de costos y dificultad entre pozos horizontales y direccionales.

El costo de un pozo horizontal puede ser hasta 200% más caro como se muestra en la tabla 2 tanto como el perforarlo y comenzar su extracción que un pozo vertical. Por su alto costo la perforación horizontal hoy en día es limitada únicamente a situaciones en las que los pozos verticales no serían rentables por costos diferentes y totalmente independientes a la perforación. Cuando la permeabilidad de la matriz es baja en la roca del yacimiento, o cuando exista el peligro de gas o agua que puedan interferir durante la extracción, la perforación horizontal se vuelve una manera totalmente viable como se muestra en la imagen 21.

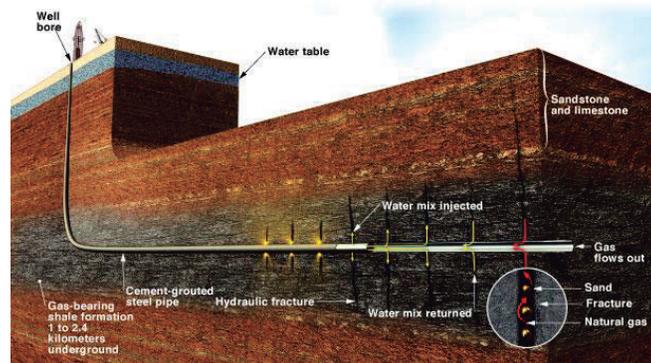


Imagen 21. Esquema sobre la perforación direccional u horizontal

Algunos de los beneficios que se tienen con la perforación horizontal es que debido a que:

-Los operadores son a menudo capaces de explotar un yacimiento con un número significativamente menor de pozos, ya que cada pozo horizontal puede drenar un volumen mayor que un pozo vertical. La superficie total utilizada de una operación de petróleo o gas puede reducirse mediante el uso de pozos horizontales.

-El uso de un pozo horizontal puede disminuir significativamente la aparición de problemas de producción que provocan eficiencias y tasas bajas de producción y/o abandono prematuro. La perforación horizontal puede mejorar significativamente la recuperación de petróleo y gas, así como el retorno de inversión y la rentabilidad total.

-Teniendo el pozo entubado durante la perforación de la sección horizontal permite a los operadores utilizar fluido de perforación de menor densidad. Incluso permite la extracción durante las operaciones de perforación, impidiendo la mayor parte del daño que normalmente se produce cuando la densidad del líquido de perforación debe ser suficientemente alta para mantener la presión pozo mayor que la presión de formación.

-Un uso que se le da muy seguido a la perforación direccional, es la de realizar pozos direccionales de alivio (relief well como se muestran en la imagen 22) donde desde una ubicación segura en la superficie hasta una capa que provoca la necesidad para ahogar un eventual pozo descontrolado un "blow out".

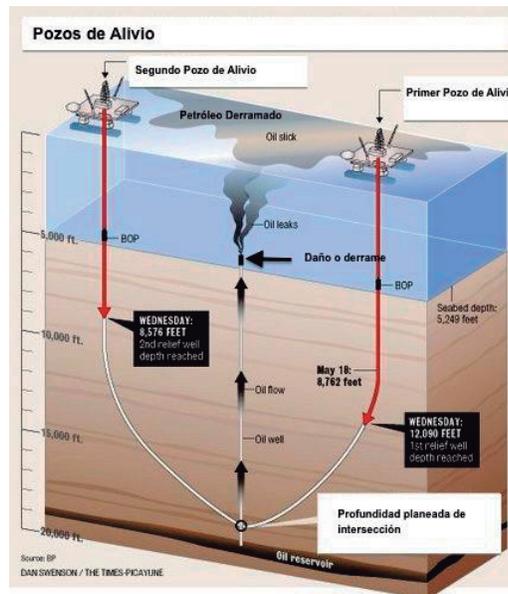


Imagen 22. Perforación de pozos alivio

Hoy en día hay países del Medio Oriente como Qatar, Oman y Abu Dhabi donde existe una gran cantidad de pozos perforados en manera horizontal los cuales abarcan un 80% del total de los pozos, esta tecnología se ha convertido en algo rutinario dentro del plan de negocios.

2.2 Fracturamiento Hidráulico y Fracturamiento Multietapas

El fracturamiento hidráulico se utiliza con la finalidad de crear fracturas en la formación desde el pozo a través de inyectar algún tipo de líquido a altas tasas de presión, permitiendo así el flujo del gas o del petróleo y de esta manera tener un incremento en los volúmenes que pueden ser recuperables como se muestra en la imagen 23. Los pozos pueden ser perforados de una manera vertical a una distancia de cientos de kilómetros por debajo de la superficie de la tierra, y en estos se pueden incluir secciones horizontales o direccionales que se extienden por unos kilómetros.



Por lo general los tratamientos de fracturamiento hidráulico son utilizados para incrementar el índice de productividad en el pozo.

Las fracturas son creadas por un bombeo de grandes cantidades de fluidos viscosos con alto gasto, estos fluidos son inyectados a una presión mayor a la formación. El fluido que es inyectado consiste en una base de agua, junto con algún aditivo químico.

El fracturamiento utilizado en pozos horizontales, se realizaba con tubería flexible (TF) con puentes conectores los cuales daban una desviación de tipo mecánico a través de un libre para de esta manera fracturar correctamente cada una de las zonas que previamente habían sido marcadas o seleccionadas. Este proceso se llevaba a cabo las veces que fueran necesarias realizarlo a lo largo del pozo, lo cual implicaba un gasto elevado y un tiempo extenso, por más que este método resultara totalmente efectivo.

Cuando se trata de yacimientos de baja permeabilidad, los resultados que se obtenían no eran tan buenos cuando se practicaba el fracturamiento hidráulico, por lo cual se tuvo que desarrollar nuevos estudios y así implementar una técnica menos costosa, en donde a partir de un mismo pozo se pueden realizar dos o más fracturas en un intervalo determinado.

Se puede tener una clasificación en cuanto al material empleado para el fracturamiento hidráulico, los cuales pueden ser:

- Fracturamientos hidráulicos ácidos
- Fracturamientos hidráulicos apuntalados

El fracturamiento hidráulico se puede realizar más de una vez, dentro del mismo pozo, esto ayuda a que cuando el daño que presenta la formación se ha rebasado, puede mejorar el índice de productividad.



Los agentes apuntalantes tienen la función de ayudar a mantener la apertura de la fractura, una vez terminado el proceso de inyección del fluido fracturante y es removido del mismo yacimiento. De esta manera pueden fluir los fluidos del yacimiento a través de los canales que fueron creados por la fractura en el yacimiento. La arena de sílice es uno de los apuntalantes más utilizados en los fracturamientos en Estados Unidos debido a su bajo costo y fácil disponibilidad.

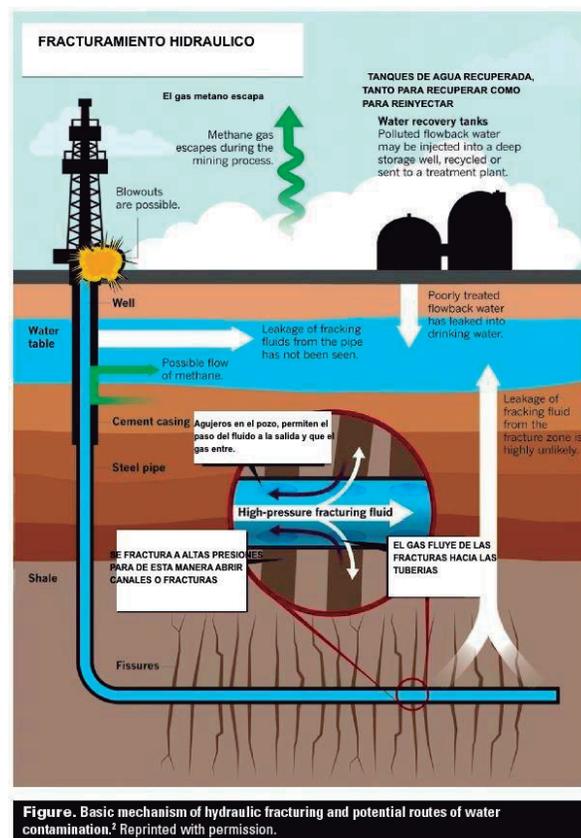


Imagen 23. Funcionamiento del Fracturamiento Hidráulico



Fracturamiento Multietapas

El fracturamiento multietapas consiste en un fracturamiento hidráulico que se lleva a cabo en diferentes etapas simultáneamente en un mismo pozo, esto permite tener una mayor optimización en el trabajo y en el tiempo. Se realiza el proceso al dividir la sección horizontal en diferentes etapas o secciones imagen 24, siempre teniendo en cuenta que para el diseño de cada una de las etapas se harán análisis independientes, utilizando para dividir en cada etapa empacadores y tapones.

La disminución en los costos es lo que hace el fracturamiento multietapas una tecnología bastante viable junto con la disminución en los tiempos de operación y por el aumento de la producción. La parte de costos se encuentra dirigido a que solo se realiza un viaje al fondo del pozo, mientras que en un fracturamiento convencional en cada intervalo que se deseaba fracturar había que realizar un viaje a la vez.



Imagen 24. Fracturamiento Multietapas

A lo largo de las últimas décadas se han probado numerosas técnicas para lograr disminuir tiempos y costos de operación, sin descuidar la parte de producción. La técnica que ha resultado más viable y efectiva en este campo, ha sido la del fracturamiento multietapas. Por lo que las empresas al rededor del mundo han aceptado trabajar con esta tecnología e irla mejorando.

El fracturamiento multietapas también es conocido como estimulación, posee una serie de opciones tanto como en terminaciones, condiciones y en los diferentes tipos de pozos. Este tipo de tecnología es empleada principalmente en pozos nuevos y en campos maduros, con la finalidad de aumentar su producción, así como también incrementar el factor de recuperación en el yacimiento. Este tipo de fracturamiento es implementado en alrededor de 18 países.



2.2.1 Presión de fractura y Presión de cierre

La presión de fractura se refiere a la presión que es necesaria para contrarrestar la presión que es ejercida por medio de la formación, junto con la resistencia matricial de la roca. La presión de fractura es la presión necesaria para mantener abierta la fisura y propagarla más allá del punto de falla.

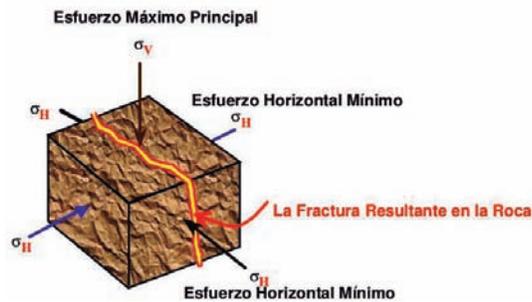


Imagen 25. Presión o gradiente de Fractura

En cuanto más profundo se realiza una fractura, otros esfuerzos de compresión se hacen presentes imagen 25, por lo que en formaciones que son someras las fracturas se hacen de manera horizontal y que la mayoría de las fracturas que son realizadas en aguas profundas se realizan de manera vertical.

Presión de cierre

Es la presión que se obtiene al parar la presión de bombeo (presión de bombeo es la necesaria para extender la fractura, se tiene que mantener el gasto constante.), esto quiere decir que se presenta cuando desaparecen todas las presiones de fricción. Y así quedando únicamente presentes la presión de fractura y la presión hidrostática.

2.2.2 Consideraciones y Ejecución del Fracturamiento

Después que se ha logrado producir una fractura por medio del fracturamiento hidráulico previamente mencionado, se mantiene aplicando presión para hacerla mas grande y extenderla mas allá de la fractura que se logró en un principio, de esta manera se hace un canal de flujo más grande el cual permite conectar las fracturas o



fallas naturales dentro, para que de esta manera se produzca una gran área de drenaje para los fluidos dentro del yacimiento. El efecto que causa el incremento de drenaje de fluidos con el paso del tiempo hace que caiga rápidamente, esto es causado debido a que las fisuras se van cerrando y esto causa que el mismo pozo regrese a su estado original.

Las razones por las cuales se realiza un fracturamiento dentro de un pozo son principalmente para incrementar la producción o seguir desarrollando el pozo. Con una mayor cantidad de datos, mejores serán los resultados que se obtengan durante el fracturamiento. Los datos que son necesarios considerar entre otros son: la continuidad del yacimiento, la fragilidad de la roca, el COT, la mineralogía (refiriéndose al tamaño de la partícula), volumen de agua que se utilizara en la operación, potencia disponible, caudal de bombeo del tratamiento, entre otras consideraciones.

Los factores que afectan la conductividad de una fractura son composición del apuntalante, propiedades físicas, permeabilidad del apuntalante, movimientos de finos en la fractura y la degradación del apuntalante a lo largo del tiempo.

Los apuntalantes se encuentran diseñados para ayudar a soportar y reforzar los esfuerzos de cierre en la formación, por lo que se deben seleccionar conforme a los esfuerzos a los que estarán sometidos y también conforme a la dureza de la roca. Para abrir y propagar un fracturamiento hidráulico, debe rebasarse los esfuerzos in situ. El tipo y tamaño de apuntalante se determina con base al costo-beneficio. Los apuntalantes con mayor tamaño proporcionan un mayor empaque, lo cual se ve reflejado en ser mayor permeable debido a que la permeabilidad aumenta con el cuadrado del diámetro del grano.

Los apuntalantes grandes presentan un mayor problema con su colocación por dos razones principales: requiere una fractura ancha debido a los granos mayores y el ritmo de la colocación de las partículas aumenta el incremento del tamaño. En la imagen 26 podemos observar los tipos de apuntalantes más utilizados en México y Estados Unidos.

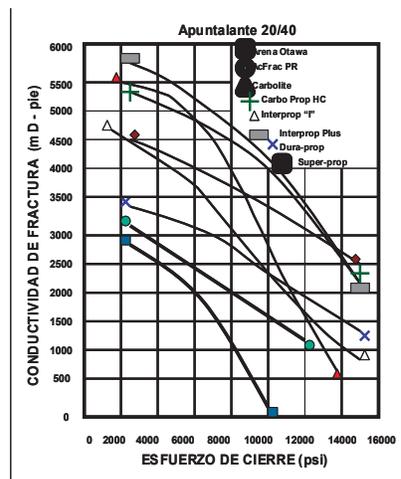


Imagen 26. Apuntalantes más utilizados en México y Estados Unidos

Para que no se tenga un cierre de fracturas, se puede inyectar un fluido dentro de la fractura junto con el apuntalante, este nos ayudará a detener las paredes abiertas dentro de la fractura. En el transcurso de esta operación, el bombeo del fluido se hace de una manera secuencial.

Para tener un control completo de la operación, se debe tener un constante conocimiento de los valores tanto de la presión, gasto, tiempo, la forma en que se está inyectando tanto el apuntalante como aditivos y las condiciones con las que se encuentra el fluido que se encuentra realizando la fractura. Junto con la presión de cierre, las presiones que se tienen que estar verificando son las siguientes:

- Presión de Rotura: la cual se encuentra referida al punto donde la formación se fractura y se rompe.
- Presión de Bombeo: es la presión que se requiere para que se pueda extender de manera constante la fractura, y así mantener un gasto constante.

En conjunto con las presiones que se deben estar verificando, también se debe tener un registro del gasto que se lleva en la operación, el cual se encuentra relacionado directamente con el tiempo de bombeo, y esto a su vez conforma el volumen total del fluido, que se refiere directamente al tamaño en la fractura que se ha realizado



previamente. Por otra parte el gasto que se encuentra relacionado con la presión, es resultado de la potencia hidráulica que es necesaria para y durante el bombeo. La presión de fractura puede variar durante la operación completa.

Cuando es sometida una roca a fuerzas de compresión o de tensión se puede crear una falla. Una falla por medio de tensión se produce cuando un esfuerzo efectivo y mínimo en la pared del pozo es mayor al de la resistencia ejercida por la tensión de la roca.

Algunos de los parámetros que deben ser considerados para el diseño en un fracturamiento deben ser:

- Altura: Esta propiedad es la que se encarga de controlar los diferentes esfuerzos *in situ* que se encuentran dentro de los estratos, en donde se va a realizar el fracturamiento.
- Modulo de Young: Se refiere a la resistencia que presentara la roca a ser deformada.
- Perdida de fluido: Se encuentra relacionada con la permeabilidad de la formación, junto con las características del fluido con el que se va a fracturar la formación y el filtrado.
- Factor de intensidad de esfuerzo crítico (toughness): En este punto domina la presión que es requerida para incrementar la fractura, se puede considerar como un tipo de resistencia por parte de la fractura.
- Viscosidad del fluido: Esta propiedad se ve involucra, la presión neta de la fractura, la perdida del fluido y el transporte del apuntalante.
- Gasto de la bomba: Esta propiedad afecta desde que comienza el proceso hasta el final.

2.2.3 Dirección de la Fractura

La dirección u orientación de la fractura se encuentra muy ligada al estado original *in-situ* (esfuerzos *in situ*: esfuerzos intrínsecos por parte de la roca.), y al mecanismo que genera la fractura.

Los campos de esfuerzos locales, determinan tanto el tamaño como orientación de la fractura, este campo de esfuerzos se encuentra determinado generalmente por esfuerzos de compresión perpendiculares entre si. Estos esfuerzos de compresión



son determinados por el régimen tectónico de la zona, la profundidad a la cual se va a realizar la fractura, la presión de poro y las propiedades que tiene la roca.

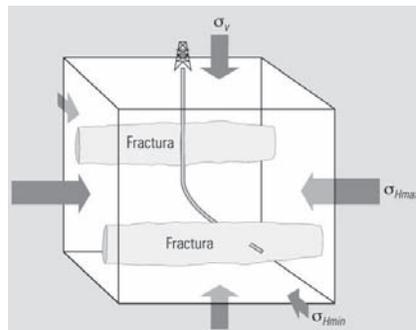


Imagen 27. Esfuerzos locales de las Fracturas hidráulicas

Estos esfuerzos locales son los encargados de controlar la dirección de propagación de las fracturas hidráulicas, las fracturas hidráulicas toman camino en dirección a donde se opone o encuentra menor resistencia (imagen 27). Si el esfuerzo de sobrecarga, es el esfuerzo de compresión principal, la fractura es en una dirección vertical y se extiende o propaga en sentido paralelo al esfuerzo horizontal máximo.

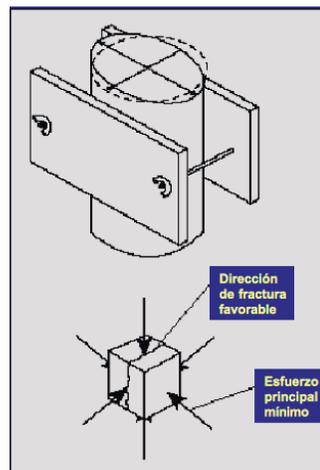


Imagen 28. Dirección de la fractura creada por la tensión



En el caso de que la fractura hidráulica se genere por medio de tensión, la dirección de la fractura será en dirección perpendicular a la de la tensión como se encuentra ilustrado en la imagen 28, de forma muy independiente al tipo de terminación que se tenga incluyendo la orientación que tengan los disparos.

2.3 Evaluación del Fracturamiento

Para un trabajo sobre fracturamiento dentro de la industria petrolera, se debe llevar a cabo la evaluación sobre el diseño, operación y ejecución del trabajo o tipo de fractura que se llevará a cabo en cada uno de los pozos o proyectos que se tiene.

Un trabajo de evaluación se realiza con un objetivo, el cual debe ser que la operación tanto en el pozo como en la fractura sean de una calidad mejor a la cual se ha realizado previamente en otros pozos, de esta manera se logra evitar fallas en operaciones posteriores, así como de estimulación y por consiguiente de producción.

La evaluación en los tratamientos de una medición de mayor calidad en el diseño y en la ejecución del fracturamiento en pozos es determinada una vez que la operación ha sido finalizada. Estos resultados de las evaluaciones sirven como un rango de los datos que son registrados como una base de datos de experiencia las cuales funcionarán, y podrán ser utilizados como referencia para futuras operaciones.

Cuando una evaluación es llevada de manera correcta permite mejorar la productividad del pozo; por medio de la fractura y de esta manera reducir los costos e incrementar la eficiencia. Una evaluación concluye cuando se han realizado y concluido las fracturas contenidas dentro del yacimiento.

Dentro de la evaluación de la fractura se pueden tomar dos etapas, donde la primera es de manera inmediata después de la operación de fracturamiento y se puede definir como una evaluación de tipo mecánica; esto quiere decir que se evalúa durante la operación trabajando con datos como el de la presión, caudales y de localización, estos son comparados con los datos de diseño dados por el simulador, así de esta manera se logra verificar la eficiencia del fluido.

La segunda etapa de la fractura se realizará posteriormente, después de haber logrado estabilizar el yacimiento, esto quiere decir que el pozo ya tiene una historia de producción, así de esta forma se tratará de determinar datos como cual es la correcta



conductividad, la geometría. Dentro de esta etapa la evaluación se lleva a cabo en un ensayo de producción, es de manera imperativa evaluar el diseño, para que de esta forma se puedan mejorar los tratamientos en los próximos pozos.

Todos los trabajos de diseño se deben evaluar, tanto aquellos donde se observaron problemas o dificultades con el diseño, como también en aquellos que parecen haber sido hechos según se diseñaron.

2.3.1 Tortuosidad

La tortuosidad es una desviación que se presenta en el sistema poroso con respecto a un sistema ideal de tubos capilares.

La tortuosidad se refiere al recorrido que realiza un fluido desde el wellbore (wellbore: agujero que se perfora en el yacimiento para alcanzar las reservas) hacia la parte principal de la fractura, imagen 29. La tortuosidad se ha identificado como un fenómeno importante el cual podría iniciar algún tipo de fractura.

La tortuosidad es una dificultad, debido a que la fractura empieza a buscar la dirección donde se presenta el máximo esfuerzo, debido a que en un inicio se genera en cualquier dirección que puede ser completamente otra a donde se encuentra el máximo esfuerzo.

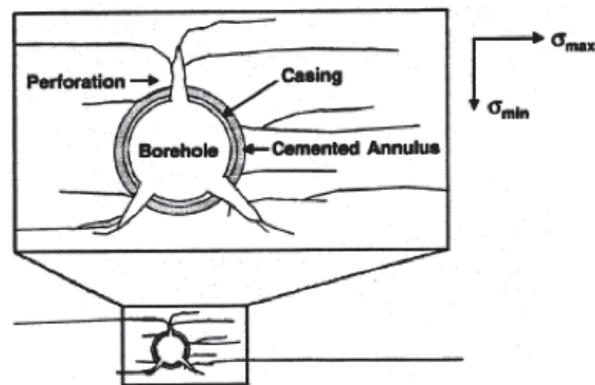


Imagen 29. Efecto de la tortuosidad cerca del pozo.



La tortuosidad genera consecuencias, tales como :

- Incapacidad de bombear el tratamiento para la fractura en algunos pozos.
- Múltiples fracturas
- Genera una cementación pobre
- Pozos desviados

La propiedad de la tortuosidad es difícil de predecir, pero fácil de tener una estimación. Esto se puede realizar usando un cambio en las tasas de flujo. El fracturamiento hidráulico es la completa comunicación del pozo a la fractura, como de la fractura al pozo en la producción post fractura, pero esta comunicación no ocurre dentro de los pozos desviados, esta comunicación que es muy lenta y pobre es debida al efecto de tortuosidad, y esto puede generar intensos efectos para la post fractura y esto a su vez es relacionado a :

- La desviación del pozo con respecto a la vertical
- La diferencia entre la dirección del pozo y el camino elegido por la fractura

La tortuosidad dentro de los pozos desviados puede generar problemas en el bombeo del fluido con el cual se va a fracturar, el análisis de minifrac y en la producción post fractura.

2.3.2 Calibración Post Fractura

Para la calibración dentro de la post fractura, tenemos que contemplar la comunicación que hay entre el pozo y la fractura, donde se pueden presentar diferentes tipos de casos.

Como por ejemplo donde el pozo es paralelo a la dirección del máximo esfuerzo horizontal y paralelo al camino preferente a la fractura, donde la dirección que tendrá la fractura será la trayectoria que tenga el pozo, y para casos prácticos, el comportamiento que adquiera la fractura será muy parecido al comportamiento en pozos verticales.

Existen otros tipos de modelos los cuales se pueden observar dentro de la siguiente imagen 30, y se puede observar que son:

1. Una fractura la cual se va inclinando gradualmente a la dirección de su



- preferencia.
2. Una fractura paralela al pozo, la cual se va dirigiendo a su dirección de una manera más abrupta. La cual lo único que generara es mayores problemas de bombeo y una limitada producción post fractura.
 3. Fractura que corta por completo la dirección y el plano horizontal del pozo. Donde se generan pérdidas de presión significantes debidas a la fricción y tortuosidad principalmente, y esto implica una comunicación disminuida o limitada en el pozo para la producción post fractura.
 4. Múltiples tipos de fracturas cortando el plano del pozo, este tipo de fracturas llegan a ser muy estrechas lo cual hace que al pasar el tiempo se cierran, y hace que el tratamiento sea casi imposible, este tipo de comportamiento incrementa las pérdidas de fluido.

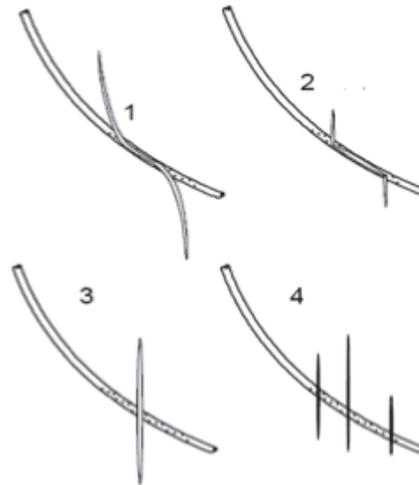


Imagen 30. Tipos de modelos de fracturas

En el peor de los modelos donde una fractura corta por completo el pozo, la altura de la comunicación se puede utilizar para tener un parámetro para medir el efecto de post fractura. El efecto de la desviación afecta en la producción post fractura, reduciendo de una manera drástica la producción deseada o esperada con la fractura.

Dentro de la siguiente gráfica mostrada en la imagen 31, se puede observar que en las desviaciones mayores a 10 o 15 grados el efecto es mayor, prácticamente



anulando el fracturamiento y todos los efectos positivos que pudiera tener para la producción. También se puede sacar de esta gráfica la importancia de la desviación del pozo durante la estimulación.

El comportamiento de post fractura de cada formación se verá afectado por la desviación crítica de la fractura; esta fractura puede ser desviada o inclinada ligeramente en la cercanía del pozo y de esta manera lograr una plena comunicación entre está y el pozo.

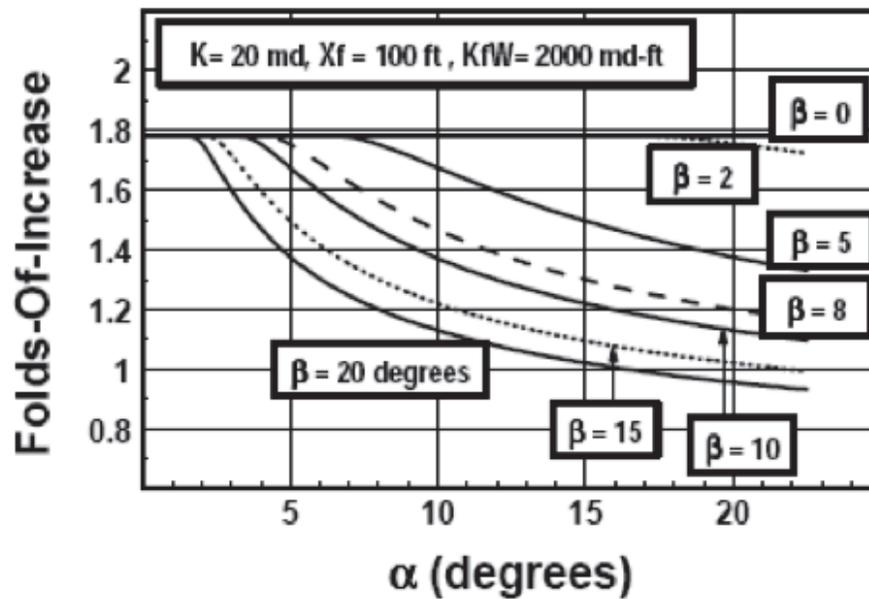


Imagen 31. Gráfica del incremento de producción post fractura vs ángulo de desviación del pozo



2.4 Calidad de Terminación

La terminación de un pozo es necesario para echar a andar la producción del mismo, ya que es el camino o la conexión que se tiene entre el yacimiento con el pozo por esta razón es de suma importancia seleccionar adecuadamente la terminación del pozo que haga dar la mayor producción conforme a las características del yacimiento, y de esta manera evitar los daños tanto al pozo como al yacimiento. Los tipos de terminación se eligen dependiendo las características que mejor satisfacen a los yacimientos y a las necesidades que se tienen sobre estos, se pueden clasificar en varios tipos de terminación como:

- Terminación con agujero descubierto
- Terminación con agujero revestido
- Terminación con tubería ranurada no cementada
- Terminación sin tubería de producción (Tubingless)

En general las terminaciones en una formación de shale gas pueden ser en agujero descubierto o agujero revestido. Dichas terminaciones deberán ser seleccionadas en función de la formación de shale gas y del área en específico; de su sensibilidad respecto a la profundidad; de la complejidad de los requerimientos de la operación; de la capacidad de descarga de fluido del pozo; de si es necesario un sistema artificial de producción; y la más importante, de su compatibilidad con el fracturamiento multietapa. La terminación operativamente más adecuada es la primera. Desde el punto de vista de producción no hay gran diferencia entre los dos tipos de terminación, pero desde el punto de vista económico hay muchas diferencias, siendo la terminación con agujero revestido la menos costosa (Flatern, 2012).

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, y ha de ubicarse su dirección para interceptarlas con los pozos. Para su explotación es necesaria la creación de fracturas mediante el proceso de fracturamiento hidráulico, en el cual se bombean agua, arena y otros elementos para generar dichas fracturas y mantenerlas abiertas. Se necesitan fluidos especiales que ayudan al diseño y longitud de la red de fracturas, aditivos especiales y enormes volúmenes de agua se bombean a la formación desde pozos horizontales que alcanzan largas distancias (Schlumberger, 2014).

La geonavegación es uno de los factores de éxito en la trayectoria a través de la formación de interés y en la terminación del pozo, como se verá en el siguiente capítulo.



2.4.1 Geonavegación

La geonavegación es también conocida como geo-posicionamiento es el proceso mediante el cual se coloca un pozo en una formación con horizontes específicos de acuerdo a una estrategia predefinida con el único objetivo de ubicarlo de forma óptima el pozo en tiempo real, incrementando la producción y optimizando la perforación de una forma correcta (imagen 32). Este proceso sirve para guiar los pozos a sus destinos geológicos óptimos, en vez de dirigirlos a ubicaciones que por su posicionamiento han sido geoméricamente predeterminados y los cuales no sean posiblemente las condiciones óptimas.

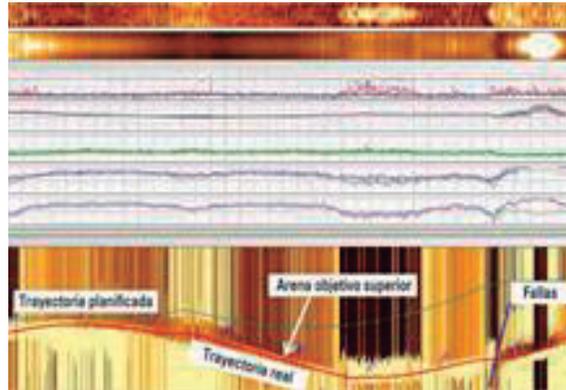


Imagen 32. Imagen de geonavegación

La geonavegación aumenta el porcentaje a garantizar que los pozos que son perforados de manera horizontal y muy inclinados alcancen los objetivos deseados y predeterminados, encontrándose dentro de los rangos de límites de los mismos. Las mediciones que se realizan cerca de la barrena o limite sirven para determinar el momento exacto donde conviene dejar de perforar, y entonces comenzar a colocar el revestidor y de esta manera realizar la extracción de núcleos (a este proceso se le conoce como Geostopping) en las óptimas y adecuadas condiciones, este proceso se muestra en la imagen 33.

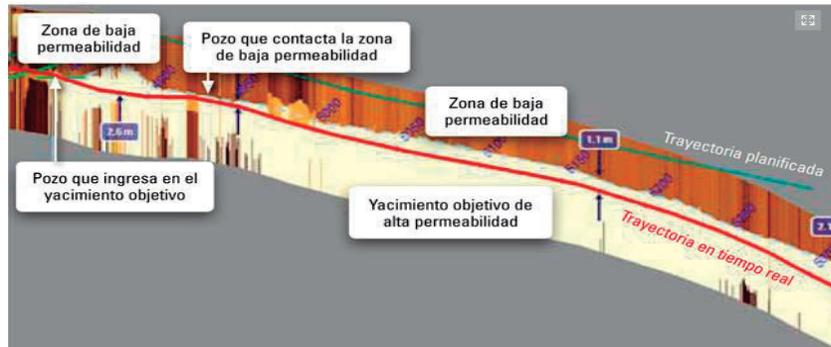


Imagen 33. Panel donde se muestra en tiempo real la trayectoria del pozo (color rojo) en comparación con la trayectoria planificada (color verde).

7 Ud. 3. Impacto Ambiental en la producción de Shale gas

En las últimas décadas ha tomado un mayor auge la explotación de gas no convencional. La evolución del gas no convencional tiene algunas características y requisitos particulares, por lo que se tiene mayor riesgo en causar daños al medio ambiente e impactos sociales.

La principal razón por la que se tiene mayor riesgo en el impacto ambiental, cuando se explotan recursos no convencionales es debido a que las formaciones donde se encuentran son de muy bajas permeabilidades como se mencionó en capítulos anteriores, debido a esto las actividades tanto de perforación como de producción requieren mayor tecnología, y esto hace que se tenga una mayor invasión, y esto a su vez presenta un mayor daño al medio ambiente.

Anteriormente esta característica se veía reflejada en la necesidad que se tenía para perforar más de un pozo cuando se trataba de recursos no convencionales (imagen 34), donde tratándose de un campo convencional en tierra se requiere un pozo por menos de 10 kilómetros cuadrados, y en el caso de un no convencional se requería más de un pozo por kilómetro cuadrado como se observa en la imagen



Imagen 34. Pozos perforados en un campo de no convencionales en un área de 20 km²

Estudios han comprobado que en los próximos 20 años los gases de efecto invernadero que se producen al explotar el shale gas podría ser al menos 20% mayor al que se desarrolla por medio del carbón.

Otra característica importante es el uso de fracturamiento hidráulico, donde antes este procedimiento era utilizado como una medida de estimular el pozo en yacimientos convencionales cuando ya se encontraba en su proceso de declinación, en cambio en la mayoría de los yacimientos no convencionales se necesita desde un principio como forma de crear flujos requeridos en el pozo, esta técnica genera una serie de problemas ambientales, en los que se puede presentar el agotamiento de agua dulce y la posible contaminación de acuíferos y mantos de agua superficiales.

La producción de gas no convencional, también aporta gases de efecto invernadero y esto afecta la calidad de aire en el área. Como se mencionó anteriormente esto a su vez genera compuestos orgánicos volátiles y gases metanos que contribuyen al smog y CO₂.



3.1 Precauciones a tomar en tema del medio ambiente

El principal problema que se presenta en un proyecto de shale gas, es la gran cantidad de agua que se utiliza durante el fracturamiento hidráulico, y que normalmente no se le puede dar usos alternativos tanto en la actividad agrícola o para el uso del mismo ser humano, debido a que esta contiene muchas bacterias y agentes toxicológicos. La principal precaución que se debe tomar en cuenta es que el proceso de explotación de shale gas, es que el agua residual es desechada y no reciclada. Otra preocupación que se tiene en relación al agua residual, es que una vez desechada a la superficie, es que se filtre y afecte acuíferos que se encuentran a poca profundidad. Otro punto a tomar en cuenta es que muchas formaciones de shale gas se encuentran cercanos a los acuíferos de agua potable, y debido a que los químicos que se inyectan a los yacimientos, contienen cerca de 750 tipos de químicos, los cuales no se conoce su composición debido a que se encuentran protegidos por las leyes de propiedad intelectual, no se conocen los daños o impactos que pueden causar al medio ambiente.

Tenemos que tener en cuenta los riesgos ambientales y sociales que producen el explotar el gas no convencional (shale gas), se deben tomar las medidas adecuadas desde el principio para producirlo y planear un proyecto de recursos no convencionales, porque como se ha mencionado anteriormente es mas riesgoso en cuanto a todos los temas. Se pueden tener ciertas medidas o reglas para producir el gas no convencional alrededor del mundo, y hacer responsables a los políticos, reguladores y operadores para enfrentar y tener siempre en cuenta los impactos ambientales y sociales que pueden causar estas operaciones. Siempre sin perder en cuenta, que por mas que se tengan medidas o reglas, no se podrán reducir a cero los impactos sobre el medio ambiente.

Las medidas que se deben tomar antes de comenzar un proyecto son :

- Integrar a la comunidad para darles la pauta de poder aclarar cualquier duda, comentario o sugerencia que se tenga, para llegar a un acuerdo. Jámás escondiendo información de fondo.
- Establecer bases para los indicadores ambientales, como es la calidad en el agua subterránea, antes de comenzar cualquier tipo de actividad y continuar



durante las operaciones. Siempre tener en cuenta los indicadores con el propósito de tener un punto de referencia en el cual basarse.

- Medir y tener un control en cuanto al uso de agua, durante las operaciones. Los datos claros durante toda la operación, permitirá la confianza del público y las comunidades aledañas. La claridad de los recursos químicos que se están utilizando para los procesos de fracturamiento hidráulico y los volúmenes que se utilizarán durante el tratamiento, para poder tratarlos y eliminarlos de la manera adecuada, y causar el mínimo de daño al ambiente.
- Reducir de la menor manera las operaciones, siempre sin perder de vista las responsabilidades sociales y ambientales que se tienen, de esta manera lograr que los beneficios económicos sean también para la comunidad. Lograr que los operadores siempre deben de ir más allá de las precauciones y marcos legales durante las operaciones, así demuestran su dedicación y compromiso con el desarrollo local y protección al medio ambiente.
- El lugar donde se va a llevar a cabo la perforación es un punto muy importante, debido a que se debe tener en cuenta si la zona es poblada, el medio ambiente y la ecología de la zona local, la infraestructura en cuanto a los caminos y si hay acceso fácil. La preocupación en este punto de la planeación por el suelo y la geología puede ser algo muy importante que a lo largo del desarrollo del proyecto minimizará problemas.
- Considerar mínimas y apropiadas limitaciones para la profundidad del fracturamiento hidráulico para de esta manera lograr la confianza de la gente que la realizará, debido a que cuando un pozo de shale gas se encuentra comunicado con acuíferos de agua dulce debido a la geología del lugar, la operación del fracturamiento hidráulico está prohibida por el riesgo que conlleva.

Tomando siempre medidas para poder prevenir cualquier tipo de problemas durante el fracturamiento, y esto requiere un compromiso de todas las



empresas que se encuentran dentro del proyecto, teniendo siempre en un personal capacitado y con equipo de apoyo inmediato para problemas inesperados.

- Los gobiernos siempre deben asegurar que hay una base de conocimientos amplios sobre los aspectos ambientales y técnicos, del desarrollo de un pozo de shale gas, que se tiene de datos de concretos y con la ciencia mas desarrollada. Bien financiado un proyecto, juntos con los reguladores adecuados, debe generar un proyecto exitoso de shale gas.

La aplicación de estas reglas se tiene que llevar acabo por medio de los gobiernos y la industria. Por otra parte la responsabilidad de sostener la confianza con el público o las comunidades, cae por completo en la industria, y el gobierno es el que se encarga en poner marcos regulatorios y castigar a la industria de una manera correcta si es necesario. Las condiciones y reglas que se estipulan dependen de cada país y gobierno, incluyendo los marcos jurídicos, la geología del suelo y subsuelo en cada país junto con la política, el uso del suelo y la disponibilidad de agua dentro del país son de los temas mas relevantes que se deben tener en cuenta para la aplicación de las leyes o normas que se ponen.

El desafío mas importante que se presenta es encontrar un equilibrio entre la necesidad que se tiene para minimizar los impactos ambientales y sociales, fomentando a la vez el desarrollo responsable de la economía local y nacional, junto con desafío que enfrentarán con respecto al agua y su contaminación. Donde se tendrá un requerimiento de una toma de datos mu estricta, seguimiento en la necesida del agua junto con la medición en la calidad del agua.



3.1.1 Aplicaciones en la industria petrolera

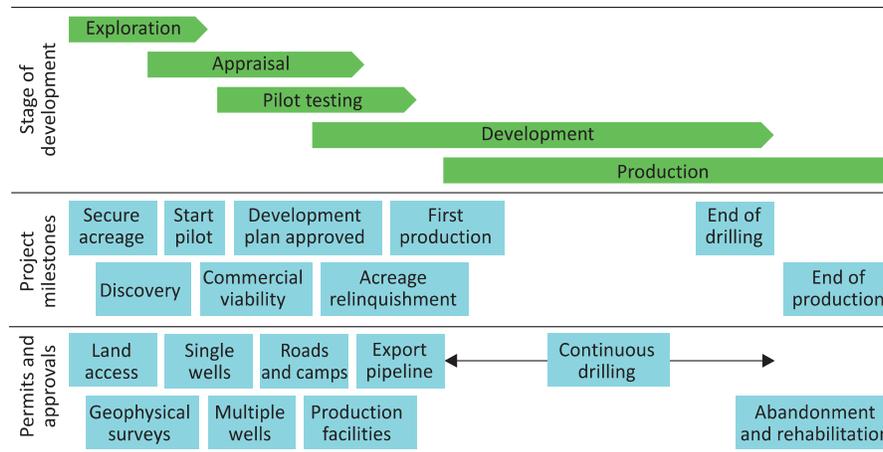


Imagen 35. Etapas para el desarrollo de un proyecto de Gas no convencional

Las diferencias entre el desarrollo de un proyecto de recursos convencionales y no convencionales, es tomado en base en que tan efectivo ha sido diseñado los marcos legales y reguladores para la explotación de los mismos. Cuando se trata de recursos convencionales generalmente siguen una secuencia bastante bien definida, en diferencia a las fases de desarrollo en recursos no convencionales donde las fases suelen ser no tan claras por los inconvenientes que se pueden presentar con mas frecuencia. Las etapas con más dificultad en el desarrollo de un proyecto de un recurso no convencional, aumenta la complejidad para la interacción entre la gente que se encuentra operando y los sistemas de regulación. durante todo el proyecto.

La industria en general debe proveer y contribuir para demostrar todos los beneficios que conlleva la explotación de gas no convencional, fuera del tema social y ambientalista. Demostrar que también estos temas son analizados y planeados de manera adecuada en cada una de las etapas de los proyectos que se desarrollarán, siempre considerando inconvenientes como se muestra en la tabla de la imagen 35.



El mayor reto es asegurar que se manejan los mayores estándares para esta planeación y explotación, junto con que la sociedad alcance a ver que el interés que se tiene en este tipo de temas es amplio e igual al de la sociedad.

Los costos que conlleva todo este tipo de cuidados y precauciones, puede aumentar el costo un 7% del costo final tanto en perforación como en terminación para un pozo de shale gas. Este aumento en los costos puede disminuir si se contempla desde el inicio del proyecto y en el desarrollo completo. Los principales costos en un pozo de shale gas son la plataforma, servicios de perforación y el fracturamiento hidráulico requerido en el pozo. Un típico pozo de shale gas en tierra tiene un costo de alrededor de 4 millones de dolares para construirlo, y variando la profundidad y la presión que son requeridos en el pozo puede hasta duplicarse el costo de este. El costo de un par de etapas durante el fracturamiento hidráulico puede añadir al costo del proyecto entre 1 y 4 millones de dolares, al costo total. En la mayoría de yacimientos no convencionales, existe en la actualidad un considerable ahorro en los costos en conjunto con los países con mayor economía. Ya que no es lo mismo perforar un pozo de shale gas en Estados Unidos que en Polonia, donde se duplica por completo el costo del proyecto.), la tecnología y la ubicación del fracturamiento hidráulico junto con el número de etapas.



7 Ud. c 4. Economía de un pozo de Shale gas y su desarrollo en el sector

La industria petrolera mundial tiene la economía enfocada en el mercado de shale gas, porque en el transcurso de 5 años han tenido un gran desarrollo y crecimiento dentro de la industria. Lo que ha permitido que tenga un gran auge y crecimiento en el sector son sus bajos costos energéticos y esto mismo representa una gran ventaja en la competitividad en la industria manufacturera en México, y todos estos efectos se ven reflejados debido a la gran explotación que esta teniendo el shale gas en Estados Unidos. Ya que Estados Unidos ha llegado a convertirse en uno de los principales exportadores de shale gas en el mundo y tiende a convertirse en el número uno, dentro de unos 2 o 3 años.

Las reservas en Estados Unidos están garantizadas hasta el año 2030, lo cual conlleva una gran cantidad de gas a bajo costo.

Por otro lado en México se encuentra en el cuarto lugar mundial de reservas en shale gas con un total de alrededor de 681 millones de pies cúbicos de gas. Sin embargo la infraestructura que se tiene por el momento en México es ineficiente para su explotación. Mientras que en Estados Unidos se cuenta con 17 900 pozos de shale gas en operación, México únicamente cuenta con 7 pozos exploratorios, de los cuales solo 2 de ellos son económicamente rentables.

4.1 Costos asociados a un pozo exploratorio

Un pozo típico de Shale gas perforado en la zona de Eagle Ford y Haynesville, en los Estados Unidos dependiendo la cantidad de agua requerida para el fracturamiento hidráulico, las etapas que se requerirán y la profundidad en que se perforará puede tener un costo estimando de cerca de 8 millones de dolares, donde el tiempo en que se llevará acabo la perforación será de un mes aproximadamente y un mes más donde se terminará para comenzar a producir.

Otro punto a tener en cuenta es el territorio o zona donde se va a perforar ya que será un costo de terreno y estos derechos son necesarios negociarlos tanto con los propietarios como con la gente del gobierno, donde pueden variar. Además de que la persona dueña del territorio tiene el derecho a recibir un porcentaje del gas producido antes de los gastos finales e impuestos, las regalías del propietario del terreno se calculan a partir del precio promedio anual del gas. Los porcentajes recibidos varían



entre un 13 a 18%. Toda esta información es relacionada a Estados Unidos, debido a que en México todo lo que se encuentra en territorio nacional es del gobierno.

También se deben tener en cuenta los costos previos que se tienen para la preparación de la perforación del pozo, como por ejemplo la construcción de los caminos para el transporte tanto de los trabajadores como de los suministros, la nivelación del terreno donde se trabajará o se llevará a cabo la explotación junto con la remoción de escombros que se presenten, la construcción de estanques revestidos los cuales permitirán retener los líquidos que se requieran durante y después del fracturamiento hidráulico (fracking) que también conlleva todo el manejo de aguas residuales, la construcción de la plataforma donde se llevara la perforación; aquí es de suma importancia llevar a cabo todo lo relacionado a la recuperación y mantenimiento de las zonas aledañas para de esta manera evitar la erosión del suelo lo cual puede resultar muy perjudicante en un futuro. Estos costos giran alrededor de los 400 000 dolares tanto en México como en los Estados Unidos

Los permisos para el proceso de perforación y extraer el gas son permisos que se dan por alrededor de 5 años, los cuales se pueden extender con renovación automática, estos permisos varían su precio dependiendo la longitud de estos, para tener una idea un pozo que tiene 10 000 metros de longitud cuesta alrededor de 2 600 dls. Al igual que en México, en los Estados Unidos los operadores deben obtener los permisos que son otorgados por el departamento de protección ambiental, esto los axorta a tener problemas mayores o futuros, en Estados Unidos también se debe depositar una fianza por el abastecimiento de agua lo cual es una medida por el agua que es utilizada durante el fracturamiento hidráulico, hay otro permiso que conlleva las normas durante la perforación y también para la clausura o el cierre del mismo. Los precios sumando los permisos, las fianzas y todo lo previo a la perforación de pozo.

Los costos relacionados a la perforación representan un 40% de los costos totales en el proyecto general, por lo general dentro de estos gastos se incluyen los costos que se relacionan a las simulaciones de las formaciones de lutitas o shales. En algunos casos estos costos se estiman en 4.5 millones de dólares. Los gastos de producción y uso de redes de gas incluyen los gastos por arrendamiento y los costos de mano de obra durante la explotación, reparación y mantenimiento de los pozos.



4.2 Plan de desarrollo en un sector

Un plan de desarrollo en el caso de un pozo de shale gas consiste principalmente en 5 fases o estrategias, las cuales se dividen o se deben implementar correctamente para tener un exitoso proyecto y son las siguientes:

1. Se debe considerar tener un plan de desarrollo ambiental y social.
2. Planificación de las tecnologías utilizadas durante el proyecto a desarrollar.
3. Diseño de proyectos de prevención y cuidado sobre el medio ambiente.
4. Establecer mejoras en las prácticas sobre cuestión ambiental
5. Prever y fortalecer las normas ambientales.

Plan de desarrollo ambiental y social

Consiste en la evaluación sobre las cuestiones ambientales, antes de tener en marcha la exploración y producción junto con el análisis completo de todas las situaciones que comprende esta parte del proyecto, tales como tener en cuenta el marco jurídico ambiental del país en el cual se realizara la explotación, junto con las prevenciones de:

- Disponibilidad y calidad del agua donde se desarrollara una recopilación de datos sobre el tipo, volumen y calidad del agua tanto en sitios superficiales como de tipo subterráneos con el fin principalmente del fracturamiento hidráulico.
- Evaluación en las condiciones del suelo y subsuelo, que consiste en algo sumamente importante y con un grado de complejidad alto el diagnostico que se llevara a cabo, por lo que se debe realizar en dos fases principalmente, donde la primera por lo general se enfoca en las características ecológicas que existen tanto en el suelo como el subsuelo, mientras que la segunda fase se lleva a cabo una vez determinadas las tecnologías que se utilizaran en el proyecto, para poder determinar el tipo de parámetros más apropiados que se tendrán que aplicar durante el desarrollo; tales como son la contaminación durante la explotación y producción de shale gas.
- Evaluación de la calidad del aire, donde se realizara un monitoreo sobre la calidad del aire, junto con la implementación de laboratorios de tipo móvil los cuales registran las concentraciones de contaminantes atmosféricos tales



como Dióxido de Azufre (SO₂), Ácido Sulfhídrico (H₂S), Dióxido de Nitrógeno (NO₂), Monóxido de Carbono (CO), Ozono (O₃), principalmente.

- Evaluación de riesgo ambiental y a la salud donde se debe identificar a las poblaciones humanas, flora y fauna que pueden ocasionarle algún daño.
- Evaluación de la percepción social donde se realiza para identificar la población cercana a la zona de interés, a fin de contar con la información necesaria que permita clasificar de manera correcta las posibles inquietudes que se tengan durante el desarrollo del proyecto.

Planificación de tecnologías.

Consiste principalmente en planificar adecuadamente las tecnologías que se utilizarán durante el proyecto que se va a poner en marcha junto con las prácticas ambientales adecuadas que se llevaran a cabo durante y antes del proyecto. Una estrategia adecuada es llevada de la manera correcta cuando se capacita una manera adecuada al personal que va a laborar y participará durante el proyecto.

Como objetivo principal se debe tener en cuenta minimizar al mayor grado los impactos ambientales junto con los sociales, que se desarrollarán durante la exploración y producción del pozo de shale gas. Los principales puntos que no se pueden perder de vista son los siguientes: el monitoreo para conocer la calidad en el aire, el manejo de materiales residuales y peligrosos, el uso adecuado durante el fracturamiento junto con su manejo después de haberla utilizado, la prevención de la contaminación que se pueda tener en el suelo y como consecuencia en los subsuelos y acuíferos cercanos, la salud de las poblaciones cercanas, el riesgo ecológico en cuanto a materia ambiental.

Diseño de programas para el cuidado y prevención en materia ambiental

Esta práctica consiste en evaluar y poner en marcha los planes que se desarrollarán para el cuidado ambiental y social, durante los procesos de perforación y terminación en un pozo de shale gas. Los programas que se desarrollaran incluyen los siguientes puntos que permitirán tener un manejo óptimo y adecuado tal como el manejo adecuado e integral del agua, al igual que las consideraciones hacia la calidad del aire.



Se realiza el estudio adecuado para conocer la disponibilidad del agua, en áreas cercanas al proyecto junto con el volumen, tipo y calidad de la misma, Una vez obtenida esta información se puede comenzar a planificar la selección de tecnología que se utilizará durante el fracturamiento hidráulico. Se debe tener una adecuada selección de las mejores tecnologías para el tratamiento de aguas residuales que generalmente es ocasionado por el fracturamiento.

En cuanto a la calidad del aire se recuperarán todos los datos que tengan que ver con los impactos ambientales relacionados con la explotación en campos de shale gas, es necesario el desarrollar programas ambientales para de esta forma monitorear los contaminantes atmosféricos tales como los gases de efecto invernadero o emisiones contaminantes.

- Manejo correcto en materiales y residuos químicos los cuales se deben manejar de una manera especial.
- Protección de la vida silvestre.
- Planificación adecuada de cómo proteger y prevenir cualquier problema con el suelo, subsuelo y agua potable que se encuentre cercano al lugar de la perforación del pozo.
- Planes de cuidado tanto al medio ambiente como a los seres humanos en cuanto a temas de salubridad.
- Tener siempre planes de emergencia, y una adecuada comunicación con la sociedad por las inquietudes que puedan tener en cuanto a sus preocupaciones.

Establecer mejoras en las prácticas sobre cuestión ambiental

En esta etapa se crearán reglas o pasos a seguir para la generación sobre programas que irán dirigidos por completo al manejo y cuidado tanto ambiental como social para proyectos de shale gas, realizando las siguientes actividades:

En cuestión se desarrollará un análisis, con el que se anexarán lineamientos de experiencias previamente aprendidas en el desarrollo de las prácticas de carácter ambiental. En esta parte se deben incluir todas las prácticas preventivas más exitosas con las que se cuentan en relación a minimizar al máximo los impactos de carácter ambiental y social. Poner en marcha con eficiencia las mejores prácticas ambientales y



recomendaciones de carácter técnico, sin perder el especial énfasis en los temas de carácter ambiental durante la exploración y explotación en un proyecto de shale gas.

Aplicar y desarrollar reglas o lineamientos a seguir durante el proyecto de exploración y explotación de shale gas, para así poder identificar y elaborar programas integrales de manejo ambiental en la sociedad, que puedan ser aplicables en cualquier proyecto futuro de shale gas.

Prever y fortalecer las normas ambientales

En casos de Estados Unidos todos estos pasos y reglas sobre las normas ambientales son tomados muy en cuenta y castigados con altas multas, mientras que en el caso de México no existe algún tipo de norma ambiental para la extracción de hidrocarburos de tipo no convencional, por lo que mientras no haya una norma adecuada y correspondiente conforme a los reglamentos, se continuarán aplicando reglamentos y normas que únicamente son aplicadas en la explotación de recursos convencionales.

Por esto se deben implementar y desarrollar normas que vayan conforme a los procesos de regulación ambiental, donde se deban aplicar las mejores tecnologías y prácticas para la protección del medio ambiente, durante la extracción de hidrocarburos no convencionales, donde se incluyan todos los datos relacionados tales como el diseño, ubicación del proyecto, espaciamiento y área que se tiene para el proyecto en desarrollo, junto con el abandono de pozos y operaciones que se hagan, manejo de todo tipo de contaminantes, cuidados necesarios y preventivos de gases contaminantes, protección de flora y fauna en la zona, junto con las precauciones y planes de emergencia de salud para los trabajadores. Comprendida toda la información antes mencionada y teniendo un análisis de carácter ambiental actualizado tanto en un nivel nacional como de tipo internacional, se pueden sentar bases técnicas con respaldo en experiencias adquiridas previamente, lo cual permitirá a entidades reglamentarias crear normas en un marco ambiental que podrán establecer las autoridades correspondientes en su debido momento.



4.3 Evaluación económica producción vs costo

Algo muy importante a tomar en cuenta es el corto tiempo de vida que tienen los pozos de shale gas, por ejemplo en un pozo en la zona de Eagle Ford el descenso en la producción es entre 65 – 80 % el primer año de producción. La recuperación esperada es un factor con bastante incertidumbre, por lo que en los contratos para perforar se especifican los volúmenes que se obtendrán al final de la producción, junto con las fechas de entrega programadas. Cuando la producción comienza a decaer más rápido de lo planeado, es importante y necesario perforar más pozos o implementar una estimulación en los pozos que se encuentran operando. En este periodo de inversiones pueden ser muy cosotosas sin recibir a corto, mediano plazo ningun tipo de retribución monetaria.

4.3.1 Evaluación Económica en pozos de shale gas en Eagle Ford

En la Cuenca de Burgos, el estudio Regional Sabinas II realizó 765 kilómetros de 1 mil 434 programados, con una variación de 669 kilómetros, mientras que en el estudio Espiga 2D se difirió la adquisición de 356 kilómetros programados. En ambos casos se direccionaron las brigadas sísmicas al estudio Perla 2D para apoyar localizaciones exploratorias con objetivo en yacimientos no convencionales (Shale) en el área Piedras Negras Cuenca de Sabinas, donde se tienen tres pozos productores en lutitas gasíferas (Shale), Emergente-1, Percutor-1 y Habano-1.

En el estado de Texas a partir de la explotación de shale gas en la formación de Eagle Ford según estudios hechos por UTSA en su reporte del año 2014, generándo por año alrededor de 155,000 trabajos y la generación de más de 4.4 billones de dólares en impuestos para el estado.

Los contratos para pozos exploratorios en México, durante los primeros 60 meses del proceso de exploración se cobrarán \$1,150 por kilómetro cuadrado, a partir del mes 61 se pagó \$2,750 por kilómetro cuadrado, Mientras que en la fase de exploración y producción del pozo se deberán pagar \$6,000 por kilómetro cuadrado. Y conforme la ganancia que obtenga la empresa durante el proyecto, se topará en un 60% del total recuperado durante el periodo de explotación.



A partir de datos de PEMEX, 2011 el Valor Presente de Inversión Total (VPI) para un pozo de shale gas en Coahuila en la formación de Eagle Ford tiene un costo de \$217,452,603.00

Después de haber concluido el proyecto, se obtuvieron los siguientes costos:

Exploración geológica	\$3 473 827
Equipo de perforación	\$20 874 108
Equipo de terminación	\$40 279 211
Tuberías y árbol	\$17 351 886
Barrenas	\$20 942 845
Fluidos y cementos	\$27 982 839
Logística	\$8 677 336
Ecología	\$2 298 240
Servicios extras	\$1 638 326
Total	\$143 518 718

Así con estos datos es posible comenzar a estimar los indicadores de rentabilidad para un pozo de shale gas en México los cuales funcionan como una manera de medir la efectividad para controlar los costos y gastos para el proyecto, y así convertir las ventas en utilidades.

Se tomarán los siguientes datos como estimaciones, para los cálculos de indicadores de rentabilidad:

- Precio de gas (dls/mpc) 3.85
- Tiempo en años 15
- Tasa de descuento 12%

Se puede obtener el valor presente neto (VPN), el cual es referido a los beneficios netos que generará el proyecto a lo largo del plazo, donde se toma a cabo tanto los flujos de efectivo tanto entrantes como salientes.

$$VPN = FE/(1+i)^{t1} + FE/(1+i)^{t2} + FE/(1+i)^{t3} + \dots + FE/(1+i)^{t15}$$

Con los datos presentados anteriormente se obtiene que:

Valor Producto Neto = \$48 mil millones



La tasa interna de retorno ayuda para valorar la rentabilidad del proyecto por medio de un número en base a porcentaje, este número es generado por el valor presente neto de la inversión del proyecto.

$$TIR = \frac{-I + \sum_{i=1}^n F_i}{\sum_{i=1}^n n * F_i}$$

Donde:

I: Valor de la inversión inicial

n: Número de periodos o tiempo de la inversión

F_i : Flujo de efectivo total

Si el valor de $TIR >$ Tasa de mínima aceptable de retorno, el proyecto es rentable, si el valor $TIR =$ Tasa de mínima aceptable de retorno el proyecto es de mínima rentabilidad y si $TIR <$ Tasa mínima aceptable de retorno el proyecto no es rentable y se rechaza.

Para este proyecto la $TIR = 0.1738$

$TIR = 17.38\%$

Podemos concluir que este proyecto es un proyecto rentable debido a que se tiene una tasa mínima aceptable de retorno de 12%, y se puede concluir que $TIR > TAMR$.

Teniendo estos datos podemos obtener la Eficiencia de la inversión dentro del proyecto (EI), donde está referida a la rentabilidad que se obtiene por cada peso invertido, que es el número de veces que se recupera la inversión.

$EI = VPN/VPI$

Eficiencia de Inversión = 0.66

Con base a estos indicadores de rentabilidad se puede concluir que para un proyecto sobre un pozo de shale gas en la formación de Eagle Ford, Coahuila es rentable y si se invirtiera tendría una buena rentabilidad, y sería una buena inversión.



Conclusiones.

La perforación en pozos de shale gas en el mundo, está teniendo grandes y fuertes impactos a nivel mundial, debido a que este tipo de recurso no convencional tiene gran auge en países donde no se contaba con gran cantidad de yacimientos convencionales, debemos tener muy en cuenta que este tipo de yacimientos son más complejos en cuanto a su perforación y explotación, que aún se tienen que desarrollar mayores tecnologías para su correcto desarrollo. Se debe tener en cuenta que para cada tipo de pozo de shale gas se debe aplicar la tecnología más adecuada junto con la aplicación de la misma.

La diferencia que podemos encontrar entre los países de Estados Unidos y México, es que aun México no es un país totalmente experimentado en los recursos no convencionales, aunque se tengan en buenas cantidades aún no se ha puesto en marcha la explotación de los mismos, mientras que en Estados Unidos ocurre todo lo contrario donde se han implementado grandes tecnologías junto con grandes proyectos para el desarrollo de los recursos no convencionales, principalmente en proyectos de shale gas. Las implementaciones que se han tomado para el desarrollo en pozos de shale gas, se han basado en las leyes que cada país rige.

El desarrollo de este tipo de yacimientos de shale gas ha hecho que el país de Estados Unidos crezca enormemente en cuanto a su necesidad en recursos energéticos, mientras que México se ha visto detenido para poder desarrollarlos teniendo un gran futuro en cuanto a su desarrollo tanto energético como económico, con la presente reforma energética México espera poder empezar a figurar en el plano mundial para la entrada de inversiones y así poder empezar a desarrollar con mayor apertura a futuro los yacimientos no convencionales, de mayor manera los campos en shale gas.

En el tema ambiental y de seguridad, debemos considerar que cualquier actividad realizada por el ser humano contiene un riesgo, aunque se empleen y se cuente con las mejores tecnologías. Sin embargo el factor humano y los accidentes, se deben minimizar por medio de las mejores implementaciones de sistemas regulatorios, la planeación e investigación necesaria y los procesos aplicados de manera adecuada y dentro de los márgenes. Por lo tanto, el conocer todos los riesgos, y minimizarlos hasta evitarlos es lo mejor en la industria energética.



Sobre el desarrollo en los yacimientos de tipo no convencional en México tiene un gran potencial, no contamos con la tecnología e infraestructura necesaria para comenzar a desarrollarnos al nivel de Estados Unidos, pero con el tema de la reforma energética y todo lo que conlleva el permitir inversiones extranjeras, se podrán presentar mayores oportunidades en cuanto a todo el tema de los recursos no convencionales en México, y esto nos permitirá tener una mayor competencia a nivel mundial, y nos ayudará a nuestra economía a nivel país siempre y cuando se desarrollen de una manera correcta.

Para los conceptos de economía y rentabilidad, después de haber investigado se puede observar que cuando se trata de un proyecto en la industria petrolera y en este caso detalladamente en el tema sobre pozos de shale gas, concluí que este tipo de proyectos son sumamente rentables, por lo que a mi punto de vista suele ser de mayor importancia los temas monetarios, sobre los temas que tocan todo lo relacionado con la ecología y el tener un mundo adecuado para seguir viviendo en él. Creó que se deberían tomar mayores cuestiones tanto de seguridad como de consciencia para que de una u otra manera no llegáramos a afectar tan fuertemente el mundo en el que vivimos.



Bibliografía.

- Ali Danesh. *PVT and phase behaviour of petroleum reservoir fluids*, volume 47. Elsevier, 1998.
- Boyer Chuck, et al., *Gas de lutitas: un recurso global*, Schlumberger, EUA, 2011
- Centro de Estudios de las Finanzas Públicas, *Gran potencial del shale gas para México*, Cámara de Diputados, México DF, 2012.
- Ehrlich, M., *Consideraciones ambientales para el desarrollo de fuentes no convencionales de energías fósiles*. Ecología, Economía y Ética, 2012.
- Energy Information Administration U.S., *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States*, USA, June 2013.
- Estrada Estrada, Javier. *¿Qué papel debe jugar el gas no-convencional en México?* Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2011
- Fernández de la Oz, *Impacto Ambiental del sistema de fracturación hidráulica para la extracción de gas no convencional*. Secretaría de Medio Ambiente, Madrid, España 2012.
- Fleckenstein Will, *Well construction and hydraulic fracturing technology: Research regarding environmental contamination risk from oil and gas Wells*, Colorado School of mines, USA, 2012.
- José Gómez Cabrera. *Apuntes de manejo de la producción en superficie*, volume 1. UNAM, 2010.
- Jose L Bashbush et al. *A method to determine k-values from laboratory data and its applications*. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Society of Petroleum Engineers, 1981.
- Keith Coats. *Simulation of gas condensate reservoir performance*. Journal of Petroleum Technology, 37(10): 1870–1886, 1985.
- PL Christensen et al. *Regression to experimental pvt data*. Journal of Canadian Petroleum Technology, 1999.
- Rojas Gonzalo, *Ingeniería de yacimientos de gas condensado*. México 2da edición
- Tarek Ahmed. *Equations of state and PVT analysis*. Elsevier, 2013.
- William D Callister. *Introducción a la Ciencia e Ingeniería de los Materiales*, volume 1. Reverté, 2002.



-
- EIA, 2011. *World Shale Gas Resources: An Initial Assessment of 14 Regions Outside the United States, report 2011*. Prepared by: Kuuskraa, V., Stevens, S. Van Leeuwen, T., Moodhe, K. U.S. Energy Information Administration, 2011.
 - Energy Information Administration U.S. (EIA): www.eia.gov
 - NOAA (National Oceanic and Atmospheric Administration-United States Department of Commerce), Ocean-explorer. www.oceanexplorer.noaa.gov/explorations/10chile/background/methane/methane_es.html
 - Oil & Gas Magazine, Fracking. Realidades Técnicas, México, 2014: www.oilandgasmagazine.com.mx
 - Secretaría de Economía, www.sgm.gob.mx
 - Secretaría de Energía: www.energia.gob.mx/
 - Schlumberger glossary: www.glossary.oilfield.slb.com



Referencia de Imágenes.

Imagen 1. Yacimientos Convencionales vs No convencionales, Passion for Geoscience

Tabla 1. Producción en el mundo, base de datos de EIA & Banco Mundial, 2013

Imagen 2. Yacimientos Convencionales vs Yacimientos No convencionales, TOTAL Committed to better energy

Imagen 3. Gráfica sobre las características Yacimientos No convencionales, PSE

Imagen 4. Tipos de Yacimientos no convencionales, Los porqué de la naturaleza

Imagen 5. Poros conectados, canales por donde fluyen los hidrocarburos

Imagen 6. Diferente tipo de Lutitas, Andean geology

Imagen 7. Profundidades a las que se encuentran los diferentes tipos de gases, US Energy Information

Imagen 8. Definición de un “play”, PEMEX

Imagen 9. Total de Reservas a Nivel Mundial, Schlumberger

Imagen 10. Hidratos de Metano congelados

Imagen 11. Cuencas del mundo de Shale Gas y Shale Oil, Advanced Resources International Inc

Imagen 12. Cuencas de shale gas y petróleo costa fuera y en tierra del Golfo de México, Advanced Resources International Inc

Imagen 13. Mapa de zonas potenciales en Shale gas en México, PEMEX 11/ 2012

Imagen 14. Plays de shale gas en Norte América, Advanced Resources International Inc

Imagen 15. Producción de gas del año 2008 – 2012 en millones de pies cúbicos por día en la formación de Eagle Ford, Geoscience news and information

Imagen 16. Yacimiento No convencional, US Energy Information Administration



Imagen 17. Pozo Piloto

Imagen 18. Fracturas Longitudinales en una matriz de alta anisotropía. (caso shale).

Imagen 19. Localización Inaccesible

Imagen 20. Perforación en puntos dulces

Tabla 2. Relación de costos y dificultad entre pozos horizontales y direccionales, (Short J.A. 1993).

Imagen 21. Esquema sobre la perforación direccional u horizontal, Elligson Companies

Imagen 22. Pozos de alivio, Dan Swenson/The times picayune

Imagen 23. Funcionamiento del Fracturamiento Hidráulico, Finance twitter

Imagen 24. Fracturamiento Multietapas, Canadian Society for Unconventional Gas, CSUG. "Understanding Shale Gas in Canada". www.csug.ca

Imagen 25. Presión o gradiente de Fractura, Schlumberger

Imagen 26. Apuntalantes más utilizados en México y Estados Unidos, conductividad de fractura para diferentes apuntalantes. "Guía de diseño para fracturamientos Hidráulicos"

Imagen 27. Esfuerzos locales de las Fracturas hidráulicas, Schumberger

Imagen 28. Dirección de la fractura creada por la tensión, www.geociencias.unam.mx

Imagen 29. Efecto de la tortuosidad cerca del pozo,

Imagen 30. Tipos de modelos de fracturas, www.geociencias.unam.mx

Imagen 31. Gráfica del incremento de producción post fractura vs ángulo de desviación del pozo

Imagen 32. Imagen de geonavegación, Schumberger

Imagen 33. Panel donde se muestra en tiempo real la trayectoria del pozo (color rojo) en comparación con la trayectoria planificada (color verde), Schumberger

Imagen 34. Pozos perforados en un campo de no convencionales en un área de 20 km², www.fte-energia.org

Imagen 35. Etapas para el desarrollo de un proyecto de Gas no convenciona
