



**Universidad Nacional Autónoma de México**

---

---

**Facultad de Ingeniería**

**División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra**

**“Potenciales Impactos Ambientales del  
Fracturamiento Hidráulico en Shale Gas”**

**Tesis para obtener el Título de:**

**Ingeniero Petrolero**

**Presenta:**

**Enrique Muñoz Durán**

**Director: Ing. Rafael Viñas Rodríguez**



**Ciudad Universitaria, México D.F., 2013**



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

A la Universidad Nacional Autónoma de México por haberme permitido formarme como profesionista, enseñarme a ser una mejor persona y orientar todos mis conocimientos en beneficio de mi comunidad.

A mis profesores por transmitirme todos sus conocimientos, experiencias y darme las herramientas para crecer profesionalmente.

A mis padres, María Irene Durán Martínez y Enrique Muñoz Ramírez por su apoyo incondicional, su amor y por siempre motivarme e impulsarme para lograr mis metas y ser un mejor hijo.

A mis hermanas, Jatziri Muñoz Durán, Yuritzí Muñoz Durán y Eréndira Muñoz Durán por todos sus consejos, apoyo y por estar siempre conmigo en los momentos difíciles y en todas mis alegrías.

A todos mis amigos, por todas esas grandes vivencias, días de alegría, tristezas, estrés, y sobre todo por ser incondicionales y estar ahí cuando los necesité.

## CONTENIDO

<b>INTRODUCCIÓN</b>	9
---------------------	---

### **CAPITULO 1. SHALE GAS**

<b>1.1. Historia e inicios del Shale Gas</b>	10
<b>1.2. Definición de Shale Gas</b>	11
<b>1.3. Principales cuencas Shale Gas en el mundo</b>	13
<b>1.3.1 Norte América</b>	15
<b>1.3.2 América del Sur</b>	18
<b>1.3.3 Europa</b>	20
<b>1.3.4 África</b>	23
<b>1.3.5 China</b>	26
<b>1.3.6 India y Pakistán</b>	28
<b>1.3.7 Australia</b>	29
<b>1.4. Shale Gas en México</b>	32
<b>1.4.1 Sabinas y Burgos</b>	36
<b>1.4.2 Sabinas, Burro, Picachos</b>	37
<b>1.4.3 Burgos Mesozoico</b>	37
<b>1.4.4 Tampico-Misantla</b>	38
<b>1.4.5 Veracruz</b>	39
<b>1.4.6 Chihuahua</b>	40

### **CAPITULO 2. PERFORACIÓN DIRECCIONAL Y HORIZONTAL DE POZOS**

<b>2.1 Investigación del sitio</b>	43
------------------------------------	----

<b>2.2 Programa de perforación</b>	45
<b>2.2.1 Etapas de perforación</b>	45
<b>2.2.2 Direccionamiento del pozo</b>	46
<b>2.2.2.1 Profundidad del objetivo (TVD) (MD)</b>	47
<b>2.2.2.2 Objetivo (Target)</b>	47
<b>2.2.2.3 Kick of point (KOP)</b>	48
<b>2.2.2.4 Azimut</b>	49
<b>2.2.2.4 Tipos de construcción de ángulo</b>	50
<b>2.3 Programa de fluidos de perforación</b>	50
<b>2.3.1 Características de los fluidos</b>	50
<b>2.3.1.1 Estabilidad del hoyo</b>	51
<b>2.3.1.2 Limpieza del hoyo</b>	51
<b>2.3.1.3 Enfriamiento y lubricación de la sarta de perforación y la barrena</b>	52
<b>2.3.1.4 Protección de la formación</b>	52
<b>2.3.1.5 Control de sólidos</b>	53
<b>2.3.2 Propiedades físicas de los fluidos de perforación</b>	53
<b>2.3.3 Propiedades reológicas de los fluidos de perforación</b>	54
<b>2.3.4 Clasificación de los fluidos</b>	55
<b>2.3.4.1 Fluidos base agua</b>	55
<b>2.3.4.1.1 Lodos base agua dulce</b>	55
<b>2.3.4.1.2 Lodos químicos</b>	55
<b>2.3.4.1.3 Lodos de calcio</b>	56
<b>2.3.4.1.4 Lodos polímeros</b>	56
<b>2.3.4.2 Fluidos base aceite</b>	56
<b>2.3.4.3 Fluidos gaseosos</b>	56
<b>2.4 Programa de hidráulica</b>	56

2.4.1	Características hidráulicas	57
2.4.2	Diseño de presión	57
2.4.3	Diámetro hidráulico	57
2.4.4	Desempeño hidráulico	58
2.4.5	Máxima potencia hidráulica en la barrena	58
2.5	Diseño del BHA (Bottom Hole Assembly)	58
2.5.1	Componentes del BHA	59
2.5.1.1	Tubería	59
2.5.1.2	Estabilizadores	60
2.5.1.3	Herramientas de orientación y toma de registros	61
2.5.1.4	Motores de fondo	61
2.5.2	Arreglos del BHA	61
2.6	Programa de barrenas	62
2.6.1	Tipos de barrenas	62
2.6.2	Selección de barrena	63
2.6.3	Evaluación del daño de las barrenas	64
2.7	Técnicas para perforación direccional y horizontal	64
2.8	Tuberías de revestimiento	66
2.9	Cementación	68
2.10	Plan de perforación para la obtención de shale gas	70
2.11	Aplicaciones en México	72

### **CAPITULO 3. TERMINACIÓN DE POZOS Y FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO**

3.1	Historia de la tecnología horizontal	76
3.2	Principales aplicaciones de la perforación horizontal	77
3.2.1	Otras aplicaciones de la perforación horizontal	77

<b>3.3</b>	Principales secciones de un pozo horizontal	78
<b>3.3.1</b>	Métodos de construcción (Buil-Up Rate)	79
<b>3.3.2</b>	Longitud posible de desplazamiento horizontal	82
<b>3.4</b>	Terminación de pozos horizontales en yacimientos Shale Gas	82
<b>3.4.1</b>	Terminación en agujero descubierto	83
<b>3.4.2</b>	Terminación con tubería corta ranurada (liner ranurado)	84
<b>3.4.3</b>	Terminación con tubería corta (liner) y con aislamiento parcial	85
<b>3.4.4</b>	Terminación con tubería corta (liner) cementada y perforada	86
<b>3.4.4.1</b>	Técnica “Plug- and-Perf”	87
<b>3.4.5</b>	Terminación multi lateral	88
<b>3.5</b>	Método de perforación y su técnica de terminación	90
<b>3.6</b>	Ventajas y desventajas de la perforación horizontal	91
<b>3.7</b>	Costos de la perforación horizontal	93
<b>3.8</b>	Fracturación hidráulica	94
<b>3.8.1</b>	Aditivos químicos usados	97
<b>3.8.2</b>	Beneficios y aplicaciones de la fracturación hidráulica	98
<b>3.8.3</b>	Fracturamiento hidráulico con agentes apuntalantes	99
<b>3.8.3.1</b>	Monitoreo de la fracturación hidráulica	99
<b>3.8.3.2</b>	Diseño de la fractura	101
<b>3.8.4</b>	Fracturación multi etapas	105
<b>3.8.4.1</b>	Proceso de la fracturación multi etapas	106
<b>3.8.4.1.1</b>	Proceso con tubería flexible	107
<b>3.9</b>	Aplicaciones en México	109
 <b>CAPITULO 4. IMPACTOS POTENCIALES DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LOS RECURSOS DE AGUA POTABLE</b>		
<b>4.1</b>	Adquisición de agua	117

4.1.1	¿Cuáles son los impactos en la disponibilidad del agua?	119
4.1.2	¿Cuáles son los impactos en la calidad del agua?	119
4.2	Químicos usados	120
4.2.1	¿Cuál es la composición de los fluidos de fracturamiento hidráulico y cuáles son los efectos tóxicos de estos componentes?	123
4.2.2	¿Qué factores pueden influir en la probabilidad de contaminación de los recursos de agua potable?	123
4.3	Pozo de inyección	124
4.3.1	Diseño y construcción del pozo	125
4.3.2	¿Qué tan efectivos son las prácticas de construcción del pozo para contener gases y líquidos antes, durante y después de la fractura?	128
4.3.3	¿Cuáles son los impactos potenciales de las vías preexistentes artificiales o naturales en el transporte de contaminantes?	129
4.3.4	¿Qué procesos, químicos, físicos o biológicos podrían impactar en el destino y transporte de sustancias en la superficie?	130
4.4	Producción de aguas residuales y agua	130
4.4.1	¿Cuál es la composición y variabilidad del agua residual y cuáles son los efectos tóxicos de estos componentes?	132
4.4.2	¿Qué factores influyen en la probabilidad de contaminar los recursos de agua potable?	133
4.5	Tratamiento de aguas residuales y eliminación de residuos	133
4.5.1	¿Qué tan efectivos son los métodos de tratamiento?	135

## **CAPITULO 5. IMPACTOS POTENCIALES DE LA PRODUCCIÓN Y EL PROCESAMIENTO SHALE GAS EN EL MEDIO AMBIENTE Y CAMBIO CLIMÁTICO.**

5.1	Explotación shale gas	137
5.1.1	Etapas de desarrollo de un campo shale gas	139



5.1.2	Etapas del proceso de extracción shale gas	140
5.1.2.1	Etapa de pre producción	140
5.1.2.2	Etapa de producción y procesamiento	145
5.1.3	Fracturación hidráulica vs prácticas convencionales de extracción de hidrocarburos	149
5.2	Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) producto de la producción shale gas	152
5.2.1	Emisiones durante el proceso de construcción del sitio	153
5.2.2	Emisiones durante el proceso de perforación	153
5.2.3	Emisiones durante el proceso de fracturación hidráulica	154
5.2.4	Emisiones adicionales durante la producción del pozo	155
5.2.5	Fugas y ventilación de las emisiones de metano del flujo de retorno del fracturamiento hidráulico y su impacto en las estimaciones de los Gases de Efecto Invernadero (GEI)	156
5.3	Potenciales impactos del uso shale gas en las emisiones globales	160
5.4	Otros impactos y restricciones de la producción shale gas	161
5.4.1	Ocupación de terrenos	162
5.4.2	Tráfico	162
5.4.3	Impactos visuales	163
5.4.4	Sismicidad	164
5.4.5	Impactos en la biodiversidad	164
5.4.6	Ruido	165
5.5	Priorización de riesgos	165
	<b>CONCLUSIONES</b>	169
	<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	171

### INTRODUCCIÓN

Es sabido que la necesidad de incorporar reservas de hidrocarburos incrementa de manera directa con la demanda de los mismos, hoy en día la demanda se aproxima a ser mayor que la oferta, durante las últimas décadas dicha situación a incentivado la búsqueda de alternativas energéticas (recursos y/o energías renovables) y la incorporación de reservas de hidrocarburos a través de recursos no convencionales como: coalbed gas (gas asociado a yacimientos de carbón o también llamado gas grisú), tight gas (yacimientos con bajas permeabilidades o arenas compactadas), shale gas/oil (gas/aceite de lutitas o lutitas gasíferas/aceite de lutitas), hidratos de metano y arenas bituminosas.

Dichos recursos se hallaban en la situación de tecnología insuficiente para su explotación, pero la razón principal de que no se desarrollaran era la imposibilidad de explotar de manera comercial dichos recursos (incosteables). Hoy en día estos recursos se encuentran en una etapa de transición en la que se están volviendo parte de futuras reservas de hidrocarburos en todo el mundo. Esto se debe a las mejoras tecnológicas y al incremento de los precios de los hidrocarburos. El énfasis en la extracción de los recursos no convencionales se ha hecho presente dentro de la política energética de distintos países y empresas petroleras, los cuales han incrementado las inversiones para la investigación y el desarrollo de éste tipo de recursos, sobre todo en países que han llegado a su pico de producción de los hidrocarburos convencionales y en países con potencial de recursos no convencionales que no cuentan con hidrocarburos convencionales propios pero debido a su desarrollo económico son altamente dependientes de los mismos.

La producción de cantidades comerciales de gas natural proveniente de lutitas ricas en materia orgánica era poco común hasta hace una década. El éxito experimentado en la lutita Barnett de Texas central en EUA, creó un nuevo mundo de pensar acerca de las lutitas generadoras de hidrocarburos. Las técnicas utilizadas en esa formación se aplicaron en otras cuencas de América del Norte donde las condiciones eran favorables para la extracción de gas natural de las rocas generadoras. La consecuencia en numerosas localizaciones de EUA y Canadá fue la producción exitosa de gas de lutitas. Esto despertó el interés exploratorio a escala global ya que actualmente las compañías buscan repetir éste logro.

En un tiempo, los ingenieros de perforación y de yacimientos pueden haber considerado a las lutitas como estorbos a los que había que abordar en la búsqueda de rocas de calidad yacimiento y la idea de obtener producción comercial a partir de depósitos de lutitas sencillamente no era realista. Pero la industria del petróleo y el gas continúa desarrollando nuevas técnicas y creando nuevas formas de acceso a los hidrocarburos. Y mientras cobra impulso la revolución global que plantea el desarrollo de las lutitas gasíferas, las compañías de exploración recién han comenzado a descubrir qué tienen para ofrecer las lutitas orgánicas.

## CAPITULO 1. SHALE GAS

### 1.1 HISTORIA E INICIOS DEL SHALE GAS

La producción de hidrocarburos provenientes de formaciones de lutitas no es nueva, sino que constituye una práctica anterior a la industria petrolera moderna. En el año 1821, varias décadas antes de la perforación del primer pozo petrolero, se perforó un pozo comercial de gas de lutitas en Fredonia, Nueva York, EUA. En la década de 1920, la producción de gas natural más prolífica del mundo provino de depósitos de lutitas similares de la cercana cuenca de los Apalaches. Los métodos utilizados en esos tiempos para la explotación de lutitas gasíferas poco tienen que ver con las prácticas actuales. Los operadores perforaban pozos verticales que producían a gastos muy bajos. No obstante, el éxito de la producción de gas natural de la cuenca de los Apalaches despertó esperanzas en quienes más tarde intentaron explotar la lutita Barnett y otros recursos no convencionales similares.

El desarrollo de la lutita Barnett se remonta al año 1981 en que Mitchell Energy & Development Corporation perforó un pozo exclusivamente para la producción de gas de lutitas. La gratificación no fue inmediata; 20 años de innovaciones en materia de perforación y terminación de pozos, además de los incrementos de los precios de las materias primas básicas, crearon el marco que le confirió la viabilidad comercial a la extensión productiva.

La estimulación por fracturamiento hidráulico constituyó la primera tecnología para obtener el gas atrapado en las rocas que poseen muy poca permeabilidad natural. El fracturamiento de la lutita desde pozos verticales producía gastos iniciales elevados, seguidos por rápidas caídas. Los operadores notaron que era necesario un mayor contacto con el yacimiento para evitar estas declinaciones rápidas. De este modo, junto con el fracturamiento hidráulico, la segunda tecnología facilitadora, la capacidad para perforar pozos horizontales de alcance extendido, permitió el contacto con un volumen significativo de roca del yacimiento que el que es posible con pozos verticales.

Mediante la aplicación de estas dos tecnologías combinadas, las compañías que operaban en la lutita Barnett demostraron que podían liberarse volúmenes económicos de hidrocarburos de las lutitas generadoras. Luego de este éxito, los operadores arremetieron con cuencas similares en busca de lutitas que se convirtieran en la "próxima Barnett". Las rocas por tanto tiempo ignoradas por la industria de E&P pronto se convirtieron en un tema de gran interés.

Como prueba del éxito de la producción de gas de lutitas, en el año 2008, la lutita Barnett pasó a ser la extensión o formación productora de gas más grande de EUA y contribuía con el 7% de todo el gas natural producido en los 48 estados contiguos ese año. Con posterioridad, se registraron éxitos en otras extensiones productivas de gas. En marzo de 2011, al cabo de sólo tres años de desarrollo, la prolífica lutita Haynesville-Bossier de Luisiana y el este de Texas produjo 159.1 millones de m<sup>3</sup> por día (5,200 MMpc/d) de gas natural, lo cual eclipsó los 159.9 millones de m<sup>3</sup> por

día (5,400 MMpc/d) de la lutita Barnett. En el año 2010, se produjeron 137,900 millones de m<sup>3</sup> (4.87 Tpc) de gas seco de los diversos recursos no convencionales de la lutita de EUA. Esto representó el 23% de la producción anual de ese país. Y en cuanto a la producción de gas de lutitas se avizora un futuro brillante. Según las proyecciones, la lutita Marcellus situada en la región de los Apalaches del este de EUA, que recién ahora está siendo explorada y desarrollada, cuenta con el potencial para superar la producción de ambas formaciones de lutitas: Barnett y Haynesville-Bossier. Ahora, las compañías de exploración están desplazando su enfoque hacia otras regiones con la esperanza de desarrollar los recursos no explotados de lutitas.

### 1.2 DEFINICIÓN DE SHALE GAS

Las lutitas son la forma más abundante de roca sedimentaria que existe en la Tierra. Sirven como rocas generadoras de los hidrocarburos que migran hacia los yacimientos permeables y actúan como sellos para el entrapamiento de aceite y gas en los sedimentos infrayacentes. Hasta hace poco, la industria del petróleo y el gas las consideraba estorbos a los que había que tolerar durante la perforación dirigida a los yacimientos de arenisca y caliza. Pero los geólogos y los ingenieros comenzaron a contemplar un tipo específico de lutitas, las lutitas ricas en materia orgánica, con una nueva perspectiva. Si exhiben las características adecuadas, las lutitas ricas en materia orgánica tienen el potencial para actuar no sólo como fuentes de hidrocarburos, sino también como yacimientos para explotar. El descubrimiento y la explotación de gas de formaciones de lutitas, que en un principio fuera un fenómeno exclusivamente norteamericano, se ha convertido en una búsqueda global para muchas compañías de exploración.



○ *Figura 1.1 Shale gas*

El gas de lutitas se refiere al gas que es generado y almacenado en rocas de baja permeabilidad (lutitas) ricas en materia orgánica. La litología de las unidades generadoras-almacenadoras no es 100% lutita, sino que contienen intercalaciones delgadas de caliza arcillo-carbonosa o areniscas de



### 1.3 PRINCIPALES CUENCAS SHALE GAS EN EL MUNDO

Las compañías producen hidrocarburos de lutitas como rutina. Por ejemplo, los operadores de Brasil, Estonia, Alemania y China producen petróleo de lutitas mediante el proceso de pirogenación. No obstante, hasta el año 2011, no se registraba ninguna operación comercial de producción de gas de lutitas fuera de América del Norte. Pero esa situación puede cambiar rápidamente. Existen proyectos de exploración de lutitas gasíferas en curso en América del Sur, África, Australia, Europa y Asia. En todo el mundo, las compañías están adquiriendo y analizando datos sísmicos, perforando pozos exploratorios y evaluando formaciones en busca de capacidades para la producción de gas. Dada la continuidad de la evaluación de los recursos globales de lutitas, las estimaciones del potencial de ese recurso se han elevado asombrosamente. Un estudio reciente estimó que el potencial de gas natural global proveniente de las lutitas era de 716 trillones de m<sup>3</sup> [25 300 Tpc]. No obstante, en muchos casos, el camino del desarrollo plantea desafíos significativos. A diferencia del desarrollo de las lutitas en EUA, donde los operadores más pequeños resultaron esenciales para gran parte de la actividad, las operaciones de exploración y desarrollo de lutitas gasíferas en Europa tienden a ser dominadas por las grandes compañías de energía multinacionales y las compañías petroleras estatales. Entre las compañías de Europa que tienen posiciones sustanciales en términos de extensión areal se encuentran ExxonMobil Corporation, Total S.A., ConocoPhillips Company y Marathon Company. Con limitada experiencia en exploración y desarrollo de lutitas, estas compañías se están asociando con las compañías que desarrollaron la industria de las lutitas gasíferas de América del Norte. Por ejemplo, Total adquirió una participación importante en Chesapeake Energy Corporation, una empresa protagonista activa en diversos desarrollos de lutitas en EUA. ExxonMobil acaba de adquirir XTO Energy Inc, movimiento al que muchos analistas energéticos ven como un intento para adquirir conocimientos técnicos especiales en el desarrollo de los recursos de lutitas.

Más allá de la falta de experiencia técnica, existen muchos otros factores que impiden el desarrollo de los recursos de lutitas en Europa, Asia y América del Sur. La obtención de grandes cantidades de agua para las operaciones de perforación y estimulación constituye una preocupación importante, al igual que la disponibilidad limitada de equipos para servicios de campos petroleros; principalmente los del tipo utilizado para tratamientos de fracturamiento hidráulico.

Además, se plantean problemas con respecto al uso potencial del suelo en las zonas densamente pobladas de Europa Occidental. Mientras que los derechos al subsuelo en relación con gran parte de las tierras en EUA son controlados por los terratenientes, no sucede lo mismo en otros países en los que el Estado es el propietario de los recursos subterráneos. Los conflictos potenciales entre los superficiarios y los responsables del desarrollo de los recursos constituyen quizás el desafío más desalentador para las operaciones de desarrollo en Europa. En la urgencia por proceder al desarrollo, es difícil ignorar los problemas no técnicos, entre los que se encuentran la geopolítica, la percepción pública y una diversidad de otras preocupaciones. A pesar de estos factores, y





Región	Estudio Rogner 1997, Tpc	Estudio EIA 2011, Tpc
América del Norte	3 842	7 140
América del Sur	2 117	4 569
Europa	549	2 587
África	1 548	3 962
Asia	3 528	5 661
Australia	2 313	1 381
Otros	2 215	No disponible
<b>Total</b>	<b>16 112</b>	<b>25 300</b>

- **Tabla 1.1 Reservas shale gas por regiones estimadas por la EIA al año 2011.**

### 1.3.1 NORTE AMÉRICA

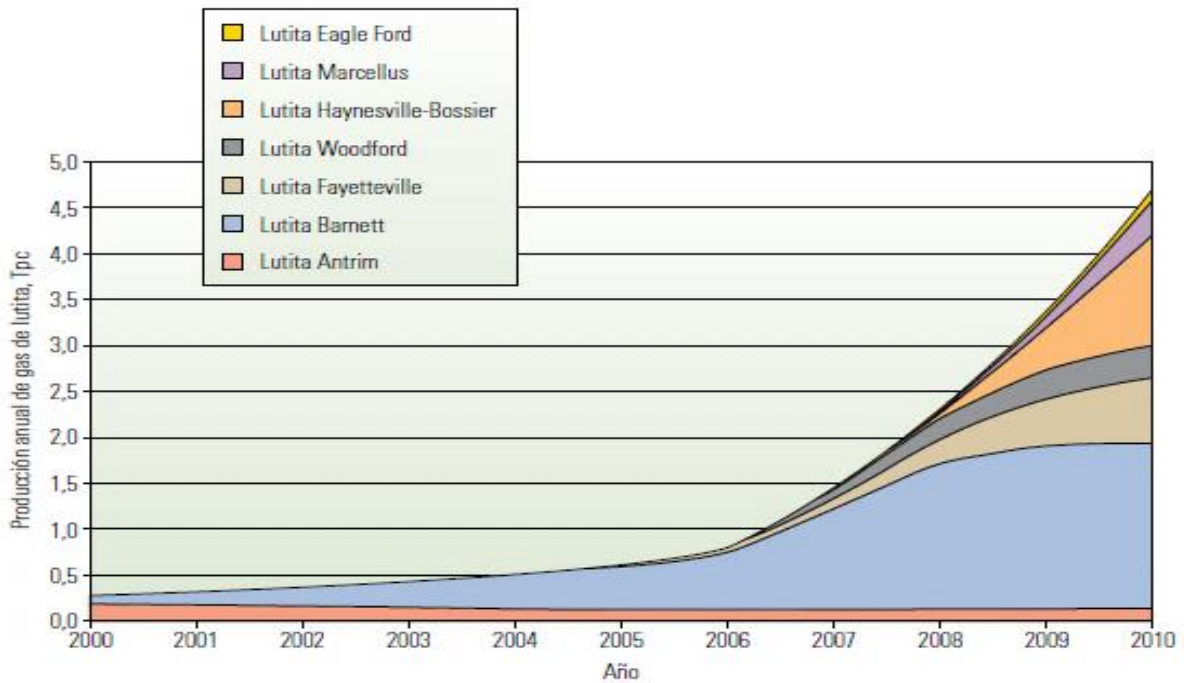
**Estados Unidos de América:** Actualmente, los únicos recursos no convencionales comerciales de lutitas se localizan en América del Norte, y la mayor parte en EUA. La lutita Marcellus, en el noreste de EUA, es sin dudas la extensión productiva más grande ya que posee una superficie de 246 000 km<sup>2</sup> [95 000 mi<sup>2</sup>]. A ésta le sigue la lutita New Albany, con un tamaño que equivale aproximadamente a la mitad de la primera. Otras zonas de lutitas gasíferas importantes de EUA oscilan en extensión entre 13 000 y 30 000 km<sup>2</sup> [5 000 y 12 000 mi<sup>2</sup>], y algunas demostraron ser productoras prolíficas.

Sobre la base de las estimaciones del año 2011, las formaciones líderes con las tasas diarias combinadas más altas de producción son las lutitas Barnett y Haynesville-Bossier. La clasificación por producción, si bien constituye un indicador significativo, puede conducir a errores porque las diferentes extensiones productivas han experimentado niveles de desarrollo variables. Por el contrario, si las extensiones productivas de EUA se clasifican de acuerdo con las estimaciones del gas original en sitio (GIP), la lutita Marcellus, con 42.5 trillones de m<sup>3</sup> [1 500 Tpc], está a la cabeza de todas las demás. Si bien la lutita Marcellus parece alojar el mayor potencial, los operadores de la región recién han comenzado a explorarla y desarrollarla. De las lutitas explotadas activamente en nuestros días, la más vasta es la lutita Haynesville-Bossier con un GIP estimado en 20.3 trillones de m<sup>3</sup> [717 Tpc]. Le sigue la lutita Barnett con 9.3 trillones de m<sup>3</sup> [327 Tpc]. Pero existen diversos recursos de lutitas actualmente en producción. Algunos de los más notables son Fayetteville, Woodford, Antrim, Eagle Ford y New Albany.

En la siguiente gráfica se muestra el rápido incremento de la producción de gas de lutitas en EUA en los últimos años. Desde el año 2000, la producción anual de gas de lutitas en EUA se ha incrementado de un valor prácticamente insignificante a casi un cuarto del gas total producido. Las siete extensiones productivas indicadas produjeron 4.5 Tpc [127 400 millones de m<sup>3</sup>] de gas



natural en el año 2010. El total producido de todos los recursos no convencionales de lutitas de EUA fue de 4.87 Tpc [137 900 millones de m<sup>3</sup>] de gas seco.

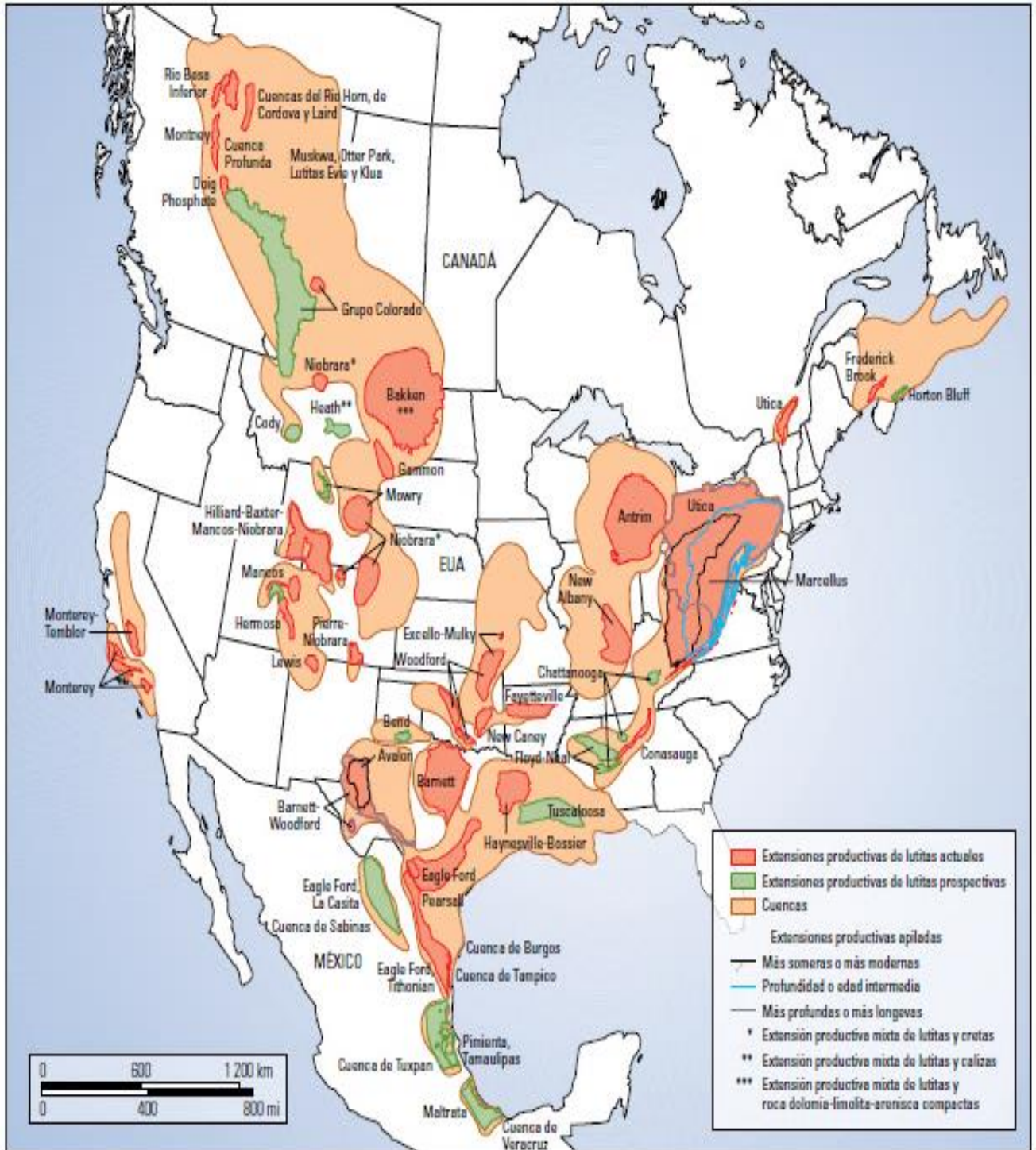


○ **Figura 1.4 Producciones anuales de las lutitas más representativas en los EUA.**

**Canadá:** Numerosas cuencas de Canadá cuentan con un potencial significativo de gas de lutitas. Las más extensas se encuentran ubicadas en el oeste de Canadá e incluyen la cuenca de Horn River, la bahía de Córdova, la cuenca de Laird, la cuenca Profunda y el grupo Colorado. Se estima que estas cinco cuencas contienen en forma conjunta 37.6 trillones de m<sup>3</sup> [1 326 Tpc] de GIP, de los cuales 10 trillones de m<sup>3</sup> [355 Tpc] se consideran técnicamente recuperables.

Los sedimentos de las cuencas de Horn River, Córdova y Laird son de edad Devónico, y las principales formaciones de interés corresponden a las lutitas Muskwa, Otter Park, Evie, Klua y lower Besa River. Diversos operadores involucrados activamente en estas áreas han obtenido resultados positivos. Las extensiones productivas Triassicage Montney Shale y Doig Phosphate de edad Triásico se encuentran en la cuenca Profunda. Para julio de 2009, en la lutita Montney se habían perforado 234 pozos horizontales que producían 10.7 millones de m<sup>3</sup>/d [376 MMpc/d] de gas natural. En el este de Canadá existen numerosas extensiones productivas potenciales de lutitas, si bien no han sido tan extensivamente estudiadas como las del oeste. Las áreas prospectivas comprenden la porción canadiense de la lutita Utica de edad Ordovícico Superior en el cinturón plegado de los Apalaches, que se extiende por la frontera con EUA y aloja un GIP estimado de 4.4 trillones de m<sup>3</sup> [155 Tpc], de los cuales 877 000 millones de m<sup>3</sup> [31 Tpc] son técnicamente recuperables. En la lutita Utica se han perforado pocos pozos, y durante las pruebas se recuperó gas pero con gastos de producción bajos. La lutita lacustre Horton Bluff de la cuenca de Windsor es mucho más pequeña, con 255 millones de m<sup>3</sup> [9 Tpc] de GIP, de los cuales unos 56

600 millones de m<sup>3</sup> [2 Tpc] son técnicamente recuperables. Más hacia el oeste, la lutita Frederick Brook en la cuenca Maritimes de New Brunswick se encuentra transitando las etapas preliminares de exploración y evaluación.



○ **Figura 1.5 Geografía de la distribución de shale gas en Norte América.**

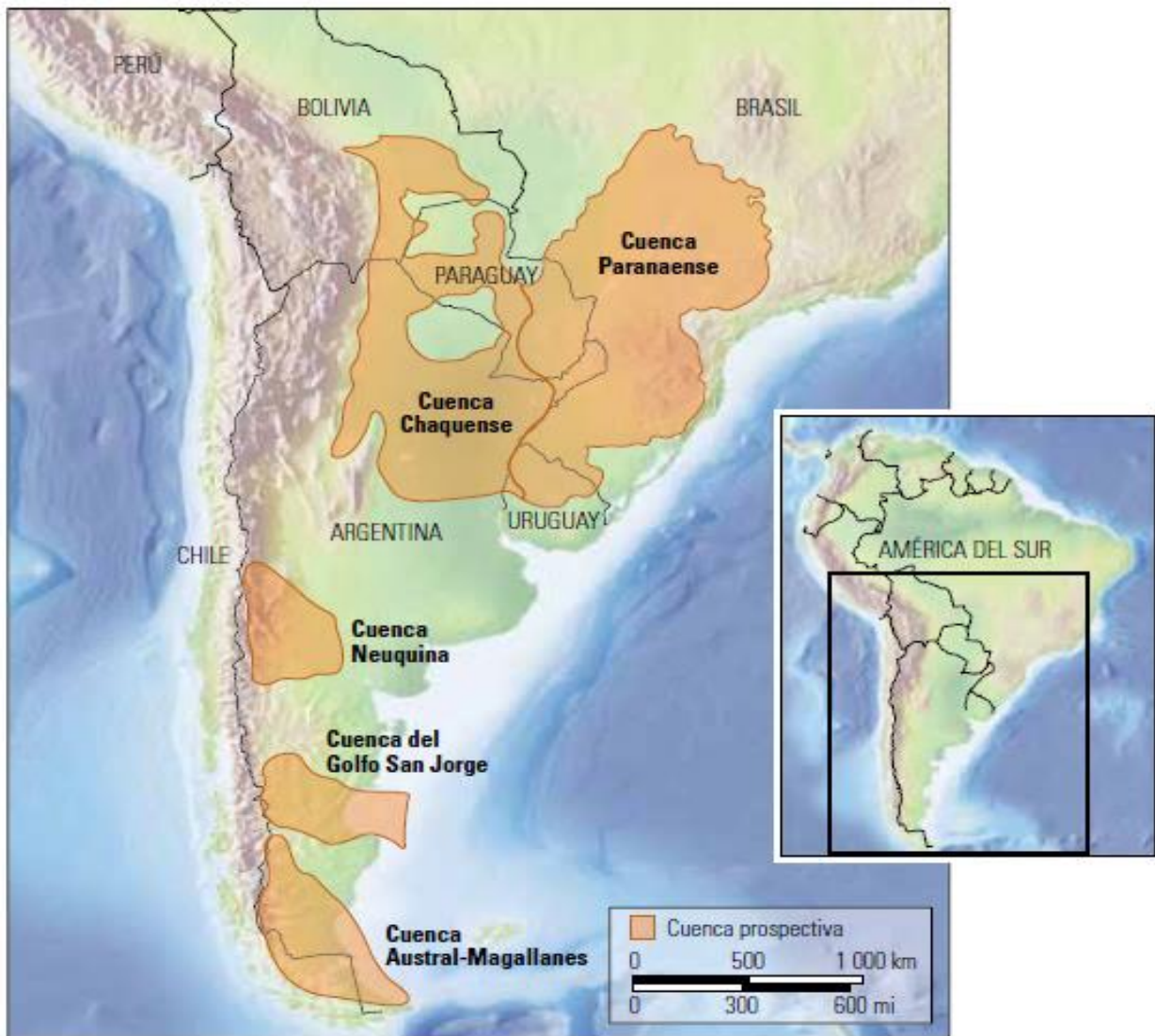
### 1.3.2 AMÉRICA DEL SUR

En América del Sur se localizan varias cuencas de lutitas gasíferas potenciales. Sin lugar a dudas, la Argentina posee el potencial de recursos más grande, con un GIP de 77 trillones de m<sup>3</sup> [2 732 Tpc], de los cuales 21.9 trillones de m<sup>3</sup> [774 Tpc] se consideran técnicamente recuperables. Le sigue Brasil con 25.7 trillones de m<sup>3</sup> [906 Tpc], de los cuales 6,4 trillones de m<sup>3</sup> [226 Tpc] se consideran recuperables. Chile, Paraguay y Bolivia también cuentan con recursos cuantiosos. Uruguay, Colombia y Venezuela poseen un potencial limitado para el desarrollo de lutitas.

La cuenca Neuquina, en la porción centro-occidental de Argentina, parece alojar parte del mayor potencial para el desarrollo de lutitas gasíferas. Se trata de una región que ya se define como importante productora de petróleo y gas de areniscas convencionales y compactadas. La formación Los Molles de edad Jurásico Medio y la formación Vaca Muerta de edad Cretácico Temprano contienen sedimentos ricos en materia orgánica. Estas dos lutitas marinas de aguas profundas constituyeron la fuente de la mayoría de los campos de petróleo y gas de la cuenca Neuquina.

La formación Vaca Muerta exhibe algunas de las mejores características para el desarrollo, con niveles promedio altos de carbono orgánico total (COT) (4.0%), una profundidad moderada, 2 440 m [8 000 pies], y condiciones de alta presión. La formación Los Molles es más madura que la formación Vaca Muerta y se encuentra a una profundidad promedio de 3 810 m [12 500 pies]. Si bien cubre un área geográfica más grande, los valores del COT más bajos (1.5% en promedio) de la formación Los Molles proporcionan menos GIP neto que en la formación Vaca Muerta. No obstante, existen secciones más ricas en la formación Los Molles con valores del COT que promedian entre un 2% y un 3%. Recientemente, Repsol YPF S.A. comenzó a perforar, terminar, estimular por fracturamiento y probar algunos pozos en la cuenca Neuquina y terminó con éxito un pozo productor de petróleo en la formación Vaca Muerta. Apache Corporation Argentina, terminó recientemente un pozo de lutita en la formación Los Molles, que produjo cantidades significativas de gas.

La cuenca del Golfo San Jorge en la Patagonia central da cuenta del 30% de la producción convencional de petróleo y gas de Argentina. La lutita de la formación Aguada Bandera de edad Jurásico Tardío y Cretácico Temprano fue la roca generadora predominante para estas acumulaciones. Con un buen grado de madurez térmica en la mayor parte de la cuenca y valores del COT entre medios y altos, la formación Aguada Bandera posee potencial para la producción de gas de lutitas. Se encuentra a profundidades que oscilan entre 3 487 y 3 706 m [11 440 y 12 160 pies]. El ambiente depositacional lacustre de estos sedimentos plantea un riesgo potencial para el desarrollo porque las lutitas lacustres se consideran objetivos generalmente peores que las lutitas marinas.



○ **Figura 1.6 Geografía de la distribución shale gas en Sudamérica.**

Otra lutita lacustre, la lutita Pozo D-129 de edad Cretácico Temprano, también se localiza en la cuenca del Golfo San Jorge. Exhibe un espesor consistente de 915 m [3 000 pies] en la porción central de la cuenca, y el análisis inicial de los sedimentos indica la existencia de valores del COT moderados y buena madurez térmica. Los mejores prospectos para los desarrollos de lutitas gasíferas se encuentran en las porciones central y septentrional de la cuenca debido a la naturaleza potencialmente petrolífera de las porciones australes. La cuenca Austral-Magallanes del sur de la Patagonia se extiende a lo largo del límite entre Argentina y Chile. La porción chilena de la cuenca, es decir Magallanes, da cuenta de la producción de petróleo esencialmente de todo el país. La roca generadora principal para la cuenca es la formación Inoceramus Inferior de edad Cretácico Inferior, que contiene depósitos de lutitas ricos en contenido orgánico. Esta formación



posee un espesor de 200 m [656 pies] aproximadamente, se encuentra a profundidades comprendidas entre 2 000 y 3 000 m [6 562 y 9 842 pies] y exhibe valores del COT oscilantes entre bajos y medios.

La cuenca Chacoparanaense es inmensa y se extiende a través de un área de más de 1 294 994 km<sup>2</sup> [500 000 mi<sup>2</sup>]. La cuenca cubre la mayor parte de Paraguay y partes de Brasil, Uruguay, Argentina y Bolivia. No ha sido explorada extensivamente y tiene menos de 150 pozos perforados. La formación Los Monos de edad Devónico contiene varios depósitos de lutitas marinas. El más prometedor es San Alfredo, que corresponde a una capa espesa y monótona de lutitas negras que suprayacen un nivel arenoso. Si bien puede alcanzar un espesor de 3 658 m [12 000 pies], se considera que sólo 600 m [2 000 pies] exhiben riqueza orgánica. La escasa información disponible indica la presencia de una matriz de lutita con buenas características para la estimulación por fracturamiento hidráulico.

Sobre la base del espesor asumido, la madurez térmica y las saturaciones de gas, y utilizando los datos de los pocos pozos perforados en la cuenca, los ingenieros estimaron un valor conservador de GIP de 59 trillones de m<sup>3</sup> [2 083 Tpc], con 14.8 trillones de m<sup>3</sup> [521 Tpc] técnicamente recuperables.

### 1.3.3 EUROPA

Europa posee muchas cuencas con áreas prospectivas de gas de lutitas. Dado que parece alojar el mayor potencial, Polonia es uno de los países de Europa más activos en la exploración de lutitas gasíferas. Las cuencas del Báltico y de Lublin de edad Silúrico se disponen en dirección centro-norte o sudeste a través del país y están limitadas por la zona de falla transeuropea. La cuenca de Podlasie se encuentra ubicada al este de estas dos cuencas. Las cuencas de Lublin y Podlasie son similares entre sí y se diferencian de la cuenca del Báltico por los rasgos geológicos y el fallamiento tectónico regional. El volumen de gas en sitio correspondiente a estas tres cuencas se estima en 22.4 trillones de m<sup>3</sup> [792 Tpc], de los cuales 5.3 trillones de m<sup>3</sup> [187 Tpc] se consideran técnicamente recuperables. Si bien la cuenca de Podlasie exhibe algunas de las mejores características, la cuenca del Báltico es, sin dudas, la más grande en extensión areal y en GIP total.

Existen varias compañías de exploración con una participación activa en Polonia, y el primer pozo de exploración de lutitas fue perforado en la cuenca del Báltico en el año 2010. El pozo de evaluación vertical constituyó una operación conjunta entre 3 Legs Resources plc y Conoco Phillips Company. BNK Petroleum Inc perforó y probó algunos pozos en la cuenca del Báltico, en busca de las formaciones de edad Silúrico y Ordovícico.

Con un GIP estimado de 20.4 trillones de m<sup>3</sup> [720 Tpc] y 5.1 trillones de m<sup>3</sup> [180 Tpc] recuperables, Francia sigue de cerca a Polonia en cuanto a recursos estimados de lutitas gasíferas. Estos recursos se encuentran principalmente en la cuenca de París y en la cuenca del Sudeste. La cuenca de París

contiene dos lutitas ricas en materia orgánica, la formación de lutitas negras de edad Toarciano y las lutitas de edad Pérmico- Carbonífero. Algunas porciones de las lutitas de edad Toarciano son térmicamente inmaduras y poseen un alto contenido de petróleo, lo que limita su potencial gasífero. Las lutitas Pérmicas- Carboníferas más maduras, cuya edad oscila entre el Pensilvaniano y el Pérmico Tardío, se encuentran a mayor profundidad y han sido menos exploradas que las del sector norte de la cuenca de París. El espesor promedio de las lutitas es de unos 350 m [1 150 pies], si bien en el margen este de la cuenca pueden observarse espesores de más de 2 200 m [7 200 pies] en secciones aisladas. El número de datos disponibles a partir de registros de pozos es mínimo, de modo que las estimaciones del volumen de gas se basan en hipótesis extrapoladas.

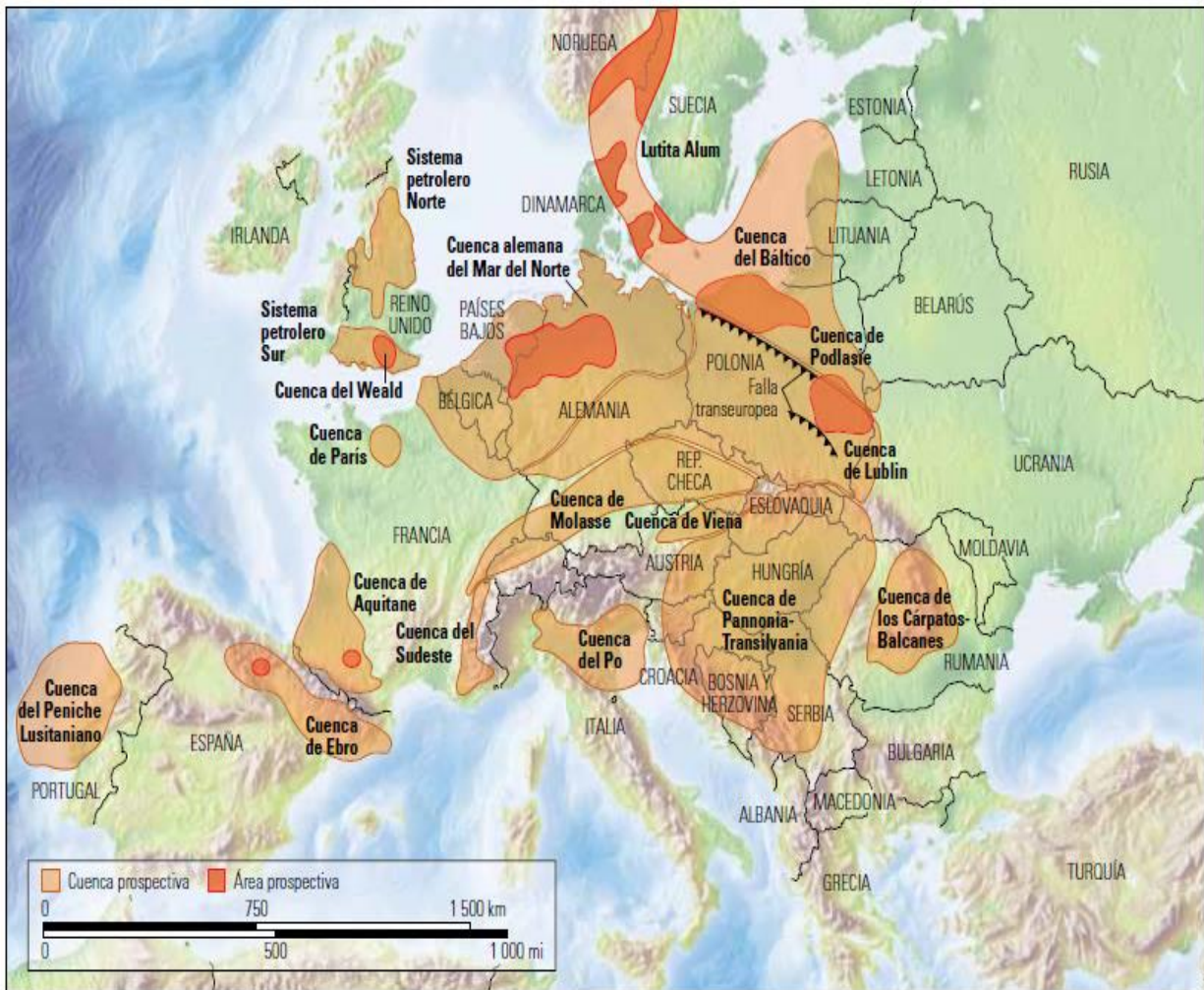
La mayor parte de la actividad exploratoria de la cuenca de París se ha dirigido al petróleo de lutita, más que al gas. No obstante, recientemente, las compañías han apuntado a los recursos no convencionales más profundos que se encuentran en la ventana de gas. Las formaciones de lutitas más promisorias de la cuenca Sudeste son las lutitas negras Terres Noires de edad Jurásico Superior y las lutitas negras Liásicas de edad Jurásico Inferior. La porción este de la lutita Terres Noires se encuentra en la ventana de gas, en tanto que los bordes occidentales todavía se hallan en la ventana de gas húmedo-petróleo. Dado que alguna vez se encontró a mayor profundidad pero fue levantada a lo largo de su margen oeste, la lutita Liásica por lo general es térmicamente más madura que la lutita Terres Noires. Si bien el potencial de la lutita Liásica como recurso se considera más grande que el de la lutita Terres Noires, su mayor contenido de arcilla dificulta los tratamientos de estimulación por fracturamiento.

En la actualidad, existe una suspensión de las actividades de investigación y perforación en busca de petróleo y gas de lutitas en Francia, ya que está pendiente la ejecución de estudios de impacto ambiental. Más importante aún es una prohibición gubernamental de todos los procesos de fracturamiento hidráulico en Francia, que fue promulgada en junio de 2011. La extracción de gas de lutitas no se prohíbe expresamente, pero sin la capacidad para aplicar la tecnología de fracturamiento es difícil lograr la viabilidad de los recursos no convencionales.

Al norte de Francia, la cuenca alemana del Mar del Norte se extiende a través del Mar Norte desde Bélgica hasta la frontera este de Alemania, atravesando los Países Bajos. Dentro de esta cuenca existen numerosas formaciones con potencial de gas de lutitas, incluidas las lutitas de Posidonia (localizadas en porciones aisladas de los Países Bajos y Alemania), las lutitas Wealden (Alemania) y las lutitas de edad Carbonífero (Namuriano) (Países Bajos).

Un volumen significativo de las lutitas de Posidonia y Wealden se encuentra térmicamente inmaduro y sólo existen secciones aisladas con potencial gasífero. El potencial es bajo en estas dos lutitas; se estima un GIP de 736 000 millones de m<sup>3</sup> [26 Tpc] y 198 000 millones de m<sup>3</sup> [7 Tpc] recuperables en la lutita Posidonia y un GIP de 254 000 millones de m<sup>3</sup> [9 Tpc] y 56 600 millones de m<sup>3</sup> [2 Tpc] recuperables en la lutita Wealden. La lutita más profunda y muy madura de edad Carbonífero (Namuriano) contiene un GIP estimado de 1.8 trillones de m<sup>3</sup> [64 Tpc], con 453 000

millones de m<sup>3</sup> [16 Tpc] recuperables. Actualmente, varias compañías están desarrollando actividades de exploración, tanto en Alemania como en los Países Bajos.



○ **Figura 1.7 Geografía de la distribución shale gas en Europa.**

Más hacia el norte, la lutita Alum se extiende a través de Noruega, Suecia y Dinamarca. Las zonas que se encuentran en la ventana de gas son prometedoras en términos de producción; no obstante, los datos son escasos. Sobre la base de los datos disponibles, el GIP estimado es de 16.7 trillones de m<sup>3</sup> [589 Tpc] con 4.2 trillones de m<sup>3</sup> [147 Tpc] considerados técnicamente recuperables.

La cuenca de Pannonia-Transilvania cubre la mayor parte de Hungría, Rumania y Eslovaquia. Se cree que los sedimentos marinos depositados en esta cuenca durante la edad Oligoceno constituyen la fuente de la mayoría de los hidrocarburos convencionales de Hungría. Si bien las lutitas han estado expuestas a un gradiente geotérmico muy alto, que ha acelerado la maduración del material orgánico, la calidad de las rocas ricas en contenido de arcilla es pobre para la

producción de gas de lutitas. Las actividades de exploración se encuentran en la etapa especulativa temprana y algunas pruebas iniciales fueron desalentadoras.

El Reino Unido e Irlanda son otras dos áreas de exploración de lutitas. El Reino Unido posee dos horizontes petroleros principales: el sistema petrolero norte de edad Carbonífero y el sistema petrolero sur de edad Mesozoico. Los dos sistemas contienen varias cuencas con una historia depositacional y tectónica similar. Las acciones gubernamentales destinadas a restringir las actividades de exploración de lutitas cambiaron su curso en mayo de 2011 y recientemente se ha registrado un incremento de las operaciones de perforación de exploración en ambos sistemas.

La exploración petrolera en el sistema petrolero norte existe hace más de 100 años y la lutita Bowland en la cuenca del Cheshire de esta región detenta un gran potencial para el desarrollo. Se necesitan datos adicionales para evaluar este recurso en forma exhaustiva, especialmente en las regiones occidentales. Las estimaciones actuales del GIP se encuentran en el orden de 2.7 trillones de m<sup>3</sup> [95 Tpc], de los cuales 538 000 millones de m<sup>3</sup> [19 Tpc] son técnicamente recuperables. Recientemente, Cuadrilla Resources Ltd anunció el descubrimiento de 5.7 trillones de m<sup>3</sup> [200 Tpc] de gas de lutitas en la lutita Bowland, cifra que excede con creces las estimaciones publicadas para la región.

El sistema petrolero sur ha sido explorado desde la década de 1920, si bien hasta el descubrimiento del campo Wytch Farm en el año 1973 se registraron pocos hallazgos destacados. La lutita generadora Liásica exhibe un potencial gasífero limitado. Es profunda, ya que promedia 4 114 m [13 500 pies], pero carece de madurez térmica. El potencial de recursos recuperables es de sólo 28 300 millones de m<sup>3</sup> [1 Tpc]. Celtique Energie Petroleum Ltd posee concesiones en la lutita Liásica de la cuenca del Weald. Se cree que esta lutita aloja cantidades comerciales de gas húmedo, condensado y petróleo.

Existen muchos otros depósitos de lutitas en cuencas de Europa que pueden ofrecer potencial para la exploración y el desarrollo. En su mayoría no han sido ampliamente explorados o no se han publicado datos para la evaluación de todo su potencial.

### **1.3.4 ÁFRICA**

El continente africano posee varias cuencas de lutitas consideradas recursos no convencionales potenciales. Debido a la presencia de recursos convencionales sin explotar, ha habido pocos informes de actividad de exploración de las lutitas gasíferas. La excepción notable con respecto a esta situación la constituye Sudáfrica, donde compañías importantes e independientes se han involucrado activamente en la producción de gas de lutitas.

La cuenca de Karoo, ubicada en la porción central y sur de Sudáfrica, cubre casi dos tercios del país. El grupo de lutitas Ecca de edad Pérmico contiene volúmenes significativos de gas, con un GIP

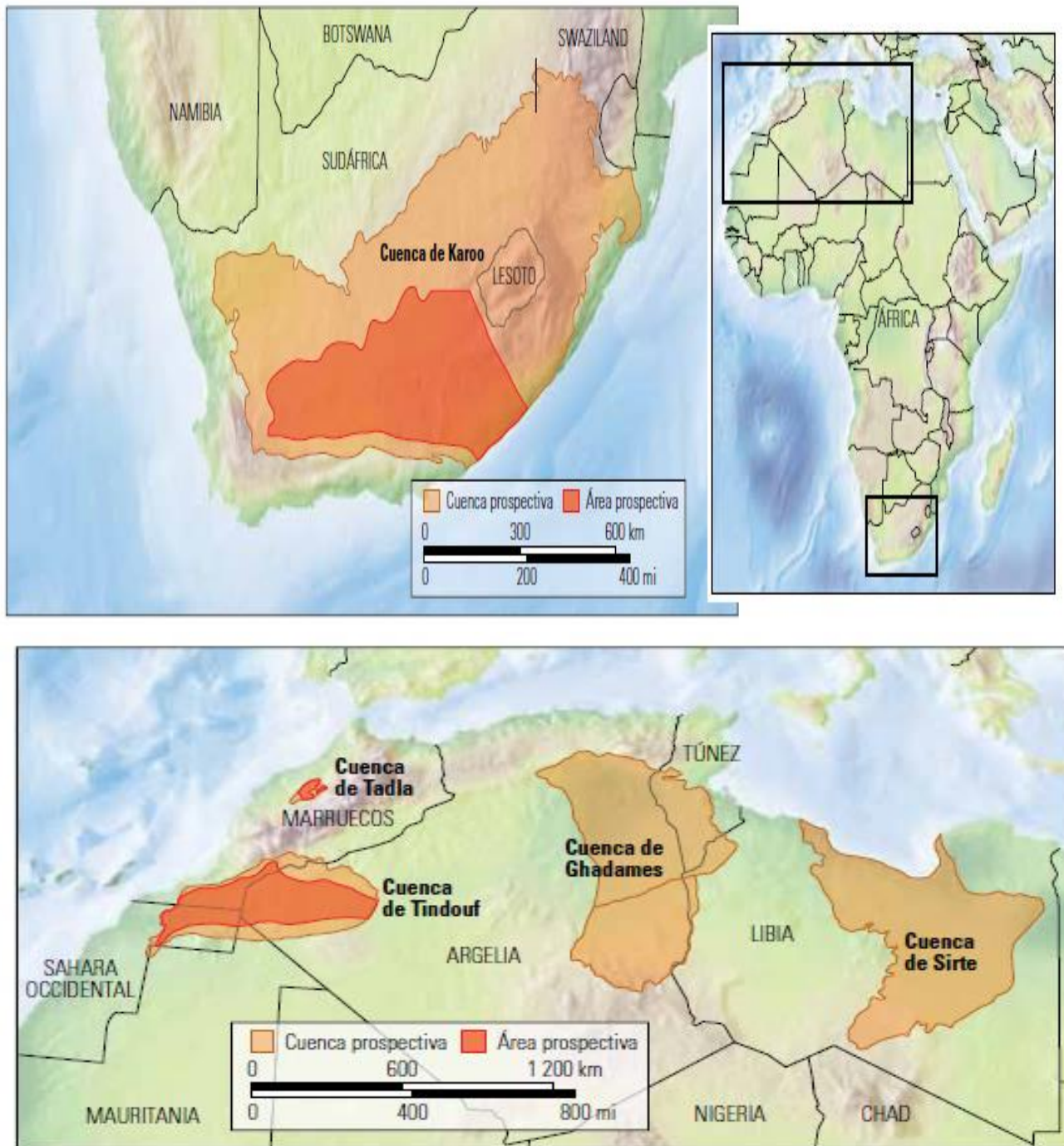


estimado de 51.9 trillones de m<sup>3</sup> [1 834 Tpc], de los cuales 13.7 trillones de m<sup>3</sup> [485 Tpc] son técnicamente recuperables. Las lutitas de esta cuenca se caracterizan como térmicamente maduras y con alto contenido orgánico y se encuentran en la ventana de gas seco.

Muchas lutitas ricas en materia orgánica se hallan en las cuencas de África septentrional, desde el Sahara Occidental y Marruecos y pasan por Argelia, Túnez y Libia, pero la mayor parte de las compañías de exploración se están concentrando en el descubrimiento y el desarrollo de los yacimientos convencionales de estas regiones. No obstante, a diferencia de Argelia, Túnez y Libia, Marruecos cuenta con pocas reservas de gas natural y depende considerablemente de las importaciones para satisfacer sus necesidades de consumo interno. Por este motivo, en esa zona existen actividades de exploración en curso en los depósitos de lutitas.

La cuenca de Tindouf (que se extiende a través de Marruecos, el Sahara Occidental, Mauritania y el oeste de Argelia), y en menor medida, la cuenca de Tadlan (en Marruecos central), son objetivos de exploración y posiblemente de desarrollo como recursos no convencionales de lutitas. Estos depósitos de lutitas de edad Silúrico contienen un GIP estimado de 7.5 trillones de m<sup>3</sup> [266 Tpc], con aproximadamente 1.5 trillón de m<sup>3</sup> [53 Tpc] técnicamente recuperables. La actividad de exploración en Marruecos, incluidas la adquisición sísmica y las operaciones de perforación exploratoria, comenzó recientemente pero aún se encuentra en las primeras etapas. San León Energy plc ha manifestado interés en el gas de lutitas, pero en este momento está explorando áreas prospectivas de lutitas petrolíferas en el oeste de Marruecos.

Excepto lo observado precedentemente, y a lo largo de la costa oeste de África, donde las compañías de siguen descubriendo, produciendo y desarrollando recursos convencionales, gran parte del resto de África permanece inexplorado. En este momento, la escasez de información, junto con la falta de recursos de perforación y exploración, crean un ambiente deficiente para el desarrollo de lutitas gasíferas.



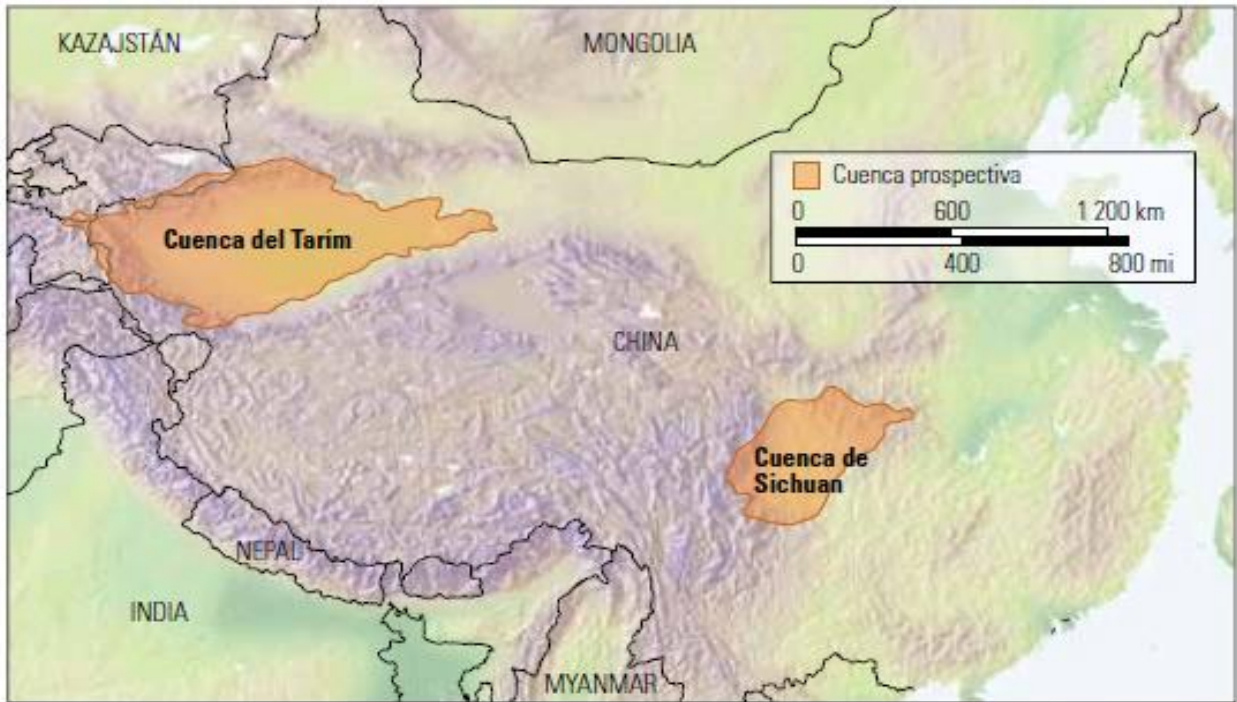
○ *Figura 1.8 Geografía de la distribución shale gas en África.*

### 1.3.5 CHINA

En China se han identificado muchas lutitas ricas en materia orgánica que resultan prometedoras como recursos no convencionales. Con un GIP estimado de 144.4 trillones de m<sup>3</sup> [5 101 Tpc] y 36.1 trillones de m<sup>3</sup> [1 275 Tpc] de gas técnicamente recuperable, el potencial es comparable con el de América del Norte. Existen dos grandes cuencas sedimentarias de interés: la cuenca de Sichuan al sur y la cuenca de Tarím al oeste. Con depósitos de lutitas ricas en materia orgánica de gran espesor, estas cuencas cubren amplias extensiones y poseen buenas características prospectivas para el desarrollo.

En la cuenca de Sichuan, se observan lutitas marinas térmicamente maduras de edad Cámbrico Inferior (formación Qiongzhusi) y Silúrico Inferior (formación Longmaxi). Las compañías de exploración han manifestado un interés considerable en estas formaciones debido a los rastros de gas hallados en los pozos exploratorios. Su bajo contenido de arcillas también constituye una ventaja, lo que las convierte en candidatos potencialmente buenos para los tratamientos de estimulación por fracturamiento hidráulico. No obstante, la presencia extensiva de pliegues y fallas plantea una importante complejidad estructural, lo que introduce riesgos para el desarrollo futuro.

Actualmente, algunos operadores están efectuando evaluaciones y pruebas en la cuenca de Sichuan, si bien no se ha confirmado la existencia de producción comercial. No obstante, según se informa, en el año 2010 China Petroleum and Chemical Corporation (Sinopec) produjo cantidades comerciales de gas a partir de pruebas realizadas en dos partes diferentes de la cuenca de Sichuan; el distrito de Yuanba al noreste y el distrito de Fuling al sudeste.



○ **Figura 1.9 Geografía de la distribución shale gas en China.**

La cuenca de Tarím, en el oeste de China, es una de las cuencas de exploración de frontera más grande del mundo. Las lutitas de interés son de edad Cámbrico y Ordovícico y actuaron como roca generadora de los 795 millones de m<sup>3</sup> [5 000 millones de bbl] de hidrocarburos de petróleo equivalente de los yacimientos carbonatados convencionales de la región. No obstante, las condiciones áridas de la región, que yace por debajo del desierto de Taklimaká, dejan en claro que la obtención de agua para los procesos de fracturamiento será difícil.

Las lutitas de edad Cámbrico alojadas en las depresiones de Manjiaer y Awati tienen más de 1 km [3 280 pies] de espesor, y ambos depósitos se encuentran en la ventana de gas seco. La profundidad excesiva de estos depósitos limita el metraje neto de lutitas ricas en materia orgánica accesibles, pero la alta calidad de este recurso, bajo contenido de arcilla, gas seco, COT moderado y buena porosidad, las convierte en objetivos preferenciales para la exploración y la evaluación.

Los potenciales como recurso de las lutitas de edad Ordovícico contenidas en la depresión de Manjiaer son aún mayores que los de las lutitas Cámbricas, con un espesor neto de 1 600 m [5 250 pies] de depósitos ricos en contenido orgánico. Las lutitas ricas en materia orgánica de edad Ordovícico, alojadas en la depresión de Awati, poseen un espesor de 400 m [1 300 pies]. Lamentablemente, gran parte de los recursos de estas dos formaciones se encuentran a demasiada profundidad para proceder al desarrollo de las lutitas utilizando la tecnología disponible actualmente. No se ha informado acerca de actividades de exploración y evaluación de lutitas en la cuenca de Tarím.

Existen otras cinco cuencas sedimentarias en China pero son cuencas no marinas y carecen de madurez térmica, si bien esto no ha impedido la exploración y evaluación de su potencial. Sobre la base de los primeros resultados, las cinco cuencas parecen no prospectivas en cuanto al gas de lutitas, si bien continúan las actividades de adquisición y evaluación de datos.

### **1.3.6 INDIA Y PAKISTAN**

En India existen varias cuencas que contienen lutitas ricas en materia orgánica, si bien sólo cuatro se consideran prioritarias para la exploración; Pakistán posee una cuenca con potencial. Otras cuencas carecen de madurez térmica o sus datos son demasiado limitados para llevar a cabo una evaluación exhaustiva. Las cinco cuencas de estos países son la cuenca de Cambay en India occidental, la cuenca de Krishna- Godavari a lo largo de la costa este de India, la cuenca de Cauvery en India meridional, la cuenca del Valle del Damodar en el noreste de India y la cuenca Southern Indus en el sector sudeste de Pakistán. Se estima que las cinco cuencas poseen un GIP combinado de 14 trillones de m<sup>3</sup> [496 Tpc], de los cuales 3.2 trillones de m<sup>3</sup> [114 Tpc] se consideran técnicamente recuperables. Debido a la actividad tectónica, las cuencas de India y Pakistán son geológicamente complejas.

La lutita Kommugudem en la cuenca de Krishna-Godavari de la India parece ofrecer el mayor potencial para la producción, seguida por la lutita Cambay de la cuenca de Cambay. El análisis de la lutita Barren Measure del Valle del Damodar la clasifica como la de menor potencial de las cuatro cuencas de la India.





○ *Figura 1.10 Geografía de la distribución shale gas en India y Pakistán.*

Existen actividades de exploración en curso en la India con cierto grado de éxito. Si bien el análisis indicó la existencia de potencial marginal para la producción comercial de la lutita Barren Measure de edad Pérmico, en la cuenca del Valle del Damodar, fue el lugar donde se perforó el primer pozo de gas de lutitas de India. El pozo RNSG-1 de 2 000 m [6 562 pies] de profundidad, perforado por Oil and National Gas Corporation (ONGC) Ltd, se destaca por ser uno de los primeros pozos fuera de EUA y Canadá que produce gas de lutitas en cantidades comerciales. Se tienen previstos otros pozos de exploración y evaluación para esta cuenca.

Dos formaciones de lutitas ricas en materia orgánica en la cuenca de Southern Indus de Pakistán son las formaciones Sembar y Ranikot. Actualmente, no existen datos públicos disponibles sobre la exploración o el desarrollo de lutitas gasíferas en estas formaciones. Las estimaciones basadas en datos adquiridos previamente corresponden a un GIP combinado de 5.8 trillones de m<sup>3</sup> [206 Tpc], de los cuales se cree que es técnicamente recuperable 1.4 trillón de m<sup>3</sup> [51 Tpc].

### 1.3.7 AUSTRALIA

Los operadores de Australia tienen una larga historia en el desarrollo de yacimientos no convencionales, que incluyen gas en arenas compactadas y metano en capas de carbón (CBM). La experiencia con el CBM constituye un activo en el desarrollo de los recursos de lutitas gasíferas porque los equipos y técnicas utilizados para desarrollar las lutitas son similares. No obstante, las

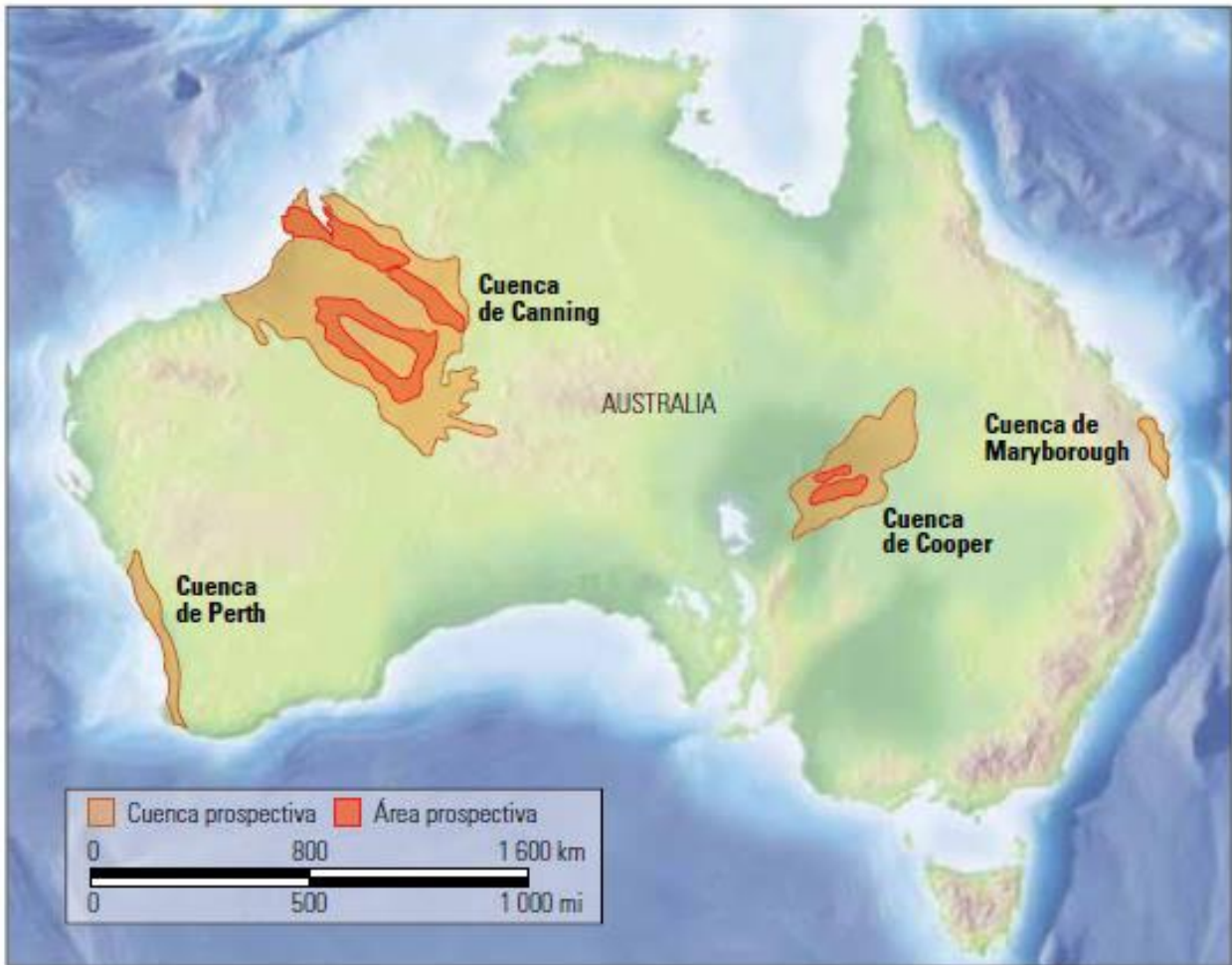
cuatro cuencas básicas con potencial de gas de lutitas no se encuentran ubicadas en las mismas regiones que los campos de CBM. Las principales cuencas consideradas para el desarrollo son las cuencas de Canning, Cooper (la localización de la producción convencional terrestre más importante de Australia), Perth y Maryborough. Estas cuencas alojan un GIP estimado de 39.1 trillones de m<sup>3</sup> [1 381 Tpc], de los cuales 11.2 trillones m<sup>3</sup> [396 Tpc] son técnicamente recuperables.

La formación Goldwyer de edad Ordovícico de la cuenca de Canning cuenta, sin lugar a dudas, con el mayor volumen estimado de recursos recuperables y cubre el área geográfica más extensa de Australia. No obstante, esta región se encuentra poco explorada y carece de la infraestructura necesaria para el desarrollo. Existe producción convencional de hidrocarburos en la región, aunque es bastante reciente; el primer descubrimiento comercial de petróleo en esta cuenca se realizó en el año 1981. El volumen estimado de gas recuperable es de 6.5 trillones de m<sup>3</sup> [229 Tpc]; la producción necesita más exploración y análisis porque sólo 60 pozos penetraron este recurso.

Como proveedora principal del gas de tierra firme de Australia, la cuenca de Cooper produce aproximadamente 14 millones de m<sup>3</sup>/d [500 MMpc/d] de gas natural de yacimientos convencionales y de baja permeabilidad. Los yacimientos de gas en arenas compactas de baja permeabilidad suelen ser sometidos a tratamientos de fracturamiento hidráulico para su explotación. Por este motivo, la cuenca de Cooper cuenta con personal con conocimientos especiales y equipos de fracturamiento hidráulico para el desarrollo de los recursos de lutitas.

Las lutitas Roseneath y Murteree de edad Pérmico de la cuenca de Cooper parecen favorables para el desarrollo. Su espesor varía entre 50 y 100 m [165 y 330 pies] aproximadamente. Una tercera formación de la cuenca, la formación Epsilon, corresponde fundamentalmente a una mezcla de arenisca con lutita carbonácea y carbón. Los tres objetivos se consideran a menudo en combinación y se aluden en conjunto como formaciones REM.

Si bien su origen lacustre y el material generador del kerógeno Tipo III no constituyen habitualmente el objetivo del desarrollo de las lutitas gasíferas, las formaciones REM exhiben algunos atributos positivos. Su bajo contenido de arcilla conforma rocas que pueden ser fracturadas hidráulicamente con más facilidad. Por otro lado, un gradiente geotérmico extremadamente alto, 1.4°C/30 m [2.55°F/100 pies] en general, y 1.9°C/30 m [3.42°F/100 pies] en ciertos lugares, aceleró la maduración de la roca generadora. Si bien los operadores todavía se encuentran atravesando las primeras etapas de exploración, están involucrados activamente en los procesos de evaluación y pruebas en la cuenca de Cooper, donde se perforó al menos un pozo de exploración y una compañía está analizando el núcleo por el contenido de gas y las propiedades mecánicas. Santos Energy Ltd y Beach Energy Ltd son dos de las compañías más activas en la exploración de lutitas gasíferas en ese lugar.



○ **Figura 1.11 Geografía de la distribución shale gas en Australia.**

La cuenca de Perth es relativamente pequeña. La porción terrestre de la cuenca posee sedimentos marinos con potencial de producción, si bien gran parte del intervalo de interés yace a demasiada profundidad para el desarrollo de lutitas gasíferas. Las formaciones del área norte de Dandaragan, un gran sinclinal de edad Silúrico a Cretácico, contienen rocas con potencial como recurso. Con gradientes geotérmicos altos y valores del COT entre moderados y altos, los sedimentos marinos más modernos, tales como las lutitas Carynginia y Kockatea de edad Pérmico, también son promisorias.

La cuenca de Maryborough se encuentra en la costa este de Australia. La región no posee producción convencional de hidrocarburos y existen pocos datos para evaluar su potencial. Con datos de cinco pozos de exploración solamente, se necesita más información para caracterizar exhaustivamente el potencial de las lutitas. No obstante, la formación Maryborough de edad Cretácico, un depósito marino de gran espesor, sí resulta promisorio. Las estimaciones recientes indican un volumen potencial de 651 000 millones de m<sup>3</sup> [23 Tpc] de gas técnicamente



recuperable con la posibilidad de que se incremente la estimación cuando se incluya en la evaluación la mitad sur de la cuenca, aún inexplorada y no muy comprendida.

Existen otras actividades de exploración en todo el mundo. Algunas regiones, tales como Medio Oriente y Rusia, cuentan con un potencial abundante de lutitas gasíferas, pero el fácil acceso a los yacimientos convencionales impide la implementación de campañas serias de desarrollo de lutitas. Los países ávidos de energía y a menudo pobres en recursos constituyen la mayor parte de la actividad de exploración en curso.

### 1.4 SHALE GAS EN MÉXICO

En México existen lutitas ricas en materia orgánica y térmicamente maduras de edad Jurásico y Cretácico. Son similares a las lutitas gasíferas productivas de edad relativa de EUA, tales como las lutitas Eagle Ford, Haynesville-Bossier y Pearsall. Los recursos potenciales de lutitas se localizan en el noreste y en la zona centro-oriental de México, a través de la cuenca del Golfo de México. Las lutitas a las que se apunta como objetivos de exploración también actuaron como roca generadora para algunos de los yacimientos convencionales más grandes de México.

Si bien se ha reportado el desarrollo de poca actividad de exploración de las lutitas gasíferas en las cinco cuencas de México estudiadas por la EIA de EUA, existe GIP estimado de 67 trillones de  $m^3$  [2 366 Tpc], de los cuales se considera que 19.3 trillones de  $m^3$  [681 Tpc] son técnicamente recuperables. Las cinco cuencas de interés para el desarrollo de las lutitas son las de Burgos (que incluye las lutitas de la formación Eagle Ford y las lutitas de edad Titoniano), Sabinas (que incluye las lutitas de la formación Eagle Ford y de la formación La Casita de edad Titoniano), Tampico (lutita de la formación Pimienta), Tuxpan (lutitas de las formaciones Pimienta y Tamaulipas) y Veracruz (lutita de la formación Maltrata). Si bien existe un alto interés en el desarrollo de yacimientos de lutita en México, muchas de las lutitas ricas en materia orgánica son estructuralmente complejas debido al sobrecorrimiento o se encuentran a más de 5 000 m [16 400 pies] de profundidad; demasiada profundidad para encarar el desarrollo utilizando la tecnología actual. Los objetivos potenciales más grandes se hallan en el norte y corresponden a las lutitas Eagle Ford y Titonianas de las cuencas de Burgos y Sabinas.

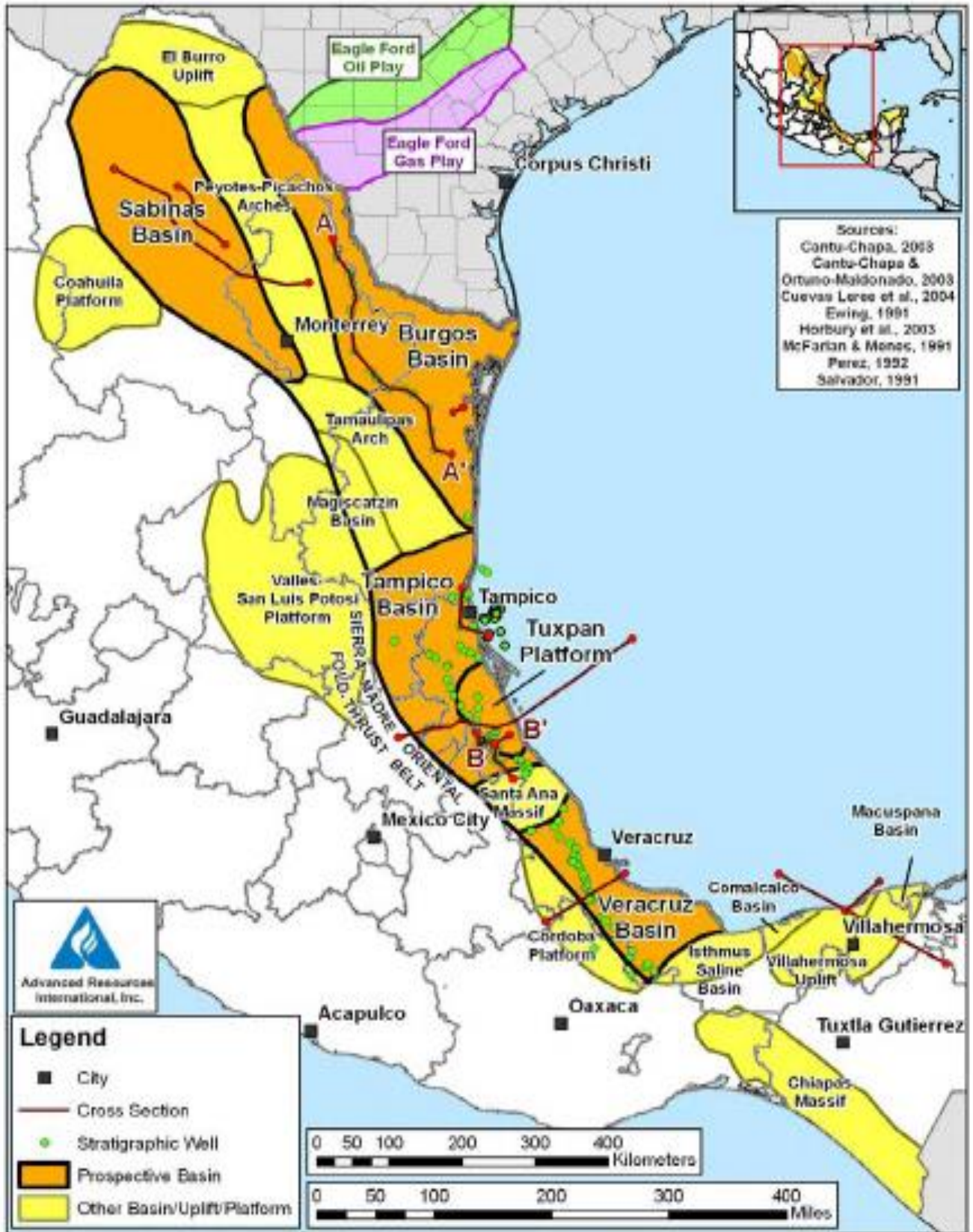
En la cuenca del Río Grande, en el sur de Texas, la formación Eagle Ford produjo tanto gas como aceite. Dado que esta formación se extiende a lo largo del límite y penetra en las cuencas de Burgos y Sabinas de México, la producción exitosa del lado del límite que corresponde a EUA promete la obtención de resultados similares para el lado mexicano. En su primer pozo exploratorio de gas de lutitas, la compañía petrolera estatal de México, Petróleos Mexicanos (PEMEX) Exploración y Producción, anunció recientemente el éxito de una prueba de gas de la lutita Eagle Ford en la cuenca de Burgos. La producción comenzó en mayo de 2011 con un gasto de 84 000  $m^3/d$  [3,0 MMpc/d] aproximadamente. PEMEX tiene previsto perforar 20 pozos más en

## Potenciales Impactos Ambientales del Fracturamiento Hidráulico en Shale Gas

el futuro cercano para evaluar de manera más exhaustiva el potencial de recursos de las cinco cuencas mencionadas. A continuación se muestran las áreas prospectivas de Shale Gas en México:

Formación Geológica	Provincia	Áreas y Plays	Tipo de hidrocarburo	Área prospectiva	Rango prospectivo	Información disponible	Pozos perforados	Recursos prospectivos (TCF)	Programa de evaluación de Plays
Cretácico Superior	Burro-Picachos-Sabinas-Burgos	Piedras Negras, Eagle Ford, Sabinas Norte, Burgos y Agua Nueva	Gas seco	43,000 km <sup>2</sup>	2,500–4,000 m	860 km <sup>2</sup> de sísmica 3D y 2,000 km de sísmica 2D	33	27-87	Perforar al menos seis pozos
Jurásico Superior	Sabinas y Burgos	Sabinas Norte, La Casita, Burgos Occidental y Pimienta	Gas seco	43,500 km <sup>2</sup>	1,000–5,000 m	8,048 km <sup>2</sup> de sísmica 3D	No disponible	55-162	Perforar al menos seis pozos
Cretácico Superior (Agua Nueva) y Jurásico Superior (La Casita y Pimienta)	Tampico-Misantla, Veracruz	Agua Nueva, Pimienta, Maltrata Central	Gas seco y Crudo Ligero	37,000 km <sup>2</sup>	1,000–5,000 m	8,048 km <sup>2</sup> de sísmica 3D	No disponible	Agua Nueva: 21-67 Pimienta: 42-121 Maltrata: 5-13	Perforar al menos cinco pozos
Potencial en formaciones del Paleozoico Pérmico–Devónico	Chihuahua	Ojinaga Bone Spring y Ojinaga Woodford	Gas seco	33,000 km <sup>2</sup>	3,000–5,000 m	11,000 km de sísmica 2D	9 pozos exploratorios (Paleozoico)	Por definir	Por definir

○ **Tabla 1.2 Áreas prospectivas shale gas/oil en México.**



○ *Figura 1.12 Localización geográfica del shale gas/oil en México.*

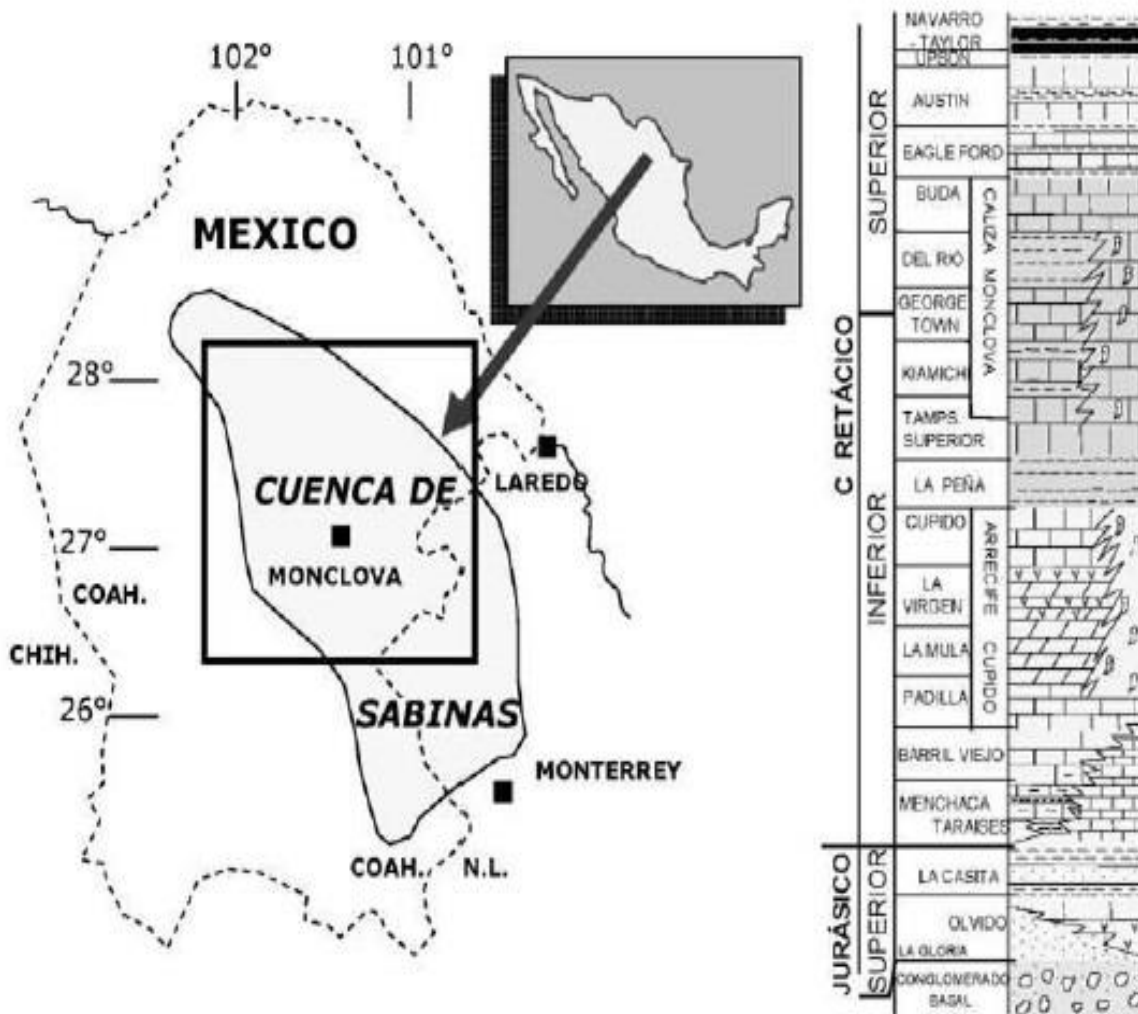


Cuenca	Roca Generadora	Edad	Contenido de Materia Orgánica (%)	Potencial generador (mg de hcs/g de roca)	Tipo de Kerógeno
Burgos	Calizas arcillosas y lutitas calcáreas	Jurásico Superior	>1	5	II
	Calizas arcillosas y arcillas calcáreas	Cretácico Superior	>1	--	--
Tampico Misantla	Calizas arcillosas y lutitas calcáreas	Kimmeridgiano al Tithoniano	>1	2.5	I,II,III
Veracruz	Calizas arcillosas y lutitas calcáreas	Kimmeridgiano al Tithoniano	2	5	II
	Calizas arcillosas	Cretácico Superior	>1	5	II
	Lutitas marinas	Oligoceno	>2	5	II,III
	Lutitas gris y gris verdoso	Mioceno Inferior y Medio	12	--	III,IV
Sureste	Calizas arcillosas negras y gris oscuro	Kimmeridgiano al Tithoniano	>1	5	I,II
	Lutitas, lutitas bentoníticas gris verdoso y calcáreas	Eoceno Medio	>1	5	II
	Lutitas plásticas gris	Oligoceno Inferior	>1	2.5	II,III
Chihuahua	Lutitas y calizas arcillosas	Paleozoico	2.5	--	II,III
	Lutitas y calizas arcillosas	Kimmeridgiano al Tithoniano	4	--	III
	Lutitas y calizas arcillosas	Aptiano Superior	3	--	II,III
	Lutitas negras carbonosas	Turoniano	1.5	--	II, III
Sabinas	Lutitas carbonosas negras	Kimmeridgiano al Tithoniano	2.6	--	II, III
	Calizas y lutitas	Aptiano Superior	1.1	--	II,III
	Calizas arcillosas y arcillas calcáreas	Turoniano	5	--	II,III

○ *Tabla 1.3 Principales características del shale gas/oil en México.*

### 1.4.1 SABINAS Y BURGOS

Las cuencas de Sabinas y Burgos se localizan en NE de México, ocupando un territorio aproximado de 120,000 km<sup>2</sup>. La columna sedimentaria está constituida por rocas siliciclásticas, carbonatadas y evaporíticas, alcanzando espesores hasta de 6 a 7 km en Sabinas y más de 10 Km en Burgos, caracterizando un periodo que abarca desde el Jurásico hasta el Neógeno. Ambas cuencas son gasíferas y están representadas por dos depresiones divididas por un alto del basamento, conocidos paleogeográficamente como Península del Burro e Isla de Picachos. Al SW y S, la Cuenca Sabinas está limitada por el alto del basamento denominado Isla de Coahuila. En Sabinas se han descubierto yacimientos de gas seco, relacionados con rocas siliciclásticas y carbonatadas naturalmente fracturas del Kimmeridgianotithonianas y Neocomianas. Las rocas generadoras de las cuencas Sabinas y Burgos son: Kimmeridgiano-Tithoniano (La Casita), Aptiano (La Peña), Turoniano (Eagle Ford), Paleoceno-Eoceno (Midway-Wilcox) y Oligoceno (Vicksburg).



○ *Figura 1.13 Localización geográfica de la cuenca Sabinas.*

### 1.4.2 SABINAS, BURRO, PACACHOS

La cuenca de Sabinas es la única cuenca en explotación que no está situada en la Planicie Costera del Golfo de México. En ella se descubrió la presencia de gas seco en 1972, aunque en cantidades muy limitadas, ya que solamente contiene el 0.05% de las reservas totales probadas del país.

Está constituida por rocas sedimentarias del Mesozoico, de las cuales producen gas seco las del Jurásico Superior y Cretácico Inferior. Las más altas concentraciones de carbono orgánico es > 1% se conocen las formaciones La Casita y Pimienta del Kimmeridgiano-Tithoniano y La Peña del Aptiano Superior. En segundo término, se encuentran las formaciones Eagle Ford del Turoniano y Upton del Campaniano. En esta cuenca, el potencial generador ( $S_2$ ) es insignificante debido a la sobremadurez, especialmente de las rocas del Cretácico Inferior y más antiguas. Se considera que el gas de esta cuenca está genéticamente relacionado a las rocas del Jurásico Superior, las cuales iniciaron la generación desde fines del Cretácico Inferior, cuando aún no existían trampas y salieron de la ventana del petróleo a fines del Terciario. El hecho de que la generación anteceda a las trampas, indica que los primeros hidrocarburos se perdieron sólo se preservó parte de los que se originaron en tiempos postorogénicos, es decir, después del Paleoceno- Eoceno.

Los gases del Jurásico Superior de la Cuenca Sabinas se clasifican como gas no asociado provenientes de una roca generadora en la ventana del gas seco. Los gases de la parte central de Sabinas (Campo Monclova) se interpreta un gas termogénico no-asociado proveniente de una roca generadora con materia orgánica dispersa (MOD) en la Ventana de generación de gas húmedo (Roe=1.5%). En la Paleopenínsula de la zona Burro se produce gas a partir de calizas fracturadas aptianas y coniaciano-santonianas. La cuenca de Burgos aporta gas seco y condensado en areniscas deltaicas y turbidíticas del Terciario. En lo alto del Burro (Campo Casa Roja) se tiene el mismo tipo de gases y kerógeno fuente, aunque de menor madurez (Roe=1.2-1.5%). Hacia la porción SE de Picachos la madurez se incrementa (Roe=2.0%) y la MOD es húmica (Campo Cadena).

### 1.4.3 BURGOS MESOZOICO

- a) **Jurásico Superior.** El Mesozoico se ha alcanzado solamente en los bordes occidental y sur de esta cuenca. Los estudios geoquímicos indican que en las calizas arcillosas y lutitas calcáreas del Jurásico Superior (Formación Pimienta) predominan cantidades de carbono orgánico superiores al 1%, a la vez que algunas muestras, pese a su madurez, alcanzan a generar más de 5 miligramos de hidrocarburos por gramo de roca. Los carbonatos y arcillas de esta edad fueron depositados sobre un mar abierto, extenso, con aguas tranquilas, que proporcionaron las condiciones anóxicas para la conservación de la materia orgánica marina que aún contiene kerógeno tipo II.
- b) **Cretácico Superior.** Dentro de la secuencia del Cretácico, las formaciones Eagle Ford y Agua Nueva (Turoniano), San Felipe (Coniaciano-Santoniano) y Méndez (Campaniano-Maastrichtiano) presenta un comportamiento geoquímico semejante en cuanto a su contenido de carbono orgánico, superior a 1% y valores considerables de  $S_2$  (Hidrocarburos potenciales) en una buena porción de las muestras, lo que permite catalogarlas como rocas generadoras. Estas rocas consisten de calizas arcillosas y lutitas calcáreas depositadas sobre una plataforma abierta y extensa, durante las últimas etapas de la transgresión regional que cubrió gran parte del actual territorio mexicano.

- c) La cuenca de Burgos inicia su formación con la transgresión regional provocada por la apertura del Golfo de México; sin embargo su máxima sedimentación la alcanza durante la regresión del Terciario que estuvo acompañado por fallamientos tensionales que provocaron una fuerte subsidencia conjugada a un gran depósito de terrígenos arcillo-arenosos que más tarde produjeron un sistema de generación de hidrocarburos. La presencia de gas y condensado en las lentes y capas arenosas encajonadas por potentes cuerpos de arcillas hacen suponer que la generación fue producto de las propias arcillas que, no obstante su limitado potencial, fueron capaces de generar y expulsar cantidades también limitadas de hidrocarburos. El fallamiento originalmente normal y posteriormente de crecimiento fue tan intenso durante todo el Terciario, que provocó el depósito de terrígenos, cuyo espesor se calcula superior a 8,000 metros en el centro de la cuenca, lo que implica una excesiva transformación térmica para las rocas mesozoica y aún para las del Terciario, con un gradiente geotérmico relativamente alto que en general supera los 26°C/km.
- d) Los gases del Paleoceno se dividen en termogénicos no asociados a condensados. Los gases asociados a condensados están presentes en la porción norte de Burgos (Campo Corindón- Alcavarán), proviniendo de materia orgánica de madurez tardía (Roe=1.2). La madurez de esta fuente de hidrocarburos se incrementa hacia el sur en los campos Presa y Emú (Roe=1.6-3.0%), volviéndose más húmica en la porción sur (Alondra, Agami) y generado consecuentemente gases más secos. Los gases del Eoceno predominantes son los termogénicos asociados a condensado de un kerógeno con una madurez tardía (Roe=1.2-1.8%). En la porción sur se infiere el incremento de la madurez de la roca generadora hacia el depocentro por los valores obtenidos de los gases en Conquistador y Primavera (Roe=1.2-1.8%). Los gases del Oligoceno- Mioceno son predominantemente termogénicos asociados a condensados, provenientes de una roca madura (Roe=1.0-1.5%).

### 1.4.4 TAMPICO-MISANTLA

La provincia Tampico-Misantla se ubica en la porción centro-oriental de la República Mexicana, ocupando una superficie de 90,000 km<sup>2</sup> entre la porción central del Frente de la Sierra Madre Oriental y el Golfo de México Profundo (tirante de agua >200 m), el Eje Neovolcánico al sur y el Arco de Tamaulipas por el norte. La columna sedimentaria está constituida por rocas predominantemente carbonatadas a nivel Mesozoico siliciclásticos en Paleógeno-Neógeno, alcanzado espesores de 6.0-7.0 km. La cuenca petrolífera está representada de W a E por dos depresiones (Chicontepec y Golfo) y el alto del basamento Tuxpan-Plan de las Hayas. La producción de hidrocarburos proviene, principalmente, de rocas carbonatadas del Jurásico Inferior-Medio (Play Liásico-Huayococotla-Tepexic) y superior (Play Kimmeridgiano-San Andrés), Cretácico Medio (Plays El Abra y Tamabra) y Superior (Play Fracturas) y rocas siliciclásticas del Eoceno Inferior (Play Chicontepec).

Estos parámetros fueron utilizados para evaluar la cantidad de hidrocarburos generados y migrados, siguiendo la metodología de balance de materia. De acuerdo a la metodología empleada (Waples 1995), el total de hidrocarburos migrados a partir de las rocas generadoras jurásicas varían entre 728 y 1,094 millones de barriles de petróleo crudo equivalente.

- a) **Jurásico Superior.** La edad de las principales rocas generadoras es Jurásico Superior, estando integradas por las formaciones Santiago (Oxfordiano), Tamán (Kimmeridgiano) y Pimienta (Tothoniano). Su litología corresponde a calizas arcillosas, cuyo contenido de arcillas disminuye hacia la cima del Jurásico. Sus mayores espesores se encuentran en 12 grabens que al sepultarse permitieron la maduración de la materia orgánica dispersa en las rocas y se convirtieron en los principales focos oleogeneradores. Se tiene un promedio de COT del 2.2%, por lo tanto se infiere que tiene un potencial remanente aún bueno de kerógeno tipo II precursor del aceite con una madurez en el pico de generación de aceite ( $R_o = 0.8\%$ ) y una relación de transformación del kerógeno en hidrocarburos (SPI) promedio alcanza 6 ton/m<sup>2</sup>. La formación Santiago del Oxfordiano es una unidad con fuerte potencial, debido a que para aquel entonces la aún incipiente transgresión marina cubría sólo algunos restringidos depocentros en los que se acumula carbonatos y arcillas bajo aguas someras de muy baja energía, propicias para la preservación de materia orgánica de buena calidad, kerógeno I y II, pero con aportación de materia orgánica continental, kerógeno III, por la cercanía de amplias áreas positivas circundantes.
- b) **Cretácico Superior.** La formación Agua Nueva (Turoniano) presenta valores de carbono orgánico superiores al 1 %, aunque sólo 6 superan los 2.5% de S<sub>2</sub>. Los estudios ópticos indican que contiene predominantemente kerógeno tipo II. Todo esto, permite definir a esta formación, aún inmadura, como potencialmente generadora de regular importancia, en la mayor parte de la Cuenca Tampico-Misantla.

### 1.4.5 VERACRUZ

La cuenca de Veracruz se ubica en el oriente de México, ocupando un área de 30,000 km<sup>2</sup> entre la Sierra Madre Oriental, Eje Neovolcánico, Sierra de los Tuxtlas y el Golfo de México. La columna sedimentaria está constituida por rocas carbonatadas mesozoicas y siliclasticas terciarias, alcanzando un espesor máximo de 10 km. La cuenca petrolífera está representada por dos elementos separados por una falla regional inversa: la Plataforma Mesozoica de Córdoba al occidente, donde se han descubierto 14 campos de aceite y gas en carbonatos del Cretácico Medio Superior y la Cuenca Terciaria de Veracruz, al oriente, con siete campos de gas en areniscas del Mioceno. Se han realizado varios trabajos geoquímicos.

Los gases biogénicos se encuentran acumulados en areniscas turbidíticas del Mioceno. Los intervalos arcillosos poseen características generadoras con madurez térmica baja, sin embargo, esta condición no es una limitante para la generación de gas bacteriano que se lleva a cabo a temperaturas menores de 60°C en ambientes con altas tasas de sedimentación. Por otra parte, basándose en los valores isotópicos del butano y el iso-butano, puede concluirse que el aligeramiento de los gases biogénicos y sus mezclas con termogénicos son producto de la segregación isotópica de los gases durante su migración desde las partes más profundas de la cuenca. Los gases termogénicos asociados a condesados fueron identificados en yacimientos de la base del Mioceno en tres campos en el centro de la cuenca terciaria. Estos gases probablemente provienen de los hidrocarburos condensados, originados por rocas generadoras con una madurez correspondiente a la ventana del gas húmedo ( $R_o = 1.2-2\%$ ), posiblemente de edad Paleógeno o Mesozoico. Los isótopos nos indican un gas termogénico proveniente de una roca generadora con materia orgánica sapropélica en la ventana del gas húmedo ( $R_{oe} = 1.2-2.0\%$ ).



- a) **Cretácico Superior.** De las calizas arcillosas oscuras de plataforma externa del Turoniano (Formación Maltrata), la mitad de sus muestras rebasa el 1% de carbono orgánico y más de la tercera parte generó más de 5 mg de hidrocarburos por gramo de roca  $S_2$ , lo que indica su potencial generador, Sin embargo, en casi toda la Plataforma de Córdoba, la Formación Maltrata se encuentra inmadura, por lo que es poco factible que haya contribuido de manera importante en la generación de los hidrocarburos que extraen del Cretácico. El kerógeno, predominante en esta unidad, es del tipo II, con mezclas importantes del tipo IV.
- b) **Oligoceno.** Las rocas del oligoceno consisten de lutitas marinas gris oscuro, intercaladas con areniscas. Presentan valores altos de carbono orgánico, en su mayoría superiores al 1 %, que en muchas ocasiones sobrepasan el 2%.
- c) **Mioceno Inferior y Medio.** Estas formaciones están constituidas por lutitas gris y gris verdoso, cuyo espesor supera los 1,200 m. Es la unidad con valores más altos de carbono orgánico que se conoce en México; sin embargo, su tipo de materia orgánica es de un kerógeno tipo continental (III) e inerte (IV), indicando por pirolisis cantidades significativas de hidrocarburos gaseosos.

### 1.4.6 CHIHUAHUA

La cuenca de Chihuahua está ubicada en el Norte de México en la Provincia de Sierras y Cuencas. Las sierras son fragmentos de anticlinales donde afloran rocas del Mesozoico, mientras que las depresiones están rellenas de terrígenos lúricos aluviales cenozoicos con intercalaciones ígneas con espesores entre 1000 y 2000 metros. La columna sedimentaria mesozoica alcanza espesores de 7,000 m, estando compuesta por rocas siliciclásticas y carbonatadas del Jurásico Superior al Aptiano, carbonatos con lutitas del Albiano-Cenomaniano y en la parte superior por siliciclásticos del Turoniano-Senoniano. El fuerte tectonismo laramídico y postorogénico influyó en la sobremaduración de las rocas generadoras y la destrucción de trampas, así como en la formación de abundantes vías de migración hacia la superficie, provocando la dispersión de los hidrocarburos.

Las formaciones paleozoicas Percha y Paradise del Devoniano y Mississípico están constituidas por calizas arcillosas y lutitas cuyos espesores fluctúan entre 40 y 220 m. El COT varía entre regular y bueno (0.6 a 2.5%); la materia orgánica reportada es una mezcla de kerógeno tipos II y III, sobremaduros (con una reflectancia de vitrinita  $R_o = 2-3\%$ ), ubicados en la zona de generación del gas seco.

La formación La Casita del Jurásico Superior (Kimmeridgiano-Tithoniano) está constituida por lutitas y calizas arcillosas cuyos espesores varían entre 80 y 950 m. La riqueza orgánica varía entre regular y muy buena (COT= 0.5-4%). El kerógeno residual es de tipo III, sobremaduro (con una reflectancia de vitrinita  $R_o = 1.4-2.7\%$ ) que lo ubica en la zona de generación de gas. Esta formación se considera la más importante generadora de hidrocarburos por su contenido orgánico, espesor y distribución regional.

La formación La Peña está compuesta por calizas arcillosas y lutitas del Aptiano Superior con espesores entre 50 y 100 m. Su COT varía entre 1 y 3% y está constituida por kerógeno tipo III y II-

III, maduro a sobremaduro (con una reflectancia de vitrinita  $R_o = 1-2\%$ ), que lo ubica en las zonas de generación de aceite y condensado.

La formación Ojinaga, constituida por lutitas negras carbonosas del Turoniano, tiene espesores de hasta 1,000 m. Su contenido de COT residual varía entre 0.5 y 1.5% y corresponde a un kerógeno del tipo II-III, maduro (con una reflectancia de vitrinita  $R_o = 0.6-1\%$ ) y ubicado en la ventana del aceite. Esta unidad es importante por sus fuertes espesores y condiciones de madurez, adecuadas para la generación de aceite; pero la ausencia de un sello regional suprayacente limita las posibilidades de formar yacimientos.

## 2 PERFORACIÓN DIRECCIONAL Y HORIZONTAL DE POZOS

En el presente capítulo se describirán los aspectos más importantes en un plan general de desarrollo, para una perforación direccional u horizontal los cuales detallarán las diferentes técnicas de direccionamiento, diseños de perforación, herramientas utilizadas y tipos de fluidos a utilizarse. Durante el desarrollo de este marco teórico se presentaran algunos de los problemas más comunes que se dan en la perforación de pozos direccionales y horizontales, más no la solución de los mismos.

Como en toda industria, esta se ve afectada y mejorada cada día por los avances tecnológicos en cada una de las herramientas, métodos y fluidos, para lograr los objetivos propuestos en la perforación en menos tiempo con más precisión y economizando costos, lo que hace indispensable una constante actualización. En este trabajo vale destacar que no serán objeto de estudio los métodos y la base matemática empleados en los diferentes programas.

La perforación horizontal nos permite acceder al yacimiento del shale gas de una forma eficiente con un impacto ambiental mínimo. Esta tecnología utiliza tubería de perforación flexible para perforar de manera horizontal y poder ubicarse de forma paralela a las zonas de interés. El proceso permite que se perforen pozos múltiples desde una misma plataforma, lo que reduce los impactos ambientales. Para realizar una perforación horizontal primero realizas una perforación vertical para llegar unos pocos cientos de metros arriba de la altura del yacimiento. Luego, el perforador “se gira” en un ángulo cercano a los 45° para así perforar a través del yacimiento de shale gas, permitiendo una mayor extracción de éste.

Algunas ventajas de la perforación direccional y horizontal son:

- **Dar con blancos que no pueden ser encontrados a través de pozos verticales:** Algunos yacimientos están localizados bajo ciudades o terrenos donde es imposible o prohibida la perforación.
- **Drenar una amplia área desde una sola plataforma de perforación.**
- **Incrementar la longitud de la zona productora dentro de la roca objetivo:** Por ejemplo si la capa de roca es de un espesor delgado de cinco pies aproximadamente, un pozo vertical no se aprovecharía al máximo en comparación a una perforación horizontal de 5,000 pies.
- **Mejorar la producción de los pozos:** Esto se hace mediante la perforación en una dirección que intersecte el máximo número de fracturas.
- **Sellar o aliviar la presión en pozo fuera de control.**

**DEFINICIÓN.** La Perforación Direccional es la ciencia de dirigir un pozo a lo largo de una trayectoria predeterminada, hasta un objetivo subterráneo localizado a una distancia horizontal dada, desde un punto directamente debajo del centro de la mesa rotaria de un equipo de perforación. El control de la desviación es el proceso de mantener el borde del pozo dentro de un límite prescrito, relativo al ángulo de inclinación, trazo horizontal desde la vertical o ambos. Podemos decir, que la

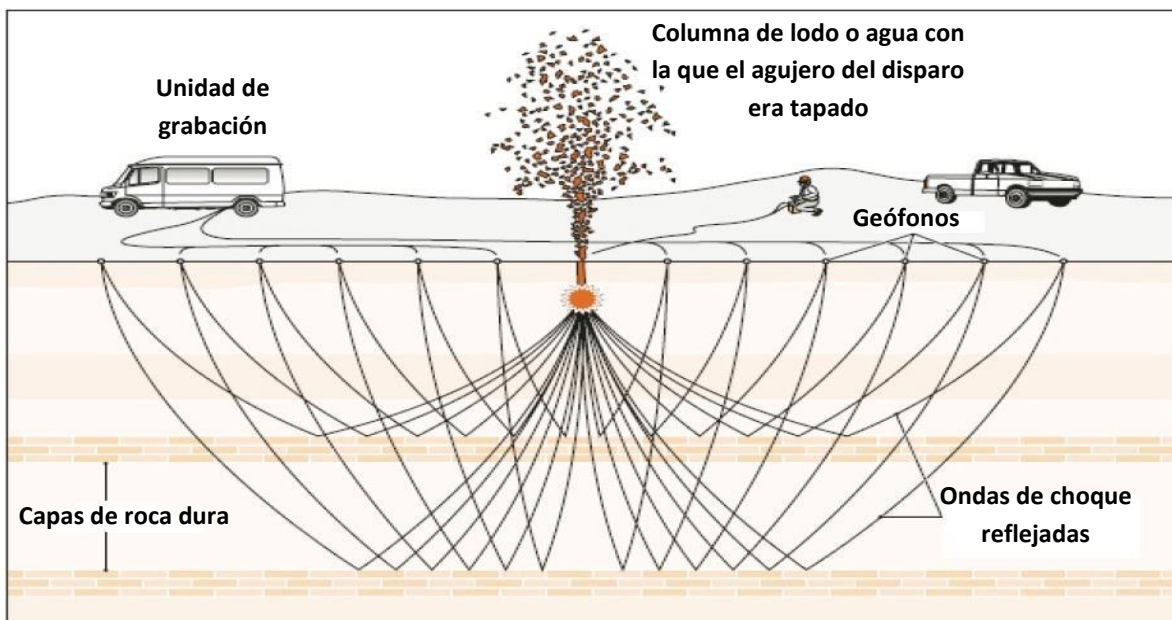
perforación de un pozo desviado soluciona varios problemas asociados a la superficie y al subsuelo, y permite con excelente precisión llegar al objetivo planificado.

**CICLO DE VIDA DE UN POZO.** El establecimiento de un pozo productor shale gas es un esfuerzo multifacético ya que a menudo puede tomar más de un año. El proceso incluye la identificación de un sitio de perforación, el diseño del pozo basándose en la geografía y la geología de la ubicación específica, la construcción del pozo, las pruebas al pozo, y eventualmente el desmantelamiento del pozo después de que la producción ha cesado. Todas estas actividades requieren mucho tiempo y requieren una planificación y ejecución eficientes, pero el producto final a menudo puede ser una inversión muy rentable.

### 2.1 INVESTIGACIÓN DEL SITIO

La extracción del gas natural de las formaciones shale comienza con la selección del sitio más eficiente y rentable. Otros factores que influyen en la selección del sitio, son las leyes y reglamentos que rigen el lugar o localidad, la proximidad a infraestructuras tales como carreteras y estaciones de abastecimiento de combustible, y lo más importante la probabilidad de que el sitio dará lugar a una gran cantidad de hidrocarburos con un costo mínimo.

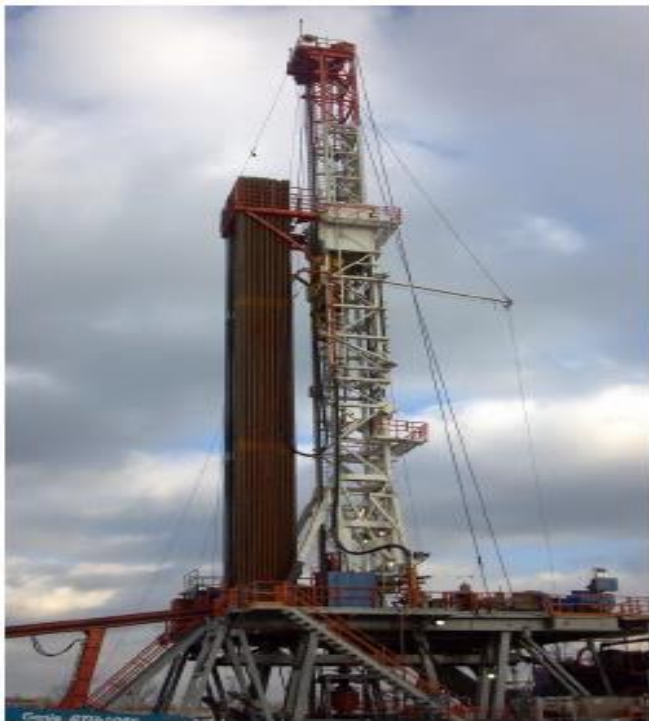
La probabilidad de que el sitio del pozo produzca una gran cantidad de gas se determina utilizando una serie de métodos. Uno de los primeros métodos utilizados es la fotografía de vigilancia aérea para verificar si la geografía es la adecuada para la perforación. Una comprensión de la geología subsuperficial también es importante para la selección de un sitio de perforación. La evaluación de las formaciones geológicas incluye la realización de análisis sísmicos y magnéticos, los cuales son proporcionados por las empresas de perforación. El análisis sísmico es a menudo la primera actividad realizada en el campo cuando se investiga un posible sitio para el pozo.



- **Figura 2.1** En la imagen se muestra un esquema de un análisis sísmico básico.

El análisis comienza cuando la fuente de energía, en éste caso la pequeña explosión, es aplicada en el subsuelo y manda hacia el interior la ondas sísmicas. Como las ondas viajan a través del subsuelo, algunas son reflejadas en algunas formaciones rocosas y regresan directamente hacia la superficie donde receptores sensibles llamados geófonos pueden interpretar las señales. Estas señales son amplificadas, filtradas, digitalizadas y grabadas en un laboratorio móvil para su interpretación. El método de análisis magnético consiste en la aplicación de un campo magnético en la formación y posteriormente medir las variaciones en el campo. La variación en el campo puede ser usada para identificar ciertas formaciones de rocas basándose en las diferencias magnéticas entre los varios tipos de rocas. Usando estos métodos, las compañías de perforación pueden estimar la profundidad y espesores de las formaciones shale.

Cuando un sitio prometedor ha sido identificado, los espesores y presión interna de la formación de interés son determinados. Esta información es reunida a través de la perforación y pruebas de pozos exploratorios. Una plataforma de perforación es instalada en el área de perforación y se compone de los siguientes elementos: torre de perforación, equipo de manejo del lodo de perforación, generadores de energía, equipo de cementación y tanques de almacenamiento de gasolina/diesel y agua.



Este equipo es luego usado para perforar en el subsuelo y hasta la formación de interés. Una vez que la formación de interés es penetrada, se realizan pruebas para determinar si el sitio del pozo es apropiado para el desarrollo adicional. Las pruebas de pozos iniciales determinan el gasto de gas del pozo, así como la presión contenida en la formación. Si la perforación exploratoria demuestra que cantidades comercialmente extraíbles de hidrocarburos han sido encontrados, se instala una válvula en el cabezal de pozo. Si el sitio se considera no rentable, el sitio es puesto fuera de servicio y llevado a condiciones seguras para asegurar la restauración a su estado original.

○ Figura 2.2 Plataforma de perforación



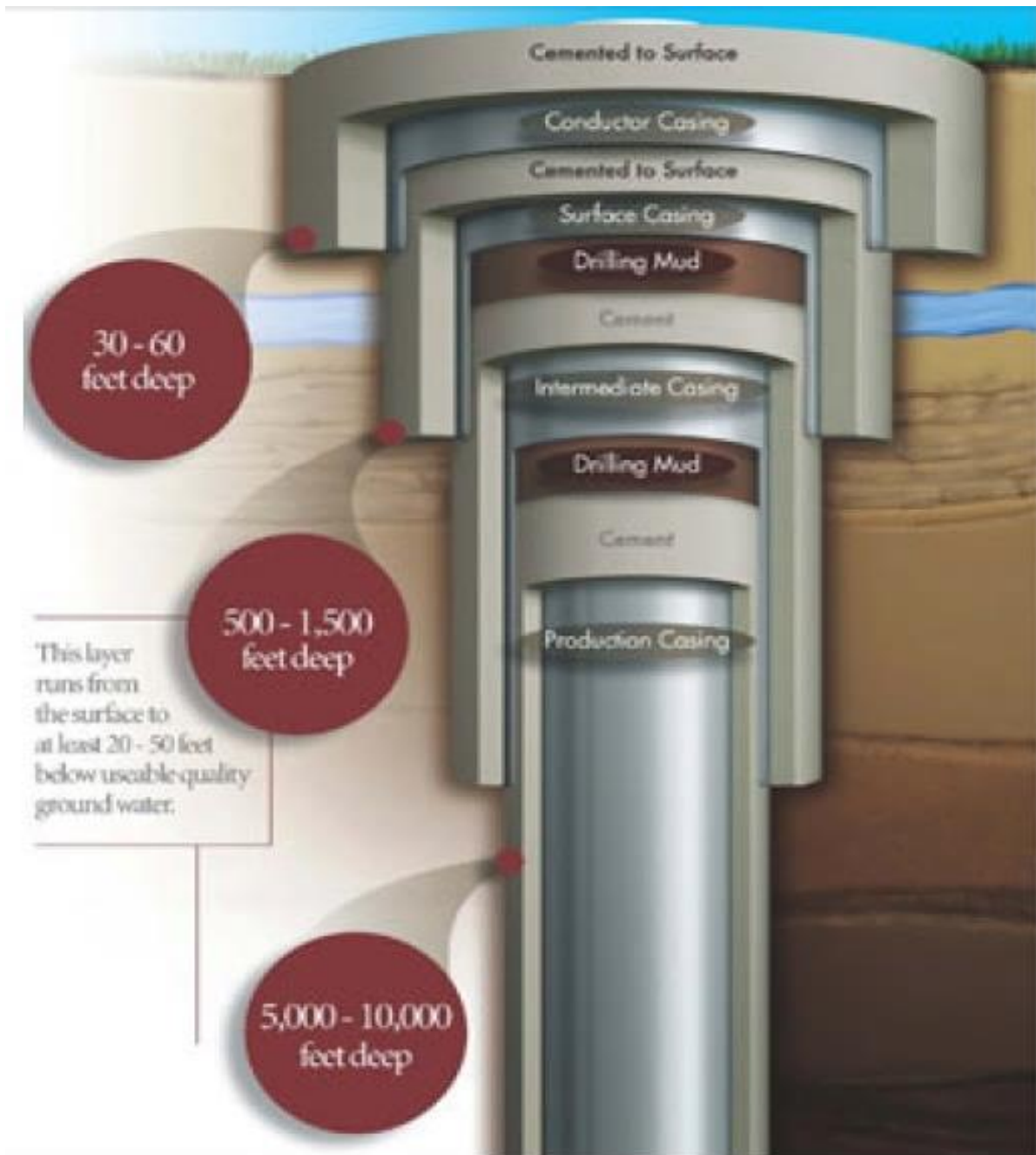
## 2.2 PROGRAMA DE PERFORACIÓN

Para perforar un pozo de petróleo se debe contar con un programa de perforación, el cual debe ser aprobado por el ente gubernamental respectivo y estar constituido por una serie de instrucciones y procedimientos, que servirán como guía para la ejecución de cada una de las operaciones consideradas, desde el inicio hasta el final de la perforación del pozo, tomando en cuenta normas y regulaciones de seguridad industrial y ambientales. Las personas que trabajan en la perforación son las encargadas de cumplir con el programa de perforación lo más exactamente posible

### 2.2.1 ETAPAS DE PERFORACIÓN

Esta parte del plan de desarrollo para la perforación es la más importante, puesto que, de manera detallada, quedan establecidos los procedimientos a seguirse durante todas las etapas consideradas para la perforación del pozo. Las etapas normales de una perforación, direccional u horizontal, son denominadas tomando en cuenta los tipos de pozo que serán construidos el radio y el alcance que se van a plantear durante el proceso de perforación. Los tipos de pozos a ser perforados son los siguientes:

- **Pozo conductor:** Es una tubería guía de diámetro grande (16" – 30") que se hinca hidráulicamente con un martillo hidráulico a profundidades entre 90' y 500'. Entre las funciones específicas de este tipo de revestidor se tiene: reduce al mínimo las pérdidas de circulación a poca profundidad, conducto por donde el lodo regresa a la superficie al comienzo de la perforación, minimiza la erosión de sedimentos superficiales debajo de la barrena y soporta cargas en el cabezal del pozo.
- **Pozo superficial:** Son un tipo especial de tubería cuyo papel es proteger las formaciones superficiales de las condiciones de mayor profundidad de perforación. La profundidad de asentamiento está entre 300' y 3500' dependiendo del área operacional. Las funciones más importantes de este revestidor son: proteger los acuíferos de agua dulce de la contaminación de los fluidos producidos. Esta tubería se cementa hasta la superficie, proporciona un gradiente de fractura suficiente para permitir la perforación del próximo agujero hasta asentar el revestidor intermedio y permite la colocación de los sistemas para prevención de reventones para el control del pozo.
- **Pozo intermedio:** Tubería especial utilizada para proteger las formaciones de altos pesos de lodos y evitar contaminaciones del fluido de perforación cuando existen zonas presurizadas más profundas. Entre sus funciones tenemos: proporciona al agujero integridad durante las operaciones de perforación, permite control de pozo si se encuentran zonas de presiones anormales, permite el control del pozo si se generan presiones de succión durante un viaje de tubería, aísla formaciones con problemas (Lutitas inestables, flujos de agua salada o formaciones que contaminan el lodo de perforación) y permite bajar la densidad del lodo para perforar zonas de presiones normales que se encuentran debajo de zonas presurizadas.
- **Pozo productor:** Tubería especial utilizada para cubrir la zona productiva; proporciona refuerzo para la tubería de producción durante las operaciones de producción del pozo, además permite que dicha tubería sea reemplazada o reparada posteriormente durante la vida del pozo.



○ *Figura 2.3 Esquema de las diferentes tuberías de revestimiento que conforman un pozo.*

En cada etapa se establecen las herramientas, técnicas, compañías de servicio responsable y procedimientos a seguirse durante la operación correspondiente.

### 2.2.2 DIRECCIONAMIENTO DEL POZO

Con los valores de Coordenadas de Superficie y Coordenadas de Fondo u Objetivo, podemos calcular dos de los puntos de mayor interés en un pozo direccional. Podemos decir que las tres definiciones que están más relacionadas con la culminación exitosa de un hoyo desviado, son:

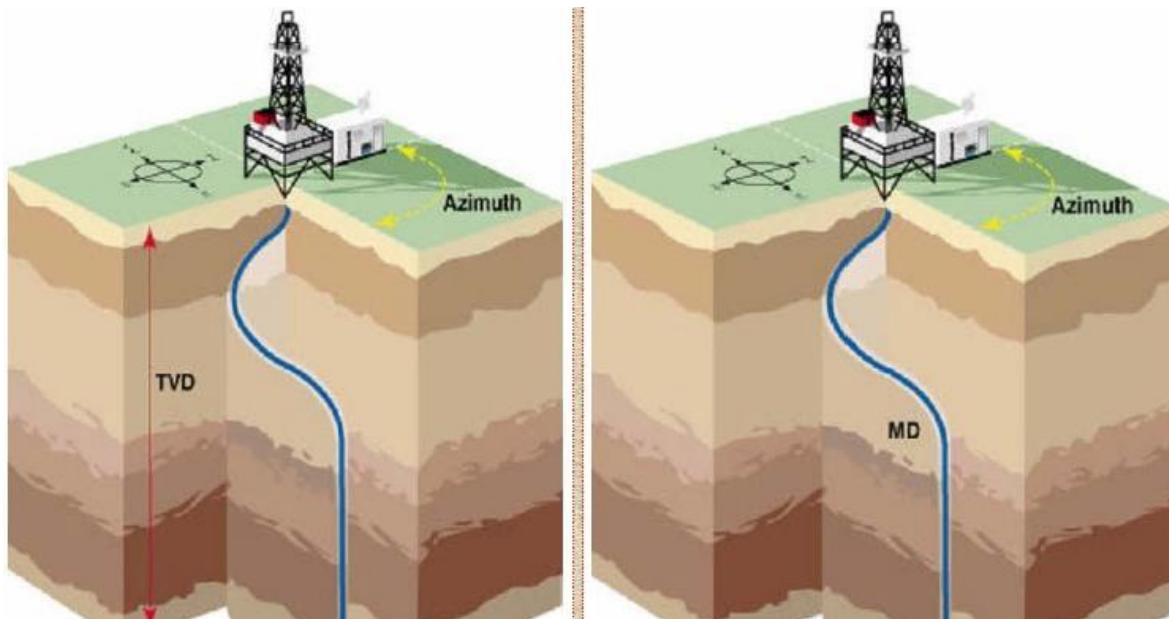
Inclinación, Dirección y Desplazamiento Horizontal. Con esta información de Coordenadas podemos conseguir dos de ellas: la Dirección del Pozo y el Desplazamiento Horizontal.

### 2.2.2.1 PROFUNDIDAD DEL OBJETIVO (TVD) (MD)

Para la determinación de la profundidad del objetivo se utiliza dos tipos de mediciones estas son:

- Profundidad vertical verdadera (TVD “Total Vertical Depth”)
- Profundidad medida (MD “Measure Depth”)

La primera (TVD), representa la profundidad obtenida desde el borde del pozo hasta un punto imaginario vertical paralelo a la posición donde se encuentre la perforación. Mientras que la (MD) es la medida de la trayectoria del pozo. Comúnmente esta medida se la puede conocer mediante la suma de todos los componentes que se encuentran dentro del hoyo. Los estratos productivos presentan un ángulo de inclinación, lo que provoca que la profundidad vertical verdadera del objetivo “horizontal” en un punto exactamente debajo de la locación superficial difiera de la profundidad vertical verdadera que el objetivo tiene en el punto donde termina la sección construida, conocida por sus siglas en inglés “End Of Construcción” (EOC). De esta manera se hace necesario determinar la profundidad del objetivo en el punto (EOC) para poder realizar un eficiente diseño del pozo tomando en cuenta la inclinación del estrato.



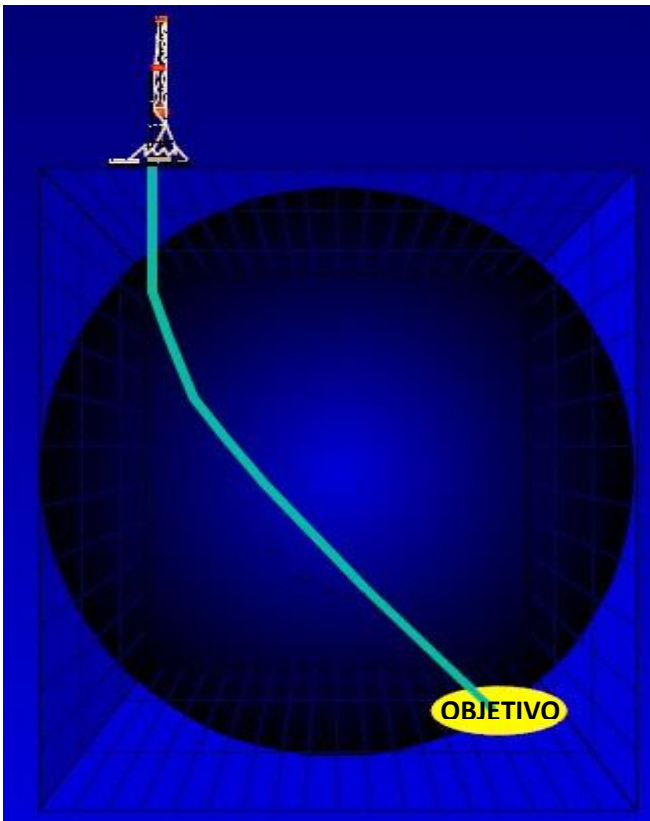
○ *Figura 2.4 Esquema representativo de la TVD Y MD de un pozo.*

### 2.2.2.2 OBJETIVO (TARGET)

La palabra “target” en la perforación de pozos direccionales es conocida como el objetivo geológico en profundidad respecto a la horizontal. Se puede decir también que el target es un punto que se encuentra en el subsuelo o dentro del yacimiento al que se desea llegar, ese punto

es determinado geológicamente y depende de las necesidades de la empresa operadora del campo en el cual está ubicado el pozo. En la figura podemos observar la ubicación del objetivo y cómo se lo diseña de acuerdo a los elementos que lo componen.

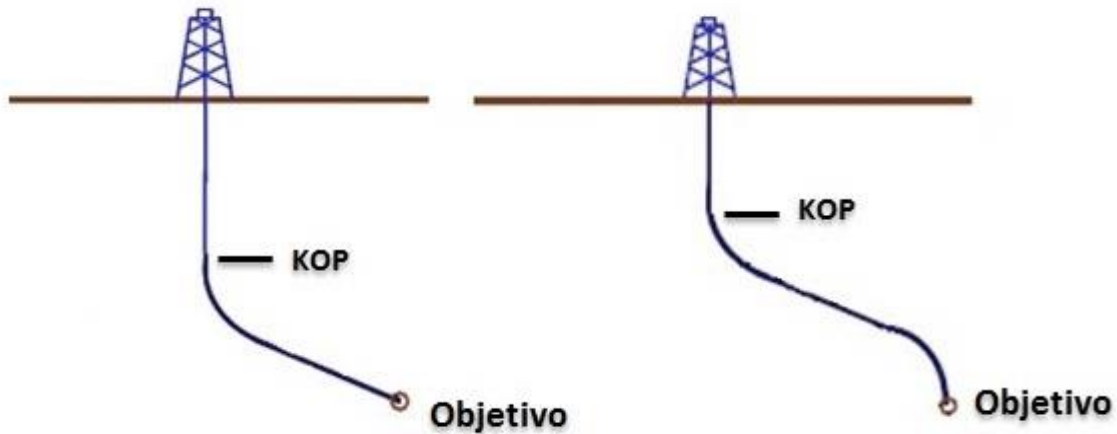
En un pozo horizontal, el target no es sólo un punto, sino que se trata de una sección horizontal muy similar a un cilindro. Existe un radio de tolerancia con respecto al objetivo geológico, debido a las variables que se presentan en la perforación como son: orientación, inclinación, profundidad, desviación de la barrena y espaciamiento. El radio de tolerancia está entre los veinte y treinta pies, aunque éste valor puede variar dependiendo de los requerimientos de la compañía dueña del pozo.



- *Figura 2.5 Esquema de la trayectoria de un pozo hasta llegar al objetivo.*

### 2.2.2.3 KICK OFF POINT (KOP)

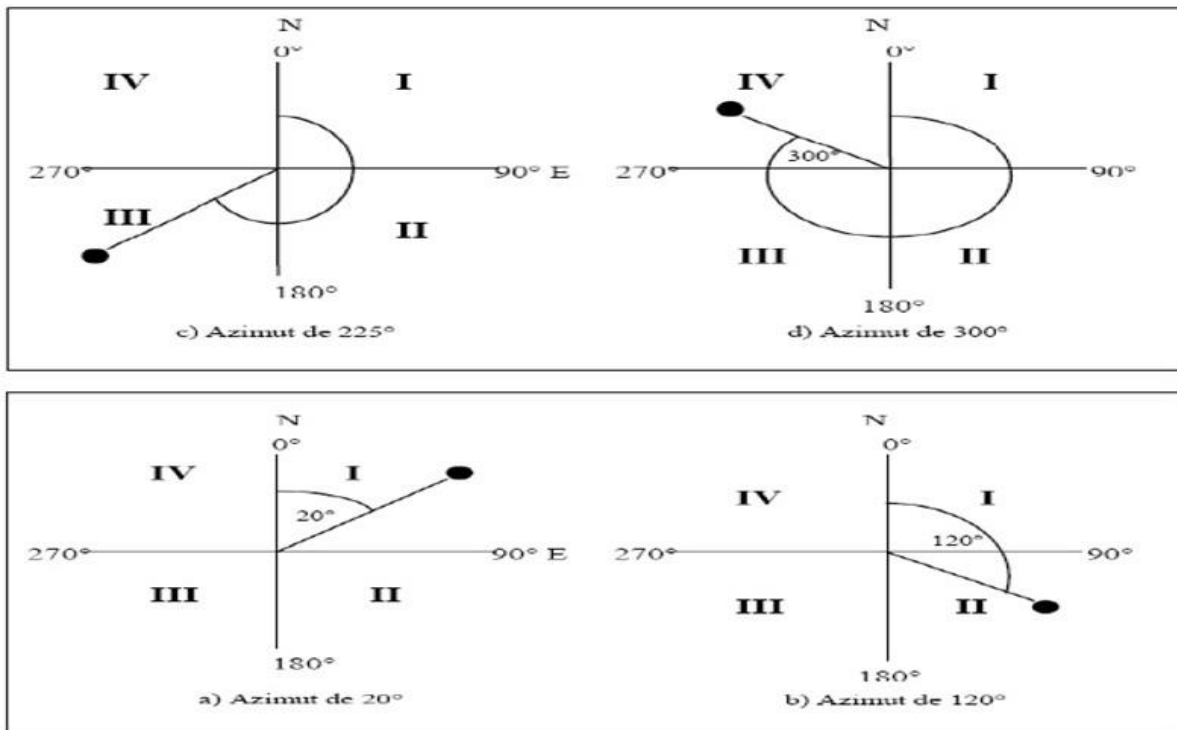
Es la profundidad a la cual el pozo será desviado intencionalmente desde su posición vertical. Este punto es seleccionado generalmente en formaciones suaves y someras donde la perforación direccional es más factible. El punto de desvío (KOP) no es único ya que depende del tipo de pozos que se construya.



○ *Figura 2.6 En la imagen se muestran los KOP para diferentes trayectorias de pozo.*

### 2.2.2.4 AZIMUT

El azimut es el ángulo que se genera al ubicar el objetivo desde el borde superficial del pozo. Para reconocer la ubicación del objetivo es necesario usar coordenadas rectangulares, las cuales son normadas especialmente para éste propósito. El vector de salida es la distancia entre dos puntos que son proyectados dentro del plano horizontal. La dirección de un vector de salida está dada en dirección de las manecillas del reloj y va de  $0^\circ$  a  $360^\circ$ , y además se considera que el Norte representa  $0^\circ$ .



○ *Figura 2.7 En la figura se muestra la medición del azimut de acuerdo con el cuadrante de referencia.*



### 2.2.2.5 TIPOS DE CONSTRUCCIÓN DE ÁNGULO

La perforación horizontal comienza en una locación subsuperficial con una sección vertical, seguida por una sección desviada en algún KOP preseleccionado, comenzando en 0 ° desde la vertical y terminando aproximadamente a 90 ° en el punto de entrada al yacimiento. Los siguientes métodos son utilizados para para perforar los Build-up Rate (Secciones construidas) para llegar al punto de entrada al yacimiento:

- Radio Largo
- Radio Medio
- Radio Corto
- Radio Ultra Corto

## 2.3 PROGRAMA DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Un fluido de perforación (según API), es un fluido empleado en la perforación, el cual ejecuta una, varias o todas las funciones requeridas en la operación de perforación, puede ser líquido o gas, pero generalmente es una mezcla del agua o aceite con arcilla y algunos productos químicos, de ahí su nombre coloquial de “lodo de perforación”.

En este trabajo de investigación este tema es de mucha importancia ya que del lodo de perforación depende mucho la optimización de la perforación, por un mala formulación del mismo puede provocar muchos problemas como la de fricción en la sarta, mal funcionamiento de la broca, mala limpieza del hoyo y si este es muy pesado, daño a la formación. Tomando en cuenta estos aspectos detallamos la base teórica del lodo de perforación para escoger el más adecuado.

La fase líquida puede estar constituida por agua, aceite diesel, aceite mineral no tóxico o aceites sintéticos. La fase sólida se compone de materiales viscosificantes naturales o artificiales (polímeros), desinfectantes, sales y sólidos perforados todos estos en suspensión.

El programa de fluidos de perforación debe establecer propiedades reológicas y los tópicos más importantes del lodo de perforación como: manuales, instrucciones del reporte diario, equipos, materiales, químicos requeridos, propiedades y formulaciones.

### 2.3.1 CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS

Limpia el fondo del pozo y acarrear los recortes a la superficie. El quitar del agujero los recortes es una de las más importantes funciones del fluido de perforación, el fluido cuando sale de las toberas de la barrena ejerce una acción de chorro que mantiene la superficie del agujero y los filos de la barrena limpios de recortes. Esto permite mantener una larga vida a ésta y tener una mayor eficiencia en la perforación. La adecuada circulación del fluido eleva del fondo del pozo los recortes hacia la superficie. Este es el objetivo principal del fluido de perforación y el que hará que la operación sea exitosa en un pozo vertical y más aún en pozo direccional y horizontal.

### 2.3.1.1 ESTABILIDAD DE HOYO

A menudo se presentan problemas de estabilidad de las paredes del agujero descubierto, debido a fenómenos geológicos tales como zonas fracturadas, arcillas hidratables, formaciones bajo compactadas y zonas presurizadas, que pueden provocar un derrumbe o algún problema con el pozo, por lo que el fluido de perforación tiene que ser capaz de controlar dichos problemas, de tal manera que la parte perforada permanezca estable y se pueda profundizar más el pozo de manera continua hasta que sea revestido.

Usualmente se requieren mayores densidades del fluido de perforación cuando se perforan lutitas o ángulos pronunciados. La relación entre las densidades del fluido y la estabilidad del hoyo es indudable. Las principales causas de la inestabilidad del hoyo son:

**-Formaciones sensibles al agua.** Formaciones lutíticas con contenidos de arcillas hidratables reaccionan con el filtrado del fluido de perforación, hinchándose. La selección del fluido de perforación debe estar relacionada a las posibles reacciones entre fluidos y la formación.

**-Formaciones con presiones anormales.** Al igual que en la perforación vertical, el conocimiento de las presiones de formación a encontrarse es de suma importancia. La densidad de los lodos debe ser mantenida suficientemente alta como para asegurar la estabilidad del hueco, pero, al mismo tiempo, no debe comprometer la integridad mecánica de la formación, fracturando la misma.

**-Falla del agujero por colapso.** La falla del agujero por colapso debido a fallas compresivas o por fracturación provocada por falla por tensión, se puede prevenir mediante el empleo de fluidos de perforación que pueden impactar sobre estas fallas, ya sea mediante reacciones químicas con la formación, presiones hidrostáticas e hidráulica anular. Cuando se perforan formaciones que se encuentran bajo fuerzas compresivas los esfuerzos son inducidos sobre la roca circundante.

### 2.3.1.2 LIMPIEZA DE HOYO

Limpiar el fondo del pozo y acarrear los recortes a la superficie. El quitar del agujero los recortes es una de las más importantes funciones del fluido de perforación, el fluido cuando sale de las toberas de la barrena ejerce una acción de chorro que mantiene la superficie del agujero y los filos de la barrena limpios de recortes.

La adecuada circulación del fluido eleva del fondo del pozo los recortes hacia la superficie. Bajo la influencia de la gravedad, los recortes tienen a sumergirse a través del fluido ascendente, pero, circulando un volumen suficiente de fluido con la óptima velocidad para vencer estas fuerzas, los recortes son llevados a la superficie. Para llevar los recortes a la superficie la velocidad anular juega un papel muy importante, la cual depende de la capacidad de la bomba, la velocidad de bombeo, el tamaño del agujero y el diámetro de la tubería de perforación.

Para optimizar la limpieza del hueco y maximizar la remoción de los recortes, se recomienda:

- Usar flujo laminar con un punto cedente altos en hoyos de hasta 45°.
- Usar flujo turbulento con un punto cedente bajo en hoyos de más de 45°.
- Utilizar el máximo control posible de bombeo en cada situación.
- Maximizar el espacio anular eligiendo la tubería de perforación de mayor diámetro.
- Rotar la sarta de perforación para favorecer la remoción de recortes.
- Cumplir un ciclo completo de circulación antes de cada maniobra.
- Hacer frecuentes viajes cortos rotando la sarta de perforación.
- Utilizar una combinación de píldoras de baja viscosidad, seguidas por otras de alta viscosidad para una limpieza efectiva.
- En la perforación de radio corto, la limpieza del hoyo es facilitada por la rotación de la tubería de transmisión o trabajo.

### **2.3.1.3 ENFRIAR Y LUBRICAR LA SARTA DE PERFORACIÓN Y LA BARRENA**

Al estar, la sarta, en contacto con la pared del agujero y la barrena con el fondo, se generan altas temperaturas debido a las fricciones. El fluido debe estar preparado con el fin de poder proporcionar la vida máxima a todos estos elementos cuando se someten a operaciones normales, en el mercado se cuenta con lubricantes clasificados como de presión extrema, con los cuales la barrena puede trabajar a elevadas cargas y evoluciones, en la mayoría de los casos han demostrado ser muy eficientes. El fluido, además de lubricar, debe limpiar el área de las barrenas que van a estar en contacto con la formación para que ésta trabaje normalmente. Se genera una gran cantidad de calor por fricción el cual deberá dispersarse al salir el lodo a la superficie.

### **2.3.1.4 PROTECCIÓN DE LA FORMACIÓN**

Al tener una mayor superficie de la formación expuesta al fluido de perforación en un pozo horizontal, se debe hacer un estudio minucioso para seleccionar un fluido que no dañe la formación de interés. Se debe hacer, además, un estudio de compatibilidad del fluido de perforación con el agua de formación. Las pérdidas de producción atribuibles al fluido pueden ser identificadas rápidamente por uno o más de los siguientes indicios:

- Transporte de partículas desde el lodo hacia adentro de las formaciones productivas lo cual taponan los poros.
- Reacción del filtrado de lodo con arcillas expansibles en la roca para reducir los diámetros de la garganta de los poros y/o fractura de la formación.
- Partículas en movimiento dentro de la roca permeable debido a dispersión de las arcillas y otros minerales desde la superficie.
- Cambios en la humectabilidad de la formación desde la exposición hasta el filtrado del fluido de perforación.
- Interacción del filtrado de lodo con los fluidos de la formación para crear precipitados insolubles en agua.

Por todas las razones antes mencionadas se debe realizar un análisis petrográfico mediante la recolección de testigos. Los datos que se obtengan deben permitir escoger el fluido menos dañino para la formación.

### 2.3.1.5 CONTROL DE SÓLIDOS

La velocidad de perforación se ve afectada por las propiedades del lodo, los bajos filtrados y los contenidos de sólidos, que casi siempre retardan la perforación. Mientras menor sea la presión diferencial de la columna de fluido con respecto a la presión de la formación, se incrementa la velocidad de penetración. Sin embargo, es importante tener en cuenta problemas como daño a la formación, estabilidad del pozo, etc.

### 2.3.2 PROPIEDADES FÍSICAS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

El fluido de perforación presenta algunas propiedades físicas que permiten aumentar o disminuir la velocidad de remoción de los sólidos:

**Densidad.** El efecto que la densidad crea en la velocidad de penetración es mejor interpretada con el concepto de presión diferencial:

$$\text{Presión diferencial} = \text{presión hidrostática} - \text{presión de formación}$$

Si es positiva, la fuerza que se ejerce sobre los recortes trata de mantenerlos en el fondo remoliéndolos sin penetrar a la roca y por tanto reduciendo la velocidad de penetración.

La densidad del fluido de perforación es el peso del fluido por unidad de volumen, es expresada en libras/galón o en kilogramos / metro cúbico. La densidad del agua dulce es 1000 kgr/m<sup>3</sup> equivalente a 8.33 lb/gal. Los fluidos de perforación se clasifican en densos o no densos a partir de 9.5 lb/gal.

PRODUCTO	RANGO Max
Carbonato de Calcio	12 lb/gal
Barita	21 lb/gal
Hematita	27 lb/gal
Siderita	18 lb/gal

○ **Tabla 2.1 Productos para aumentar la densidad.**

**Contenidos de sólidos.** Un incremento en el contenido de sólidos reduce sustancialmente el ritmo de penetración, debido al incremento en densidad, viscosidad, enjarre, etc. Esto se da porque existen más sólidos en el lodo de perforación. Por lo tanto, para lograr una perforación eficiente es necesario mantener el contenido de sólidos tan bajo como sea posible, ya que entre más pequeñas sean las partículas de sólidos y mayor sea la dispersión mayor es el efecto de reducción. Su presencia produce por causas como:

- Daño al equipo de perforación (bombas, tubulares).
- Disminución de la rata de penetración (ROP).
- Incrementos indeseables en otras propiedades del fluido.
- Incremento en los costos de operación.
- Puede causar pega de la tubería y pérdida del pozo.

### 2.3.3 PROPIEDADES REOLÓGICAS DE LOS FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Reología es el estudio del flujo de los fluidos y su comportamiento cuando se encuentran en movimiento. En general los fluidos se clasifican de acuerdo con la respuesta que muestran cuando son agitados (shear stress) a diferentes velocidades de agitación (shear rate).

Los fluidos de perforación se comportan como fluidos nonewtonianos. El lodo requiere de una fuerza inicial de agitación para comenzar a moverse. En términos prácticos, la fuerza inicial se conoce como punto de cedencia (yield point) y la pendiente del comportamiento del fluido se conoce como viscosidad plástica.

**Viscosidad plástica.** Viscosidad plástica es la resistencia que ofrece un fluido a fluir, una vez que se encuentra en movimiento y es causada por la interacción de la fase fluida ó líquida con las partículas presentes, sólidas y líquidas de diferente densidad al fluido base. Se puede decir que la resistencia se da por fricción mecánica.

El material de mayor uso para mejorar la viscosidad de un lodo es la bentonita; este mineral tiene la capacidad de aumentar su tamaño al hidratarse hasta en 20 veces. En general, al aumentar el porcentaje de sólidos en el sistema, aumentará la viscosidad plástica. El control de la viscosidad plástica en lodos de alto y bajo peso es indispensable para mejorar el comportamiento reológico y sobre todo para lograr altas ratas de penetración.

**Punto de cedencia (Yield Point).** El punto de cedencia (Yield Point) es la resistencia de un fluido a mantenerse en movimiento, es causado por las fuerzas electroquímicas de las partículas componentes del fluido. Sales y productos químicos presentes en el fluido pueden incrementar ó reducir el punto cedente.

El punto de cedencia permite valorar la capacidad de un fluido para soportar y arrastrar a superficie los cortes generados durante la perforación. El valor del yield es generalmente la propiedad dominante que afecta las pérdidas por fricción de circulación, densidad equivalente de circulación, el punto de transición entre flujo laminar y turbulento, y la eficiencia de transporte de recortes.

**Fuerzas de gel.** Las fuerzas de gel son el producto de la resistencia de un fluido a ponerse en movimiento y es causado por las fuerzas electroquímicas de las partículas componentes del fluido. Sales y productos químicos presentes en el fluido pueden incrementar ó reducir las fuerzas de gel. Las fuerzas de gel permiten valorar la capacidad de un fluido para soportar los cortes generados durante la perforación cuando el flujo se interrumpe.



## 2.3.4 CLASIFICACIÓN DE LOS FLUIDOS

Existen tres grandes grupos de fluidos de perforación:

- Base agua.
- Base aceite.
- Fluidos gaseosos.

### 2.3.4.1 FLUIDOS BASE AGUA

Los lodos base agua son los fluidos de perforación más usados comúnmente. Sus ingredientes esenciales son agua y arcilla. Según se presentan problemas, el lodo puede ser inhibido para solucionar dichas dificultades. Un lodo “inhibido” es aquel cuya base acuosa tiene una composición química que tiende a retardar o eliminar el hinchamiento o dispersión de la lutita y arcillas de formación en el barro, mediante métodos físicos o químicos.

#### 2.3.4.1.1 LODOS BASE AGUA DULCE

- **Lodos de bentonita.** Los lodos a base de bentonita (CBM = Clay Base Mud), son los más usados para perforar las secciones superficiales del hueco para formar revoque de las paredes, prevenir derrumbes y ensanchamiento del hueco. La bentonita le proporciona al lodo las propiedades reológicas y de control de filtrado requeridas. Este lodo requerirá de químicos adicionales que le permitan cumplir con todas las características necesarias.

- **Lodos naturales.** Los lodos naturales son aquellos que se componen de agua y arcillas perforadas y que necesitan muy poco tratamiento químico y poca cantidad de bentonita agregada intencionalmente. Este tipo de lodo es el más común para perforar el hueco superficial y las zonas blandas debajo del revestidor superficial.

#### 2.3.4.1.2 LODOS QUÍMICOS

Este tipo de lodos son usados como píldoras que sirven para variar las propiedades del lodo dependiendo de los diferentes problemas que se presenten durante la perforación.

- **Lodos Fosfatados.** Los lodos fosfatados están compuestos por químicos inorgánicos dispersantes (SAAP Pirofosfato Acido de Sodio). Se usan principalmente para reducir la viscosidad y fuerza del gel.

- **Lignitos.** Los lignitos son excelentes desfloculantes en barros de base agua dulce. Además se usan como emulsionantes de aceite. Los cromolignitos son excelentes para el control de la pérdida de filtrado, especialmente a alta presión y temperatura. Los lignitos son más estables que los lignosulfonatos a altas temperaturas y más efectivos como agente de control de filtrado. Los lignosulfonatos son mejores agentes dispersantes.

### 2.3.4.1.3 LODOS DE CALCIO

Estos lodos son aplicados para secciones de anhidrita (Sulfato de calcio), lutitas derrumbables, flujo de agua salada. Las arcilla base sodio son convertidas a arcillas base calcio (caliza o yeso) más tolerantes a altas concentraciones de arcilla a viscosidades más bajas que otros lodos base agua. El problema más serio que se presenta con los lodos a base de calcio es la severa gelatinización que ocurre a altas temperaturas y alto pH.

### 2.3.4.1.4 LODOS POLÍMEROS

Los lodos polímeros son los sistemas de base agua más popularmente usados en operaciones de perforación de ángulo elevado. La gama de fluidos de perforación base polímero es amplia abarcando tanto polímeros naturales como sintéticos en agua fresca y agua salada. Los sistemas de polímeros también pueden exhibir buena lubricidad e inhibición, generalmente a un costo más bajo y con menos impacto ambiental que los lodos base aceite.

### 2.3.4.2 FLUIDOS BASE ACEITE

Desde hace mucho tiempo se ha dirigido la atención hacia fluidos especiales para perforar en las zonas productoras ya que los lodos a base de agua pueden dañar las formaciones. Esto es debido a que el petróleo tiene menor efecto sobre las arcillas y los materiales solubles de la formación.

- **Lodos a base de petróleo.** Los llamados lodos a base de petróleo propiamente dichos son aquellos que utilizan materiales asfálticos y jabones para viscosificar el lodo para limpiar el hueco y para controlar la filtración.

Se requiere de una pequeña cantidad de agua (2% a 5% en volumen) para controlar las propiedades del lodo, pero en general el agua se considera un contaminante.

### 2.3.4.3 FLUIDOS GASEOSOS

Aire, gas natural, gas inerte o mezclas con agua, son elementos comúnmente usados como fluidos gaseosos los cuales tienen ventajas económicas y son de gran ayuda en la perforación de formaciones consolidadas y donde la provisión de agua es escasa. Los lodos gaseosos nos permiten, además, tener altas tasas de penetración y los ripios son convertidos en polvo debido al choque que sufren a grandes velocidades.

## 2.4 PROGRAMA DE HIDRÁULICA

La perforación de pozos petroleros requiere de una hidráulica que cumpla con diversos objetivos, entre ellos mejorar la eficiencia de la barrena y proveer un eficiente acarreo de recortes de formación a la superficie. Esta guía proporciona los conceptos de ingeniería básicos para optimizar la hidráulica en operaciones de perforación.

La perforación de pozos petroleros requiere de una hidráulica que cumpla con los objetivos de mejorar la eficiencia de la barrena y proveer un eficiente acarreo de los recortes de formación a la superficie. El sistema hidráulico está integrado por el equipo superficial, la sarta de perforación, y

el espacio anular. El cálculo hidráulico en este sistema define el diámetro óptimo de las toberas de la barrena, con el cual se obtendrá la potencia hidráulica del flujo del fluido de perforación que promueva la óptima emoción de recortes, incremento en la velocidad de penetración y en la vida de la barrena. En consecuencia, una reducción en el costo total de la perforación.

### 2.4.1 CARACTERÍSTICAS HIDRÁULICAS

El concepto de Hidráulica de Perforación, se refiere a la limpieza efectiva del fondo del pozo mediante el desalojo de los cortes o sólidos producidos por la acción de la barrena contra la formación. Fundamentalmente, la velocidad o tasa de penetración de un pozo, está gobernada por la eficiencia en la remoción de los sólidos desde el fondo del hoyo hasta la superficie.

Adicionalmente, dicha velocidad, es directamente proporcional al peso sobre la broca y se comporta de manera exponencial a la velocidad de rotación o RPM seleccionados, considerado estos como Factores Mecánicos. De allí que, para obtener una apropiada remoción y penetración, se diseñan a su vez Programas Hidráulicos, los cuales establecen una óptima selección de caudales o gastos para la circulación, así como tamaños de los orificios o jets de la barrena.

En conclusión, esta combinación de Factores Mecánicos y Factores Hidráulicos producen una mejor rentabilidad en los costos finales del pozo dado que se genera una óptima penetración de la roca y un efectivo análisis de las características hidráulicas como son:

- Diseño de los fluidos de perforación.
- Diseño de presión.
- Diseño del flujo de fluidos.
- Diseño del diámetro hidráulico.

### 2.4.2. DISEÑO DE PRESIÓN

Dentro de las consideraciones que se debe tener para el diseño de presión se encuentran:

- Daño de formación.
- Fracturamiento de la formación.

Generalmente, el gradiente de fracturamiento (FG) se incrementa con la profundidad y es función de la presión de poro de la formación (FP), sobrecarga (S) y una constante perteneciente a la matriz o aglomerante (K).

En un hoyo horizontal, las pérdidas de presión se traducen en un incremento efectivo del peso del lodo según como la longitud de la sección horizontal aumenta, pero el gradiente de fractura (FG) no aumenta puesto que la profundidad vertical verdadera (TVD) tampoco se incrementa.

### 2.4.3. DIÁMETRO HIDRÁULICO

Cuando se aumenta indiscriminadamente la potencia de la bomba, el gasto crecerá; y por lo tanto, incrementarán las caídas de presión en el sistema. Es decir, aumenta la potencia destinada para vencer la resistencia por circulación en todo el sistema, sin mejorar en forma significativa la

potencia hidráulica en la barrena. Esto significa, que la optimización de la potencia hidráulica en la barrena se obtiene, no necesariamente aumentando la potencia de la bomba, sino por medio de la selección adecuada del diámetro de las toberas.

Para una perforación vertical el efecto de la gravedad es una ventaja, mientras en una perforación horizontal es uno de los principales problemas, ya que:

- Permite el asentamiento de los ripios.
- Fuerza el asentamiento de la sarta de perforación contra el fondo del hoyo, como consecuencia de esta produce un aumento en la fricción que se refleja en la dificultad de transferir el (WOB).

### **2.4.4 DESEMPEÑO HIDRÁULICO**

Los métodos de optimización de la hidráulica consisten en determinar la caída de presión en la barrena, de tal forma que la energía generada por el equipo de bombeo en superficie sea transmitida óptimamente hasta el fondo del pozo para su correcta limpieza. Esta caída de presión óptima es obtenida determinando el tamaño de las toberas en la barrena. Los dos métodos de optimización aceptados y comúnmente utilizados son:

- Máxima potencia hidráulica en la barrena
- Máxima fuerza de impacto del chorro de lodo en el fondo del pozo.

### **2.4.5. MÁXIMA POTENCIA HIDRÁULICA EN LA BARRENA**

Este modelo asume que la velocidad de penetración de la barrena puede incrementarse con la potencia hidráulica, ya que los recortes son removidos tan rápido como se generan. Sin embargo, se alcanza el punto donde el incremento en la potencia hidráulica ya no se refleja en un aumento en el avance de la penetración. El criterio aplicado en este método de optimización consiste en calcular el diámetro de las toberas óptimo para obtener la máxima potencia hidráulica en la barrena.

## **2.5 DISEÑO DEL BHA (BOTTOM HOLE ASSEMBLY)**

El diseño de la sarta de perforación es importante para un peso adecuado en la broca, una tasa de perforación óptima que nos permita realizar el trabajo en menos tiempo y lo más importante en el diseño o geometría del pozo para llegar una forma más exacta al objetivo sin dañar la formación. La sarta es el componente del equipo de perforación que más se somete a esfuerzos (tensión, compresión, presión interna y externa, doblez, fatiga, torsión, abrasión, erosión y corrosión). La acción independiente o combinada de dichos esfuerzos puede causar problemas durante la perforación, tales como: desprendimientos, pegaduras por presión diferencial, altos arrastres y fugas en los elementos tubulares.

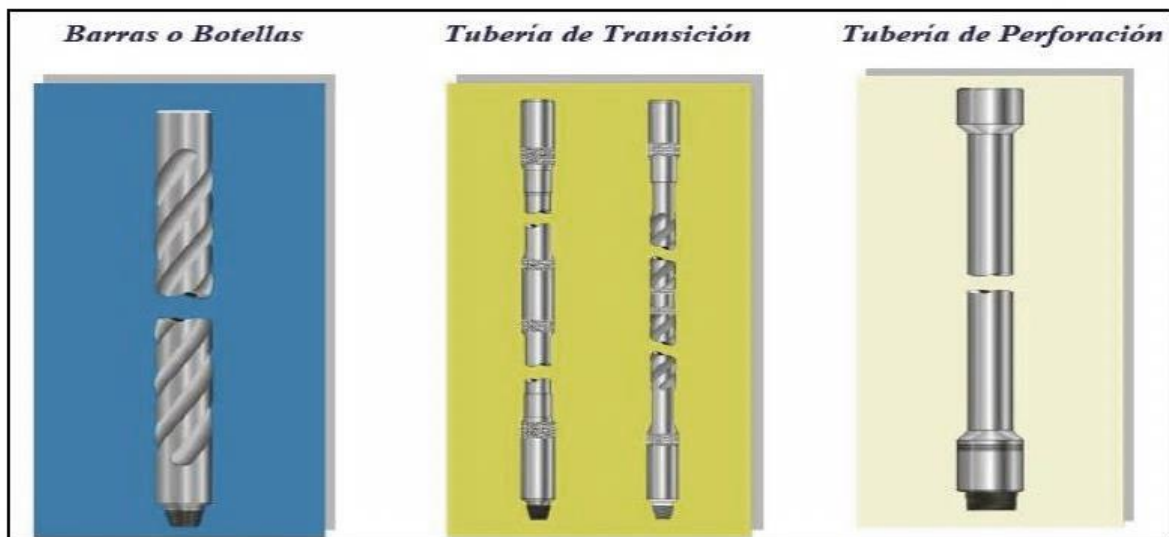
## 2.5.1 COMPONENTES DEL BHA

Son componentes metálicos armados secuencialmente que conforman el ensamblaje de fondo (BHA) y la tubería de perforación, a fin de cumplir las siguientes funciones:

- Proporcionar peso sobre la mecha o barrena (PSM)
- Conducir del fluido en su ciclo de circulación.
- Darle verticalidad o direccionalidad al hoyo.
- Proteger la tubería del pandeo y de la torsión.
- Reducir patas de perro, llaveteros y escalonamiento.
- Reducir daño por vibración al equipo de perforación.
- Construir un hoyo en calibre.

### 2.5.1.1 TUBERÍA

La tubería es un conducto, el cual es una parte muy importante en el diseño del BHA, ya que permite el paso del fluido de perforación hacia el resto de los componentes de fondo y dependiendo de las características de la tubería esta cumple otras funciones específicas.



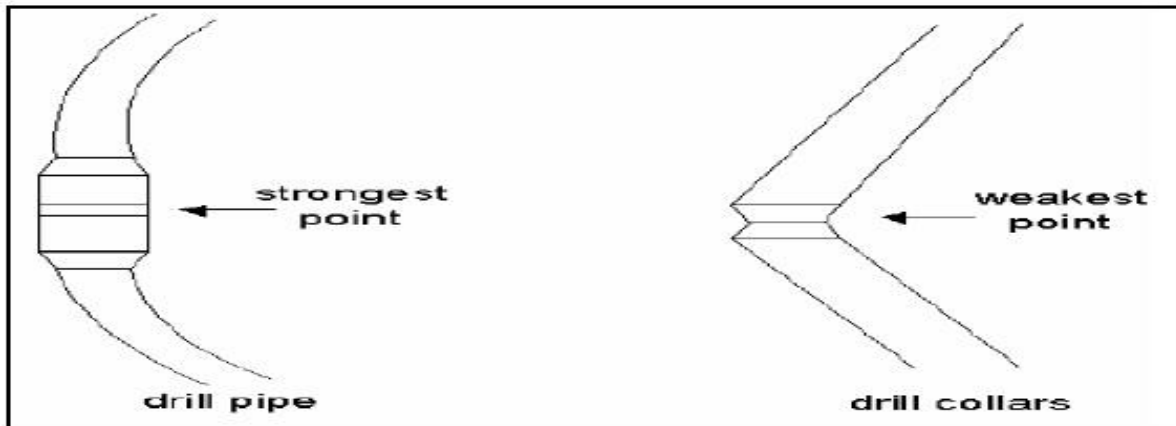
○ **Figura 2.8 Algunos tipos de tuberías.**

**Tubería Pesante.** La tubería pesante (drill collars) llamada también collares, mangos, lastrabarrenas es un tipo de tubería más pesada que la tubería de perforación convencional, cuyo objetivo es suministrar peso y tiesura en la porción inferior de la columna de perforación.

- **Collares de Perforación.** Están contruidos de un material antimagnético conocido como, monel, altamente resistente, para aislar la herramienta de control y registro contenido en su interior (MWD o steering tool) de las interferencias magnéticas causadas por el acero de la tubería de perforación que está más arriba.

**Tubería Compresiva.** Dependiendo de la tasa de ganancia de ángulo utilizada, tubería de perforación compresiva (CSDP), tubería de perforación estándar (HWDP) se emplea para perforar un pozo horizontal de radio medio. El BHA está diseñado de una manera diferente al usado en pozos rectos o en la perforación direccional convencional.

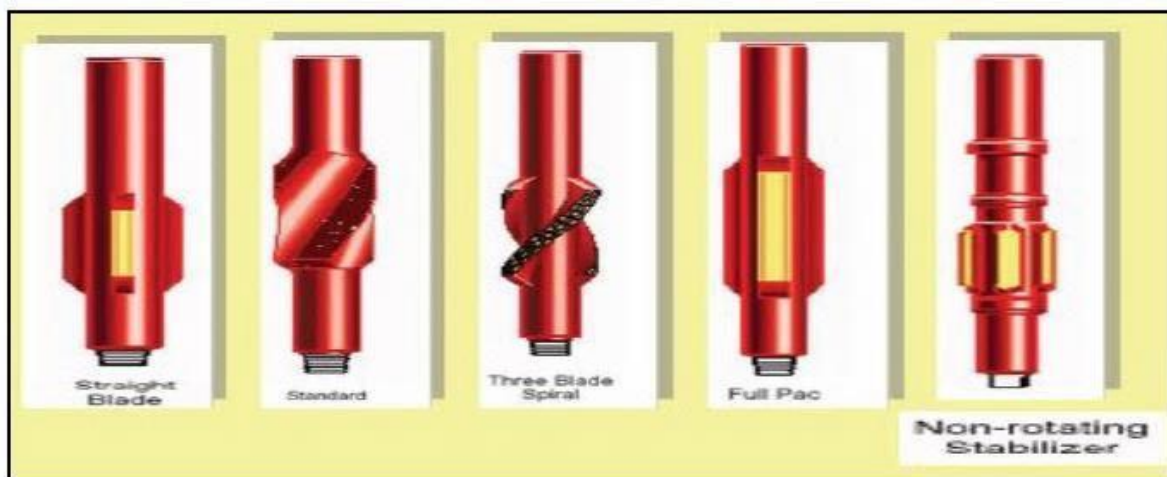
Puesto que el BHA está bajo compresión mientras se transmite el peso y el torque a la broca, CSDP o HWDP son usadas para distribuir las fuerzas de las más altas severidades de pata de perro a través de las longitudes de tubería más pequeñas, tal como se puede apreciar en la figura.



○ *Figura 2.9 Diagrama de distribución de fuerzas*

### 2.5.1.2 ESTABILIZADORES

Los estabilizadores son herramientas que se utilizan para estabilizar el ensamblaje de fondo, reduciendo el contacto con las paredes del hoyo para controlar la desviación.



○ *Figura 2.10 Tipos de estabilizadores.*



### 2.5.1.3 HERRAMIENTAS DE ORIENTACIÓN Y TOMA DE REGISTROS

Las herramientas de orientación MWD (Measure While Drill), Steering tool, LWD Logging While Drill), nos permiten obtener información sobre la navegación que se encuentra realizando dentro de la zona productora las propiedades petrofísicas y propiedades del fluido de perforación.

**MWD.** Esta herramienta nos permite la toma de datos de registro direccional en tiempo real, es decir, mientras se está perforando. Por lo tanto no es necesario realizar viajes de la tubería para tomar estos registros, resultando en un ahorro de tiempo y optimización de las operaciones.

**LWD.** La herramienta Logging While Drilling (LWD), nos permite realizar la toma de registros eléctricos en tiempo real. Parámetros como resistividad, porosidad y demás son de gran utilidad, ya que se puede conocer las características tanto de los fluidos como de las formaciones atravesadas. El reconocimiento de los topes y bases de las formaciones nos permiten saber con exactitud los riesgos potenciales que se pueden presentar en las operaciones y, además, se sabrá cuando se ingrese a la formación en la que se ha planeado navegar para alcanzar el objetivo.

### 2.5.1.4 MOTORES DE FONDO

La introducción de los motores de fondo en el área de perforación ha ayudado en la reducción de los costos y en el desarrollo de nuevas tecnologías de perforación, como es el caso de los pozos horizontales. Se desarrollaron los motores de desplazamiento positivo (PDM's), el trabajo mecánico en la turbina el PDM convierte la energía hidráulica del flujo de lodo en energía mecánica en la broca.

- **Motores hidráulicos.** Estos motores tienen la capacidad de perforar un hueco de calibre completo y no se requiere un repaso posterior, al igual que permite realizar múltiples desviaciones sin salir del hoyo y puede limpiar de recortes o recortes de fondo del pozo antes de comenzar la desviación. Los motores hidráulicos de fondo del pozo se mueven con el flujo del lodo de perforación que baja por la sarta de perforación eliminando así la necesidad de girar la tubería. A este tipo de motores pertenecen los motores de desplazamiento positivo (PDM's).

### 2.5.2 ARREGLOS DEL BHA

El BHA que se usa no necesariamente es uno sólo para toda la perforación, sino que el arreglo del mismo depende de varios factores como la sección de pozo, ganancia, pérdida o mantenimiento de ángulo. En el plan de perforación se establecen las diferentes herramientas que componen el arreglo del BHA, aunque en la perforación se pueden hacer variaciones, las mismas que dependen de las necesidades de las operaciones.

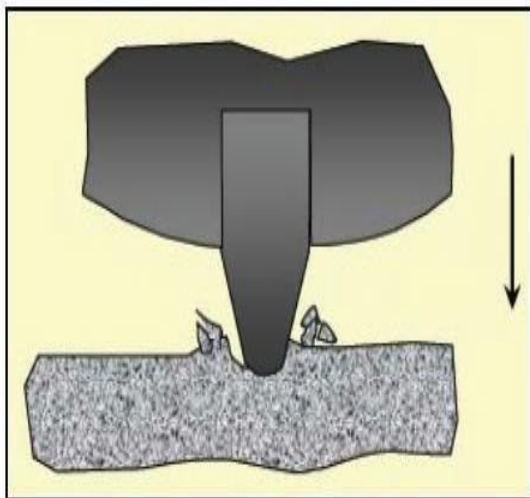
## 2.6 PROGRAMA DE BARRENAS

La selección de barrenas es una parte importante dentro del proceso de planeación de la perforación de un pozo, ya que de ello depende, en buena parte, la optimización del ritmo de penetración, el cual está influenciado por diversos parámetros, tales como: esfuerzos efectivos de la roca, características de la barrena, condiciones de operación (peso sobre barrena, velocidad de rotación e hidráulica), ensamble de fondo, propiedades físico-químicas de la roca, fluidos de perforación y desviación del pozo, entre otros.

Tradicionalmente, la selección de barrenas se efectúa con base en la información de registros de barrenas usadas en pozos de correlación. Se selecciona la barrena más económica utilizando el criterio de costo por pie. Este criterio de selección requiere de una buena base de datos de registros de barrenas usadas en pozos vecinos y de la experiencia del personal involucrado en la selección de la barrena, y les otorga poco valor a las características mecánicas de la roca como criterio para su selección.

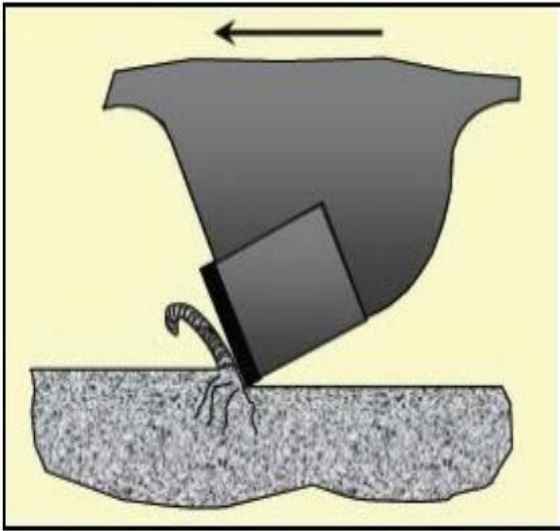
### 2.6.1. TIPOS DE BARRENAS

Las barrenas son clasificadas de acuerdo con su mecanismo de ataque a la roca en dos tipos: tricónicas y de cortadores fijos. El mecanismo principal de ataque de las barrenas tricónicas, ya sea de dientes maquinados o insertos, es de trituración por impacto. Este ataque causa que la roca falle por compresión, como se ilustra en la figura.



- **Figura 2.11 Barrenas de insertos de carburo tungsteno (tricónica). Mecanismo de trituración, la roca falla por esfuerzos compresivos**

En cambio, las barrenas de cortadores fijos tienen un mecanismo de ataque por raspado de la roca. Esto causa que la roca falle por esfuerzos de corte. La figura ilustra este mecanismo.



- **Figura 2.12 Barrenas PDC. Mecanismo de cizallamiento, la roca falla por esfuerzos de corte.**

## 2.6.2. SELECCIÓN DE BARRENA

La primera disyuntiva que el ingeniero de diseño enfrenta es la de elegir una barrena tricónica o una de arrastre. La revisión de la literatura indica que no existe un criterio normalizado sobre cómo seleccionar el tipo de barrena, por lo que generalmente se hace a partir de experiencias del comportamiento de cada tipo de barrena en litologías conocidas.

El IADC o Asociación Internacional de Contratistas de Perforación, clasificó las brocas de acuerdo a la estructura a perforar y a la mecánica de la broca. Para formaciones blandas donde se utiliza una broca de dientes fresados o maquinados largos, los cuales penetran fácilmente, para formaciones duras y de una compresión homogénea y estable se utiliza las brocas PDC.

La forma de Selección IADC tradicional de las Barrenas de Conos, está referida a tres dígitos, estos representan lo siguiente:

**1er Dígito.** Distingue el Tipo de Barrena

- 1, 2 y 3: Barrena de dientes maquinados
- 4, 5, 6, 7 y 8: Barrena de insertos de CT

**2do Dígito.** Distingue el Rango de Dureza o características de la formación.

- 1: Suave –Blanda/ 2: Semi –Dura
- 3: Dura/ 4: Extremadamente Dura

**3er Dígito.** Distingue las características de la Barrena

### 2.6.3 EVALUACIÓN DEL DAÑO DE LAS BARRENAS

IADC estableció un código de evaluación del daño ocurrido a una broca después de haber operado por un tiempo determinado en el hueco. Toda barrena debe ser evaluada después de ser sacada del pozo, independientemente de su condición puesto que podría decidirse correrla nuevamente. La forma de Evaluación IADC tradicional de las Barrenas de Conos, está referida a tres aspectos de comparación de una Broca nueva y posterior a su uso, estos representan lo siguiente:

- Dientes de la Barrena:
  - Distingue el desgaste del diente
  - T1 hasta T8
  
- Conos de la Barrena:
  - Distingue el estado del cono
  - B1 a B4: Bueno, B5: Duda, B6 a B8: Malo
  
- Calibre (Gage) de la Barrena:
  - Distingue el desgaste del calibre o diámetro original de la broca
  - Ingage o Outgage

**BARRENAS PDC.** Para la evaluación de estas barrenas se toma en cuenta cuatro caracteres:

- **1ero:** Define el material de la matriz de la mecha. Se utiliza “M” para carburo de tungsteno y “S” para acero.

- **2do:** Identifica la densidad de corte que posee la mecha. Se utilizan cuatro dígitos que van del 1 al 4. El dígito “1” representa menor número de cortadores y el dígito “4” el mayor número de cortadores.

- **3ero:** Identifica el tamaño o diámetro de los cortadores. Se utilizan los números del 1 al 4. Dígito 1, para mechas con cortadores de 24 mm. Dígito 2, para mechas con cortadores entre 14 mm a 24 mm. Dígito 3, para mechas con cortadores entre 9 mm a 14 mm. Dígito 4, para mechas con cortadores menores a 9 mm

- **4to:** Se utiliza para identificar el perfil de la mecha; de acuerdo al siguiente criterio: Dígito 1, mechas tipo cola de pescado. Dígito 2, mechas de perfil corto. Dígito 3, mechas de perfil mediano. Dígito 4, mechas de perfil largo.

### 2.7 TÉCNICAS PARA PERFORACIÓN DIRECCIONAL Y HORIZONTAL

Actualmente los pozos profundos de petróleo y gas natural se perforan usando técnicas vigiladas para el mantenimiento del ángulo, transmitiendo la rotación desde la boca del pozo (técnica rotacional), a través de la sarta de perforación o transmitiendo a la broca la rotación directa utilizando un motor hidráulico o eléctrico de fondo (técnica de deslizamiento “sliding”).

Los principales requisitos para elegir la técnica de perforación son determinados por la necesidad de asegurar la perforación exitosa del pozo tomando en consideración las posibles complicaciones y garantizando altos índices técnico – económicos.

**Técnica de rotación.** En esta técnica, la rotación de la broca es transmitida por el mecanismo que lo hace girar (rotor) desde superficie (mesa rotaria o top drive) a través de la sarta de perforación. El rotor también se utiliza para mantener en suspensión la tubería de perforación y la tubería de revestimiento al bajarlas, así como, para colgarlas y desenroscarlas. Por eso el rotor también es necesario al perforar con motores de fondo.

La particularidad de la perforación rotacional es la existencia de dos canales de transmisión de energía al fondo: la energía mecánica del rotor y la energía hidráulica (a flujo de aire) de las bombas o compresores. Esto determina la posibilidad de transmitir a la broca una energía mecánica relativamente grande.

- **Ventajas:**
  - ✓ Durante la rotación de la sarta de perforación hay menos peligro de su adhesión, suspensión y apretadura.
  - ✓ Aumenta la rata óptima de perforación (ROP), ya que gira el motor de fondo ayudado por el lodo de perforación y además toda la sarta también se encuentra girando.
- **Desventajas:**
  - × Las cavernas, ensanchamientos y las desviaciones del pozo incrementan la flexión de la sarta de perforación en rotación y elevan el peligro de su rotura.

**Técnica de deslizamiento.** En la técnica de deslizamiento la sarta de perforación no gira sino que percibe el momento torsor reactivo del motor de fondo y sirve de canal para transmitir la energía hidráulica al fondo. Mediante el empleo de esta técnica se facilita la desviación del pozo en la dirección requerida. En los pozos horizontales de nuestro estudio, la desviación de ángulo se la realizó utilizando éste método, ya que hasta ese momento era el más común para realizar este tipo de trabajo.

- **Ventajas:**
  - ✓ Mejoran, a diferencia de la perforación a rotor, las condiciones de trabajo de la sarta de perforación, lo cual permite aligerarla y abaratarla usando tubería de perforación fabricada a base de aleaciones ligeras y tubería de acero de paredes finas.
  - ✓ Crece la velocidad mecánica de perforación a consecuencia de la alta frecuencia de rotación de la broca, lo cual conduce a un incremento considerable de la rata de penetración, sobre todo al perforar pozos poco profundos y de profundidad media. Pero disminuye la profundización por brocas debido al aumento del desgaste de los apoyos y elementos cortantes de la misma.
  - ✓ Puede utilizarse todos los tipos de fluidos de perforación, excluyendo solo a los fluidos gaseosos. Al perforara con lodos gaseosos, también se logra utilizar parcialmente con éxito la potencia establecida del motor de los compresores. No obstante, el motor tiene índices relativamente bajos al usar lodos muy viscosos y pesados.

- **Desventajas:**

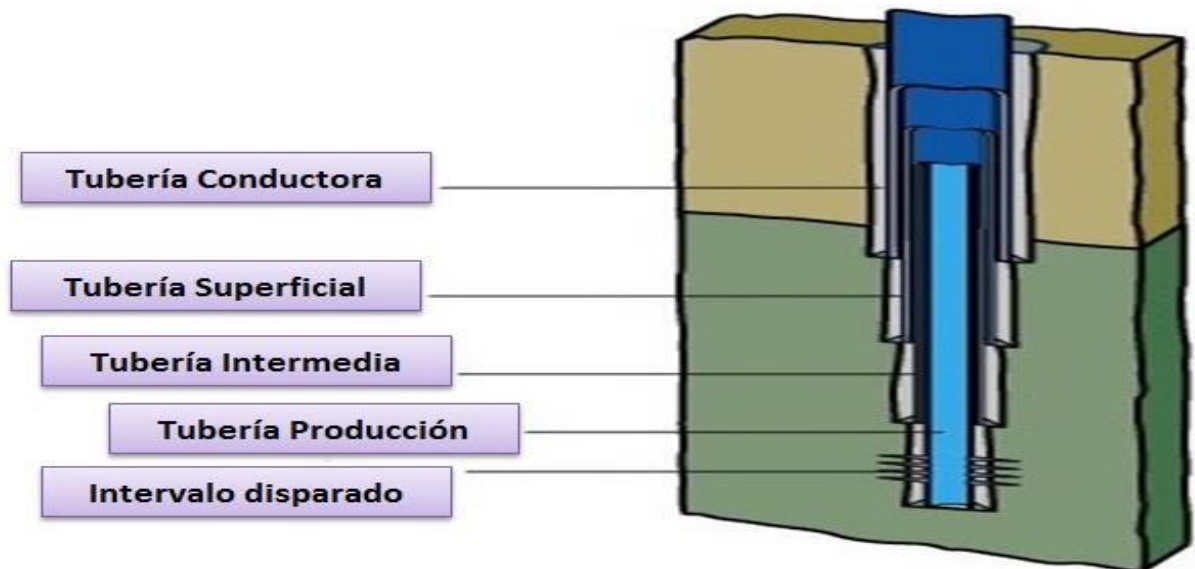
- × La rata de penetración óptima (ROP) disminuye en comparación con métodos actuales de construcción de ángulo.
- × Existe un mayor riesgo de pega de la tubería ya que se debe reparar varias veces el hueco para lograr el ángulo deseado.

## 2.8 TUBERÍAS DE REVESTIMIENTO

La tubería de revestimiento es un parámetro importante en la perforación de un pozo vertical, direccional u horizontal, ya que este recubrirá las paredes del pozo y aislara las zonas productoras. La optimización de la tubería de revestimiento consiste en sugerir el asentamiento del mismo a las profundidades más adecuadas para prevenir derrumbes, aportaciones de fluidos y una adecuada producción de la formación con la colocación del liner o casing de producción.

**Tubería de revestimiento.** La tubería de revestimiento o casing y sus operaciones implícitas constituyen uno de los aspectos más importantes dentro de la operación de perforación, tanto desde el punto de vista operativo como económico.

El rubro económico correspondiente al casing, equipos y accesorios anexos para su corrida y asentamiento en sus diversas etapas oscila alrededor del 30 % del costo total del pozo. La información de resistencia a la tensión, presión de estallido, presión de colapso, torsión, torque recomendado, etc. debe ser proporcionada en catálogos por los fabricantes. De manera general se considera los siguientes tipos de casings conductor, superficial, intermedio y de producción.



- **Figura 2.13 Esquema básico de un pozo vertical donde se muestran los diferentes revestimientos que lo componen.**

Cada una de estas tuberías cumplirá sus funciones específicas pero, de manera general el casing debe cumplir las siguientes funciones:



- Soportar las paredes del pozo (derrumbes).
- Medio para fijar el BOP (anti reventones) o cabezal de producción.
- Sistema de aislamiento de zonas problemáticas.
- Sistema de aislamiento para evitar la comunicación entre arenas productoras o acuíferos.
- Medio para el ingreso de herramientas tanto de perforación como de producción.



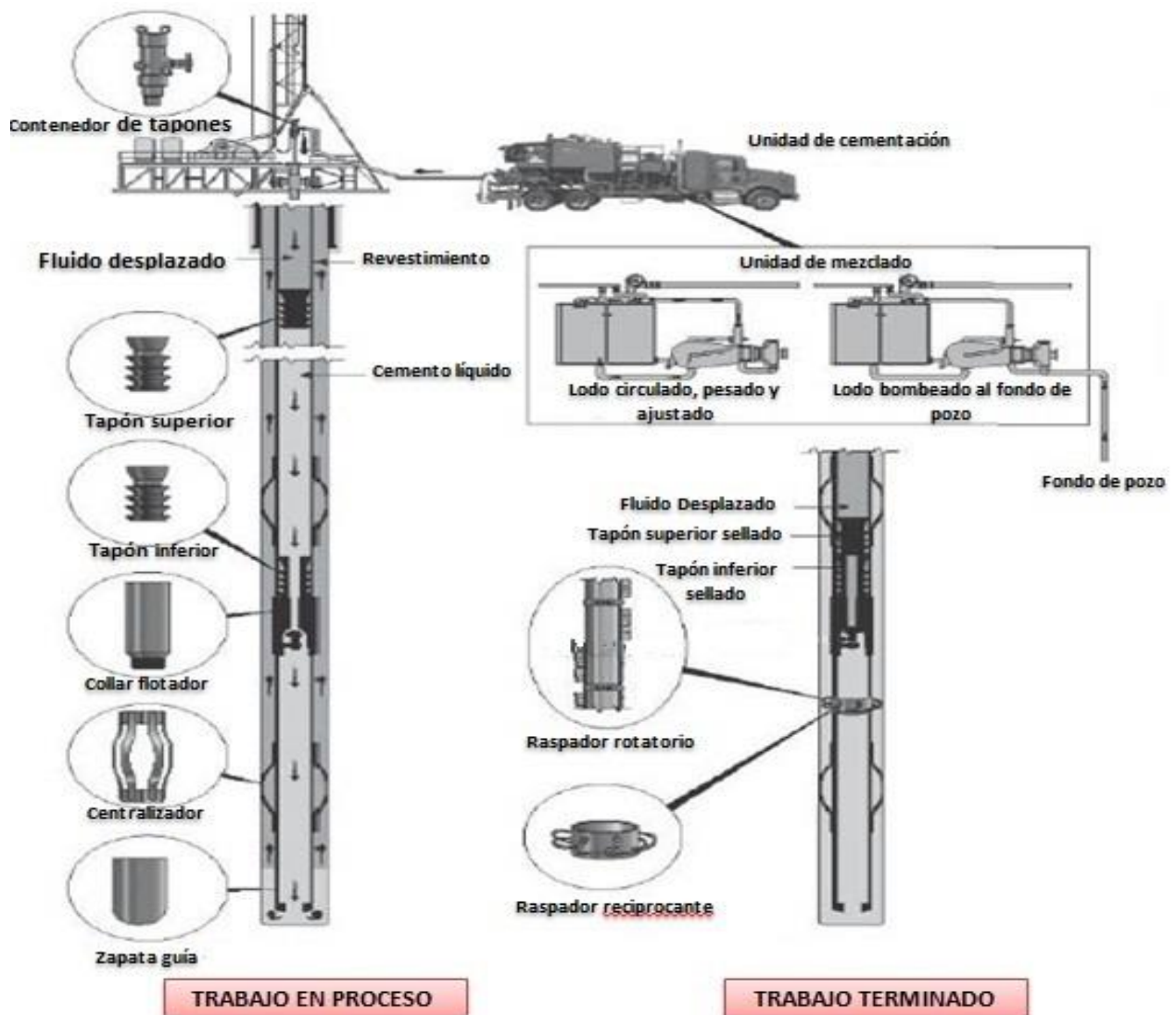
○ *Figura 2.14 Ejemplo de tuberías de revestimiento superficial de 20".*



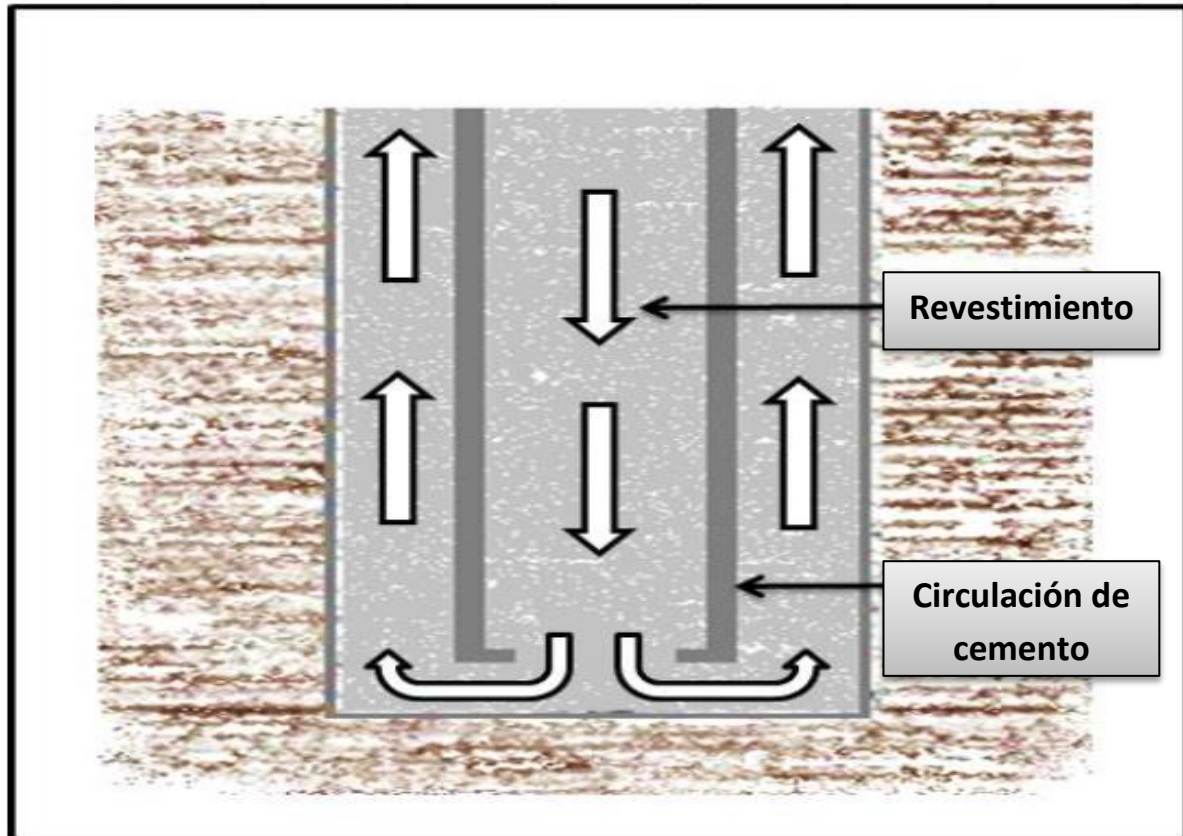
○ *Figura 2.15 Ejemplo de tuberías de revestimiento de producción.*

## 2.9 CEMENTACIÓN

Después de que la tubería de revestimiento se ha corrido en el pozo perforado, debe ser cementada en su lugar. Esta es una parte crítica de la construcción del pozo y es un proceso completamente diseñado. El propósito de la cementación del revestimiento es proporcionar aislamiento entre las diferentes formaciones, incluyendo el aislamiento completo de las aguas subterráneas y para proporcionar soporte estructural al pozo. El cemento es fundamental en el mantenimiento de la integridad de la vida útil del pozo y crea una protección contra la corrosión en la tubería de revestimiento. La cementación se realiza mediante el bombeo del cemento por el interior de la tubería, y se circula hasta el exterior del revestimiento. Tapones de caucho superiores e inferiores deben ser utilizados para minimizar la mezcla de cemento con fluido de perforación mientras se está bombeando.



○ *Figura 2.16 Proceso y equipo de cementación de tuberías.*



○ **Figura 2.17 Diagrama de proceso de cementación**

La evaluación de una buena cementación nos permitirá optimizar la perforación por que se evitara los trabajos extras para corregir problemas de filtración, mala calidad del cemento y mala depositación del mismo entre la pared del pozo y el casing. Una mala cementación involucra gastos extras para la empresa y un mal funcionamiento o rendimiento del pozo en la producción. El cemento es un material fino con grandes propiedades de endurecimiento que resulta de pulverizar la escoria que se produce de calcinar materiales calcáreos con cierto porcentaje de arcilla. Tiene una Gravedad Específica de 3.14 y en contacto con el agua forma una mezcla espesa que lentamente va endureciendo hasta formar un sólido fuerte y compacto. La solidificación de la mezcla ocurre en tres etapas:

- a) *Fraguado rápido*: de 2 a 3 horas
- b) *Endurecimiento*: de 18 a 24 horas
- c) *Solidificación*: después de 24 horas

El Instituto Americano del Petróleo (API), ha especificado los tipos de cemento que deben usarse y las características que debe tener la mezcla agua cemento.

- **Clase A.** Usado para profundidades desde superficie hasta 6000' cuando propiedades especiales no son requeridas. Es un cemento Pórtland similar al cemento ordinario de construcción tipo I, ASTM C 150.

- **Clase B.** Usado desde superficie hasta 6000' cuando las condiciones requieren una resistencia de moderada a alta al sulfato, tipo II.
- **Clase C.** Usado desde superficie hasta 6000' cuando las condiciones requieren una alta resistencia al tiempo, tipo III.
- **Clase D.** Usado desde 6000' hasta 10000', bajo condiciones de presión y temperatura moderadamente alta.
- **Clase E.** Usado desde 10000' hasta 14000' bajo condiciones de altas temperaturas.
- **Clase F.** Usado desde 10000' hasta 16000' bajo condiciones de extremadamente altas presiones y temperatura.
- **Clase G.** Usado desde superficie hasta 8000' como un cemento básico, de fábrica, o puede ser usado con acelerantes o retardadores para cubrir un amplio rango de profundidades de pozos y temperaturas.
- **Clase H.** Usado desde superficie hasta 8000' como un cemento básico, de fábrica, o puede ser usado con acelerantes o retardadores para cubrir un amplio rango de profundidades de pozos y temperaturas.

<i>Clase de Cemento</i>	<i>Requerimiento de Agua (gal/sxs)</i>	<i>Densidad de la mezcla (ppg)</i>	<i>Profundidad recomendada (pies)</i>	<i>Temperatura estática de fondo °F</i>
A	5,2	15,6	6.000	80 - 170
B	5,2	15,6	6.000	80 - 170
C	6,3	14,8	6.000	80 - 170
D	4,3	16,4	12.000	170 - 230
E	4,3	16,4	14.000	170 - 230
F	4,3	16,4	16.000	230 - 320
G	5,0	15,8	8.000	80 - 200
H	4,3	16,4	8.000	80 - 200

- **Tabla 2.2 Características de los diferentes tipos de cementos.**



## 2.10 PLAN DE PERFORACIÓN PARA LA OBTENCIÓN DE SHALE GAS

En yacimientos de lutitas con gas es muy recomendable el uso de la perforación horizontal, empleando longitudes laterales superiores a los 10,000 pies ó 3,000 metros dentro de la capa de lutitas con el objetivo de crear una superficie máxima del pozo en contacto con la capa de lutitas. Una de las formas más comunes de perforar un yacimiento de lutitas gasíferas consiste en la construcción de una “plataforma de pozos” o “well pad” las cuales llegan a medir de 3 a 5 acres, donde generalmente se realizan formaciones de entre 6 y 8 pozos horizontales perforados secuencialmente en hileras paralelas, esto se debe a que un único pozo, perforado verticalmente a una profundidad de 2 km y posteriormente perforando horizontalmente a 1.2 km remueve alrededor de 140 m<sup>3</sup> de tierra, por lo que una plataforma promedio remueve alrededor de 830 m<sup>3</sup>, casi diez veces más que un pozo convencional perforado a 2km de profundidad. Cada plataforma puede acceder únicamente a una pequeña área del yacimiento que planea explotarse, por lo que es común que se dispongan múltiples plataformas sobre el mismo, requiriendo una superficie lo suficientemente grande como para permitir el despliegue y almacenaje de los equipos necesarios.

El plan de perforación para la obtención de shale gas se realiza a través de varias etapas, la secuencia de estas etapas son:

1. Se realiza un pozo vertical, y similar a un pozo convencional, la primera etapa de perforación concluye debajo del primer acuífero, donde posteriormente se introduce una T.R. Superficial para aislar la zona del acuífero.
2. Se reinicia la perforación a través del tapón de cemento, continuando con la perforación vertical del pozo hasta unos 500 pies ó 152 metros por encima de la futura sección horizontal del pozo y cementando la T.R. Intermedia, a este se punto se le llama “punto de partida” o “kick off point”, señalando la zona donde se iniciará la curva hasta el “punto de entrada”, “entry point” o “End of Curve” (EOC), señalando el inicio de la perforación horizontal.
3. Se introduce sarta con motor de fondo y herramienta MWD para dar inicio a la perforación en ángulo o “build up”. La distancia para generar la curva desde el punto de partida hasta donde inicial el pozo horizontal es aproximadamente de 400 metros, una vez completada la curva, se inicia la perforación en la zona horizontal del pozo conocida como “La lateral”. Cada una de los tubos mide aproximadamente nueve metros y pesa 495 libras, por lo que para perforar una distancia de 3,200 metros se requiere de 350 tubos de perforación los cuales llegan a pesar 87 toneladas.
4. Una vez realizada la última etapa se introduce el revestimiento de producción a lo largo de toda la perforación, bombeando cemento al espacio anular para completa el revestimiento.
5. Terminada la cementación, se elimina el equipo de la torre de perforación y se instala un cabezal temporal y se prepara el terreno para el personal de servicio encargado de poner el pozo a producción, este proceso se realiza a través de los siguientes procedimientos:
  - a) Agujerear revestimiento (Se introduce un disparador mediante una línea de cable al revestimiento hacia la sección objetivo y se envía una corriente eléctrica a través del cable hacia el disparador para activarlo). Cada de disparo llega a medir 1,000 pies aproximadamente.

- b) Se retira el disparador.
- c) Se inicia fracturamiento.

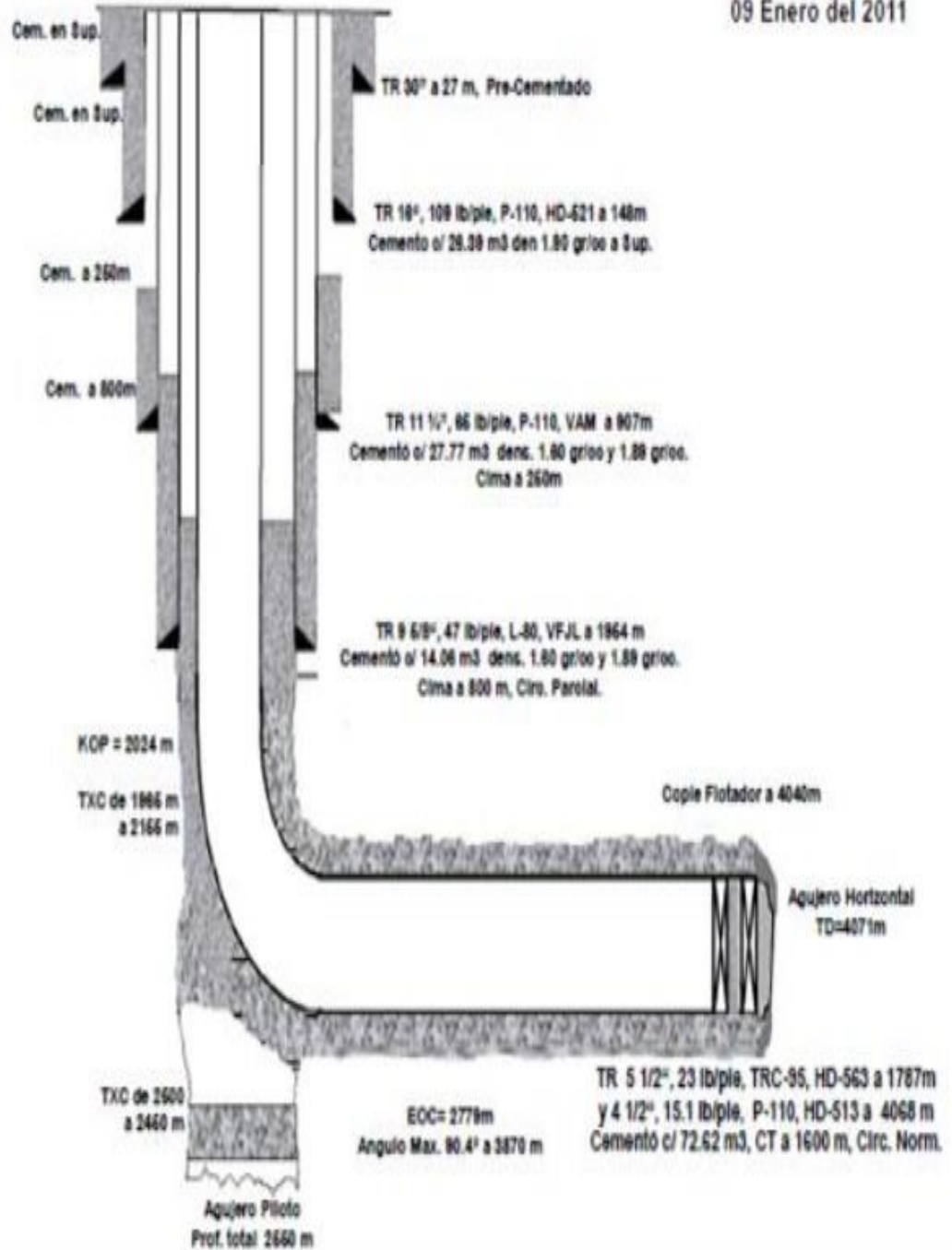
## 2.11 APLICACIONES EN MÉXICO

En México, durante el 2010, se realizaron solo tres perforaciones de Shale Gas, de los cuales solo se terminó uno llamado “Emergente 1”, dando inicio a su producción en el mes de Febrero del 2012. El pozo “Emergente 1” posee las siguientes características:

- Programa de Perforación: 80.00 Días.
- Inicio de Perforación: 13 de Septiembre del 2010.
- Término de Perforación: 30 de Noviembre del 2010.
- Tiempo realizado: 77.88 Días.
- Costo Programado: \$106.26 MM
- Costo Real: \$96.15 MM

A continuación se presentará el estado mecánico empleado para la perforación del pozo “Emergente 1” localizado en el área de Reynosa dentro de la formación “Eagle Ford” durante el año 2011:





○ *Figura 2.18 Estado mecánico pozo "Emergente 1"*

En la imagen anterior se muestran las etapas de la perforación horizontal hecha para el pozo “Emergente 1”, primeramente podemos observar que se empleó un conjunto de preventores de un diámetro de 5<sup>1</sup>/<sub>8</sub> pulgadas capaz de tolerar hasta 10,000 libras de presión con una junta o conexión BX-169. Se realiza un pozo conductor a una profundidad de 30 metros revestida con una tubería de revestimiento de 30 pulgadas de diámetro a 27 metros. Posteriormente inician las etapas importantes de la perforación:

1. Se perfora a una profundidad de 154 metros revestida con T.R. de 16” con libraje de 109 lb/pie, resistencia a la tensión equivalente a 110 M psi (P-110) y una conexión Hydrill HD-521 a una profundidad de 148 metros cementada con 26.39 m<sup>3</sup> con densidad de 1.90 gr/cc hasta superficie.
2. Se perfora a una profundidad de 913 metros revestida con una T.R. de 11<sup>3</sup>/<sub>4</sub> pulgadas con un peso de 65 lb/pie, resistente a una tensión de 110 M psi (P-110) con una conexión VAM a una profundidad de 907 metros y cementada con 27.77 m<sup>3</sup> con cemento de densidad 1.60 gr/cc y 1.89 gr/cc con cima localizada a 250 metros.
3. Se perfora a una profundidad de 1960 metros revestida con una T.R. de 9<sup>5</sup>/<sub>8</sub> de pulgada con un peso de 47 lb/pie con una resistencia a la tensión de 80,000 psi (L-80) y conexión VFJL a una profundidad de 1954 metros y cementada con 14.06 m<sup>3</sup> con una densidad de 1.60 gr/cc y 1.89 gr/cc con cima localizada a 800 metros a través de una circulación parcial.
4. Se procede con el agujero piloto a un profundidad total de 2550 metros y se realiza el primer tapón de cemento en un intervalo de 2450 metros a 2500 metros, posteriormente se realiza el segundo tapón de cemento en un intervalo de 1965 metros a 2155 metros.
5. Se programa “Kick off point” a 2024 metros hasta el punto de entrada o “End of Curve” localizado a 2779 metros desarrollados con un ángulo máximo de 90.4° a 3870 metros desarrollados.
6. Se perfora a una profundidad de 4071 metros desarrollados y revestido con una T.R. de 5<sup>1</sup>/<sub>2</sub> pulgadas con un peso de 23 lb/pie, una resistencia a la tensión de 95,000 psi (TRC-95) y una conexión HD-563 a una profundidad de 1787 metros verticales y revestida nuevamente con una tubería de revestimiento Liner de 4<sup>1</sup>/<sub>2</sub> de pulgada con un libraje de 15.1 lb/pie con una resistencia a la tensión de 110,000 psi (P-110) y una conexión HD-513 a una profundidad de 4068 metros desarrollados, se colocó cople flotador a 4040 metros desarrollados y se cementa con 72.62 m<sup>3</sup> de cemento con una cima localizada a 1600 metros con una circulación normal.

## CAPITULO 3. TERMINACIÓN DE POZOS Y FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

La perforación horizontal es el proceso de dirigir una barrena para seguir trayectorias horizontales orientadas aproximadamente a 90 ° desde la vertical a través de la roca del yacimiento. El interés en la perforación de pozos horizontales se puede atribuir a las razones siguientes:

- Mejora en la producción primaria.
- Mejora en la producción secundaria.
- Mejora en la recuperación final del volumen original de hidrocarburos.
- Reducción significativa en el número de pozos a desarrollarse en un campo entero.
- Aumento significativo de la producción.

La perforación horizontal en conjunto con la multilateral (perforación extendida), ha presentado muchas oportunidades para la industria del gas y petróleo para recuperar económicamente reservas de hidrocarburos de los campos que de otra manera no hubiera sido posible. La perforación y terminación de pozos horizontales se ha atribuido a importantes avances tecnológicos, enfoques de innovación y diseño, trabajo en equipo, utilización eficaz de procesos de aprendizaje, planificación, monitoreo en tiempo real del campo de los datos de perforación, y a la actualización de los diseños de los programas.

La perforación de pozos horizontales solo se diferencia de la perforación de pozos verticales o direccionales para explotar hidrocarburos en términos de requisitos. Estos elementos incluyen:

- Fuerza descendente de la barrena.
- Rotación de la barrena.
- Circulación de fluidos.

**Fuerza.** En la perforación de un pozo vertical, la fuerza (peso sobre la barrena) es proporcionada por los collares pesados de perforación situados directamente encima de la barrena, con prácticamente ninguna pérdida de peso debido a la fricción por deslizamiento. Sin embargo, en la perforación de pozos direccionales, existe un contacto inherente entre la sarta de perforación y las paredes del pozo y, en consecuencia, una considerable fuerza de fricción (arrastre) puede ser producida, reduciendo la cantidad de peso necesario para ser transferido a la barrena. Esto significa que las tuberías colocadas encima de la barrena deben tener una variación de peso de tal manera que su contribución a las fuerzas de arrastre se reduzca al mínimo y su contribución a la fuerza (peso sobre la barrena) se maximice.

**Rotación.** La rotación de la barrena es inducida en la superficie, a través de la mesa rotaria convencional, con un motor de accionamiento en la parte superior (top drive) o en la parte inferior mediante el uso de motores de fondo de pozo. En la perforación de pozos verticales hay una contribución de par casi despreciable de las fuerzas de fricción. Sin embargo, en la perforación

direcciona, la rotación es inducida en la superficie, y la porción de la sarta de perforación que está en contacto con las paredes del pozo provocará que el par de fricción sea de cinco a diez veces en comparación con la perforación de pozos verticales. Como el ángulo de abertura aumenta de vertical a horizontal, la fricción y el par debido a las fuerzas de fricción también aumentarán. El peso total de la parte de la sarta de perforación en la sección horizontal del pozo hará que el par de fricción y arrastre sea una situación indeseable. El torque excesivo puede limitar la fuerza de rotación disponible en la plataforma, mientras por el contrario, cuando hay un arrastre excesivo, el avance de la barrena puede llegar a ser el factor limitante en el logro del objetivo deseado.

**Circulación.** Los requerimientos de circulación y de perforación direcciona (incluyendo horizontal) pueden ser de dos a cuatro veces más altos que los requisitos de circulación utilizados en la perforación de pozos verticales. Esto se debe a la necesidad de mayores velocidades del fluido anular para la eliminación efectiva de residuos de perforación a la superficie. Mayores gastos de flujo pueden causar grandes pérdidas de presión por fricción y, por lo tanto, mayores requerimientos de potencia de los motores.

### 3.1 HISTORIA DE LA TECNOLOGÍA HORIZONTAL

El concepto de perforación horizontal es relativamente nuevo, se remonta al menos al 8 de septiembre de 1891, cuando la primer patente de los EE.UU. para el uso de ejes flexibles para rotar barrenas de perforación fue emitida a John Campbell Smalley (número de patente 459152). Mientras que la aplicación principal que se describe en la patente era dental, la patente también comprende el uso de ejes flexibles en escalas físicas mucho más grandes y más pesadas tales como, por ejemplo, los utilizados para taladrar agujeros en placas de calderas u otros tipos de trabajo pesado. Los ejes flexibles o cables que se emplean habitualmente en perforaciones petroleras verticales no se pueden doblar para hacer curvas de radio corto.

El primer registro de un verdadero pozo de extracción realizado mediante la perforación horizontal, se perforó cerca de Texon, Texas, y se completó en 1929. En 1944 se perforó otro yacimiento de petróleo utilizando este sistema, en Franklin, Venango County, Pennsylvania, a una profundidad de 150 metros. China probó la perforación horizontal en 1957 y más tarde la Unión Soviética también probó la técnica.

Las pruebas de que la perforación horizontal podía realizarse con éxito se llevaron a cabo entre 1980 y 1983 por la empresa francesa Elf Aquitaine en cuatro pozos horizontales perforados en el suroeste de Francia e Italia en alta mar. La creación de perforación de pozos utilizando técnicas horizontales se llevó a cabo posteriormente por British Petroleum en Prudhoe Bay de Alaska, en un intento exitoso para reducir al mínimo el agua no deseado y la producción de gas.

Siguiendo el ejemplo de estos éxitos iniciales, la primera generación de perforación horizontal moderna se expandió rápidamente en formaciones naturalmente fracturadas. La segunda generación de perforación horizontal es un resultado de la mejora del desplazamiento horizontal. Como los operadores y los contratistas de perforación y servicio han diseñado, probado y

perfeccionado sus procedimientos y el equipo se ha mejorado, los desplazamientos horizontales alcanzables rápidamente pasaron de 120 metros a más de 2400 metros. La segunda generación de aplicaciones de la tecnología de perforación horizontal han incluido la perforación de trampas estratigráficas, yacimientos heterogéneos, yacimientos de carbón (para producir su contenido de metano) y pozos de inyección de fluidos para aumentar los gastos de producción.

La tercera generación de las técnicas de perforación horizontal permite alcanzar longitudes horizontales mucho mayores y más profundas acoplando la nueva tecnología de fracturación hidráulica y pozos de inyección.

### **3.2 PRINCIPALES APLICACIONES DE LA PERFORACIÓN HORIZONTAL**

Los yacimientos que son considerados como posibles candidatos para la perforación horizontal son:

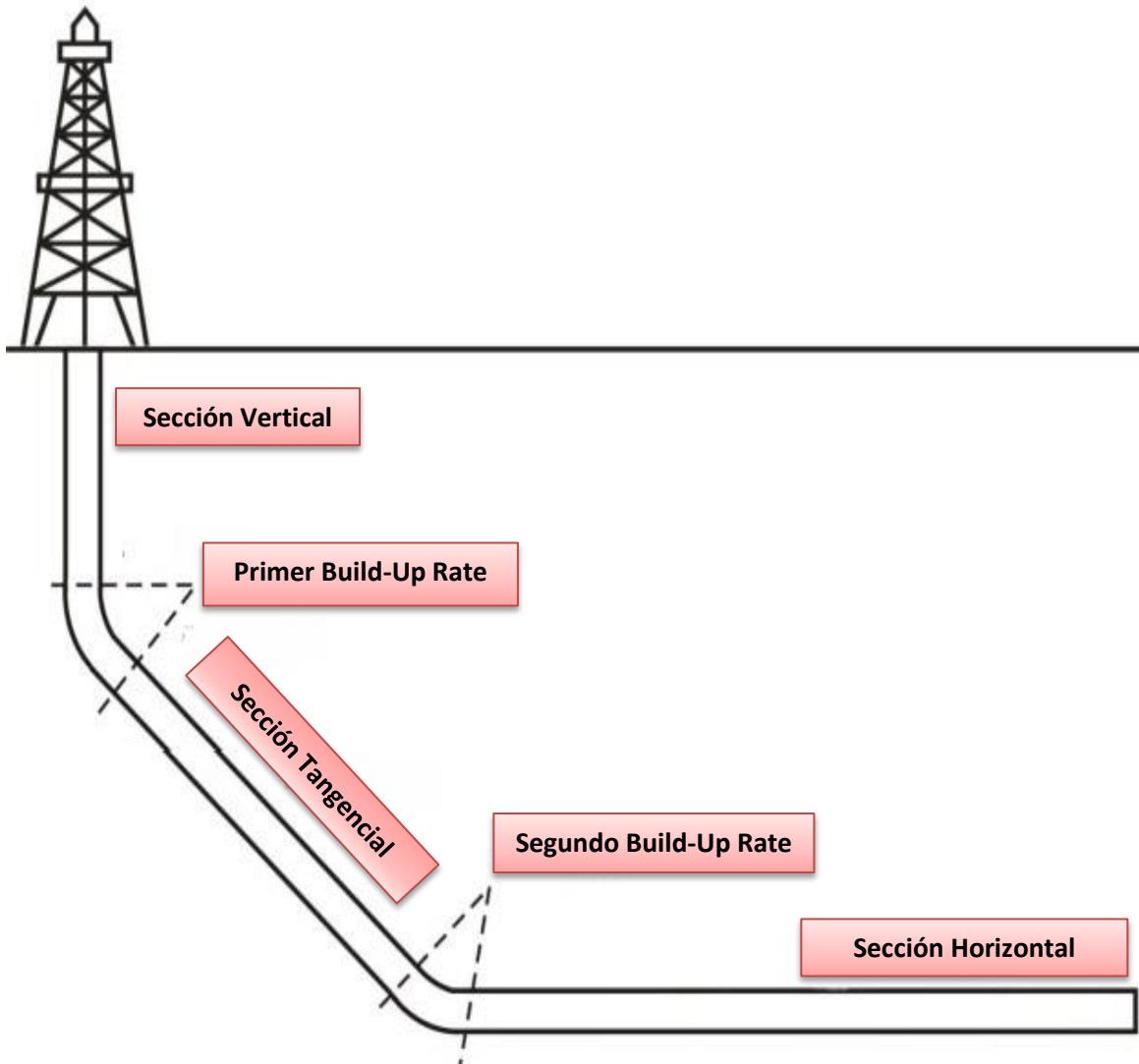
- Yacimientos que pueden tener potenciales problemas por conificación de agua/gas.
- Yacimientos con poca permeabilidad (Shale Gas y Arenas Compactadas)
- Yacimientos naturalmente fracturados.
- Yacimientos económicamente inaccesibles.
- Yacimientos de crudo pesado.
- Yacimientos de capas de carbón.
- Yacimientos delgados.
- Yacimientos en capas con alto ángulo de inclinación.
- Yacimientos parcialmente agotados.

#### **3.2.1 OTRAS APLICACIONES DE LA PERFORACIÓN HORIZONTAL**

- La perforación horizontal es altamente aplicable a los pozos verticales revestidos y pozos direccionales existentes con un diámetro de tubería más grande y en condiciones favorables.
- La perforación horizontal aumenta la inyectividad, mejora la eficacia de barrido y reduce el número de pozos necesarios para la inyección de agua e inyección de vapor para la recuperación de aceites pesados.
- La perforación horizontal puede llegar a lugares donde los métodos convencionales no pueden ser utilizados. Estos lugares incluyen carreteras, ríos, canales, zonas de navegación y zonas industriales.

### 3.3 PRINCIPALES SECCIONES DE UN POZO HORIZONTAL

1. Las principales secciones de un pozo horizontal son las siguientes:
2. Sección vertical
3. Primera sección construida (Build-Up-Rate, BUR)
4. Sección tangencial
5. Segunda sección construida (Build-Up-Rate, BUR)
6. Sección horizontal



○ *Figura 3.1 Principales secciones de un pozo horizontal.*



### 3.3.1 MÉTODOS DE CONSTRUCCIÓN (BUILD-UP RATE)

En la perforación horizontal existen tres tipos de construcción de ángulo este se lo planifica en una distancia de 100 pies, estos son:

- Radio Largo
- Radio Medio
- Radio Corto

En la tabla anexa, se muestran los tres tipos de Pozos Horizontales Básicos, cuya clasificación está relacionada con la tasa de aumento de ángulo, su radio de curvatura y con el alcance horizontal, asimismo se muestra la recomendación del tamaño de hoyo para su implementación.

TIPO DE POZO	TASA DE AUMENTO	RADIO DE CURVATURA	ALCANCE HORIZONTAL	DIAMETRO DEL HOYO
LARGO	2° a 6°/100'	1.000' - 3.000'	3.281'	8 ½" - 12 ¼"
MEDIO	6° a 29°/100'	200' - 1.000'	1.641'	6" - 8 ½"
CORTO	29° a 286°/100'	20' - 200'	656'	6"

- *Tabla 3.1 Tipos de pozos horizontales de acuerdo con el método de construcción.*

#### Pozos de radio Largo:

- **Ventajas:**
  - ✓ Utiliza herramientas rotatorias.
  - ✓ Utiliza técnicas de perforación convencional.
  - ✓ Mayor diámetro del hoyo horizontal.
  - ✓ Este perfil minimiza el torque y el arrastre.
- **Desventajas:**
  - x Costos mayores.
  - x Mayor tiempo de terminación.
  - x Cuando se alcanza grandes distancias, el torque y el arrastre se vuelve un problema.
  - x El torque y el arrastre se vuelven un problema cuando la trayectoria del pozo se vuelve irregular a través del curso planeado.

- x Por su gran extensión se puede llegar a tener que tratar con formaciones problemáticas.
- x Los objetivos pequeños son difíciles de alcanzar debido a su gran variabilidad en el radio de curvatura.

### **Pozos de Radio Medio:**

Comúnmente el sistema de perforación de radio medio emplea varios tamaños de herramientas para conseguir tasa de ganancia de ángulo comprendidos entre los 8 y 20 grado / 100 pies. Las bases técnicas para este sistema son la utilización de:

1. Tuberías no articuladas: tuberías de servicio compresiva (CSDP), o tuberías de perforación pesada estándar (HWDP).
2. Motores de fondo con casco curvo, de desplazamiento positivo, de alto torque y baja velocidad (PDMs).
3. Estabilizadores especiales.
4. Uniones sustitutivas curvas (codos) y otros mecanismos deflectores que generan ejes de transmisión inclinados.
5. MWD u otras herramientas tele dirigibles.
6. Cabezales o uniones giratorias de poder (top-drive).

- ***Ventajas:***

- ✓ Mayor extensión de la sección horizontal y mejor control del azimut.
- ✓ Permite secciones horizontales revestidas.
- ✓ Requiere 300 pies de TVD para alcanzar la horizontal, y el de radio corto 1500 pies de TVD.
- ✓ Tiempo para perforar es menor.
- ✓ Este sistema es preferido sobre el convencional cuando las líneas límites de concesión están muy próximas.
- ✓ Se crea menos fricción en las paredes del pozo debido a la característica del sistema de radio medio de tener secciones de hueco más cortas con inclinación de más de 40 grados.

- ***Desventajas:***

- x Costos de perforación elevados.
- x Grandes torques y arrastres cuando se ha alcanzado prolongadas distancias horizontales.
- x Se debe tener cuidado con las características del fluido de perforación de la sección horizontal.

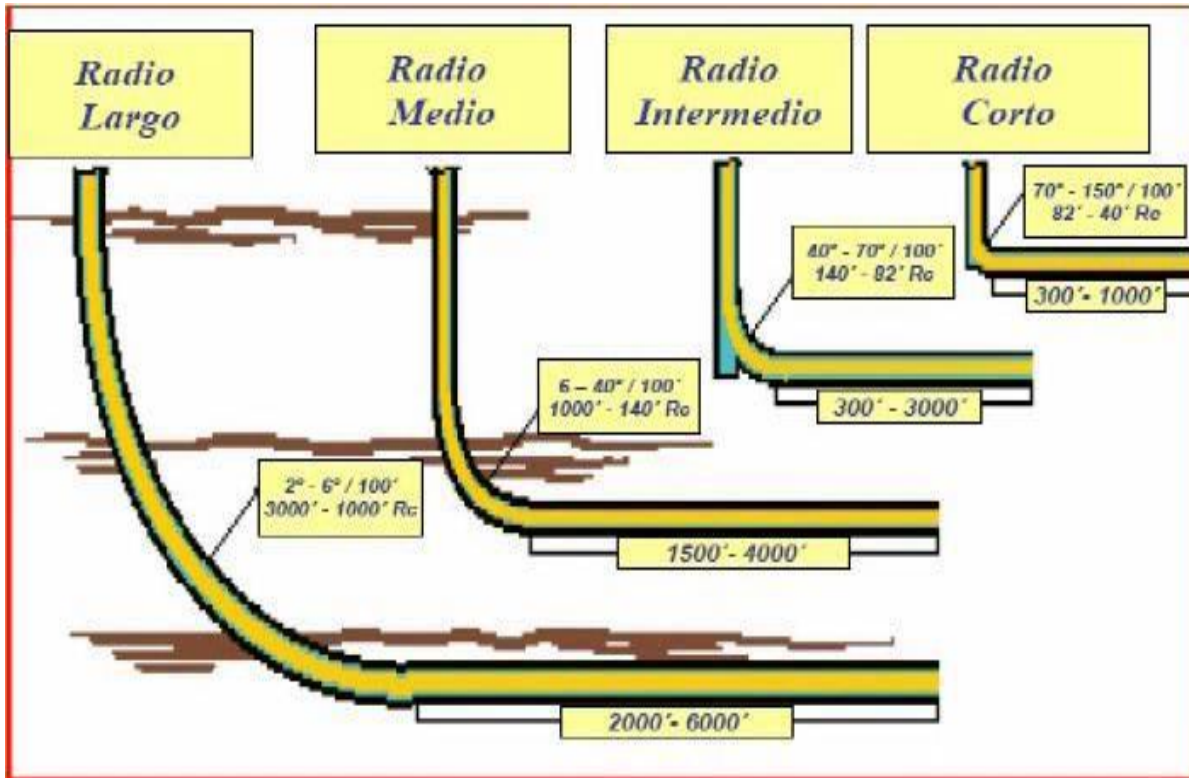
### **Pozos de Radio Corto:**

- **Ventajas:**

- ✓ Costos.
- ✓ Permite perforar por debajo de una zona problemática ya cubierta con casing.
- ✓ Permite perforar sobre la misma zona (un sólo tipo de lodo).
- ✓ Permite maximizar la producción cuando existen límites legales para extender la sección horizontal.
- ✓ Puede simplificar los problemas de anticolidión en zonas muy congestionadas.
- ✓ Mejor correlación con los registros de pozo vertical (reentradas).

- **Desventajas:**

- × Desplazamiento horizontal limitado.
- × Dificultad para correr registros y recoger núcleos.
- × Tamaño de hoyo limitado de 4 ½" a 8 ½" por diámetro de revestimiento.
- × Su costo es mayor por pie perforado



○ *Figura 3.2 Diagrama comparativo entre los diferentes tipos de pozos horizontales*

### 3.3.2 LONGITUD POSIBLE DE DESPLAZAMIENTO HORIZONTAL.

La longitud posible de desplazamiento horizontal, particularmente para los pozos de mediano y largo radio, ha crecido de manera significativa, ya que los operadores y los contratistas de perforación y de servicios han diseñado, probado y perfeccionado sus procedimientos y equipos utilizados.

Algunos operadores también han encontrado que el uso de tubería flexible de perforación en lugar de la tubería de perforación convencional articulada crea una ventaja en extender el desplazamiento horizontal del pozo. Los desplazamientos horizontales rápidamente han aumentado de 400 a más de 8,000 metros.

### 3.4 TERMINACIÓN DE POZOS HORIZONTALES EN SHALE GAS

Es posible terminar los pozos horizontales en agujero descubierto, con tubería corta ranurada (liner), tubería corta (liner) con empacadores externos, y tubería corta (liner) cementado y perforado. La elección de un método de terminación puede tener una influencia significativa en el rendimiento del pozo también. Las diversas opciones de terminación y sus ventajas y desventajas se resumen a continuación.

### 3.4.1 TERMINACIÓN EN AGUJERO DESCUBIERTO

Las terminaciones en agujero descubierto son el tipo más básico, consiste simplemente en correr la tubería de revestimiento directamente hacia abajo en la formación, dejando el extremo de la tubería libre sin ningún filtro protector.



○ *Figura 3.3 Diagrama de un pozo horizontal terminado en agujero descubierto.*

Las principales razones para seleccionar la terminación en agujero descubierto y no colocar cemento alrededor de la zona de producción son:

1. Prevención en dañar la formación por cementación.
2. Prevención de fracturar la formación cuando se bombea e cemento.
3. Prevención de llenar las fracturas naturales con cemento.

### 3.4.2 TERMINACIÓN CON TUBERÍA CORTA RANURADA (LINER RANURADO)

El propósito principal de la inserción de una tubería ranurada en un pozo horizontal es para proteger el pozo en caso de colapso. Además, una tubería corta proporciona una ruta conveniente para insertar varias herramientas tales como tubería flexible en pozo horizontal.

Hay tres tipos de tubería corta utilizadas:

- a. Tuberías cortas perforadas, donde los agujeros son perforados en la tubería.
- b. Tuberías cortas ranuradas, donde las ranuras se muelen con diferentes anchos y profundidades a lo largo de la longitud de la tubería.
- c. Tuberías cortas pre empacadas.

Las tuberías ranuradas proporcionan un control limitado de arena mediante la selección de tamaños de orificios y tamaños de ranura. Sin embargo, estas tuberías cortas son susceptibles a obstruirse. En formaciones no consolidadas, se han utilizado tuberías cortas ranuradas con alambre enrollado para el control de arena con eficacia. La literatura reciente indica que se debe usar empaque de grava para tener éxito en el control efectivo de arena en pozos horizontales, la mayor desventaja de la tubería corta ranurada que la estimulación efectiva del pozo se puede dificultar, debido al espacio anular abierto entre la tubería corta y el pozo. Similarmenbte, la producción selectiva e inyección se dificultarán.



○ *Figura 3.4 Diagrama de un pozo horizontal terminado con tubería ranurada.*

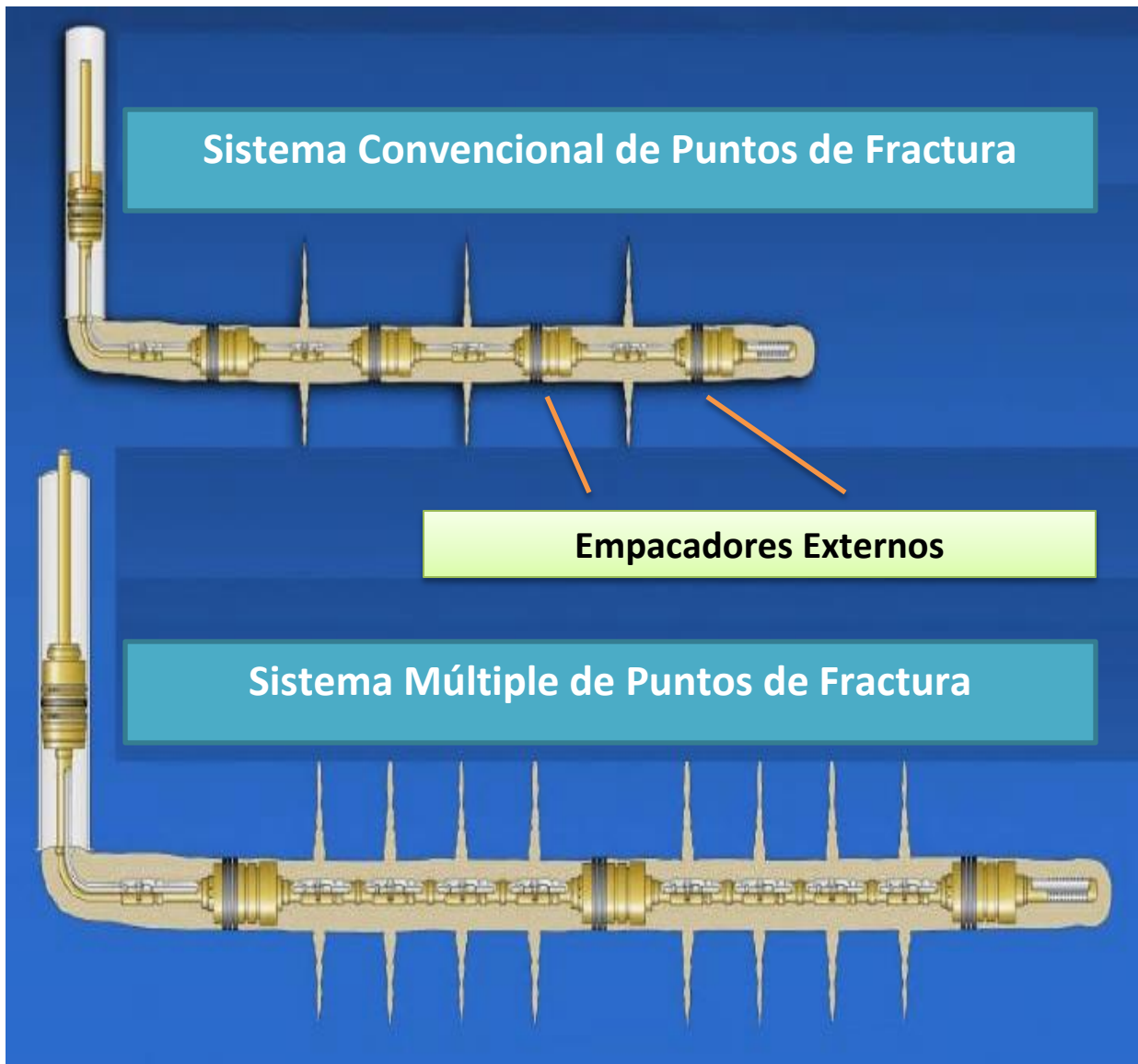




○ *Figura 3.5 Diferentes tipos de tubería ranuradas utilizadas en pozos horizontales.*

### **3.4.3 TERMINACIÓN CON TUBERÍA CORTA (LINER) Y CON AISLAMIENTO PARCIAL.**

Un sistema de terminación relativamente nuevo en agujero descubierto es utilizado en la industria hoy en día, es una terminación con tubería no cementada que usa una serie de empaques externos y puertos para acidificaciones en etapas múltiples o estimulaciones por fractura. El empaquetador de etapa múltiple y el sistema de puerto proporcionan puntos de aislamiento en el pozo donde los intervalos pueden ser segregados y estimulados separadamente. El empaquetador y puerto están espaciados de acuerdo con la litología del yacimiento y plan de tratamiento. La estimulación se inicia en el punto más lejano del pozo y las etapas de tratamiento progresan hacia arriba a lo largo del pozo. Este tipo de terminación se ha aplicado en pozos multi laterales también. Las etapas de fracturamiento se limitan a un máximo de nueve u once etapas dependiendo del tamaño de tubería.

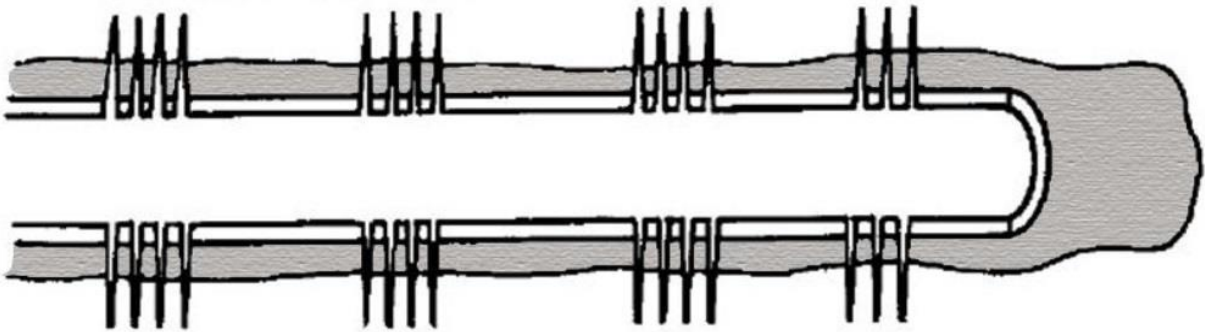


- *Figura 3.6. Diagrama de terminación con liner y aislamiento parcial para un sistema convencional y múltiple de puntos de fractura.*

#### **3.4.4 TERMINACIÓN CON TUBERÍA CORTA (LINER) CEMENTADA Y PERFORADA.**

La terminación con tubería corta cementada y perforada es posible para cementar y perforar pozos de radio medio y largo. Actualmente no es económicamente posible para cementar pozos de radio corto. El cemento utilizado en la terminación del pozo horizontal debe tener un contenido de agua significativamente menor que el usado para la cementación de pozos verticales. Esto es porque en un pozo horizontal, debido a la gravedad, se segrega agua de la parte superior del pozo y se asienta en la parte inferior. Esto da como resultado un trabajo de cemento pobre. Para evitar esto, es importante llevar a cabo una prueba de agua.

Las terminaciones con tubería corta cementada convencionales constan de revestimiento de producción que se corren a través de la formación. Los lados del revestimiento están perforados con pequeños orificios a lo largo del pozo, lo que permite el flujo de hidrocarburos hacia el interior, además de que proporciona una cantidad adecuada de soporte y protección para el pozo. El proceso de perforación del revestimiento implica el uso de equipo especializado diseñado para hacer pequeños agujeros a través de la tubería de revestimiento, cemento, y cualquier otra barrera entre la formación y el pozo. En el pasado, se utilizaron perforaciones con disparos, que son esencialmente pistolas pequeñas bajadas al pozo. Las pistolas, cuando son disparadas desde la superficie, expulsan pequeñas balas que penetran en el revestimiento y el cemento. Hoy en día, la "perforación jet" es la preferida. Esta se compone de pequeñas cargas, eléctricamente encendidas, introducidas en el pozo. Cuando se encienden, estas cargas hacen agujeros minúsculos a través de la formación, en la misma manera que los disparos con pistola.



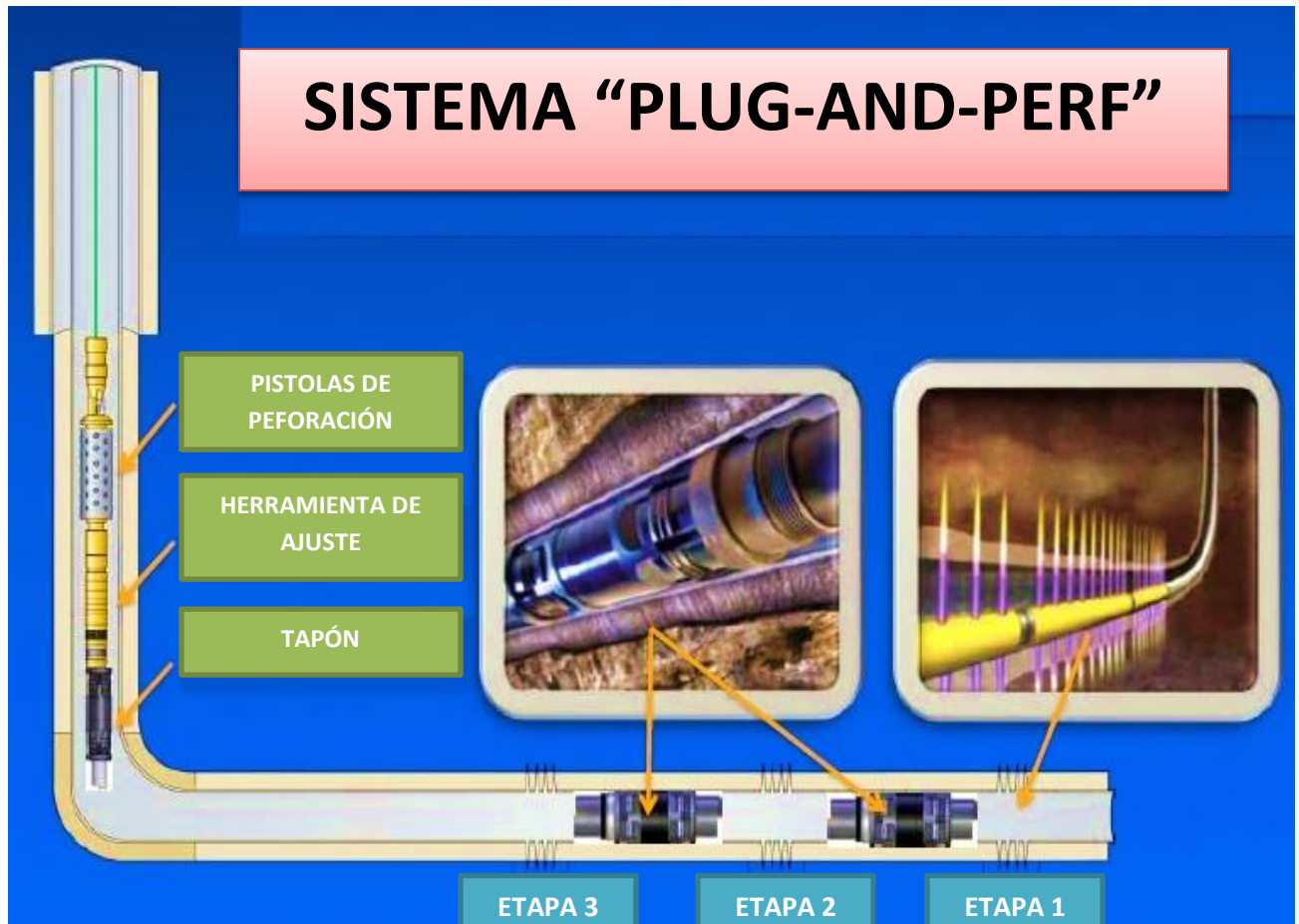
○ *Figura 3.7 Diagrama básico de un pozo horizontal terminado con liner cementado y perforado.*

### 3.4.4.1 TÉCNICA "PLUG AND PERF"

La técnica "Plug-and-Perf" se emplea en los pozos con revestimiento cementado. El "Plug-and-Perf" incluye el descenso de un tapón (bridge plug) con línea de acero que incluye pistolas perforadoras a una ubicación determinada horizontal cerca de la punta del pozo. Cuando el tapón está fijado y la zona está perforada, las herramientas se retiran entonces, y el tratamiento de estimulación para el fracturamiento es bombeado. El conjunto conector o bola activadora entonces desvía los fluidos de fractura a través de las perforaciones en la formación. Cuando la etapa se ha completado, la etapa siguiente se inicia, y el proceso se repite volviendo hacia el talón del pozo. Los revestimientos cementados también se pueden utilizar en las operaciones de fracturación de una sola etapa, aunque son menos comunes en las prácticas de terminación.

**Ventajas**

- ✓ Técnica más utilizada por la industria petrolera.
- ✓ Se perforan y producen múltiples zonas.
- ✓ Los tapones son diseñados para el desplazamiento horizontal.



○ *Figura 3.8 Diagrama de un pozo horizontal terminado con la técnica "Plug-And-Perf".*

### 3.4.5 TERMINACIÓN MULTI LATERAL

La terminación multi lateral es la práctica de terminar un pozo para que los hidrocarburos de dos o más formaciones puedan ser producidos simultáneamente pero por separado. Por ejemplo, un pozo puede ser perforado para que pase a través de un número de formaciones a medida que desciende, alternativamente, puede ser más efectivo añadir pozos horizontales para drenar la formación más eficientemente. Aunque es común separar las terminaciones múltiples, de modo que los fluidos de las diferentes formaciones no se mezclen, la complejidad de lograr una separación completa puede presentar una barrera. En algunos casos, las diferentes formaciones perforadas están lo suficientemente cerca para permitir que los fluidos se mezclen en el pozo. Es

necesario colocar empacadores para evitar esta mezcla, los cuales son instrumentos de caucho duro que se utilizan para mantener la separación entre las diferentes terminaciones.



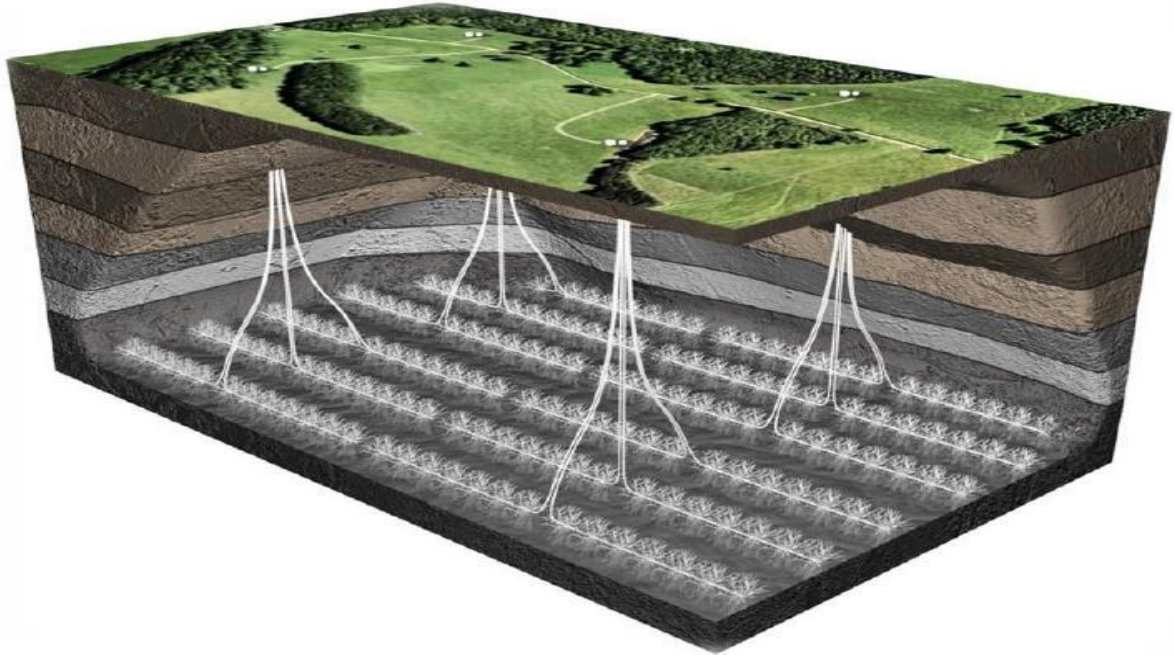
- *Figura 3.9 Diagrama de un pozo con terminación multi lateral y liner con aislamiento parcial.*

**Beneficios de la terminación multi lateral:**

- ✓ Producción acelerada que incrementa el valor presente neto de un proyecto.
- ✓ Acceso reservas adicionales que aumentan la producción y prolongan la vida productiva del pozo.
- ✓ Reducción en el número de pozos a ser perforados desde la superficie.
- ✓ Reducción de los costos de perforación y equipos utilizados, reduciendo el número de pozos a ser perforados desde la superficie.



- ✓ Los límites del yacimiento pueden localizarse sin problemas con la perforación de pozos delimitadores , además de que la caracterización del yacimiento puede realizarse desde superficie con un mínimo de locaciones



- **Figura 3.10** En la imagen se muestra una plataforma de 24 pozos con arreglo horizontal de seis pozos, donde se observa el beneficio de éste tipo de terminación.

### 3.5 MÉTODO DE PERFORACIÓN Y SU TÉCNICA DE TERMINACIÓN

La terminación del pozo horizontal adecuada es esencial para garantizar el éxito del proyecto. Basado en las necesidades de terminación, se puede elegir una técnica apropiada de perforación, por ejemplo, si el pozo será cementado, no pueden ser utilizadas técnicas de perforación de radio ultra corto o corto. En contraste, pozos de radio medio y largo pueden ser cementados y perforados. La siguiente tabla incluye un resumen de las opciones de terminación de acuerdo a la técnica de perforación utilizada.



Método	Terminación
Radio ultra corto	Tubería perforada o empaque de grava
Radio corto	Agujero descubierto o tubería ranurada
Radio medio	Agujero descubierto, tubería ranurada o tubería cementada y perforada.
Radio largo	Tubería ranurada o terminación selectiva usando cementación y perforación.

- **Tabla 3.2 Tabla comparativa entre los tipos de perforación utilizados y la terminación más recomendable.**

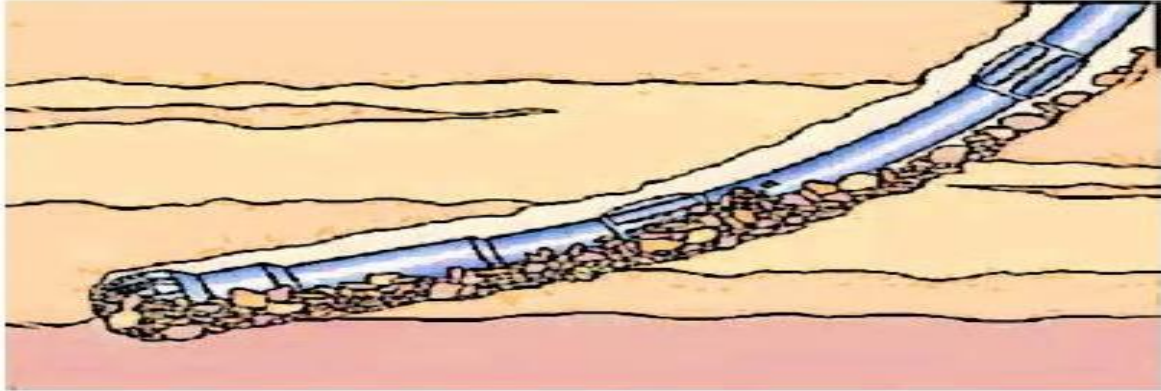
### 3.6 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LA PERFORACIÓN HORIZONTAL

#### **Ventajas:**

- ✓ Intersección de muchas fracturas en formaciones que contienen hidrocarburos. Indispensable en formaciones de roca caliza y shale gas.
- ✓ Evitar la perforación del acuífero asociado o casquete de gas, penetrando en la formación que contiene hidrocarburos.
- ✓ Aumenta el área de drenado del pozo en el yacimiento y el área de la superficie lateral del pozo. La primera se cree que incrementa la producción de hidrocarburos acumulativa, mientras que la segunda aumenta el gasto de producción de hidrocarburos. Popular en las formaciones que contienen crudo pesado.
- ✓ Mejora de la producción de gas metano de yacimientos de carbón.

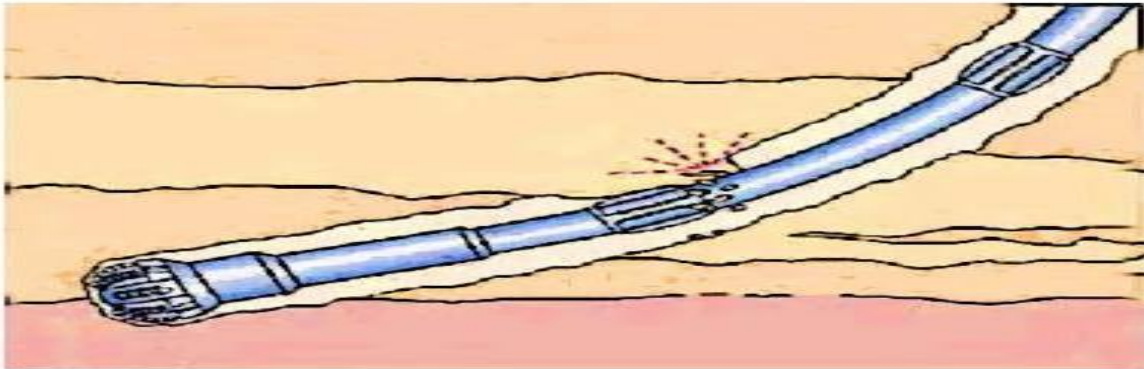
#### **Desventajas:**

- x **Limpieza del pozo.** A medida que la sarta de perforación se encuentra en la parte baja del pozo, recortes se acumulan alrededor de la parte inferior del borde de la columna de perforación. Estos pueden ser muy difíciles de cambiar.



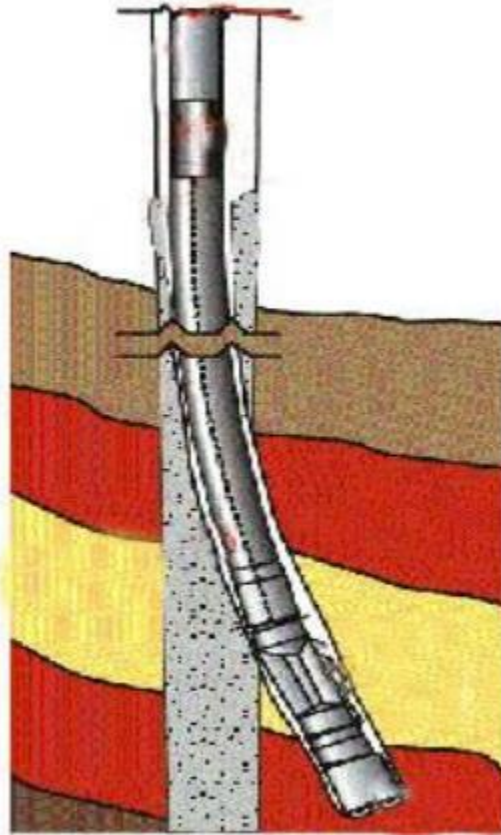
○ *Figura 3.11 Diagrama de una sarta de perforación con asentamiento de recortes debido al ángulo de inclinación.*

- x **Fuerzas de fricción.** La potencia necesaria para girar la sarta de perforación o para sacarla del agujero son más altas en pozos horizontales en comparación de pozos verticales o desviados.



○ *Figura 3.12 Diagrama de una sarta de perforación con altas fuerzas de fricción con la pared del pozo debido al ángulo de inclinación.*

- x **Navegación precisa en el yacimiento.** La navegación dentro del yacimiento es relativa a las características del yacimiento y no se calcula según la inclinación y azimut.



- *Figura 3.13 Diagrama de una sarta de perforación que comienza a desviarse desde la vertical para lograr la construcción de un pozo horizontal.*

### 3.7 COSTOS DE LA PERFORACION HORIZONTAL

Los costos de la perforación horizontal dependerán de muchos factores, contingencias y circunstancias; sin embargo, los costos de perforación se dividen en tres secciones del pozo:

1. Sección vertical
2. Sección construida (Build-Up-Rate)
3. Sección horizontal

En comparación con los pozos verticales, los pozos horizontales probablemente agreguen costos en las siguientes áreas. Estos costos pueden ser el 120% de los costos de pozos verticales.

1. Locación del lugar en superficie y equipo superficial.
2. Tubería de revestimiento y perforación.
3. Renta de plataforma de perforación y de herramientas.
4. Renta del equipo BHA (excluyendo las herramientas de dirección y motores).

5. Lodo y equipos de manipulación del lodo.
6. Pérdida del pozo y pescas.

Evento	Vertical	Horizontal
Superficie	\$80,000 dlls	\$96,000 dlls
Perforación al KOP	\$326,000 dlls	\$342,000 dlls
Perforación a la sección tangencial		\$465,000 dlls
Perforación a la sección construida (Build-Up-Rate)		\$483,450 dlls
Perforación a la horizontal		\$495,750 dlls
Perforación al fondo del pozo	\$375,364 dlls	\$649,750 dlls

- **Tabla 3.3 Comparación de costos entre una perforación vertical y una horizontal.**

### 3.8 FRACTURACIÓN HIDRÁULICA

También llamado *fracking* o *hydrofracking*. El procedimiento consiste en bombear fluidos (por ejemplo: agua, gel, espuma, gases comprimidos, etc.) a presiones lo suficientemente altas para fracturar la roca, aumentando la porosidad y permeabilidad del canal para que el gas natural escurra hacia la superficie. Esto es de vital importancia para la extracción del shale gas, ya que éste se encuentra en pequeños poros independientes de shale, los cuales necesitan un canal común (o “puente”) para una extracción exitosa en masa.

Utilizado desde los años 40’, ha aumentado la productividad de miles de pozos de combustible fósil a lo largo y ancho del mundo. No obstante, se observó que muchas de las fracturas se cerraban al apagar las bombas, debido a las altas presiones dentro del pozo. Lo anterior se solucionó agregando un 1% de *proppant* (“apuntalante”) a la solución líquida, la que mantiene condiciones de permeabilidad obtenidas en el shale hasta después de apagada la bomba. Los apuntalantes más comunes son: arena, cerámica y polvo de aluminio.

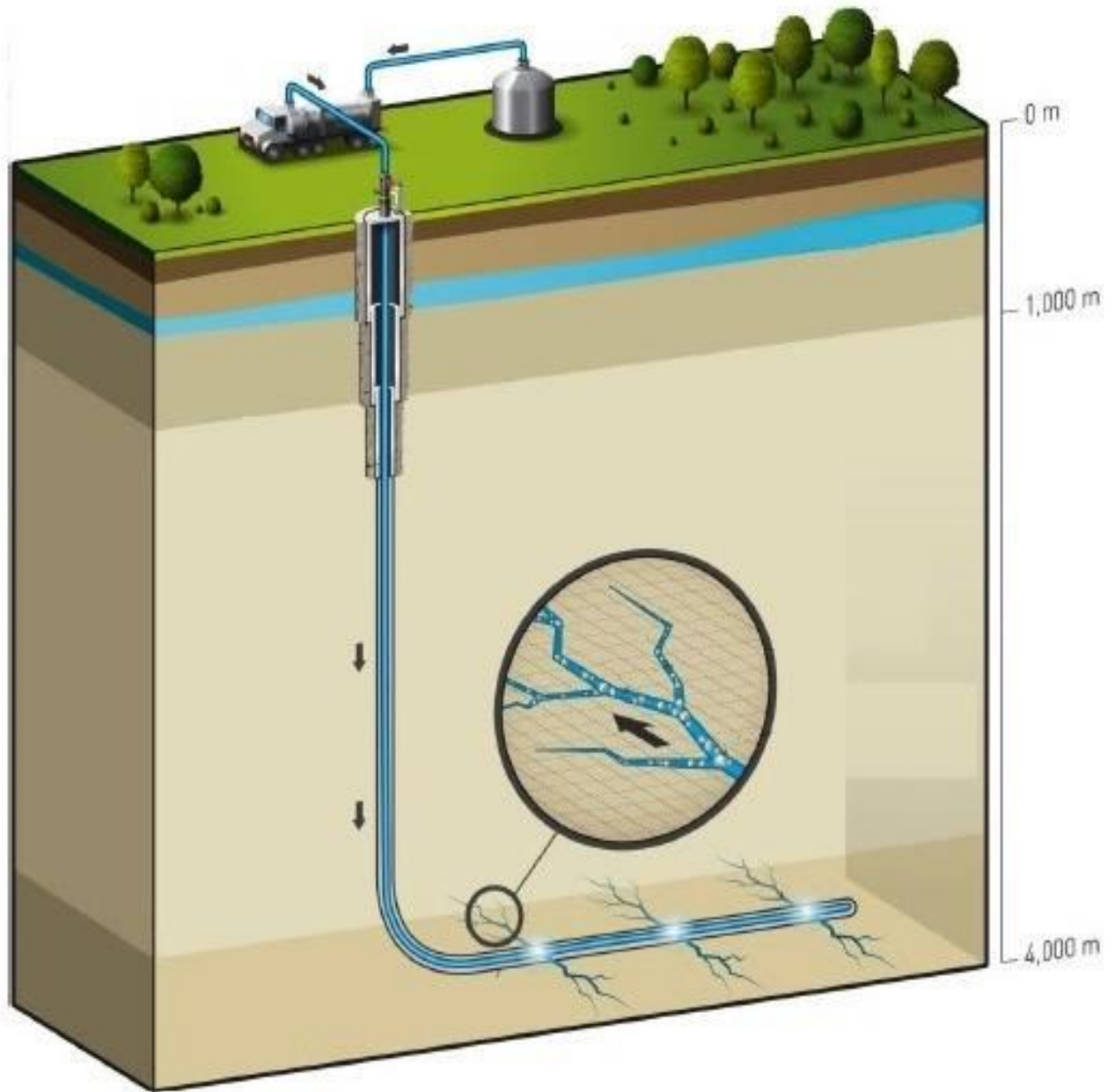


○ **Figura 3.14 Apuntalante de arena**

Es una técnica de estimulación de yacimientos que consiste en el bombeo de fluido y un agente de apuntalamiento, por lo general arena a elevada presión, con el propósito de producir micro fracturas en la roca almacenadora de hidrocarburos. Las fracturas se producen desde el pozo de inyección y se extienden por cientos de metros hasta la roca del yacimiento, manteniéndose abiertas por acción del agente de apuntalamiento, permitiendo así la fluencia y recuperación del hidrocarburo. A su vez, la técnica de perforación horizontal permite maximizar el área rocosa que, una vez fracturada, entra en contacto con el pozo, y por consiguiente, incrementar la extracción en términos de la fluencia y el volumen de gas que puede ser obtenido del mismo.

La utilización de ambas técnicas genera diferencias con las explotaciones convencionales respecto de la cantidad y la distribución de pozos sobre los yacimientos. Una de las formas más comunes consiste en la construcción de una “plataforma de pozos” (well pad), en el centro de lo que, por lo general, son formaciones de entre 6 y 8 pozos horizontales perforados secuencialmente en hileras paralelas. Un único pozo, perforando verticalmente hasta 2 km, y horizontalmente hasta 1,2 km, remueve alrededor de 140m<sup>3</sup> de tierra, por lo que una plataforma promedio remueve alrededor de 830m<sup>3</sup>, casi diez veces más que un pozo convencional perforado a 2 km de profundidad.

Sumado a lo anterior, la solución suele contener químicos multipropósito: convertir el agua en gel, reducir la fricción del fluido, prevenir corrosión, controlar el pH, etc. Todo lo anterior hace que la perforación horizontal cueste hasta tres veces más que la perforación vertical. Pero, este costo extra es usualmente recuperado gracias a la producción adicional proveniente del método. De hecho, muchos pozos rentables hoy en día serían un fracaso sin estas dos tecnologías complementarias.



○ **Figura 3.15 Esquema básico del proceso de fracturación hidráulica en un pozo horizontal.**

Un yacimiento de baja permeabilidad es aquel que tiene alta resistencia al flujo de fluidos. En muchas formaciones, los procesos físicos y/o químicos alteran a la roca a lo largo del tiempo geológico. A veces, los procesos diagenéticos restringen la abertura de la roca y reduce la habilidad de que fluyan los fluidos a través de ella. Las formaciones con baja permeabilidad normalmente son excelentes candidatos para un fracturamiento hidráulico.



Si hacemos a un lado la permeabilidad, un yacimiento puede dañarse cuando se perfora un pozo, cuando se coloca la tubería de revestimiento o cuando se hacen las labores de cementación. El daño ocurre debido a que cuando se perfora y termina un pozo se alteran los poros y la entrada de cada uno de ellos. Cuando los poros se taponan, la permeabilidad se reduce, y el flujo de fluidos en la porción dañada puede reducirse sustancialmente. El daño puede ser muy severo en yacimientos naturalmente fracturados.

En muchos casos, especialmente en formaciones de baja permeabilidad, yacimientos dañados o en pozos horizontales en diferentes capas, el pozo podría ser rentable si se realizara un buen fracturamiento hidráulico. Para muchos ingenieros petroleros, la investigación de información completa y exacta es a menudo, la parte que más lleva tiempo para diseñar el fracturamiento hidráulico. La información requerida para diseñar el modelo de fracturamiento y el modelo de simulación puede dividirse en dos grupos: la información que puede controlar un ingeniero y la información que debe medirse o estimarse, pero no controlarse.

La información que puede controlar un ingeniero es la concerniente a los detalles de terminación del pozo, volumen del tratamiento, volumen del colchón (Pad), gasto de inyección, viscosidad y densidad del fluido fracturante, pérdidas, tipo y volumen del apuntalante y del aditivo.

La información que debe medirse es la profundidad de la formación, permeabilidad, esfuerzos in-situ en la formación y en sus alrededores, modelo de la formación, presión de yacimiento, porosidad, compresibilidad de la formación y espesor del yacimiento (espesor bruto, espesor neto del intervalo productor de aceite y/o gas, espesor permeable que es el que aceptará la pérdida de fluidos durante el fracturamiento). Los fracturamientos hidráulicos se clasifican en:

- Fracturamientos hidráulicos con agentes apuntalantes
- Fracturamientos hidráulicos ácidos

Esta clasificación depende del material empleado para crear o mantener abierta la fractura.

### 3.8.1 ADITIVOS QUÍMICOS UTILIZADOS

La composición del fluido utilizado para realizar las fracturas varía de acuerdo a la formación que se pretende explotar, por lo general se encuentra compuesto en un 98% de agua y arena, y un 2% de aditivos químicos, entre los que se encuentran:

- **Ácido:** limpia la perforación previamente a la inyección del fluido para la realización de las fracturas.
- **Bactericida/biocida:** inhibe el crecimiento de organismos que podrían producir gases que contaminen el gas metano, y reducir la capacidad del fluido de transportar el agente de apuntalamiento.

- **Estabilizador de arcilla:** previene el bloqueo y la reducción de la permeabilidad de poros por formaciones arcillosas.
- **Inhibidor de corrosión:** reduce la formación de óxido en las tuberías de acero, los encamisados de los pozos, etc. Reticulante: la combinación de esteres de fosfato con metales produce un agente reticulante que permite aumentar la viscosidad del fluido, y por lo tanto, transportar más agente de apuntalamiento en las fracturas.
- **Reductor de fricción:** reduce la fricción y permite que los fluidos fracturantes sean inyectados en dosis y presiones óptimas.
- **Agente gelificante:** incrementa la viscosidad del fluido, permitiendo un mayor transporte de agente de apuntalamiento.
- **Controlador de metal:** previene la precipitación de óxidos de metal que podrían degradar los materiales utilizados.
- **Inhibidor de sarro:** previene la precipitación de carbonatos y sulfatos (carbonato de calcio, sulfato de calcio, sulfato de bario), que podrían degradar los materiales utilizados.
- **Surfactante:** reduce la tensión superficial del líquido de fractura, y por lo tanto ayuda a la recuperación del mismo.

### 3.8.2 BENEFICIOS Y APLICACIONES DE LA FRACTURACIÓN HIDRÁULICA

Los tratamientos de fracturamiento hidráulico son de suma importancia ya que una aplicación exitosa puede generar muchos beneficios, entre ellos:

- Tener recuperaciones comerciales de hidrocarburos en formaciones de muy baja permeabilidad.
- Recuperación de producción en intervalos severamente dañados.
- Incremento de las reservas recuperables.
- Conexión del pozo con sistemas naturales aislados, permeables y/o fracturados.
- Incremento del área de drene efectiva.
- Aumento en la estabilidad del agujero.
- Incremento en la eficiencia de proyectos de recuperación mejorada.
- Mejorar el almacenamiento en el subsuelo.
- Se puede aplicar en todo tipo de formaciones, yacimientos y pozos.
- Puede aumentar el gasto de aceite y/o gas de yacimientos de baja permeabilidad,
- Aumentar el gasto de aceite y/o gas de pozos que han sido dañados
- Conectar fracturas naturales con el pozo
- Disminuir la caída de presión alrededor del pozo, para minimizar problemas con el depósito de parafinas y asfáltenos
- Aumentar el área de drene o la cantidad de formación en contacto con el pozo.

El tratamiento con fracturamiento hidráulico puede aplicarse en un pozo por una o varias de las siguientes razones:

- Rebasar el daño presente en la formación para restablecer y/o mejorar el índice de productividad.
- Generar un canal altamente conductivo en la formación.
- Modificar el flujo de fluidos en la formación.

### 3.8.3 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO CON AGENTES APUNTALANTES

Este proceso consiste en bombear un fluido de alta viscosidad llamado fluido fracturante; dicho fluido tiene como objetivo generar o producir una ruptura en la formación y extenderla más allá del punto de falla, de tal forma que permita colocar el apuntalante para mantener abierta la fractura creada una vez que se libere la presión de bombeo, la misma que rompe la formación y logra al mismo tiempo propagar la fractura a través del yacimiento. Se aplica principalmente en formaciones de arenas de muy baja permeabilidad. Normalmente, en un fracturamiento hidráulico apuntalado la secuencia de bombeo de los fluidos se realiza siguiendo el siguiente proceso:

1. Bombeo de un volumen de precolchón, se conoce como Pad, de salmuera o gel lineal, con objeto de obtener parámetros de la formación y poder optimizar el diseño propuesto. A este tipo de operación se le conoce como Mini-frac, permite determinar: la presión de fractura, el gradiente de fractura, gasto máximo de fractura, presión de cierre instantáneo y eficiencia de pérdida de fluido; parámetros importantes para el diseño de fracturamiento y la geometría de la fractura.
2. Bombear un colchón de gel lineal como fluido fracturante para generar la ruptura de la roca de la formación y dar las dimensiones de la geometría de la fractura.
3. Bombear gel de fractura con agente apuntalante para mantener abierta la fractura generada. Para poder tener un control de la operación se tiene que realizar una serie de registros a detalle de los siguientes parámetros:
  - a) Presión
  - b) Gasto de bombeo
  - c) Concentración del apuntalante
  - d) Concentración de aditivos
  - e) Condiciones del fluido fracturante (viscosidad, mojabilidad, etc.)

#### 3.8.3.1 MONITOREO DE LA FRACTURACIÓN HIDRÁULICA

Durante el proceso de fracturamiento hidráulico, como medida de control de calidad se debe monitorear en superficie las siguientes presiones:

- Presión de ruptura: es el punto en el cual la formación falla y se rompe.
- Presión de bombeo: presión requerida para fracturar y extender la fractura a un gasto constante.

- Presión de cierre instantáneo: es la presión obtenida al liberar la presión de bombeo, y desaparecer las presiones de fricción, quedando sólo la presión interna dentro de la fractura y la columna hidrostática en el pozo.



- **Figura 3.16 Diferentes tipos de agentes apuntalantes.**

**Presión de Fractura.** La presión de fractura es la presión necesaria para mantener abierta la fractura y propagarla más allá del punto de ruptura.

**Presión de Cierre.** Es la presión de fondo a la cual la fractura no apuntalada se cierra. Es un esfuerzo global, promedio de la formación y es diferente al esfuerzo mínimo, el cual es un dato local y varía para toda la zona de interés.

**Presión Instantánea al Detener el Bombeo.** Es la presión de fondo correspondiente al gasto de inyección cero. La presión ISIP se puede obtener gráficamente a partir de la información de la inyección del fluido, como la presión correspondiente a la intersección entre la tangente a la declinada de la presión y la vertical trazada al tiempo correspondiente a un gasto de inyección igual a 0.

**Presión Neta.** A la diferencia entre la presión en cualquier punto en la fractura y la presión a la cual la fractura se cierra, en forma matemática se expresa de la siguiente forma La presión neta se genera por la caída de presión debajo de la fractura causada por el flujo de un fluido viscoso. En muchas formaciones, esta caída de presión es dominada por la presión en aumento cerca del inicio de la fractura cuando se empieza a propagar. El perfil de la presión neta controla la distribución tanto de la altura como del ancho a lo largo de la fractura.

Físicamente hablando, es la presión que se necesita para que la fractura quede abierta y se propague. Si la  $p_c$  es cero, significa que la fractura se encuentra cerrada. El comportamiento de la presión neta es utilizado para estimar el comportamiento del crecimiento de la fractura, es decir, estima si la fractura crece longitudinal y verticalmente, además de indicar si existe arenamiento. La presión de cierre es una propiedad constante de la formación y depende fuertemente de la presión de poro.

La presión neta es un dato muy importante debido a que los ingenieros necesitan conocerla para diseñar el tratamiento de fractura, para realizar análisis de las presiones de fracturamiento en el lugar y para realizar análisis de las presiones después del fracturamiento.

**Presión De Fricción Total Y Presión De Fricción En La Cercanía Del Pozo.** La presión de fricción se refiere a la porción de las pérdidas de presión mientras los fluidos se encuentran en movimiento a través de la tubería. La presión de fricción total es calculada con las mediciones de presión de superficie, mientras que la presión de fricción en la cercanía del pozo, es calculada con las mediciones de presión de fondo.

### 3.8.3.2 DISEÑO DE LA FRACTURA

**Dirección De La Fractura.** La fractura se propaga perpendicularmente al esfuerzo mínimo principal ejercido sobre el yacimiento, es decir; para que se inicie la fractura, la presión de bombeo del fluido en la cara de la formación debe ser mayor a este esfuerzo mínimo. La fractura hidráulica se propagará perpendicularmente hacia la zona donde se tenga el menor esfuerzo principal. En algunas formaciones someras, el menor esfuerzo principal es el esfuerzo de sobrecarga; esto provocará una fractura horizontal. En yacimientos con una profundidad mayor a 1000 pies, el menor esfuerzo principal probablemente será horizontal; resultando una fractura vertical.

**Conductividad De La Fractura.** La conductividad de la fractura es el producto del ancho de la fractura apuntalada y de la permeabilidad del agente apuntalante. La permeabilidad de todos los agentes apuntalantes usados comúnmente (arenas y los apuntalados cerámicos) son de 100 a 200 darcys cuando ningún esfuerzo se haya aplicado. Sin embargo, la conductividad de la fractura disminuirá durante la vida del pozo debido al aumento del esfuerzo sobre los agentes apuntalados, la corrosión bajo tensión afecta la fuerza del apuntalante, aplaste del apuntalante, empotramiento del apuntalante dentro de la formación y daño resultante del gel remanente o pérdidas de aditivos.

El esfuerzo efectivo sobre el agente apuntalante es la diferencia entre el esfuerzo in-situ y la presión fluyendo en la fractura. Cuando el pozo está produciendo, el esfuerzo efectivo sobre el agente apuntalante, aumentará normalmente debido a la disminución de la presión de fondo fluyendo. El esfuerzo in-situ disminuirá con el tiempo conforme declina la presión en el yacimiento.

Para pozos someros, donde el esfuerzo efectivo es menor a 6000 psi, la arena puede usarse para crear fracturas altamente conductivas. Conforme aumenta el esfuerzo efectivo a valores muy grandes, se deben de utilizar apuntalantes más caros debido a que necesitan tener una alta resistencia, para crear una fractura altamente conductiva. En la selección del agente apuntalante se debe de escoger aquel que mantenga una conductividad suficiente después de que se ha incrustado y empotrado; también deben de considerarse los efectos de flujo no-darciano, flujo multifásico y el daño que pueda causar el fluido.

**Geometría De La Fractura.** Es un área del fracturamiento multi-etapas muy importante, donde el objetivo principal es saber las características y dimensiones correctas de la fractura, para poder así optimizar la operación. Cuando se tiene un buen conocimiento de estas características, se puede

tener más control en la operación, para que ésta resulte exitosa, ya que incluso se podrían disminuir los costos.

La geometría de la fractura puede aproximarse por medio de modelos que toman en cuenta las propiedades mecánicas de la roca, del fluido fracturante, condiciones de inyección del fluido y los esfuerzos y su distribución en el medio poroso.

Para poder tener una buena propagación de la fractura, se tienen que considerar estas dos leyes:

- Entender los principios fundamentales, tales como las leyes de momento, masa y energía.
- Criterio de propagación, por ejemplo, los factores que causan que la fractura avance.

Esto incluye interacciones con la roca, fluido y la distribución de energía. Los modelos de geometría de fractura se dividen en tres categorías:

- Segunda Dimensión (2D).
- Pseudo Tercera Dimensión (p3D).
- Tercera Dimensión (3D).

La fractura es discretizada, y dentro de cada bloque se hacen cálculos basándose en las leyes fundamentales y criterios. La fractura se propagará vertical y lateralmente, y algún cambio en la dirección planeada originalmente, dependiendo de la distribución de esfuerzos local y de las propiedades de la roca.

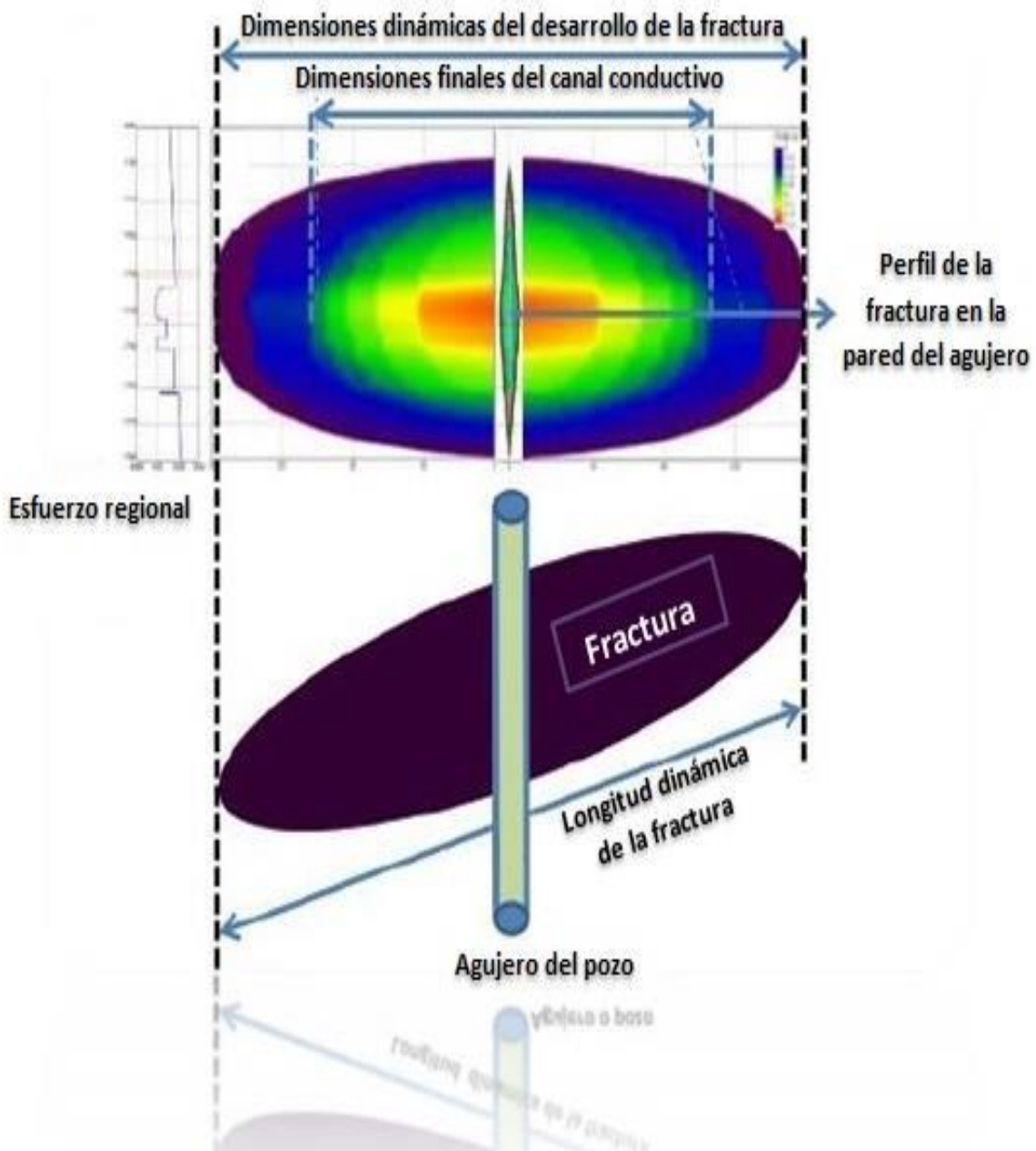
En los modelos en 2D, se tienen aproximaciones analíticas suponiendo que la altura de la fractura es constante. Hay dos modelos exclusivos que se utilizan para el modelado de fracturas.

Para fracturas con una longitud mucho más grande que la altura,  $x_f \gg h_f$ , se utiliza el modelo de Perkins, Kern y Nordgren o PKN, ya que da mejores aproximaciones. Cuando se tiene  $x_f \ll h_f$ , el modelo apropiado es el presentado por Khristianovlc, Zheltov, Geertsma y Klerk o KGD.

La mecánica de la roca es un factor muy importante para poder diseñar la fractura, y saber cómo se va a ir desarrollando y que posibles resultados se obtendrán. La mecánica de rocas controla y manipula los siguientes conceptos con el propósito de diseñar un modelo del comportamiento de una fractura:

- La mecánica de rocas controla el proceso de bombeo
- Los tres esfuerzos principales que definen la mecánica de la fractura
- El Modulo de Young y la relación de Poisson definen el esfuerzo mínimo horizontal
- La presión neta controla la geometría de la fractura





○ **Figura 3.17 Geometría de la fractura**

**Tamaño De La Fractura.** La altura de la fractura efectiva es aquella altura de la fractura abierta al flujo una vez que es liberada la presión de bombeo, comúnmente denominada como  $h_f$ . La altura es controlada por la mecánica de las rocas que incluye el perfil de esfuerzos in-situ de la formación y la presión neta. A medida que aumenta la diferencia entre el perfil de esfuerzos ( $A_0$ ) de los estratos de la formación, la altura de la fractura se reduce y la longitud de la fractura aumenta (ideal para el fracturamiento); en cambio si  $A_0$  disminuye, la altura de la fractura crece y la longitud de la fractura se reduce (no conveniente para el fracturamiento ya que se puede conectar los casquetes de gas y el control de agua).

Si la presión neta es menor al diferencial de los perfiles de esfuerzos ( $p_{nat} < A_o$ ), la fractura hidráulica creada será perfectamente confinada en el espesor de la formación productora. Respecto al ancho de la fractura, nos referimos a ella como la amplitud de la fractura formada a lo largo de la longitud y altura creada abierta al flujo, una vez liberada la presión de bombeo.

**Módulo De Young.** Es la propiedad elástica de la roca según la dirección en la que se aplica una fuerza. Es un parámetro extremadamente importante en los procesos de fracturamiento hidráulico, que se obtiene a través de pruebas de laboratorio con núcleos de formación, de tal manera, que permite determinar la propiedad estática lineal de la roca, por lo que convierte a este concepto en el único parámetro utilizado en el diseño de una fractura que puede medirse mediante pruebas de laboratorio.

**Relación De Poisson.** También conocido como Coeficiente de Poisson ( $\nu$ ), es una propiedad mecánica de la roca que relaciona la expansión lateral con la contracción longitudinal.

**Optimización Del Tamaño De La Fractura.** Cuando se implementa un fracturamiento hidráulico, la meta a la que se tiene que llegar es a obtener una fractura óptima con la que se puedan obtener canales de alta conductividad. Holditch en 1978, estudió el efecto de la longitud de la fractura apuntalada y el área de drene en yacimientos de baja permeabilidad. A continuación se presentan algunas observaciones post - tratamiento:

- Conforme aumente la longitud de la fractura apuntalada, la producción acumulada aumentará y los ingresos de la venta de hidrocarburos también aumentará.
- Conforme aumente la longitud de la fractura, disminuye el beneficio incremental (la cantidad de recursos generados por pie de la longitud de una fractura apuntalada adicional).
- Conforme aumenta el volumen de tratamiento, la longitud de la fractura aumenta.
- Conforme aumenta la longitud de la fractura, el costo incremental por cada pie de fractura aumenta (costo/pie de longitud de la fractura apuntalada).
- Cuando el costo incremental del tratamiento se compara con el beneficio incremental, se muestra un aumento del volumen del tratamiento.

**Gradiente De Fractura.** Es la relación entre la presión de fractura y la profundidad de la formación. Los valores numéricos del gradiente de fractura aplicados en las fracturas verticales, son característicos para cada formación, puesto que están directamente relacionados con la presión que depende del comportamiento mecánico de la roca.

Además, para el mismo caso de fracturas verticales, la presión de fractura está en función de la presión de poro, por lo tanto, el gradiente de fractura variará de acuerdo a éste factor. En un yacimiento de explotación reciente, el gradiente de fractura tendrá un valor mayor comparado con ese mismo yacimiento.

La orientación de la fractura puede ser estimada dependiendo del valor calculado del gradiente de fractura, por lo tanto se tiene que:

- $G_f < 0.23 \text{ kg/cm}_2/\text{m}$  ó  $1.0 \text{ psi/pie}$ , la fractura puede ser vertical.
- $G_f > 0.23 \text{ kg/cm}_2/\text{m}$  ó  $1.0 \text{ psi/pie}$ , la fractura puede ser horizontal.

- $G_f > 0.28 \text{ kg/cm}_2/\text{m}$ , se define como una anomalía debida a la restricción de la formación (taponamiento o falta de permeabilidad).

**Perfil De Esfuerzos.** Existen dos esfuerzos principales de compresión, las cuales son diferentes entre sí y mutuamente perpendiculares.

- **Esfuerzo de sobrecarga ( $\sigma_1$ ).**- Es el esfuerzo debido al peso de la roca de la formación superpuesta al yacimiento. Tiene un rango de gradiente de sobrecarga de entre 1.0-1.1 psi/pie.
- **Esfuerzos horizontales.**- Es la primera consecuencia del esfuerzo de sobrecarga, presión del yacimiento y fuerzas tectónicas o Gradiente del esfuerzo horizontal mínimo ( $\sigma_2$ ) ( $\sigma_{\text{min}}$ ): 0.3 - 0.9 psi/pie. o Gradiente del esfuerzo horizontal máximo ( $\sigma_3$ ) ( $\sigma_{\text{máx}}$ ): 1.0-1.5 psi/pie.

Estos esfuerzos normalmente son compresivos, anisotrópicos y no homogéneos, lo cual significa que los esfuerzos compresivos sobre la roca no son iguales y varían en magnitud en la misma dirección. La magnitud y dirección de los principales esfuerzos son importantes debido a que controlan la presión requerida para crear y propagar la fractura, la forma y extensión vertical, la dirección de la fractura, y los esfuerzos tratan de aplastar y/o incrustar el agente apuntalante.

Es importante conocer la magnitud de los esfuerzos principales de compresión. El contraste entre los esfuerzos permitirá determinar el comportamiento de la fractura en el plano vertical. Es decir, si no existe contraste importante en los esfuerzos de dos capas vecinas, es posible predecir que la fractura crecerá verticalmente.

El perfil de esfuerzos se puede calcular a partir de los registros geofísicos del pozo, principalmente de los perfiles sínicos, empleando relaciones empíricas. Sin embargo, el perfil de esfuerzos necesita ser ajustado con los datos obtenidos durante la prueba de Mini-Frac, particularmente la presión de cierre ( $p_c$ ) y la presión instantánea al detener el bombeo (ISIP).

### 3.8.4 FRACTURAMIENTO MULTI ETAPAS

Debido a la necesidad de aumentar la producción de hidrocarburos provenientes de yacimientos no convencionales se ha creado el fracturamiento hidráulico multi-etapas. Esta tecnología se desarrolló con la finalidad de realizar un fracturamiento hidráulico en diferentes etapas simultáneamente en un mismo pozo teniendo como ventaja una disminución en el tiempo de operación y de costos.

El fracturamiento hidráulico multi-etapas es un método donde se forman varias fracturas únicas; estos tratamientos se realizan comúnmente en yacimientos no convencionales. Estos yacimientos se caracterizan por tener permeabilidad, del orden de nano-darcys, con micro porosidad, fracturas naturales y capas muy delgadas que contienen metano libre

Debido a que las reservas de aceite y gas están declinando continuamente, las compañías están forzadas a explorar nuevas zonas que tienen condiciones extremas y que están ubicadas a grandes profundidades en el mar, encontrando yacimientos no convencionales, como los que están conformados por lutitas gasíferas o yacimientos de baja permeabilidad.

Actualmente hay hasta 20 diferentes procesos de estimulación o fracturamiento multi-etapas. El procedimiento más común para realizar un fracturamiento hidráulico en pozos horizontales en yacimientos de baja permeabilidad tiene contar con los siguientes aspectos para obtener el mayor éxito posible:

- Pozo con TR cementada
- Realizar las perforaciones con pistolas TCP
- Realizar el fracturamiento bombeando los fluidos
- Dejar fluir el pozo para recuperar los fluidos
- Limpiar la TR utilizando TF o tubería articulada
- Aislar la fractura con un tapón o un puente
- Utilizar pistolas TCP para perforar el siguiente intervalo.

Un fracturamiento hidráulico en un pozo horizontal necesita lograr varios objetivos incluyendo:

- Tener un bajo riesgo de perder la pared lateral; es decir no dañar la formación.
- Eficacia en la colocación de las fracturas en etapas específicas a lo largo del intervalo productor.
- Habilidad para dimensionar adecuadamente la fractura, así como los volúmenes de fluidos y apuntalante.
- Evitar problemas en el fracturamiento tales como: excesivas fracturas múltiples o excesiva tortuosidad en la cercanía del pozo, los cuales pueden causar avenamientos.
- Hacer del tratamiento un proceso efectivo y barato, mediante la selección del yacimiento en específico y el valor de la recuperación final estimada.

### 3.8.4.1 PROCESO DEL FRACTURAMIENTO MULTI ETAPAS

Como ya se había mencionado el fracturamiento multi-etapas puede realizarse con diferentes procesos que utilizan diversas herramientas. Esto hace que se pueda adaptar para diferentes tipos de terminación y condiciones del pozo. A continuación se describirán algunos de los procesos que se utilizan en un fracturamiento hidráulico multi-etapas.



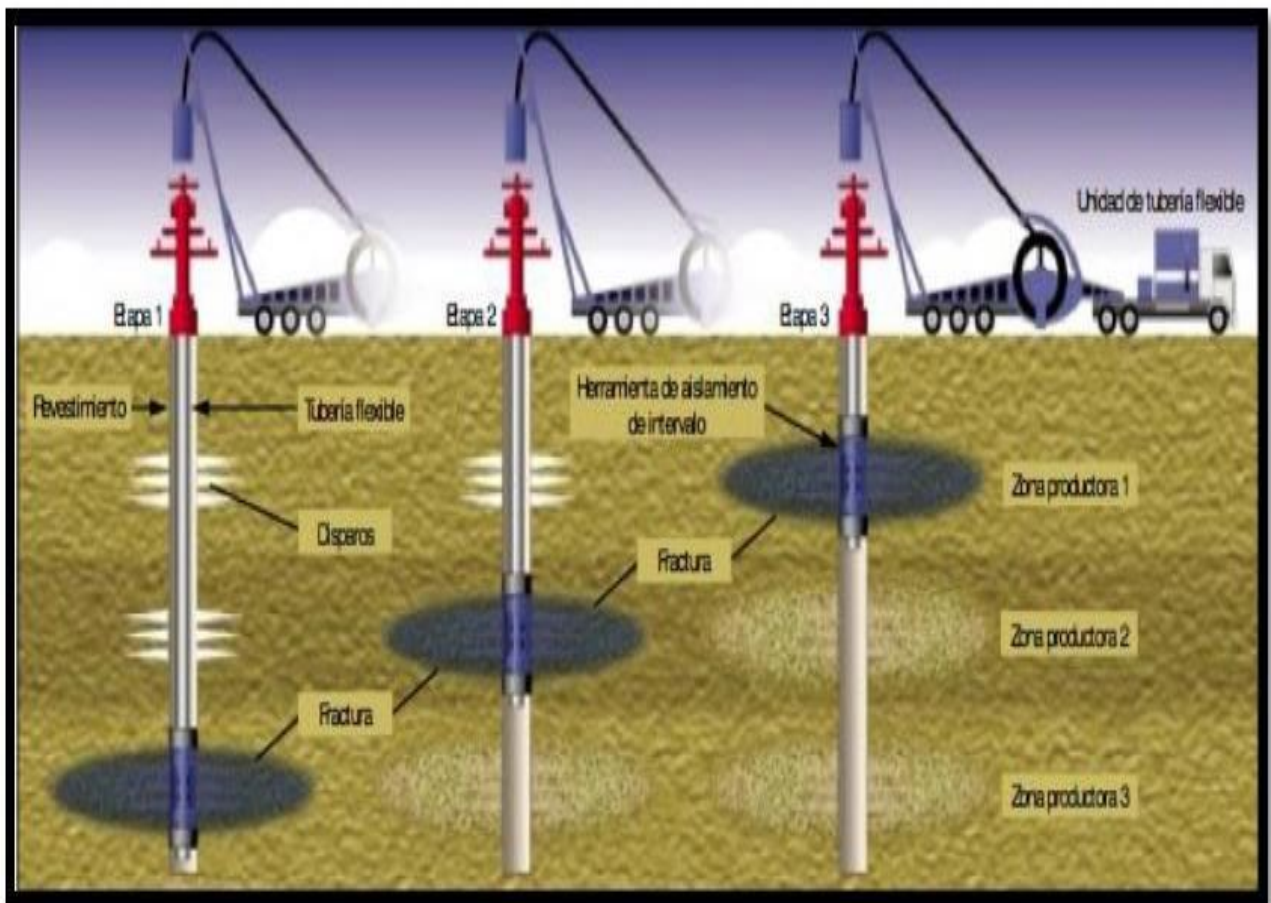
- *Figura 3.18 Ejemplos de algunas esferas selladoras utilizadas en los procesos de fracturamiento hidráulico.*

**Esferas selladoras.** Son una tecnología muy conocida para desviar fluido de tratamiento durante el fracturamiento hidráulico multi-etapas. En el proceso para emplear esferas selladoras, se utilizan pistolas convencionales que permanecen en la TR durante las operaciones de fracturamiento. Conforme cada uno de los fracturamientos se termina, las esferas selladoras se bombean para tapar momentáneamente los orificios abiertos. Con bombeo continuo, las esferas no permiten que haya ninguna interrupción y que se tenga una presión positiva sobre los asientos para lograr un sellado efectivo

### 3.8.4.1.1 PROCESO CON TUBERÍA FLEXIBLE

Hay muchos procesos de fracturamiento hidráulico multi-etapas que utilizan TF. Por ejemplo:

**Fracturamiento asistido por un sistema hidrojet (HJAF):** Es una técnica que utiliza agua u otro fluido, a alta presión. La aplicación de esta técnica puede ser en pozos horizontales con diferentes tipos de terminación, ya sea en agujero descubierto o entubado.



○ *Figura 3.19 Diagrama del proceso de fracturamiento hidráulico con tubería flexible (Tf).*

El proceso:

- El jet se coloca en los túneles en el plano de la fractura.
- La presión de estancamiento del fluido más la presión en el EA es lo que crea la fractura.
- La presión de inyección más la presión en el EA es lo que extiende la fractura.
- El concepto del efecto de Bernoulli explica cómo se mantiene la entrada del fluido en la fractura con la mínima presión en el pozo.
- El flujo complementario del EA hace que la fractura crezca.

**Perforación con un sistema hidrojet con bombeo por el espacio anular HPAP:** A menudo se inicia en la interface cemento/formación y se orientara alrededor de la región del túnel perforado. Utiliza un proceso de erosión para remover la roca, luego se presenta un daño resultante en la roca, debido a la compactación en el túnel erosionado por lo que la fractura puede propagarse a través de un túnel perforado de gran diámetro, no dañado y no compactado.

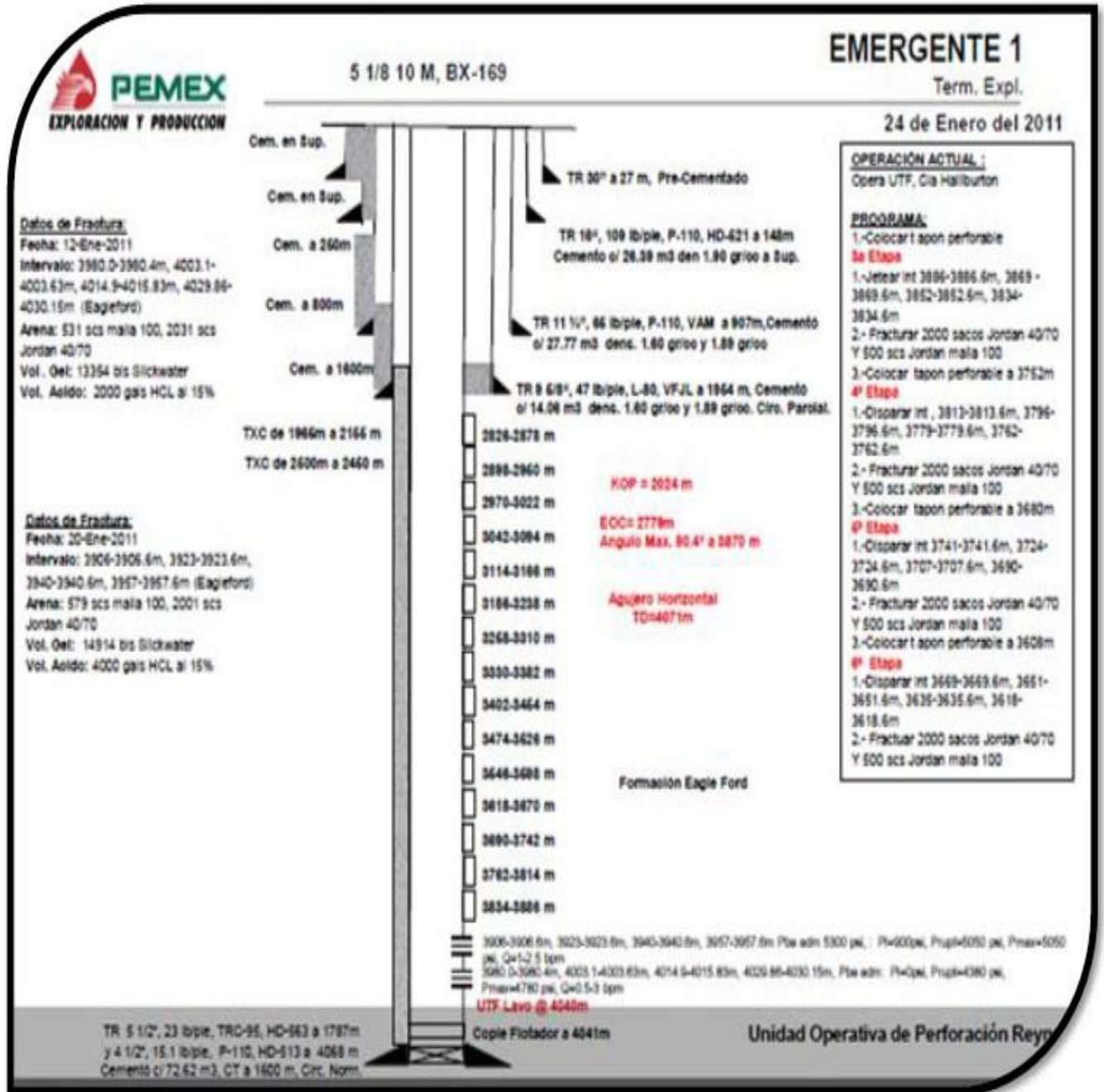
**HPAP con desviación con tapón de apuntalante.PPD:** Este método utiliza TF, perforaciones con hidrojet, tratamiento con almohadillas en el espacio anular y desviación con tapones o baches apuntalantes. Proporciona un fracturamiento muy agresivo con un filtrado inducido, que logra una mayor conductividad entre la vecindad del pozo y este, mientras que se gestiona una total eficiencia del proceso.

HPPA con empacador de desvío.



### 3.9 APLICACIONES EN MÉXICO

En la siguiente imagen se muestra el estado mecánico de las fracturas realizadas en el pozo “Emergente 1”:



○ *Figura 3.20 Estado mecánico de fracturas.*

En la etapa de fracturamiento se realizaron las siguientes operaciones:

1. Se lavó con unidad de tubería flexible (UTF) a una profundidad de 4040 metros desarrollados

2. Se realizó dos grupos de fractura, a continuación se presentan los datos de cada grupo:

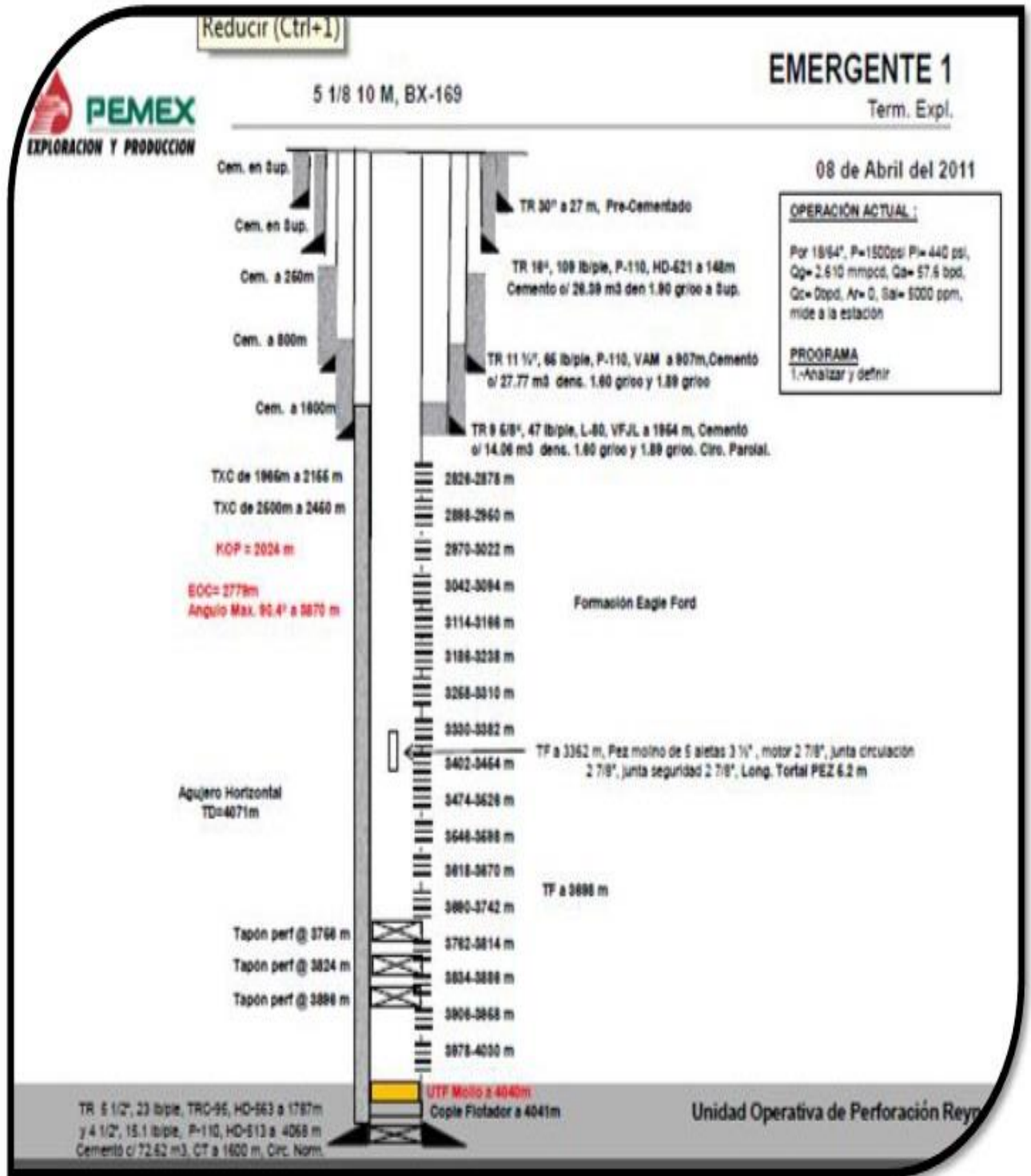
❖ **Grupo de Fracturas 1:**

- **Fecha:** 12-Enero-2011
- **Intervalos disparados:**
  1. **Int. 4:** 3980.0 – 3980.4 metros.
  2. **Int. 3:** 4003.1 – 4003.63 metros.
  3. **Int. 2:** 4014.9 – 4015.83 metros.
  4. **Int. 1:** 4029.86 – 4030.15 metros.
- **Presión de bomba administrada:** No se tiene datos.
- **Presión de ruptura:** 4380 psi.
- **Vol. de ácido:** 2000 galones de HCL al 15%.
- **Cantidad de agente apuntalante (Arena):** 531 sacos malla 100.

❖ **Grupo de Fracturas 2:**

- **Fecha:** 20-Enero-2011
- **Intervalos disparados:**
  1. **Int. 4:** 3906 – 3906.6 metros.
  2. **Int. 3:** 3923 – 3923.6 metros.
  3. **Int. 2:** 3940 – 3940.6 metros.
  4. **Int. 1:** 3957 – 3957.6 metros.
- **Presión de bomba administrada:** 5300 psi.
- **Presión de ruptura:** 5050 psi.
- **Vol. de ácido:** 4000 galones de HCL al 15%.
- **Cantidad de agente apuntalante:** 579 sacos malla 100.

3. Se coloca tapón perforable a 3896 metros.



○ *Figura 3.21 Estado mecánico de fracturas 2da. Etapa.*

En esta segunda etapa, se completó los restantes quince grupos de fracturas conformadas por fracturas en tres intervalos, desde 2826 metros a 3886 metros desarrollados, y se colocó tapones perforables a 3824 metros y a 3756 metros desarrollados después de haber fracturado el grupo quince y posteriormente el grupo catorce. Por último se molió con unidad de tubería flexible (UTF) a 4040 metros.

Se presentaron complicaciones en el tramo de T.F. a 3362 metros de profundidad señalando un “pez” de molino de cinco aletas de  $3\frac{1}{2}$  de pulgada con un motor de fondo de  $2\frac{7}{8}$  de pulgada, junta de circulación de  $2\frac{7}{8}$  de pulgada y junta de seguridad de  $2\frac{7}{8}$  de pulgada. La longitud total del “pez” fue de 5.2 metros.

## CAPITULO 4. IMPACTOS POTENCIALES DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN LOS RECURSOS DE AGUA POTABLE

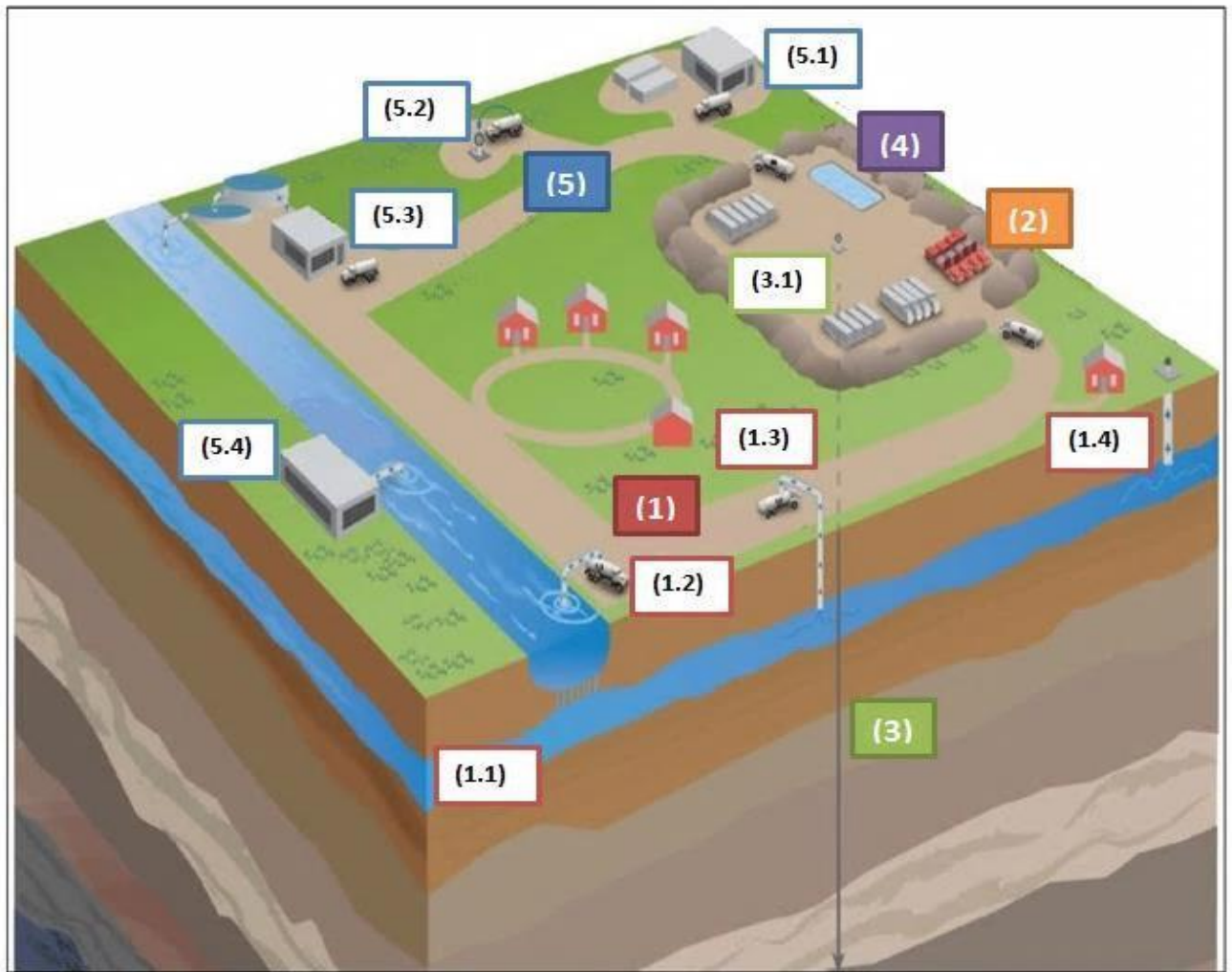
El petróleo y gas natural suministra más energía en los Estados Unidos para uso residencial e industrial que cualquier otra fuente de energía (hasta 2010 el 37% y 25%, respectivamente). Los avances en la tecnología y las nuevas aplicaciones de las técnicas existentes, así como las políticas de apoyo energético y desarrollos económicos, han impulsado recientemente un aumento de la producción de petróleo y gas a través de una amplia variedad de regiones geográficas y de formaciones geológicas en los Estados Unidos. El fracturamiento hidráulico es una técnica utilizada para producir cantidades económicamente viables de petróleo y gas natural, especialmente de yacimientos no convencionales, tales como lutitas, arenas compactadas, capas de carbón, y otras formaciones. La fracturación hidráulica implica la inyección de fluidos bajo grandes presiones lo suficientes para fracturar las formaciones productoras de petróleo y gas. Las fracturas resultantes se mantienen abiertas mediante "apuntalantes", como los granos de arena o perlas de cerámica, para permitir que el petróleo y el gas fluya desde pequeños poros en la roca hacia el pozo productor.

Como el uso de la fracturación hidráulica se ha incrementado, también lo han hecho las preocupaciones sobre su impacto potencial sobre la salud humana y el medio ambiente, especialmente en lo que respecta a los posibles impactos sobre los recursos de agua potable. Estas preocupaciones han aumentado como también lo han hecho la exploración de petróleo y gas natural y el desarrollo se ha extendido desde zonas con una larga historia de producción convencional hasta nuevas áreas con yacimientos no convencionales, tales como la Lutita Marcellus, que se extiende desde Nueva York a través de partes de Pensilvania, Virginia occidental, Ohio oriental y Maryland occidental.

El propósito de éste capítulo es evaluar los impactos potenciales del fracturamiento hidráulico en los recursos del agua potable, y en su caso, identificar los factores que manejan la intensidad y la frecuencia de dichos impactos. El objetivo es evaluar los impactos potenciales en los recursos de agua potable derivados del fracturamiento hidráulico. Se hace hincapié en la identificación de las posibles vías de exposición y los riesgos, con resultados que pueden ser utilizados para evaluar los riesgos potenciales para los recursos de agua potable derivados del fracturamiento hidráulico. En última instancia, los resultados del estudio están destinados a informar y proporcionar conocimientos que pueden ser utilizados en la toma de decisiones.

El estudio de los impactos potenciales del fracturamiento hidráulico en los recursos de agua potable han sido organizados en cinco etapas de acuerdo con el potencial de interacción entre el fracturamiento hidráulico y los recursos de agua potable.

- **Figura 4.1 Etapas del ciclo del agua en el fracturamiento hidráulico: (1) Adquisición de agua, (2) Químicos usados, (3) Pozo de inyección, (4) Producción del agua de fractura y (5) Tratamiento de aguas residuales y eliminación de residuos.**



**(1) ADQUISICIÓN DE AGUA**

- (1.1) Acuífero
- (1.2) Recursos de agua en superficie
- (1.3) Recursos de agua subterránea
- (1.4) Pozo de agua potable

**(2) QUÍMICOS USADOS**

**(3) POZO DE INYECCIÓN**

- (3.1) Cabezal del pozo

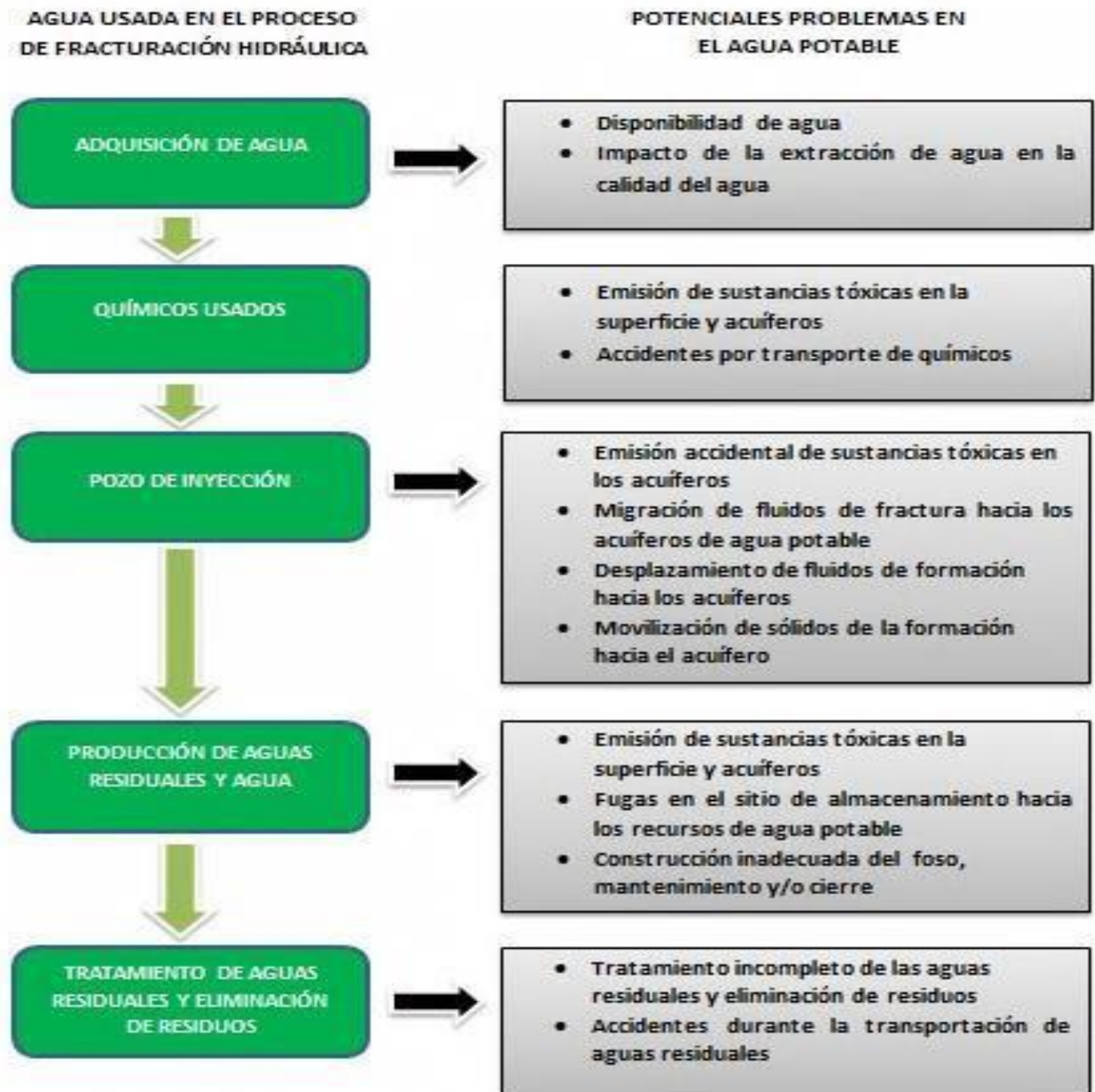
**(4) PRODUCCIÓN DE AGUA DE FRACTURA**

**(5) TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES Y ELIMINACIÓN DE RESIDUOS**

- (5.1) Instalaciones de reciclaje
- (5.2) Pozo de eliminación de residuos
- (5.3) Planta de tratamiento de aguas residuales
- (5.4) Planta de tratamiento de agua potable



El ciclo incluye la adquisición de agua necesaria para el fluido del fracturamiento hidráulico, mezclado en el sitio de los productos químicos con el agua para crear el fluido de fracturación hidráulica, la inyección del fluido a altas presiones para fracturar la formación de gas, recuperación del agua producida (aguas residuales de la fracturación hidráulica) después de que la inyección se ha completado, y el tratamiento y/o eliminación de las aguas residuales.



○ *Figura 4.2 Posibles problemas del agua potable identificados para cada etapa en el ciclo del agua del fracturamiento hidráulico.*

## Potenciales Impactos Ambientales del Fracturamiento Hidráulico en Shale Gas

A continuación se muestran las preguntas fundamentales y secundarias que han sido identificadas para cada etapa en el ciclo del agua del fracturamiento hidráulico.

ETAPA DE CICLO DE VIDA DEL AGUA	PREGUNTAS FUNDAMENTALES	PREGUNTAS SECUNDARIAS
<b>ADQUISICIÓN DE AGUA</b>	¿Cómo podrían las grandes extracciones de volúmenes de agua del subsuelo y la superficie impactar en los recursos de agua potable?	¿Cuáles son los impactos en la disponibilidad de agua? ¿Cuáles son los impactos en la calidad del agua?
<b>QUÍMICOS USADOS</b>	¿Cuáles son los posibles impactos de las emisiones de los fluidos de fracturamiento hidráulico en los recursos de agua potable?	¿Cuál es la composición de los fluidos de fracturamiento hidráulico y cuáles son los efectos tóxicos de estos componentes?  ¿Qué factores pueden influir en la probabilidad de contaminación de los recursos de agua potable?
<b>POZO DE INYECCIÓN</b>	¿Cuáles son los posibles impactos de la inyección y el proceso de fractura en los recursos de agua potable?	¿Qué tan efectivos son las prácticas de construcción del pozo para contener gases y líquidos antes, durante y después de la fractura?  ¿Cuáles son los impactos potenciales de las vías preexistentes artificiales o naturales en el transporte de contaminantes?  ¿Qué procesos, químicos, físicos o biológicos podrían impactar en el destino y transporte de sustancias en la superficie?  ¿Cuáles son los efectos tóxicos de las sustancias de origen natural?
<b>PRODUCCIÓN DE AGUAS RESIDUALES Y AGUA</b>	¿Cuáles son los posibles impactos de las emisiones del agua residual en los recursos de agua potable?	¿Cuál es la composición y variabilidad del agua residual y cuáles son los efectos tóxicos de estos componentes?  ¿Qué factores influyen en la probabilidad de contaminar los recursos de agua potable?
<b>TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES Y ELIMINACIÓN DE RESIDUOS</b>	¿Cuáles son los posibles impactos del tratamiento inadecuado de las aguas residuales del fracturamiento hidráulico en los recursos de agua potable?	¿Qué tan efectivos son los métodos de tratamiento?

- *Tabla 4.1 Preguntas fundamentales y secundarias para cada etapa en el ciclo del agua del fracturamiento hidráulico.*

## 4.1 ADQUISICIÓN DE AGUA

La cantidad de agua que se necesita en el proceso de fracturamiento hidráulico depende del tipo de formación (capas de carbón, lutita o arenas compactadas) y de las operaciones de fracturamiento (profundidad y desplazamiento horizontal del pozo, propiedades del fluido de fracturación y diseño de la fractura). Los requerimientos de agua para la fracturación hbidráulica en capas de carbón (gas grisú) tiene un rango de 50,000 – 350,000 galones de agua por pozo. El agua necesaria para el fracturamiento hidráulico en shale gas (gas de lutitas) es significativamente mayor y tiene un rango de 2 – 4 millones de galones de agua por pozo.

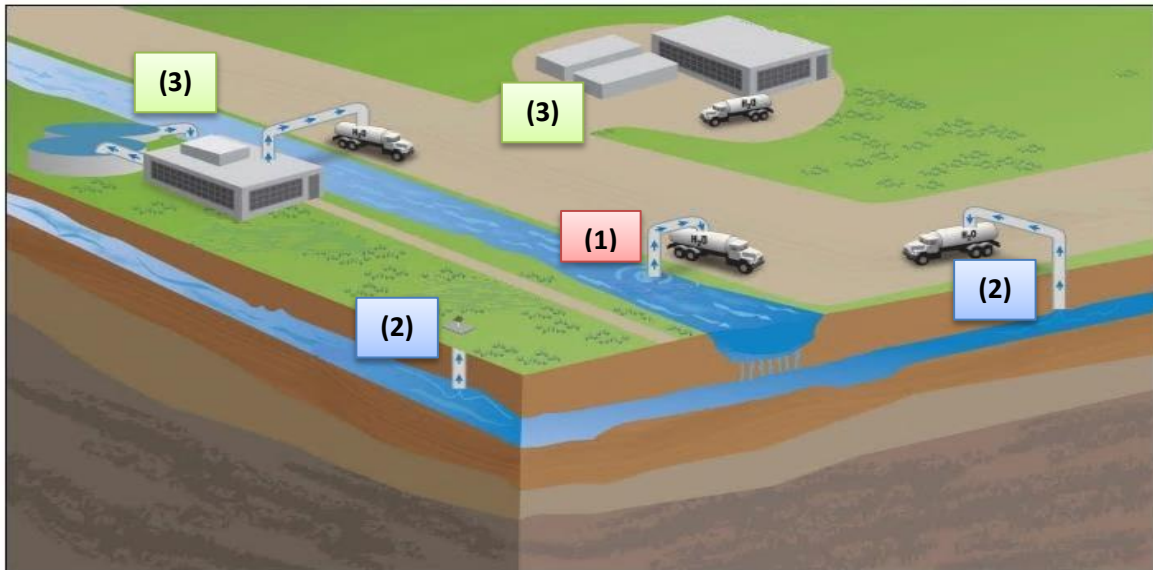
SHALE PLAY	PRODUNDIDAD DE LA FORMACIÓN (ft)	POROSIDAD (%)	CONTENIDO ORGÁNICO (%)	PROFUNDIDAD DEL AGUA DULCE (ft)	AGUA DE FRACTURA (gal/pozo)
<b>BARNETT</b>	6,500 – 8,500	4 - 5	4.5	1,200	2,300,000
<b>FAYETTEVILLE</b>	1,000 – 7,000	2 - 8	4 - 10	500	2, 900,000
<b>HAYNESVILLE</b>	10,500 – 13,500	8 - 9	0.5 – 5.4	400	2,700,000
<b>MARCELLUS</b>	4,000 – 8,500	10	3 - 12	850	3,800,000

- **Tabla 4.2 Volumen total de agua usado en direntes fracturamientos hidráulicos dependiendo de la profundidad y porosidad de las formaciones shale gas.**

Se estima que aproximadamente 35,000 pozos son fracturados cada año en Estados Unidos. Asumiendo que la mayoría de esos pozos son horizontales, el requerimiento de agua anual está en el rango de 70 a 140 billones de galones. Ésta cantidad es equivalente al total de agua usada cada año aproximadamente en 40 a 80 ciudades con una población de 50,000 personas o en 1 a 2 ciudades con una población de 2.5 millones de personas. En el área de la Lutita Barnett, la estimación de agua total anual usada por los productores de gas está en el rango de 2.6 a 5.3 billones de galones cada año desde el 2005.

Para cumplir con estos grandes requerimientos, los recursos de agua son típicamente almacenados en tanques de acero portátiles de 20,000 galones cada uno. Los recursos de agua pueden ser también almacenados en fosos de agua en el sitio o en una locación centralizada que pueda abastecer múltiples sitios. Éste tipo de almacenamiento es usado, por ejemplo, en la Lutita Barnett y en la Lutita Fayetteville, donde los recursos de agua pueden ser almacenados en fosos de agua alineados con capacidades que van desde los 8 millones para 4 a 20 pozos de gas hasta 163 millones de galones para 1,200 a 2,000 pozos de gas. El agua usada para llenar los tanques o los fosos de agua generalmente viene de recursos de agua subterránea o superficial, dependiendo de la región en donde la fracturación tenga lugar. La transportación de los recursos de agua hacia el sitio del pozo depende totalmente de las condiciones específicas del lugar donde se encuentre. En muchas áreas, camiones generalmente transportan los recursos de agua al sitio donde se

encuentre el pozo. A largo plazo, donde la topografía lo permite, una red de tuberías puede ser instalada para transferir el recurso de agua entre la fuente productora y los fosos de agua o tanques de almacenamiento.



- **Figura 4.3 Adquisición de agua.** El agua para la fractura hidráulica se puede extraer de diferentes recursos en donde se incluyen los (1) recursos de agua en superficie, (2) agua subterránea (pozo de agua), (3) agua residual tratada generalmente de las operaciones de fracturamiento hidráulico previo y otros tipos de aguas tratadas.



- **Figura 4.4 Ejemplo de un foso abierto en la Lutita Marcellus donde se observa como es llenado a través de camiones que transportan el recurso y/o planta de reciclaje.**

Una forma de compensar los grandes requerimientos de agua del fracturamiento hidráulico es reciclando la producción del agua del proceso de fractura. Estimaciones indican que la cantidad del

fluido de fractura que se recupera durante las primeras dos semanas posteriores a la fractura van de los 10 al 40 % del fluido original inyectado. Ésta agua debería tratarse y reusarse añadiendo químicos adicionales tales como agua dulce para componer una nueva solución de fracturamiento. Sin embargo hay retos asociados con el reuso del agua de fractura producida debido a las altas concentraciones de los sólidos disueltos y de otros componentes disueltos encontrados en el agua de fractura producida. El agua ácida proveniente de minas abandonadas, que tiene una menor concentración de sólidos disueltos, también puede ser sugerida como una posible fuente de agua para el fracturamiento hidráulico.

La API publicó una guía general sobre las mejores prácticas para la gestión del agua asociada con la fractura hidráulica. Tales prácticas incluyen una comunicación proactiva con las agencias de agua locales y la planeación de un programa de perforación de pozos de agua sobre toda el área de una cuenca. La API también recomienda una evaluación detallada de la cantidad y calidad del agua requerida además de la evaluación e identificación de potenciales fuentes de agua.

### **4.1.1 ¿Cuáles son los impactos en la disponibilidad del agua?**

Grandes extracciones de volúmenes de agua para el proceso de fracturamiento hidráulico no serán recuperadas después de la inyección. El impacto de estas grandes extracciones de volúmenes de agua varía no solo en la geografía del área, sino también en la cantidad, calidad y fuentes de agua usada. La eliminación de grandes volúmenes de agua podría debilitar los suministros de agua potable, especialmente en regiones desérticas donde los acuíferos o recargas de agua superficial son limitadas. Esto podría llevar a la disminución de los mantos freáticos o deshidratación de los acuíferos de agua potable, disminución de los caudales y reducción de los volúmenes de agua en depósitos superficiales. La disminución en los niveles de agua de los acuíferos puede hacer que se necesite implementar bombas para su extracción, profundizar pozos o sustituirlos. Es importante entender los impactos en los recursos de agua para poder identificar las oportunidades y crear estrategias de optimización en el manejo del agua.

### **4.1.2 ¿Cuáles son los impactos en la calidad del agua?**

La disminución de los niveles de agua en acuíferos también puede afectar la calidad del agua mediante la exposición de minerales de origen natural a un ambiente rico en oxígeno. Esto puede causar cambios en los minerales que pueden afectar la solubilidad y movilidad causando salinidad en el agua y otras contaminaciones químicas. El crecimiento bacteriano puede ser estimulado por los niveles freáticos bajos, causando problemas de sabor y olor. El agotamiento de los acuíferos también puede causar un surgimiento de agua de menor calidad en las partes profundas de los mismos acuíferos. En algunos casos, los cambios en los niveles de agua puede afectar la construcción del pozo de tal manera como para provocar un aumento en la sedimentación o enturbiamiento del agua producida.

La extracción de grandes cantidades de agua en superficie de recursos superficiales puede tener impactos significativos en la hidrología e hidrodinámica de esos recursos. Tales extracciones



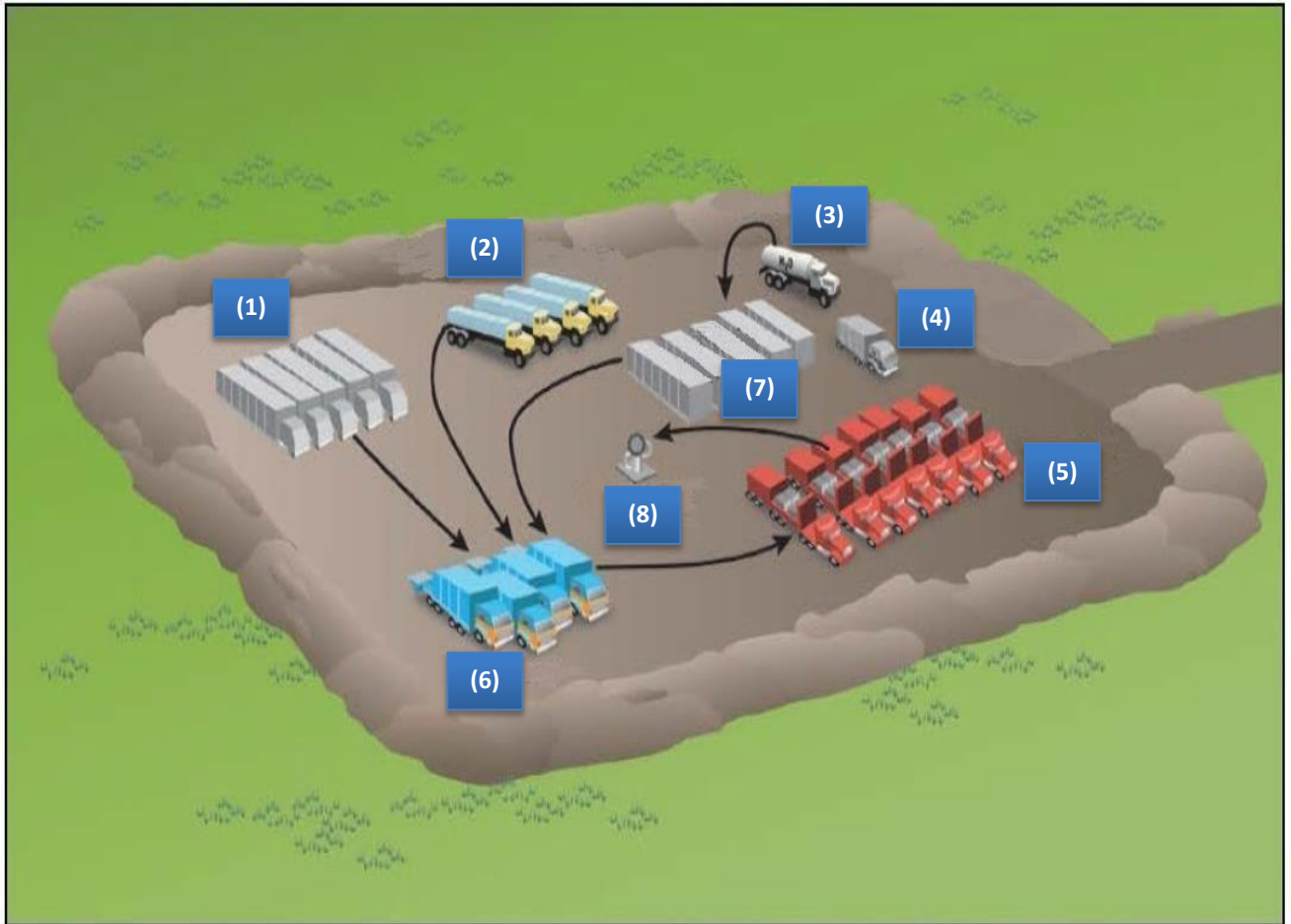
pueden alterar el régimen de flujo, cambiando la profundidad de flujo, velocidad y temperatura. Adicionalmente, el retiro de volúmenes de agua significativos puede reducir el efecto dilución y aumentar la concentración de contaminantes en aguas superficiales. Finalmente, es importante reconocer que las aguas subterráneas y las superficiales están conectadas hidráulicamente; cualquier cambio en la cantidad y calidad en el agua superficial afectará en la misma intensidad al agua subterránea y viceversa.

### **4.2 QUÍMICOS USADOS**

La mayoría de los fluidos de fracturación hidráulica son fluidos a base de agua y tienen dos propósitos fundamentales: crear presión para propagar la fractura y transportar los apuntalantes hacia el interior de la fractura. Los apuntalantes son materiales sólidos que son usados para mantener las fracturas abiertas después de que la presión es reducida en el pozo. El apuntalante más común es la arena, en algunos casos los granos de arena son revestidos con resinas, aluminios o también son utilizados cerámicos como apuntalantes. Sin embargo hay algunas técnicas de fracturamiento que no requieren el uso de apuntalantes. Por ejemplo el nitrógeno es comúnmente usado para fracturar capas de carbón (para la extracción de gas grisú) y no requiere del uso de apuntalantes.

Además del agua y los apuntalantes, los fluidos de fractura contienen aditivos químicos. Los tipos y concentraciones de apuntalantes y aditivos químicos varían dependiendo de las condiciones del pozo específico que será fracturado, y se seleccionan para crear un fluido de fracturación adaptado a las propiedades de la formación y necesidades del proyecto. En muchos casos, las propiedades del yacimiento son introducidos en modelos matemáticos para simular las fracturas. Los modelos de fracturamiento se utilizan entonces para determinar los requerimientos para la composición del fluido, capacidades de las bombas y concentración de apuntalante. En los plays de shale gas, por ejemplo, el fluido de fracturamiento es mayormente agua y arena, con la adición de químicos dependiendo de las características de los recursos del agua y de la formación que será fracturada.





- **Figura 4.5 Mezcla química.** El agua es mezclada con químicos y apuntalantes para crear el fluido de fracturación hidráulica inmediatamente antes de la inyección. **(1)** Apuntalantes, **(2)** Almacén de Químicos, **(3)** Camión de Agua, **(4)** Camión de Control y Monitoreo, **(5)** Camiones de Bombeo, **(6)** Mezcladores, **(7)** Almacén de Fluidos, **(8)** Cabezal del Pozo.

Una vez en el lugar, el agua es mezclada con químicos para crear el fluido de fracturación hidráulica que será bombeado hacia el interior del pozo. Los químicos son agregados al fluido para cambiar sus propiedades (viscosidad, Ph, densidad) con el fin de optimizar el rendimiento del fluido. Aproximadamente el 1% de los fluidos de fracturamiento hidráulico a base de agua se componen de varios químicos, lo que es equivalente a 50,000 galones para un pozo shale gas que usa 5 millones de galones de fluido.

Las operaciones del fracturamiento hidráulico requieren de grandes cantidades de suministros, equipo, agua y vehículos. El almacenamiento, mezclado y bombeo de los fluidos de fracturamiento hidráulico puede resultar en emisiones accidentales, tales como fugas o derrames. Las emisiones pueden fluir a cuerpos de agua superficiales cercanos o filtrarse en el suelo y hacia aguas subterráneas cerca de la superficie, potencialmente alcanzando recursos de agua potable.

## Potenciales Impactos Ambientales del Fracturamiento Hidráulico en Shale Gas

A continuación se muestra la composición volumétrica de un fluido usado en la operación de fractura en la Lutita Fayetteville como un ejemplo de tipos de aditivos y concentraciones.

COMPONENTE/ TIPO DE ADITIVO	EJEMPLO DE COMPUESTO (S)	PROPÓSITO	PORCENTAJE DE COMPOSICIÓN (Por volumen)	VOLUMEN DE QUÍMICOS (Galones)
<b>Agua</b>		Transportación del apuntalante	90	2,700,000
<b>Apuntalante</b>	Sílice, Arena (Cuarzo)	Mantiene las fracturas abiertas para permitir la salida de gas	9.51	285,300
<b>Ácido</b>	Ácido Clorhídrico	Disuelve minerales y crea grietas en la roca	0.123	3,690
<b>Reductores de Fricción</b>	Poliacrilamida, Aceite Mineral	Minimiza la fricción en fluidos y la tubería	0.088	2,640
<b>Surfactante</b>	Isopropanol	Incrementa la viscosidad del fluido	0.085	2,550
<b>Cloruro de Potasio</b>		Creación de salmuera	0.06	1,800
<b>Gelificante</b>	Goma Guar, Hidroxietil Celulosa	Espesa el fluido para suspender el apuntalante	0.056	1,680
<b>Inhibidor de Precipitaciones</b>	Etilenglicol	Prevenir precipitaciones en la tubería.	0.043	1,290
<b>Ajustador de pH</b>	Sodio, Carbonato de Potasio	Mantener la eficacia de otros componentes	0.011	330
<b>Inhibidor Gelificante</b>	Persulfato de Amonio	Retardar la polimerización	0.01	300
<b>Reticulante</b>	Borato	Mantener la viscosidad del fluido ante incrementos de temperatura	0.007	210
<b>Controlador de Hierro</b>	Ácido Cítrico	Prevenir la precipitación de óxidos metálicos	0.004	120
<b>Inhibidor de Corrosión</b>	N, N- Dimetilformamida	Prevenir corrosión en las tuberías	0.002	60
<b>Biocida</b>	Glutaraldehído	Eliminación de bacterias	0.001	30

○ **Tabla 4.3 Principales componentes usados en el fluido de fracturación hidráulica.**

La total concentración de aditivos químicos fue del 49%. En la tabla también se calcula el volumen para cada aditivo basado en un volumen total de fluido de fracturamiento de 3 millones de galones, y muestra que el volumen total de aditivos químicos es de 14,700 galones. En general, sin embargo, la concentración total de aditivos químicos usados en la fracturación hidráulica en plays de shale gas está en el rango de 0.5 a 2 % por volumen de agua y apuntalante que comprende el resto.

Los aditivos químicos son típicamente almacenados en tanques y mezclados con agua y apuntalantes previo a su inyección. El gasto, densidad, temperatura y viscosidad pueden ser medidos antes y después del mezclado. Posteriormente las bombas envían a altas presiones la mezcla desde los contenedores hacia el interior del pozo. En algunos casos, es usado equipo especial en el lugar de las operaciones para medir las propiedades de los químicos mezclados para asegurar el control de calidad.

### **4.2.1 ¿Cuál es la composición de los fluidos de fracturamiento hidráulico y cuáles son los efectos tóxicos de estos componentes?**

Entre los años 2005 a 2009, compañías de servicios de gas y petróleo inyectaron 32.2 millones de galones de diésel o fluidos de fracturación hidráulica que contenían diésel en pozos de 19 estados de los Estados Unidos. Reuniones de los interesados en el tema y medios de comunicación enfatizaron la preocupación pública sobre la identidad y toxicidad de los químicos usados en la fracturación hidráulica.

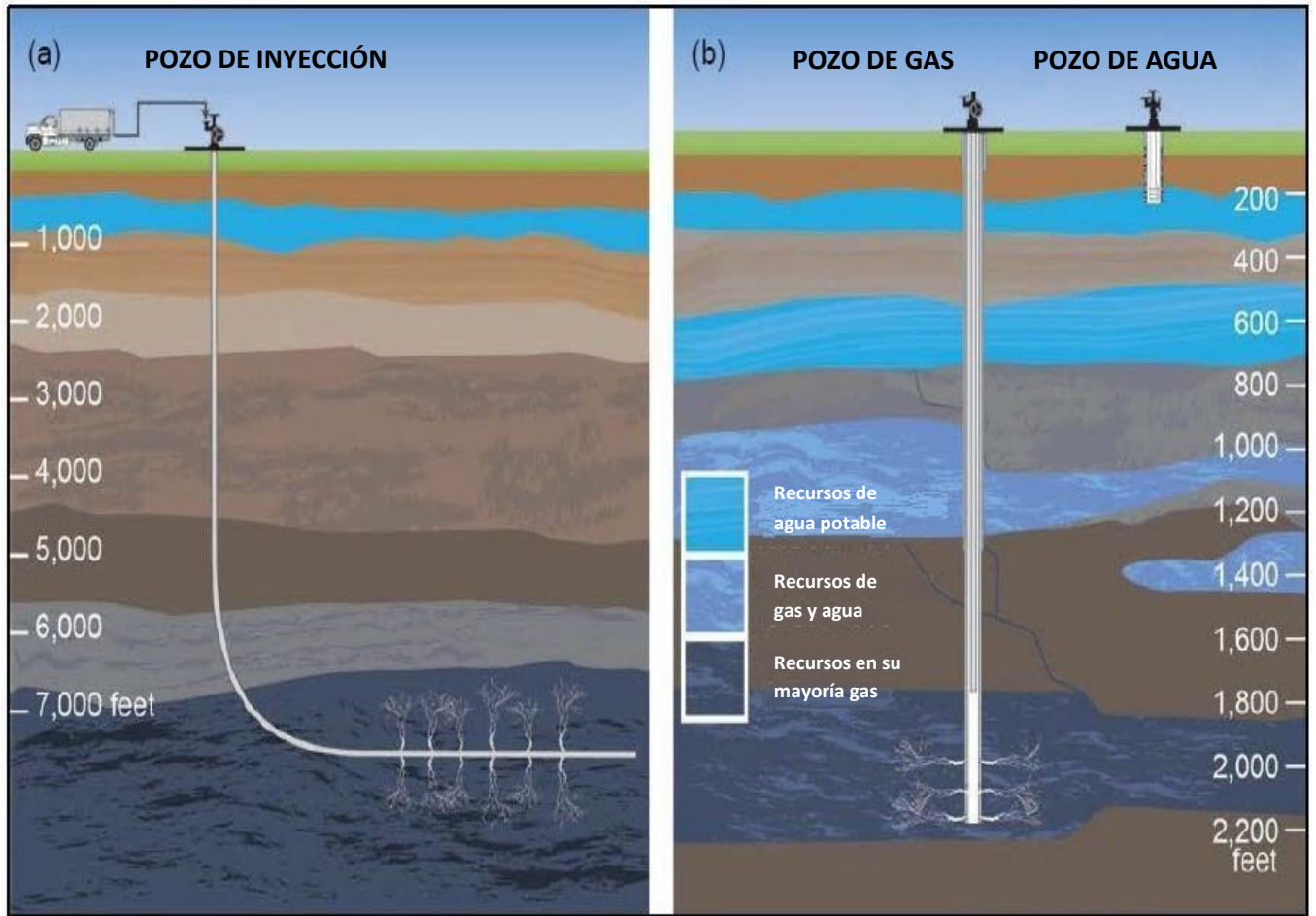
Mucha de la información con respecto a la identidad y concentraciones de los químicos usados en los fluidos de fracturación hidráulica es considerada por la industria para uso exclusivo y confidencial. Esto hace que la identificación de la toxicidad y efectos sobre la salud humana asociados con estos químicos se dificulte. Los químicos usados en los fluidos de fracturación hidráulica pueden tener una gran variedad de tóxicos. Por ejemplo, la arena, poliacrilamida, goma guar y la hidroxietil celulosa son relativamente materiales benignos. Los ácidos y bases presentan una respuesta irritante sobre la piel y/o exposición por inhalación. Por otro lado, una intoxicación química puede ser asociada con algún químico, como el glicol etileno, glutaraldehído y N, N-dimetilformamida.

### **4.2.2 ¿Qué factores pueden influir en la probabilidad de contaminación de los recursos de agua potable?**

Las operaciones de fracturación hidráulica requieren de grandes cantidades de suministros, equipo, agua y vehículos, lo cual podría crear riesgos de emisiones accidentales, como derrames o fugas. Los derrames superficiales o emisiones pueden ocurrir como resultados de la ruptura de un tanque, fallos en los equipos o fosos superficiales, sobrellenados, vandalismo, accidentes, incendios u operaciones inapropiadas. Las emisiones de fluidos podrían fluir hacia cuerpos superficiales de agua cercanos o infiltrarse hacia el suelo y aguas subterráneas cercanas a la superficie, potencialmente alcanzando acuíferos de agua potable.

### 4.3 POZO DE INYECCIÓN

El fluido de fracturación hidráulica es bombeado hacia el interior del pozo a altas presiones para fracturar la formación que contiene gas. Los pozos de producción son perforados y terminados para que tengan el mejor y más eficaz método de drenado de los hidrocarburos contenidos en el yacimiento. Esto significa que los pozos pueden ser perforados y terminados verticalmente, verticales en la parte superior y horizontales en el fondo o en otras configuraciones (pozos desviados).



- **Figura 4.6 Pozo de inyección.** Durante la inyección, los fluidos de fracturación hidráulica son bombeados hacia el interior del pozo a altas presiones, las cuales son mantenidas hasta que se forman las fracturas. La fracturación hidráulica puede usarse tanto con un (a) pozo profundo con terminación horizontal y con un (b) pozo menos profundo con terminación vertical. Los pozos horizontales son típicamente usados en formaciones como arenas compactadas, capas de carbón y shale gas. Los pozos verticales son típicamente usados en formaciones con producciones convencionales.

Idealmente, la inyección exitosa de los fluidos de fracturación hidráulica resulta en la producción de gas natural sin la contaminación de *recursos subterráneos de agua potable*, y depende necesariamente de la integridad mecánica del pozo y el diseño del fluido. El diseño del fluido es determinado por el diseño y construcción del pozo. Los requerimientos para la construcción del pozo varían dependiendo la región donde se encuentre.

### **4.3.1 Diseño y construcción del pozo**

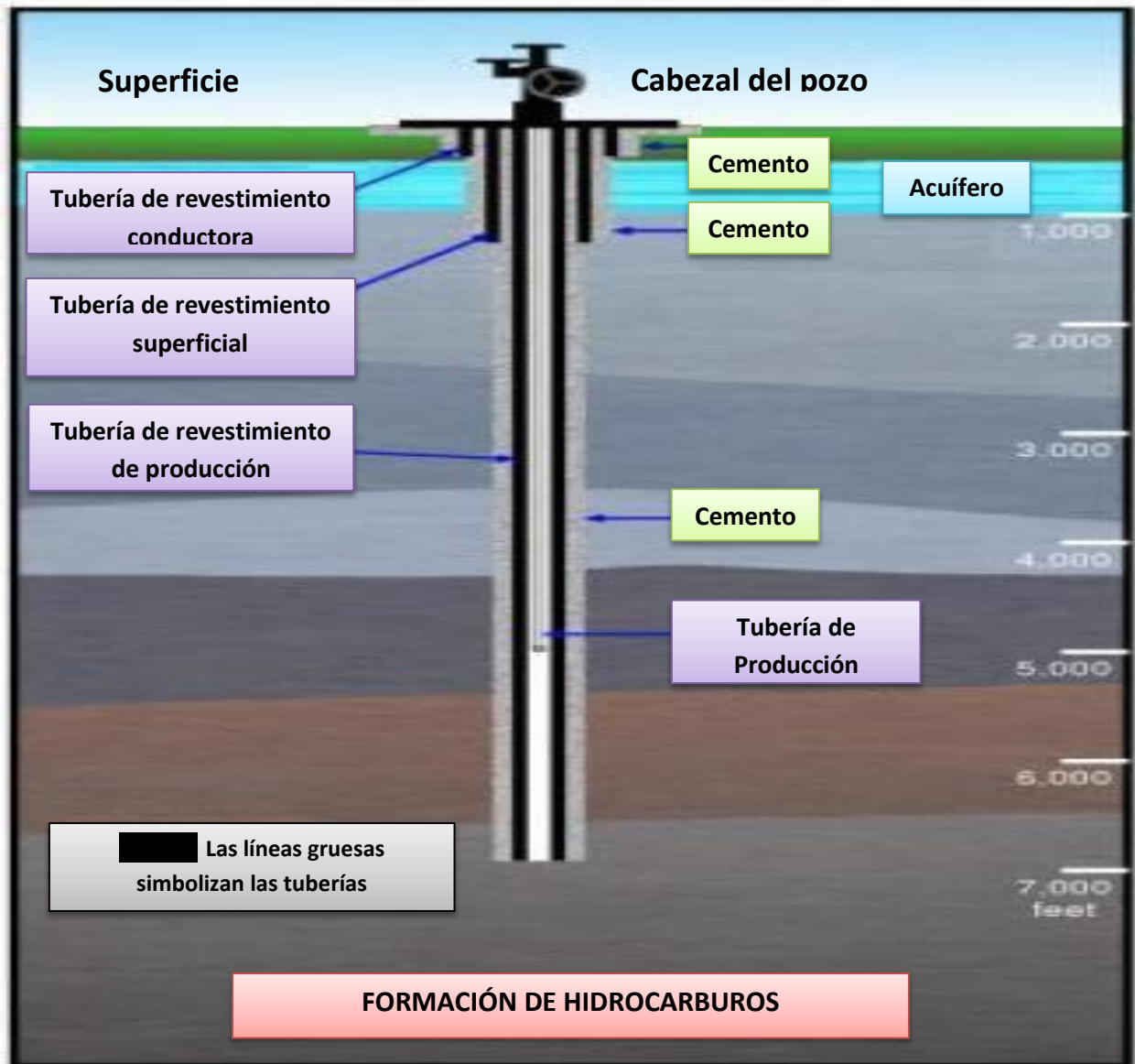
Conforme con la API, el objetivo del diseño del pozo es “asegurar la protección del medio ambiente, asegurar la producción de hidrocarburos contenidos en el interior del pozo, el aislamiento de las formaciones productoras de otras formaciones, y la correcta ejecución de las fracturas hidráulicas y otras operaciones de estimulación”. Por lo tanto, la construcción de pozos adecuada es esencial para el aislamiento de la zona de productora de los *recursos subterráneos de agua potable*, e incluye la perforación del agujero, instalación de la tubería de revestimiento (TR's) y cementación de las tuberías. Estas actividades se repiten varias veces durante el proceso de perforación hasta que el pozo se ha completado.

**Perforación.** Varias técnicas pueden ser usadas para la perforación de pozos. Por ejemplo, aire o agua pueden ser usados para perforar pozos en formaciones de capas de carbón y otras formaciones frágiles. En la mayoría de los casos, sin embargo, es usada una sarta de perforación para perforar un pozo. Durante el proceso de perforación, un fluido de perforación como lo es un aire comprimido, agua, fluidos base aceite o base agua (lodo) es circulado hacia el interior de la sarta de perforación. Los fluidos base agua típicamente contienen una mezcla de agua, barita, arcilla y aditivos químicos. Este fluido tiene múltiples propósitos, incluye el enfriamiento de la barrena, lubricación de los componentes de la sarta, eliminación de recortes de la formación, mantener el control de presión del pozo y estabilizar el agujero mientras es perforado. Una vez retirados del pozo, tanto los fluidos de perforación como los recortes de formación deben ser tratados, reciclados y/o eliminados.

**Tubería de revestimiento (TR'S).** Las tuberías de revestimiento son tuberías de acero que recubren el pozo y sirven para aislar la formación geológica de los materiales y equipo en el pozo. La tubería de revestimiento también previene el derrumbe del pozo, crea fronteras entre el fluido inyectado o el producido del pozo y del intervalo productor y finalmente proporciona un método de control de presión. Por lo tanto, la tubería de revestimiento debe ser capaz de resistir las presiones internas y externas que se presentan durante la instalación, cementación, fracturamiento y operación del pozo. Como el fluido está confinado dentro de la tubería de revestimiento las posibilidades de contaminación de las zonas adyacentes al pozo son significativamente disminuidas.

Las tuberías de revestimiento deben ser posicionadas en el centro del pozo usando centralizadores, que son unidos a la parte exterior de la tubería de revestimiento. Los centralizadores mejoran la probabilidad de que sean rodeados completamente de cemento

durante el proceso de cementación, llevando al aislamiento total del pozo de los recursos subterráneos de agua potable.



- **Figura 4.7 Construcción del pozo.** La figura muestra los diferentes tipos de tuberías de revestimientos (TR's) que deben ser utilizadas. Idealmente, La tubería de revestimiento superficial se debe extender debajo de la base más profunda del acuífero (recursos subterráneos de agua potable) y cementar hasta la superficie. Esta tubería de revestimiento aísla los recursos subterráneos de agua potable y proporciona protección a la contaminación durante la perforación, terminación y operación del pozo. Notar que las partes superficiales del pozo pueden tener múltiples capas de tubería de revestimiento y cemento, aislando el área de producción de la formación circundante.



**Cementación.** Una vez que la tubería de revestimiento es insertada en el pozo, es cementada en el lugar bombeando cemento a través de la tubería hacia el interior y después hacia el espacio anular entre la formación y la tubería de revestimiento. La principal función del cemento (para pozos verticales o para la porción vertical de un pozo horizontal) es actuar como una barrera de calidad adecuada para evitar la migración de fluidos hacia el pozo por detrás de la tubería de revestimiento y para apoyar mecánicamente la tubería. Para llevar a cabo estas funciones, debe ser usado el cemento apropiado de acuerdo a las condiciones encontradas en el pozo. Adicionalmente, la colocación del cemento y el tipo de cemento usado en el pozo deben ser cuidadosamente planeados y ejecutados para garantizar que las funciones del cemento sean efectivas.

La presencia del cemento alrededor de cada tubería de revestimiento y la eficacia del cemento en prevenir el movimiento de los fluidos son los factores más importantes para establecer y mantener la integridad mecánica del pozo. Incluso un pozo construido correctamente puede fallar debido a las tensiones en el fondo de pozo y la corrosión, por lo tanto se recomiendan pruebas de integridad mecánica periódicamente.

**Inyección del fluido de fracturación hidráulica.** Antes de la inyección del fluido de fracturación hidráulica, la tubería de revestimiento de producción es perforada usando cargas explosivas (pistolas). Las perforaciones permiten que entre el fluido inyectado, y por lo tanto fractura la formación de interés. Los pozos deben ser fracturados en una sola etapa o en etapas múltiples y esto se determina por la longitud total de la zona de inyección. Los pozos verticales pueden ser fracturados en una sola etapa, mientras que los pozos horizontales típicamente requieren de múltiples etapas debido a la longitud total de la sección horizontal. En la fracturación de etapa múltiple de un pozo horizontal, la operación de fracturamiento típicamente comienza con la etapa más lejana de la cabeza del pozo hasta que la longitud total de la sección horizontal sea fracturada.

El actual proceso de fractura dentro de cada etapa consiste en una serie de inyecciones usando diferentes volúmenes y composiciones de fluidos de fracturación. En algunas ocasiones una pequeña cantidad de fluido es bombeado hacia el pozo antes de que la fracturación comience. Esta “mini – fractura” se usa para ayudar a determinar las propiedades del yacimiento y para permitir un mejor diseño de fractura. En la primera etapa del proceso de fractura, el fluido de fractura (generalmente sin apuntalante) es bombeado hacia el interior del pozo a altas presiones para iniciar la fractura. El inicio de presión de fractura dependerá de la profundidad y de las propiedades mecánicas de la formación. Una combinación de fluido de fracturación y apuntalante es luego bombeado, a menudo con diferentes viscosidades y concentraciones. Después de que la combinación es bombeada, se usa un fluido lavador (agua) para extraer el fluido de fracturación.

La API recomienda que varios parámetros deben ser monitoreados continuamente durante el proceso de fracturación actual, incluyendo presión de inyección en superficie, gasto del fluido, concentración del apuntalante y gasto del apuntalante. El monitoreo de la presión de inyección en superficie es particularmente importante por dos razones: **(1)** asegurarse que la presión ejercida

sobre equipo no exceda de la tolerancia de los componentes más débiles, y **(2)** cambios de presión inesperados o inusuales pueden ser indicativo de un problema que requiere atención inmediata.

También pueden usarse modelos durante el proceso de fracturación para realizar ajustes en tiempo real al diseño de fractura. Adicionalmente, monitores de micro sismica y de cambios de inclinación pueden usarse durante el fracturamiento para determinar la posición de las fracturas. Los monitores de micro sismica son usados en por lo menos 3% de las operaciones de fracturamiento.

**Substancias de origen natural.** La fracturación hidráulica puede afectar la movilidad de las sustancias de origen natural en la superficie, particularmente en las formaciones que contienen hidrocarburos. Estas sustancias, incluyen fluidos de formación, gases, oligoelementos, materiales radioactivos naturales y materia orgánica.

TIPO DE CONTAMINANTE	EJEMPLO (S)
<b>Fluidos de Formación</b>	Salmuera (generalmente Cloruro de Sodio)
<b>Gases</b>	Gases Naturales (Metano, Etano), Dióxido de Carbono, Ácido Sulhídrico, Nitrógeno, Helio
<b>Oligoelementos</b>	Mercurio, Arsénico
<b>Materiales Radioactivos Naturales</b>	Radio, Torio, Uranio
<b>Materia Orgánica</b>	Ácidos Orgánicos, Hidrocarburos Aromáticos Policíclicos, Componentes Orgánicos Volátiles y Semivolátiles.

○ **Tabla 4.4 Contaminantes más frecuentes.**

Algunas de estas sustancias pueden encontrar caminos hacia los recursos subterráneos de agua potable como resultado de las actividades de fracturación hidráulica. Por ejemplo, si las fracturas se extienden más allá de la formación de interés y alcanzan el acuífero, o si la tubería de revestimiento o el cemento alrededor del pozo fallan bajo presiones ejercidas durante la fracturación hidráulica, estos contaminantes potenciales pueden migrar hacia los recursos de agua potable. Algunas de estas sustancias pueden ser liberadas de la formación a través de complejas reacciones biogeoquímicas con aditivos químicos que se encuentran en el fluido de fracturación hidráulica.

**4.3.2 ¿Qué tan efectivos son las prácticas de construcción del pozo para contener gases y líquidos antes, durante y después de la fractura?**

Se ha encontrado evidencia que muestra que la construcción indebida o sellamiento inapropiado de los pozos puede propiciar la contaminación de aguas subterráneas mediante vías debajo de la superficie que permite la migración de contaminantes a las fuentes de agua potable. Basándose en estas evidencias se ha determinado que la integridad mecánica del pozo es un factor importante

para prevenir la contaminación de recursos de agua potable derivado de las actividades de fracturación hidráulica.

Además de las preocupaciones relacionadas con la inapropiada construcción del pozo y proceso de abandono, hay preocupaciones acerca de las repetidas fracturaciones realizadas a los pozos a lo largo de su vida. La fracturación hidráulica puede ser repetida como sea necesaria para mantener el flujo de gas o hidrocarburos hacia el pozo. Los efectos a corto y largo plazo de las operaciones repetidas de presión sobre los componentes (cemento, tubería de revestimiento) no han sido bien entendidos. Se reconoce que el fracturamiento o refracturamiento de los pozos pueden poner en riesgo los recursos de agua potable.

### **4.3.3 ¿Cuáles son los impactos potenciales de las vías preexistentes artificiales o naturales en el transporte de contaminantes?**

Aunque el diseño y control de la fracturación hidráulica han sido investigados extensivamente, las longitudes de fractura previstas difieren frecuentemente de las reales. Por lo tanto, es difícil de predecir y controlar exactamente la longitud y ubicación de las fracturas. Si las fracturas hidráulicas se combinan con fallas preexistentes o fracturas que conducen a los acuíferos o se extienden directamente en los acuíferos, la inyección puede llevar a la contaminación de recursos de agua potable debido al fluido de fracturación, gas natural y/o sustancias de origen natural.

Durante el proceso de fracturación, parte del fluido de fracturación puede fluir de las fracturas creadas hacia otras áreas dentro de la formación que contiene gas en un fenómeno llamado “pérdida de fluido”. Cuando se presenta una pérdida de fluido, el fluido puede fluir dentro de los poros o micro poros dentro de la formación, fracturas naturales existentes en la formación, o pequeñas fracturas abiertas en la formación a partir de la presión inducida en la fracturamiento. La pérdida de fluido durante el fracturamiento hidráulico puede exceder el 70% del volumen inyectado si no se controla apropiadamente, y resultar en migración del fluido hacia los acuíferos de agua potable. Adicionalmente, el proceso de fracturación puede cambiar la estructura de los sedimentos de la roca y alterar las propiedades del flujo de los fluidos de la formación.

El riesgo que presenta la pérdida de fluido hacia los recursos de agua potable dependerá en la distancia hacia esos recursos y de los procesos geomecánicos y de transporte que se producen en los estratos intermedios. Una suposición común en las formaciones shale gas es que las barreras naturales en los estratos de roca actúan como sellos para el gas de la formación y también actúan como barreras para la migración vertical de los fluidos de fracturación. En contraste con el shale gas, los yacimientos de gas grisú son en su mayoría superficiales y también pueden ser recursos subterráneos de agua potable. En esta instancia, la fracturación hidráulica puede ocurrir en los recursos subterráneos de agua potable o cerca de ellos, aumentando las preocupaciones sobre la contaminación de los suministros de agua superficiales con los fluidos de fracturación hidráulica.

Además de las fallas naturales o fracturas, es importante considerar la proximidad de las penetraciones artificiales tales como pozos de agua potable, pozos exploratorios, pozos

productores, pozos abandonados, pozos de inyección y minas subterráneas. Si alguna penetración interseca la zona de inyección en la vecindad del pozo fracturado hidráulicamente, pueden servir como conductos a los contaminantes para alcanzar los recursos subterráneos de agua potable.

### **4.3.4 ¿Qué procesos, químicos, físicos o biológicos podrían impactar en el destino y transporte de sustancias en la superficie?**

Existen numerosos procesos químicos, físicos y biológicos que pueden alterar el destino y transporte de las sustancias en la superficie como resultados de la fracturación hidráulica. Estos procesos pueden incrementar o disminuir la movilidad de las sustancias, dependiendo de sus propiedades y las complejas interacciones de todos los procesos que ocurren en el subsuelo. Por ejemplo, varios de los químicos usados en los fluidos de fracturación se sabe que movilizan sustancias de origen natural fuera de las rocas y el suelo por cambios en el pH. Inversamente, un cambio en las condiciones reducción-oxidación (redox) en el subsuelo pueden disminuir la movilidad de las sustancias de origen natural.

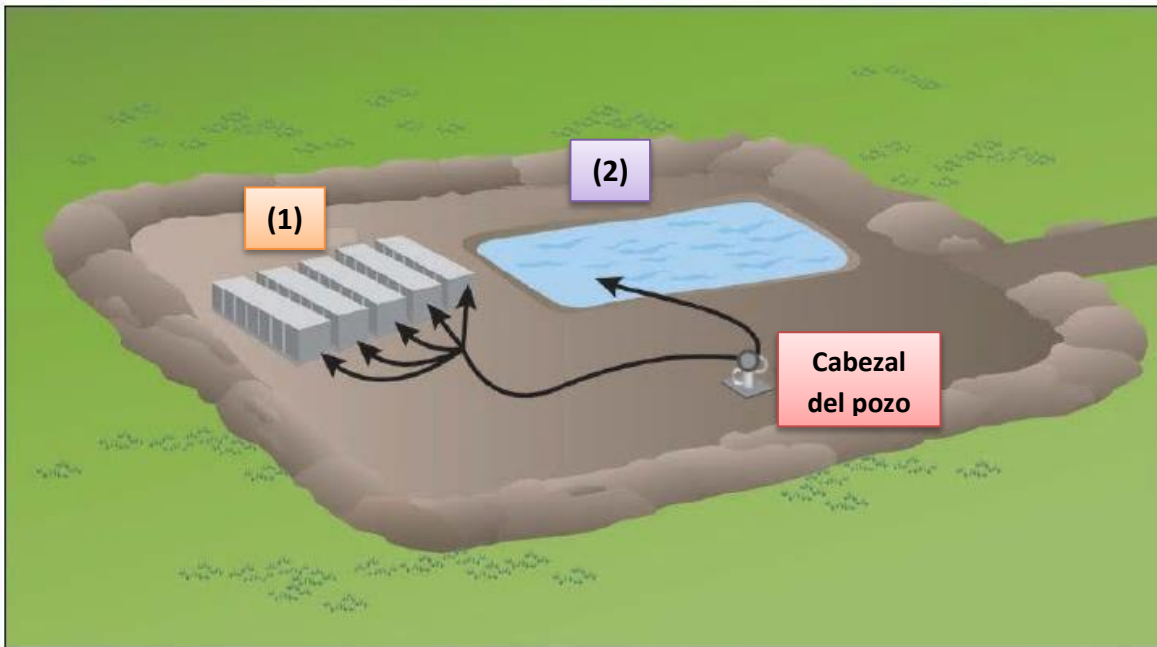
Junto con los mecanismos químicos, los procesos biológicos pueden cambiar la movilidad de los fluidos de fracturación y sustancias de origen natural. Muchos microbios, por ejemplo, son conocidos por producir sideróforos, los cuales pueden movilizar metales de su matriz original. Los microbios también pueden reducir la movilidad de sustancias mediante la unión a metales o sustancias orgánicas, esto conduce a la retención de fluidos de fractura o sustancias de origen natural.

Los procesos físicos también pueden incrementar la movilidad de las sustancias de origen natural. Por ejemplo, la fracturación hidráulica por sí misma es un proceso físico que incrementa la movilidad del metano hacia el medio circundante. En la formación, el metano es atrapado dentro de la matriz y no se mueve porque los poros dentro de la formación son muy pequeños no están conectados. Cuando la roca es fracturada, la conexión entre los poros incrementa, permitiendo el flujo de metano hacia la fractura e interior del pozo.

## **4.4 PRODUCCIÓN DE AGUAS RESIDUALES Y AGUA.**

Cuando la presión de inyección es reducida, la dirección del flujo de fluido cambia, llevando a la recuperación del fluido de fractura. El fluido residual producido es el fluido que regresa a la superficie después de que la fracturación hidráulica ha ocurrido, pero antes de que el pozo sea puesto a producción, mientras que el “agua producida” es el fluido que vuelve a la superficie después de que el pozo se ha puesto en producción. Estos fluidos colectivamente se denominan “aguas residuales de la fracturación hidráulica” y generalmente contienen químicos como parte del proceso de fracturación hidráulica, sustancias de origen natural producidas de la formación que contiene gas, reacciones potenciales y productos degradables.

El agua residual típicamente es almacenada dentro de fosos de agua o contenedores. La transferencia y almacenamiento de las aguas residuales de la fracturación hidráulica puede resultar en emisiones accidentales, tales como derrames o fugas, que pueden alcanzar recursos de agua potable cercanos. Los impactos potenciales de los recursos de agua potable debido a las aguas residuales y agua de producida son similares a los impactos potenciales identificados en la etapa de mezclado de los químicos del ciclo del agua de la fracturación hidráulica, con la excepción de diferentes composiciones de los fluidos cuando son inyectados y cuando son producidos como aguas residuales.



- **Figura 4.8 Aguas residuales y agua producida.** Durante esta etapa, la presión en el fluido de fracturación hidráulica es reducida y el flujo regresa. El agua residual y agua producida contienen fluidos de fracturación hidráulica, agua congénita de formación y una variedad de sustancias de origen natural recogidas por las aguas residuales durante el proceso de fracturación. Los fluidos son separados de cualquier gas o hidrocarburo producido y almacenados en **(1)** tanques o **(2)** fosos abiertos.

Estimaciones de la cantidad de fluido de fracturación recuperado como agua residual en las operaciones shale gas pueden variar desde un mínimo de 25% y hasta un 70 a 75%. Por ejemplo, en el proyecto de la Lutita Marcellus en Estados Unidos se tuvo una recuperación del fluido de fracturación de entre 10 a 30%. Para yacimientos de capas de carbón hay menos información disponible, sin embargo, se estima que de un pozo en la Cuenca Black Warrior se tuvo una recuperación del fluido de fracturación del 61% en un lapso de 19 días.

Los gastos iniciales de las aguas residuales producidas del pozo pueden ser relativamente altos (>100,000 galones por día) en los primeros días. Sin embargo, este gasto disminuye rápidamente con el tiempo, finalmente cayendo al gasto normal de agua producida de un pozo de gas natural.

No hay una clara transición entre las aguas residuales y el agua producida, el agua producida es generalmente considerada un fluido que existe durante la producción de gas del pozo. El agua producida también contiene fluido de fracturación y materiales de origen natural, incluyendo gas. El agua producida, sin embargo, se genera a lo largo de toda la vida del pozo.

Las propiedades físicas y químicas de las aguas residuales y agua producida varían de acuerdo con la composición del fluido de fracturación, locación geográfica y la formación geológica. En general, los análisis de aguas residuales de varios reportes muestran que las concentraciones de los sólidos totales disueltos pueden estar en el rango de 5,000 mg/L a más de 100,000 mg/L, e incluso alcanzar 200,000 mg/L. Estos valores pueden ser alcanzados en cuestión de dos semanas.

Junto con los altos valores de sólidos totales disueltos, las aguas residuales pueden tener altas concentraciones de iones (bario, bromuro, calcio, cloruro, hierro, magnesio, sodio, estroncio, bicarbonato), con concentraciones de calcio y estroncio algunas ocasiones reportadas en cantidades de miles de miligramos por litro. Las aguas residuales pueden también contener radionucleidos, así como compuestos orgánicos volátiles, que incluyen, benceno, tolueno y acetona.

Las aguas residuales y agua producida de las operaciones de fracturación hidráulica son almacenadas en tanques o fosos abiertos antes y durante el tratamiento, reciclaje y/o eliminación. Los fosos pueden ser temporales o de largo plazo, y la transportación de las aguas residuales y agua producida depende específicamente de las condiciones del lugar. En la lutita Marcellus, por ejemplo, el área de tratamiento no está localizada cerca, las aguas residuales y el agua producida son transportadas en camiones para su almacenamiento. El almacenamiento de las aguas residuales y agua producida en tanques o fosos abiertos es regulado específicamente por el lugar donde se encuentre y variará dependiendo de la región donde se lleven a cabo este tipo de actividades.

### **4.4.1 ¿Cuál es la composición y variabilidad del agua residual y cuáles son los efectos tóxicos de estos componentes?**

Mucha de la información existente sobre la composición de las aguas residuales y agua producida se centra en la detección de iones, medición del pH y de sólidos totales disueltos. Por ejemplo, se ha determinado que la distribución de iones, niveles de pH y sólidos totales disueltos del agua producida no solo es variable entre cuencas geológicas (regional), sino que también hay variaciones dentro de la misma cuenca (local). Sin embargo, se sabe menos de la composición y variabilidad de las aguas residuales y agua producida con respecto a los aditivos químicos encontrados en el fluido de fracturación hidráulica o materiales radioactivos.

Una comprensión completa de cómo varía la composición de las aguas residuales y agua producida tanto en un nivel local como regional podría llevar a mejores predicciones de la identidad y toxicidad de los aditivos químicos y sustancias de origen natural en las aguas residuales y agua producida.



#### **4.4.2 ¿Qué factores influyen en la probabilidad de contaminar los recursos de agua potable?**

Existen posibilidades para contaminar los recursos de agua potable tanto por debajo y por encima del suelo. Si la integridad mecánica del pozo ha sido comprometida, las aguas residuales y agua producida viajarán hacia la superficie del pozo pudiendo tener acceso directo con acuíferos locales y llevando a la contaminación de los recursos de agua potable. Una vez encima del suelo, las aguas residuales y agua producida son almacenadas en tanques y fosos abiertos, y posiblemente transportadas hacia otro lugar para su tratamiento y/o eliminación. Existen posibilidades de liberar emisiones, fugas y/o derrames asociados con el almacenamiento y transportación de las aguas residuales y agua producida, lo que podría llevar a la contaminación de acuíferos de agua potable y cuerpos de agua superficiales. También hay preocupaciones asociadas con el diseño, construcción, operaciones y cierre de fosos de aguas residuales.

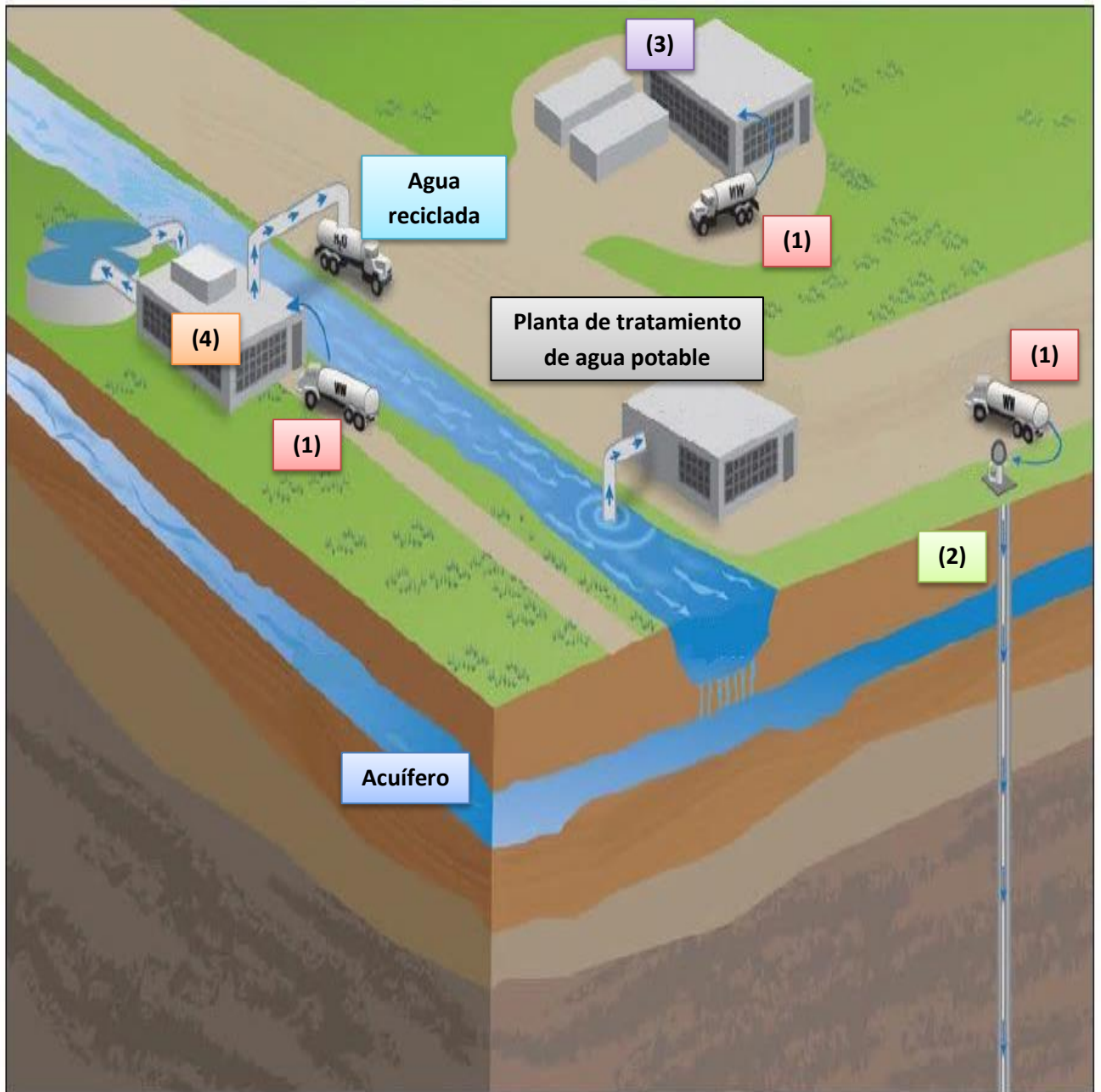
#### **4.5 TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES Y ELIMINACIÓN DE RESIDUOS**

Las estimaciones de la fracción de aguas residuales de la fracturación hidráulica recuperadas varían dependiendo de la formación geológica y van del 10 al 70 % del fluido de fracturación hidráulica inyectado originalmente. Para las operaciones de fracturación hidráulica que usa 5 millones de galones de fluido de fracturación hidráulica significa que entre 500,000 y 3.5 millones de galones de fluido serán recuperados en la superficie. Las aguas residuales generalmente se controlan a través de la inyección a gran profundidad en pozos de eliminación de residuos, tratamiento seguido por la descarga hacia la superficie de cuerpos de agua, o tratamiento seguido de la reutilización.

Las aguas residuales y agua producida pueden ser administradas a través de la eliminación o tratamiento. La eliminación en tierra de residuos y descarga hacia aguas superficiales sin ningún tratamiento plantea problemas legales y ambientales graves. La inyección subterránea es un método primario para la eliminación de residuos en la mayoría de los plays de shale gas. La inyección subterránea, sin embargo, puede ser problemática debido a una capacidad insuficiente y a los costos de transportación de las aguas residuales hacia el sitio de inyección.

En las áreas shale gas cercanas a centros poblados, el tratamiento de las aguas residuales en plantas de tratamiento público (residuos domésticos) o en instalaciones de aguas residuales industriales deben ser una opción para algunas operaciones. Las plantas de tratamiento público, sin embargo, no están diseñadas para tratar las aguas residuales del fracturamiento hidráulico; grandes cantidades de sodio y cloruro son perjudiciales para los digestores (depósitos de materiales químicos o biológicos) y puede resultar en altas concentraciones de sólidos totales disueltos en el efluente. Estas altas concentraciones de sólidos totales disueltos pueden ser corrosivas y dañar las instalaciones de tratamiento de agua potable provenientes de las plantas de tratamiento público. Adicionalmente, las plantas de tratamiento público generalmente no están equipadas para tratar fluidos que contienen radionucleidos, que pueden ser liberados de la formación durante la fracturación hidráulica. Altos niveles de bromuro puede también crear

problemas para las plantas de tratamiento público. Las plantas de aguas residuales usan cloración como proceso de tratamiento, lo que producirá subproductos de desinfección de bromuro y potenciales riesgos para la salud.



- **Figura 4.9 Tratamiento de aguas residuales y eliminación de residuos.** Las (1) aguas residuales y agua producida son frecuentemente controladas a través de la inyección en un (2) pozo profundo de eliminación de residuos, en algunos casos transportadas (camiones) y en otros casos entubadas hacia una (3) planta recicladora o de (4) tratamiento de aguas residuales. Una vez tratadas, las aguas residuales pueden ser

reusadas en operaciones de fracturación hidráulica subsecuentes o descargadas en cuerpos de agua superficiales.

Un objetivo primario del tratamiento de las aguas residuales de shale gas es conocer los estándares de calidad del agua, que en gran medida se centran en los niveles de sólidos totales disueltos. Algunas opciones de tratamiento incluyen sistemas de ósmosis inversa, destilación, filtración y procesos de precipitación. Los sistemas de ósmosis inversa, los cuales se han adaptado para el uso con aguas residuales de campos petroleros, son viables para influir en concentraciones de sólidos totales disueltos de alrededor de 40,000 a 50,000 mg/L, haciéndolos inadecuados para algunas aguas residuales extremadamente concentradas. Los sistemas de destilación térmica y la evaporación por compresión de vapor han sido desarrollados. Los sistemas de ósmosis inversa y térmica están sujetos a incrustaciones a partir de compuestos orgánicos, necesitando algún tipo de pre tratamiento.

Como se mencionó anteriormente, el reciclaje de las aguas residuales para la fracturación en otros pozos es cada vez más común. Por ejemplo, en Estados Unidos se están desarrollando sistemas de tratamiento móviles que están siendo probados en la lutita Barnett. El tratamiento del agua residual en el lugar también puede usarse para el riego o ganado además de la fracturación de otros pozos. Las regulaciones y prácticas para el manejo y/o eliminación de las aguas residuales de la fracturación hidráulica varían dependiendo de la región del mundo donde se realicen las operaciones, y están influenciadas por la etapa de desarrollo de la infraestructura así como la geología, el clima y la composición de la formación.

### **4.5.1 ¿Qué tan efectivos son los métodos de tratamiento?**

El tratamiento, eliminación y reuso de las aguas residuales y agua producida provenientes de las actividades de fracturación hidráulica son importantes porque los contaminantes presentes en estas aguas son potencialmente adversos para la salud, la población y los ecosistemas. Mientras que el reciclaje y la reutilización son también un frente eficaz para hacer frente a estas aguas, y al mismo tiempo conservar los recursos de agua potable, en última instancia siempre habrá una necesidad por tratar y eliminar adecuadamente los volúmenes concentrados finales de una determinada área de operación. La separación y eliminación adecuada de los componentes tóxicos es el frente más adecuado para reducir los potenciales impactos sobre la salud. Sin embargo, todavía se desconoce mucho acerca de la eficacia de los procesos de tratamiento para la adecuada eliminación de las aguas residuales y agua producida que contienen aditivos químicos y radionucleidos.

Particularmente, el bromuro y el cloruro pueden tener impactos significativos para los servicios públicos de agua potable. La presencia de bromuro en los recursos de agua potable producirá una mayor cantidad de subproductos de desinfección de bromuro, que han demostrado tener mayores impactos para la salud que los subproductos de desinfección de cloruro. También debido a su mayor peso molecular, los subproductos de desinfección de bromuro resultarán en mayores concentraciones que sus homólogos de cloruro (bromoforno vs cloroformo). Mientras tanto,

niveles más altos de cloruro en el agua potable puede causar corrosión en metales, resultando en niveles más altos de plomo en el agua que consumimos e incrementando los accidentes por picaduras en las tuberías de cobre.

## **CAPITULO 5. POTENCIALES IMPACTOS CLIMÁTICOS DE LA PRODUCCIÓN SHALE GAS**

Es una realidad que las reservas de gas y aceite convencional están siendo progresivamente más limitadas para el suministro de energía, por ésta razón se están explorando potenciales reservas no convencionales las cuales eran anteriormente muy complejas y económicamente no viables de extraer.

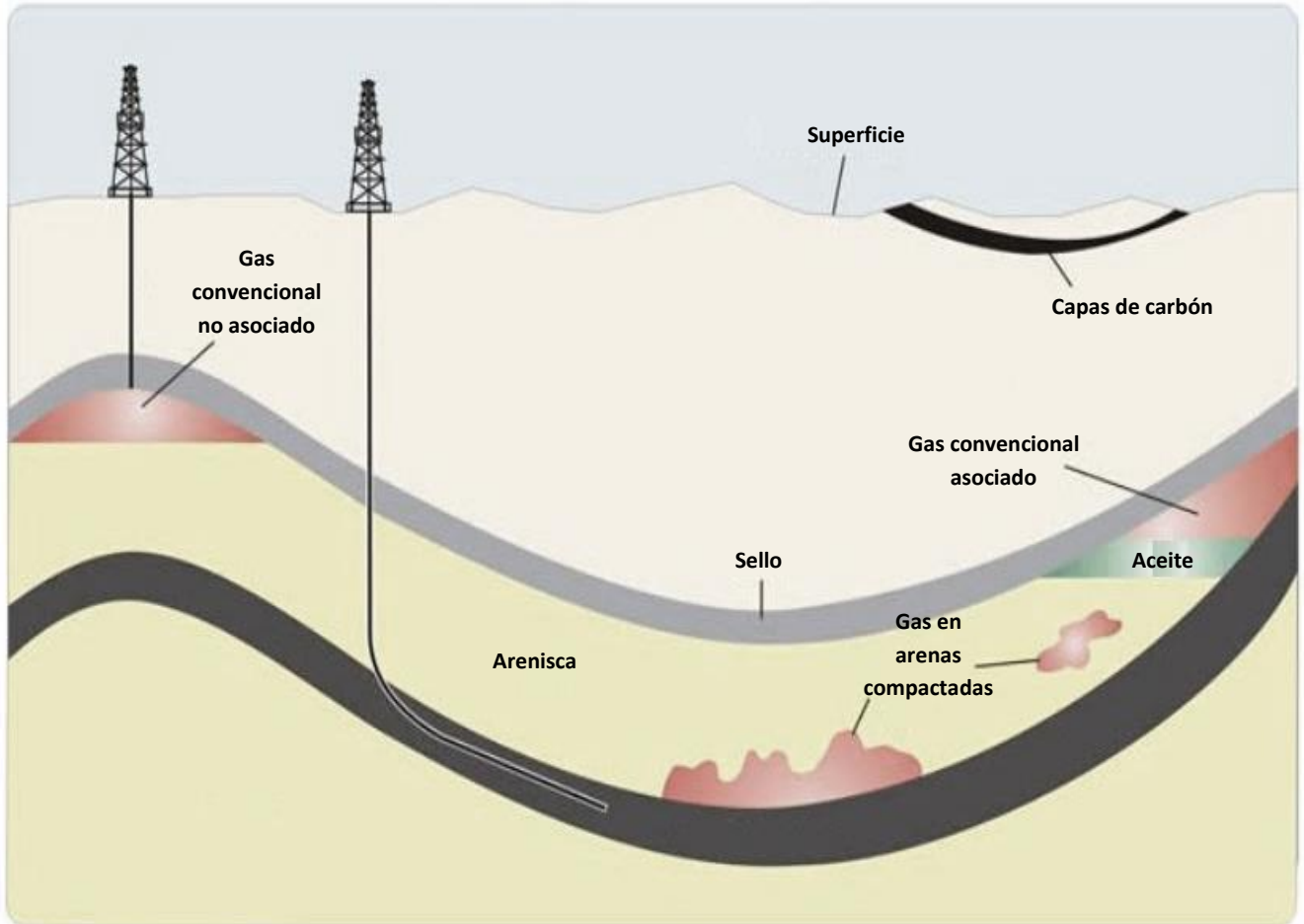
Los Estados Unidos es líder en la exploración y producción de éste tipo de energías no convencionales. La extracción de gas grisú y gas natural proveniente de arenas compactadas y lutitas representa una proporción creciente de la energía utilizada en ese país. En el 2010, el shale gas representaba el 23% de la producción de gas total de los Estados Unidos. Del 2006 al 2010 la producción de shale gas incrementó en un 48% y está proyectado para que en el 2035 represente el 47% de la producción total. Los Estados Unidos tienen un volumen de reservas originales de alrededor de 60 trillones de metros cúbicos de gas natural, que asciende a más de 100 años de consumo en los niveles actuales. Los recursos técnicamente recuperables de shale gas están estimados en 1.3 trillones de metros cúbicos.

El objetivo de éste capítulo es proveer información acerca de los potenciales impactos climáticos derivados de la producción shale gas y busca explorar las emisiones de los gases invernaderos del shale gas y posibles vías para mitigar esas emisiones a través de diferentes mecanismos de información y legislación.

### **5.1. EXPLOTACIÓN SHALE GAS**

Los recursos de gas convencionales se refieren al gas atrapado en múltiples y en ocasiones relativamente pequeñas zonas porosas de diversas formaciones. Este gas es a menudo difícil de encontrar, pero una vez descubierto, es típicamente el más fácil de extraer y con los mejores beneficios económicos. Los yacimientos convencionales son típicamente areniscas, carbonatos y limonitas.

El shale gas, junto con las arenas compactadas y capas de carbón, son ejemplos de yacimientos no convencionales de gas. El término “no convencional” en este contexto se refiere a las características del yacimiento, o formación de donde es extraído el gas. El término no hace referencia a las características o composición del gas por sí mismo, el cual es similar en composición al de los yacimientos o formaciones de gas natural “convencionales”. La siguiente figura ilustra la locación de los diferentes tipos de yacimientos de gas natural.



- **Figura 5.1** En la imagen se muestran las localizaciones de yacimientos convencionales y no convencionales.

Shale gas son formaciones de lutitas con alto contenido orgánico, es una roca sedimentaria formada de depósitos de lodo, limo, arcilla y materia orgánica. Shale gas son yacimientos continuos sobre grandes áreas ( con extensiones de miles de kilómetros cuadrados), y que tienen muy bajas permeabilidades y muy bajas capacidades de flujo.

La baja permeabilidad de la roca indica que grandes cantidades de gas natural pueden ser contenidos en el interior de los poros, pero deben ser estimulados artificialmente (fracturadas) para permitir la extracción. Técnicas como la perforación direccional y/o horizontal y el fracturamiento hidráulico han sido desarrolladas para facilitar la extracción de gas de las lutitas.

La perforación direccional y/o horizontal permite que el pozo penetre a lo largo de todo el yacimiento shale gas. Esto maximiza el área de contacto entre la formación y el pozo una vez fracturado y por lo tanto también se maximiza la producción en términos de flujo y volumen de gas extraído.



### 5.1.1 ETAPAS DE DESARROLLO DE UN CAMPO SHALE GAS

Philippe And Partners (2011 NPR) describen cinco etapas de desarrollo de un proyecto shale gas, donde las etapas 1 – 4 cubren el proceso de exploración y la etapa 5 la producción comercial:

**Etapa 1, IDENTIFICACIÓN DEL YACIMIENTO DE GAS.** Durante esta etapa la empresa interesada realiza registros geofísicos y geoquímicos iniciales en una serie de regiones. Los permisos para realizar estudios sísmicos y establecer la locación de perforación se conceden.

**Etapa 2, EVALUACIÓN INICIAL DE LA PERFORACIÓN.** En esta etapa, los grosores de las formaciones shale gas son medidos a través de estudios sísmicos. Las características geológicas tales como fallas o discontinuidades que potencialmente puedan afectar al yacimiento se investigan. La perforación vertical inicial comienza a evaluar las propiedades del yacimiento shale gas. Se recogen a menudo muestras de núcleos.

**Etapa 3, PROYECTO PILOTO DE PERFORACIÓN.** Pozo(s) horizontales iniciales se perforan para determinar las propiedades del yacimiento y analizar las técnicas de terminación. Esto incluye algunas fracturaciones hidráulicas en múltiples etapas, que pueden comprender un alto volumen fracturación hidráulica. La perforación de pozos verticales continúa en otras regiones con potenciales shale gas. La empresa interesada realiza las primeras pruebas de producción.

**Etapa 4, PRUEBA DE PRODUCCIÓN PILOTO.** Se perforan pozos horizontales múltiples desde una sola plataforma, como parte de un proyecto piloto completo. Técnicas de terminación de pozos se optimizan, incluyendo perforación, fracturamientos hidráulicos multi etapa y registros micro sísmicos. Inician las pruebas de producción piloto. La empresa inicia la planificación y adquisición de derechos de vía para la construcción de tuberías.

**Etapa 5, DESARROLLO COMERCIAL.** Siempre que los resultados de la perforación piloto y las pruebas sean favorables, la empresa toma la decisión de proceder con el desarrollo comercial del campo. El desarrollador lleva a cabo el diseño de las plataformas de pozos, pozos, oleoductos, carreteras, instalaciones de almacenamiento y demás infraestructura. Las plataformas de pozos y la infraestructura se desarrollan y construyen, lo que lleva a la producción de gas natural durante un período de años o décadas. Como los pozos de gas llegan al punto en que ya no son comercialmente rentables, son sellados y abandonados. Durante este proceso, las plataformas de pozos se restauran y se analizan otros usos.

## 5.1.2 ETAPAS DEL PROCESO DE EXTRACCIÓN SHALE GAS.

Para un solo pozo de shale gas, el proceso de desarrollo es el siguiente:



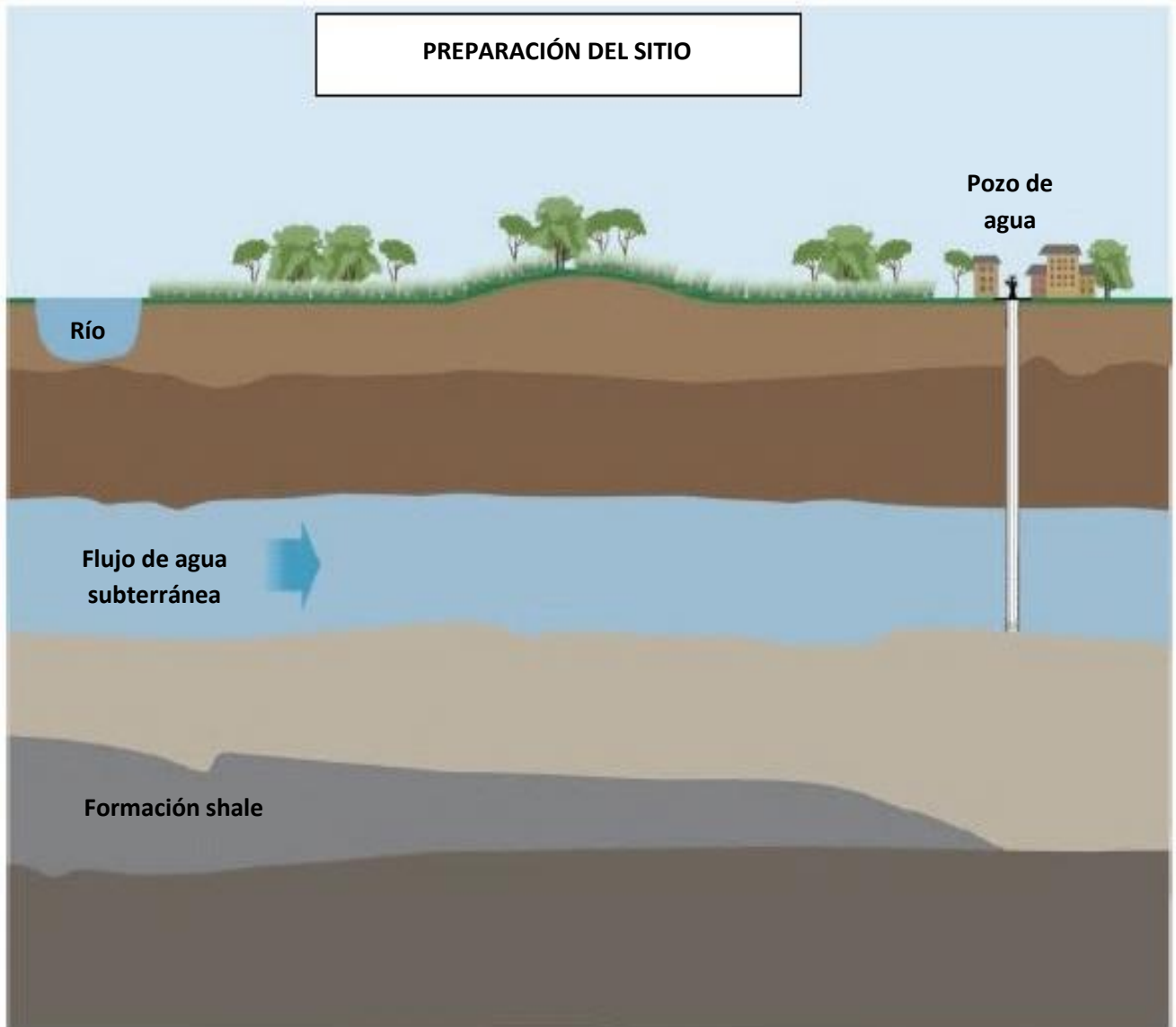
- *Figura 5.2 Secuencia de las etapas en el proceso de extracción shale gas.*

### 5.1.2.1 ETAPA DE PRE PRODUCCIÓN

Estas etapas incluyen todas las actividades requeridas para preparar el sitio para la extracción de shale gas. Esto incluye: sitio de preparación, perforación, fracturamiento hidráulico inicial y tratamiento de las aguas residuales y residuos.

**PREPARACIÓN DEL SITIO.** Este proceso involucra el establecimiento y soporte apropiado de la infraestructura para el pozo. Se comienza con la investigación inicial del sitio e incluye la construcción de la plataforma e infraestructura de soporte:

- Caminos de acceso
- Plataforma de pozos
- Almacenamientos (tanques) de gas e instalaciones de procesamiento
- Tuberías y compresores para transportar el gas fuera de las instalaciones
- Almacenamiento de agua e instalaciones de tratamiento

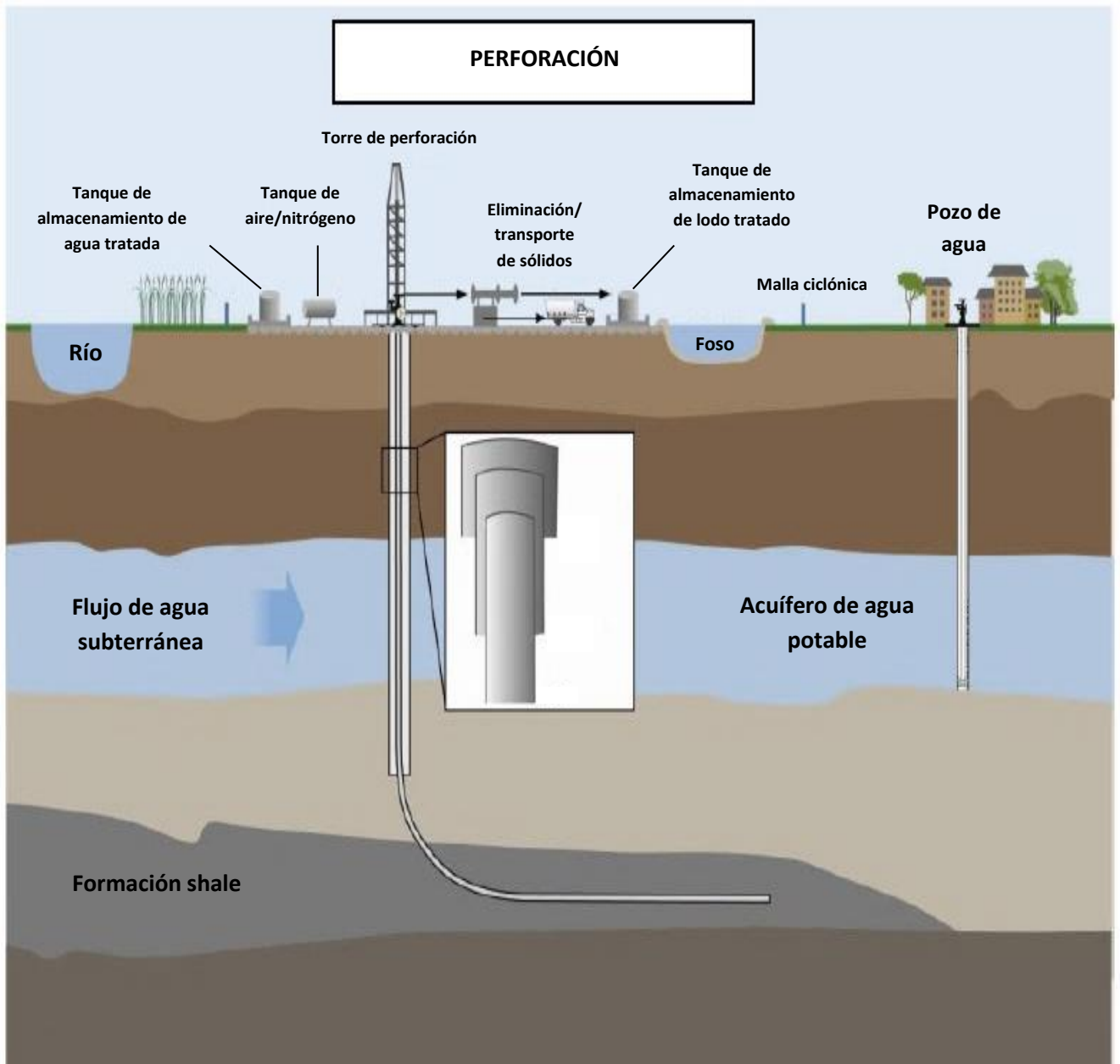


○ *Figura 5.3 Esquema de los componentes básicos en el sitio de preparación.*

**PERFORACIÓN.** La extracción de shale gas requiere tanto de perforación vertical como horizontal. El proceso de perforación vertical es muy convencional a la perforación de pozos convencionales. Una torre de perforación temporal es llevada al sitio y colocada encima de la cabeza del pozo. Típicamente aire comprimido o lodo base agua es usado como fluido de perforación. La profundidad de perforación dependerá de la geología, pero puede alcanzar profundidades de hasta 2 km, mientras que la perforación horizontal puede extenderse más allá de 1 km de la cabeza del pozo.

Una vez que el pozo es perforado es revestido (TR's) para aislarlo de la formación circundante y cementado en el lugar. El pozo es después equipado con un cabezal el cual está correctamente

diseñado de acuerdo con las presiones interiores y las operaciones de fracturación hidráulica realizadas.



○ *Figura 5.4 Esquema básico de los componentes en la perforación de un pozo horizontal.*

**FRACTURACIÓN HIDRÁULICA.** Es el proceso usado por los productores de gas para estimular pozos y recuperar volúmenes de gas natural desde fuentes como capas de carbón y formaciones shale gas. Durante la fracturación hidráulica, fluidos (generalmente consiste en agua y aditivos químicos) junto con “apuntalantes” son bombeados hacia el interior del pozo a altas presiones. Cuando la presión excede la presión de poro los fluidos abren fracturas en la roca. Estas fracturas pueden

extenderse por algunos cientos de metros alrededor del pozo. Cuando las fracturas son creadas el apuntalante entra en el espacio abierto. Esto previene que la fractura se cierre luego de que la presión de bombeo es disminuida.

Los fluidos de fracturación son generalmente fluidos base agua mezclado con aditivos químicos. Los aditivos químicos son mezclados con un fluido base. Esto modifica las propiedades mecánicas del fluido e incrementa el rendimiento del fluido de fracturación y a la vez previene la corrosión de las tuberías del pozo. La composición de los fluidos de fractura son variables, pero se estima que el apuntalante representa del 1 al 1.9% del volumen total.

Los apuntalantes son necesarios para mantener abiertas las fracturas una vez que los fluidos han sido bombeados y la presión de bombeo es reducida. La arena es comúnmente usada como un apuntalante, aunque en algunos casos se utilizan apuntalantes especializados compuestos de otros materiales.

Una vez que la fractura se ha creado son bombeados fluidos adicionales hacia el pozo para continuar la propagación de la fractura y para llevar el apuntalante más profundamente en la formación. Los fluidos adicionales son necesarios para mantener la presión necesaria en el interior del pozo y para que ningún volumen de gas pueda fluir al interior del pozo.

Las cantidades de agua requeridas para cada etapa en una operación de fractura de múltiple etapa están en el rango de 1,100 a 2,200 metros cúbicos de agua, por lo que una operación completa de fractura de múltiples etapas podría requerir de alrededor de 9,000 a 29,000 metros cúbicos de agua. Los estudios indican que para cada pozo en formaciones shale gas es necesario de aproximadamente 13,200 de metros cúbicos para satisfacer las operaciones de fracturación hidráulica con las tecnologías existentes.

**TRATAMIENTO DE AGUAS RESIDUALES Y AGUA PRODUCIDA.** Después de que la fracturación hidráulica es completada, un porcentaje del fluido de fracturación inyectado, dependiendo de la formación geológica, se recuperan en la superficie. Este fluido recuperado es llamado agua residual. Además de las aguas residuales, agua de origen natural, denominada agua producida, fluyen a la cabeza del pozo. Éste fluido combinado entre aguas residuales y agua producida, es colectado y enviado para su tratamiento y/o eliminación o reusado cuando es posible.

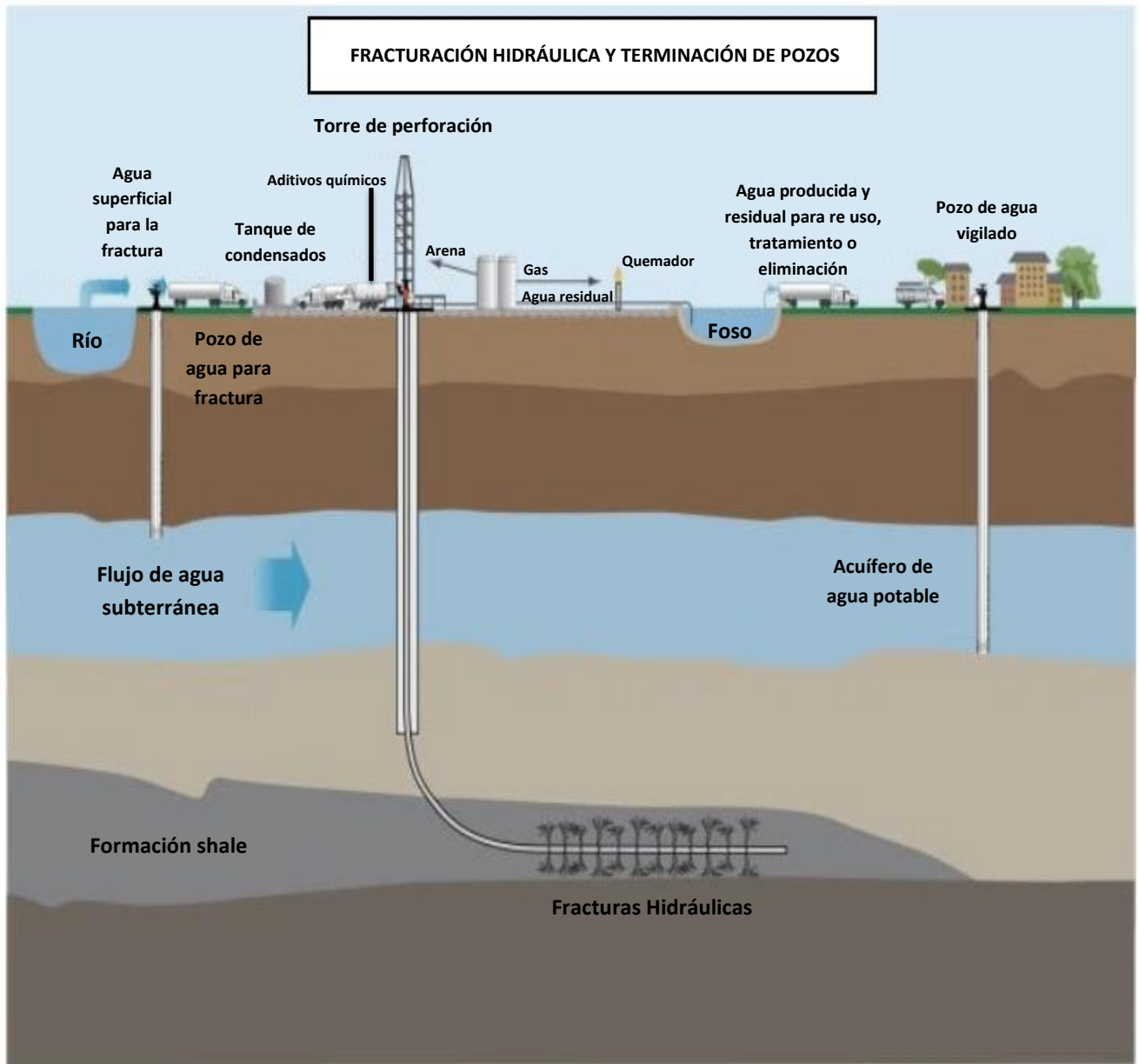
Específicamente las aguas residuales se refieren al fluido que regresa a la superficie después de que un proceso de fracturación hidráulica simple es realizado, pero antes de que el pozo sea entregado a producción. Típicamente consiste en los fluidos de fractura que regresan en los primeros días siguientes a la fracturación hidráulica. Éste fluido es progresivamente reemplazado por agua producida.

Cuando las aguas residuales regresan a la superficie pueden ser clasificadas como aguas que se reusan en más etapas de fracturación hidráulica o en aguas de desecho, las cuales son inadecuadas para su reuso por lo que son transportadas para su tratamiento o reciclaje. El volumen de agua que puede ser reciclada es variable. Las aguas de desecho pueden ser

directamente inyectadas en un pozo de eliminación de residuos o transportadas para su tratamiento a instalaciones de tratamiento.

El agua producida es un fluido desplazado de las formaciones shale y pueden contener sustancias que se encuentran en la formación. Pueden incluir sólidos disueltos (sal), gases (metano, etano), partículas metálicas, elementos radioactivos de origen natural y componentes orgánicos. El agua producida típicamente comienza a fluir a la cabeza del pozo posterior a que la fractura hidráulica inicial es realizada y continúa su producción durante las operaciones de extracción del gas. Debido a su naturaleza y contenido, el agua producida es generalmente almacenada en tanques para su posterior tratamiento.





○ *Figura 5.5 Esquema de los componentes básicos en la terminación y fracturación hidráulica de un pozo horizontal.*

### 5.1.2.2 ETAPA DE PRODUCCIÓN Y PROCESAMIENTO

Una vez que las fases perforación y fracturación hidráulica son completadas una cabezal de producción es instalado para recolectar el gas y transferirlo a una planta de procesamiento para su posterior distribución. Los pozos shale gas inicialmente producen grandes cantidades de gas (gas libre en la formación) pero se reduce rápidamente en algunos años. El promedio de vida económica de los pozos, está influenciado por el precio del gas de los 10 a 15 años siguientes. Un estudio de la actual producción en pozos de la lutita Barnett indica que el promedio de vida

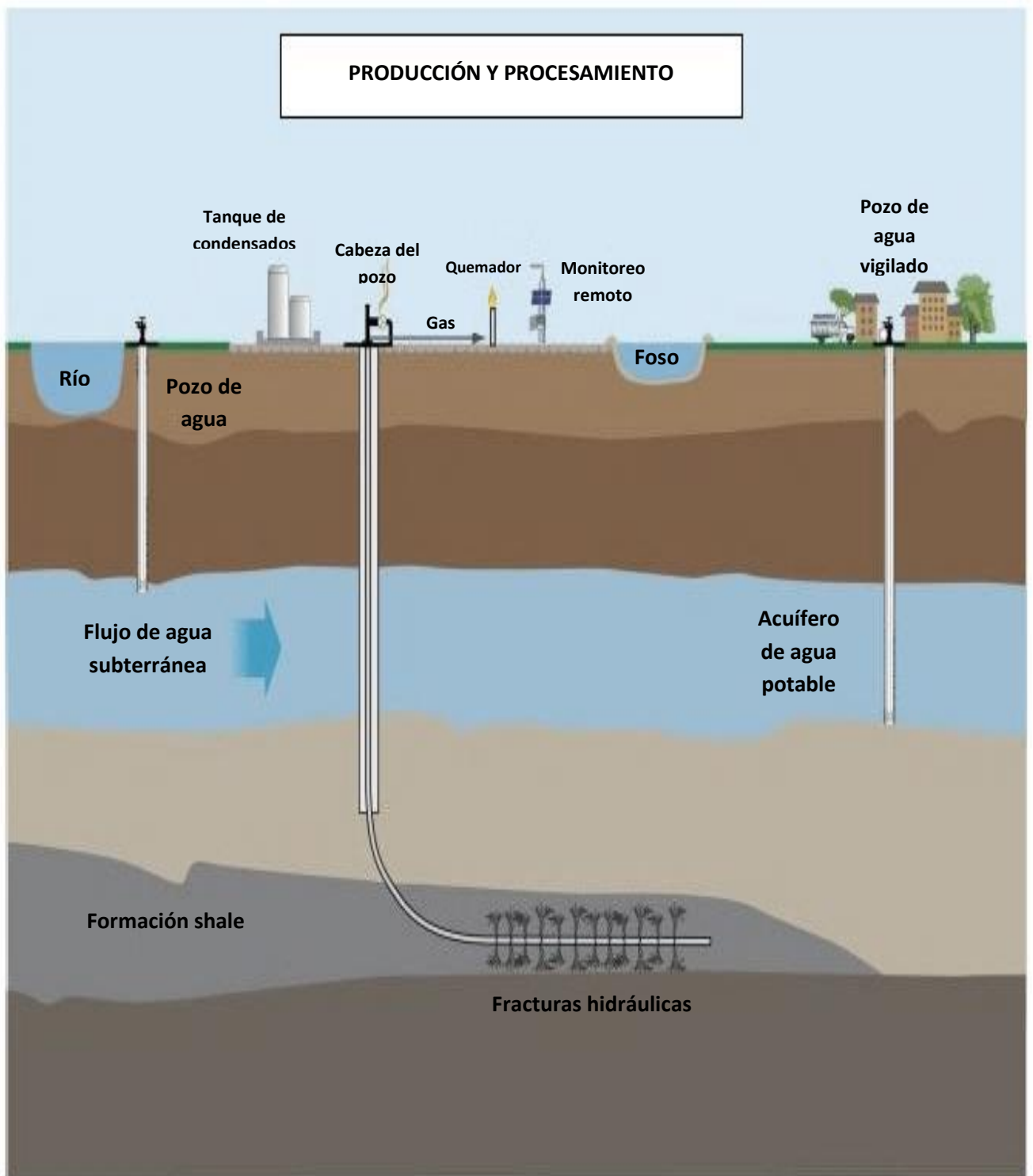
económico de los pozos es de 7.5 años. Para la industria de gas de la lutita Marcellus se estima que la producción de los pozos disminuirá en un 80% en los primeros 5 años y en un 92% en los siguientes 10 años.

**REFRACTURAMIENTO.** Durante la operación comercial de un pozo shale gas los operadores posiblemente extenderán la vida promedio del pozo, o incrementarán su producción en un tiempo específico de tiempo a través de repetidos procesos de fracturación hidráulica (conocidos como re-fracturamiento). Éste proceso es muy similar al proceso de fracturación hidráulica inicial.

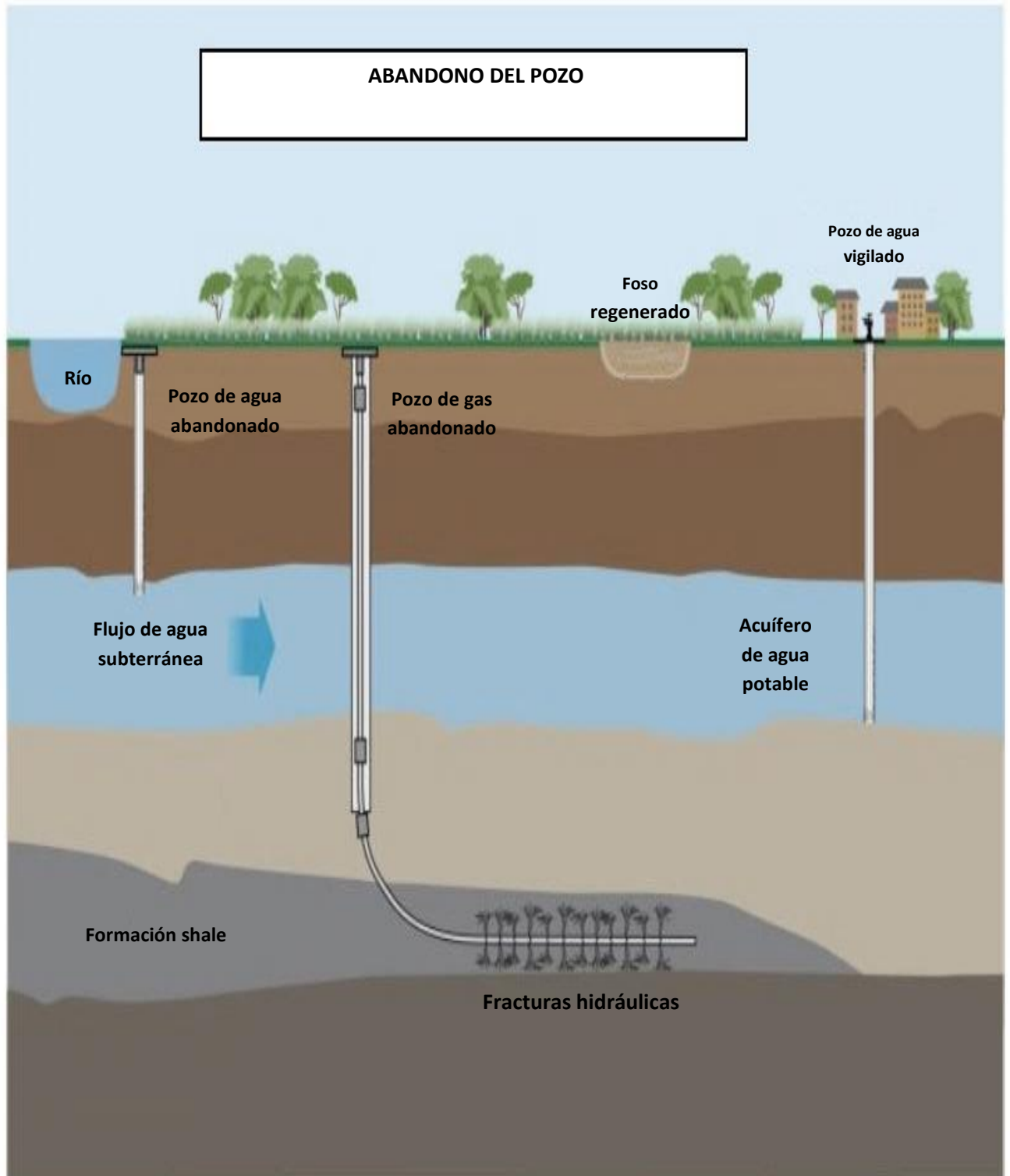
**PROCESAMIENTO.** La composición química del shale gas producido depende de la geología de las lutitas. Típicamente el gas se compone de metano, hidrocarburos pesados y dióxido de carbono. Durante esta etapa del proceso los hidrocarburos pesados y dióxido de carbono son removidos y el metano remanente es distribuido por compresión. El gas también es deshidratado para remover el contenido de agua. Este proceso es muy similar al gas producido convencionalmente. También la mezcla del gas recuperado afectará el valor calorífico del gas y por lo tanto la intensidad de las emisiones provenientes del pozo

**TRANSPORTACIÓN Y DISTRIBUCIÓN.** Esta etapa involucra la distribución del gas a través de tuberías. Esta etapa del proceso no esencialmente diferente a las del gas convencional a excepción que la ruta desde el pozo hasta el usuario final puede ser diferente.

**ABANDONO DEL POZO.** Una vez que el pozo ha alcanzado su valor económico límite (o si el pozo deja de producir gas) debe ser apropiadamente puesto fuera de servicio y tapado para proteger los alrededores y el medio ambiente subterráneo.. Esto involucra el retiro de todo el equipo en el sitio del pozo y toda la infraestructura de distribución. El pozo es luego tapado con cemento para prevenir cualquier potencial emisión. Esto es esencial para asegurar que el pozo es dejado en condiciones estables y seguras en el futuro.



○ *Figura 5.6 Esquema de los componentes básicos en la producción y procesamiento de un pozo horizontal.*



○ *Figura 5.7 Esquema de los componentes básicos en el abandono y taponamiento de un pozo horizontal.*

### 5.1.3 FRACTURACIÓN HIDRÁULICA VS PRÁCTICAS CONVENCIONALES DE EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS.

Las siguientes tablas resumen las diferencias entre la utilización de la fracturación hidráulica para la extracción de hidrocarburos y las prácticas convencionales para su extracción.

- **Tabla 5.1 Prácticas convencionales vs Fracturación hidráulica.**

Desarrollo y Etapa de Producción	Paso	Diferencias con las Prácticas Convencionales de Extracción
Selección del sitio y preparación	Identificación del sitio	Ninguna
	Selección del sitio	Se requiere de más espacio durante la fracturación hidráulica para los tanques/fosos para almacenar agua y otros materiales que se requieren para el proceso de fractura.
		Más movimiento de vehículos de carga durante la fracturación hidráulica debido a que se requiere transportar agua adicional, materiales de fractura (apuntalantes) y aguas residuales.
		Obtención de volúmenes de agua más grandes (9,000 a 29,000 metros cúbicos por pozo).
		Eliminación de grandes volúmenes de agua contaminada (9,000 a 25,000 metros cúbicos por pozo).
		Almacenamiento de grandes volúmenes de agua (9,000 a 29,000 metros cúbicos por pozo), por lo que se requiere de suficientes vehículos de carga o tanques en el sitio para manejar el flujo del fluido (250 – 625 vehículos de carga con 40 metros cúbicos de capacidad cada uno).
Preparación del sitio	Instalación de tanques/fosos adicionales suficientes para descargar más de 29,000 metros cúbicos de agua.	
		Menos plataformas de producción/hectárea: 1 plataforma de producción de un pozo horizontal de etapas múltiples puede alcanzar 250 hectáreas, en comparación con 15 hectáreas de una plataforma de producción de un pozo vertical.

<b>Desarrollo y Etapa de Producción</b>	<b>Paso</b>	<b>Diferencias con las Prácticas Convencionales de Extracción</b>
Diseño, construcción y desarrollo del pozo	Selección de la perforación del pozo (vertical vs horizontal)	<p>Tanto los pozos convencionales y los no convencionales son perforados a través de los estratos donde se encuentran los acuíferos y requieren de los mismos estándares de diseño.</p> <p>La perforación horizontal entrega pozos más extensos (profundidad vertical más la sección horizontal), por lo que se requerirá de más lodo y producirá más recortes por pozo. Típicamente se tiene 40% más de lodo y recortes en un pozo horizontal, dependiendo de la profundidad y extensión lateral.</p> <p>La perforación horizontal requiere de equipo especializado: motores diesel más poderosos para la plataforma de perforación (que producen más emisiones), además de que se requiere el equipo más tiempo en el lugar (típicamente 25 días para un pozo horizontal comparado con los 13 días de un pozo vertical)</p> <p>Sin embargo, los pozos horizontales proveen de una mayor eficiencia en lo que se refiere al acceso a las reservas de gas en comparación con los pozos verticales. Consecuentemente la perforación horizontal entrega un número menor de cabezales de pozo en comparación con los muchos cabezales de pozo de la perforación vertical. En general las técnicas de perforación horizontal son usadas normalmente para entregar a producción las reservas de gas, lo que no podría ser viablemente posible con las técnicas de perforación vertical.</p>
	Revestimiento	Los materiales de la tubería de revestimiento deben ser compatibles con los químicos usados en la fracturación y resistir altas presiones de los procesos de la fracturación hidráulica por etapas.
	Cementación	La fracturación hidráulica puede dañar el cemento: plantea mayores riesgos durante el proceso de re fracturamiento, aunque en la actualidad todavía no está claro.



<b>Desarrollo y Etapa de Producción</b>	<b>Paso</b>	<b>Diferencias con las Prácticas Convencionales de Extracción</b>
Terminación del pozo	Fracturación hidráulica: abastecimiento de agua	Se requiere extraer y transportar agua hacia la cabeza del pozo para su almacenamiento antes de que se realicen las operaciones de fracturación hidráulica.
	Fracturación hidráulica: selección de químicos	La composición de los químicos usados en la fracturación hidráulica es similar a los usados en la fracturación convencional. Aditivos menos nocivos y con menos concentraciones están empezando a usarse tanto en pozos convencionales y no convencionales.
	Transportación de químicos	Es necesaria la transportación de grandes volúmenes de agua, químicos y apuntalantes (mayores a 25,000 metros cúbicos)
	Almacenamiento de químicos	Se requiere de mayores almacenamientos de químicos.
	Mezclado de químicos	El mezclado de agua con químicos y apuntalantes es similar al de pozos convencionales.
	Fracturación hidráulica: perforación del revestimiento (disparos)	Se requiere de mayores cantidades y extensiones de disparos para permitir una fracturación hidráulica adecuada.
	Fracturación hidráulica: inyección del fluido de fracturación hidráulica	Los requerimientos de monitoreo e interacción de los fluidos de fracturación con la formación también ocurren en los pozos convencionales solo que en los pozos no convencionales son más extensivos (mayores a 2,000 metros en pozos no convencionales en comparación con los pocos cientos de metros de los convencionales). Se requiere de más equipo: camiones de bombeo, tanques de fluido de fracturación y una mayor intensidad de las actividades.
	Fracturación hidráulica: Reducción de presión en el pozo para recuperar el flujo de agua residual y agua producida	El agua residual de la fracturación hidráulica y agua producida contienen químicos residuales, mezclados con sustancias de origen natural (cloruro de sodio, metano, etano, dióxido de carbono, ácido sulfhídrico, nitrógeno, helio, partículas metálicas, y materiales radioactivos tales como el radio, torio y el uranio) y materiales orgánicos (ácidos, hidrocarburos policíclicos aromáticos y componentes orgánicos volátiles y semivolátiles).
	Conexión de la tubería del pozo para llevarlo a producción	Ninguna

Desarrollo y Etapa de Producción	Paso	Diferencias con las Prácticas Convencionales de Extracción
Producción del pozo	Construcción de las tuberías de producción	La explotación de recursos no convencionales puede resultar en requerimientos de tuberías de gas en áreas donde no se necesitaba infraestructura previamente.
	Producción	El agua producida contendrá niveles cada vez menores de fluido de fracturación hasta ser solo hidrocarburos. En los pozos convencionales los gastos de agua serán cada vez mayores con el tiempo, mientras que en las formaciones shale gas los gastos de agua producida tienden a disminuir con el tiempo.
Abandono del pozo	Remover bombas y equipo subsuperficial para posteriormente tapar el pozo	La clausura de pozos no convencionales es similar a la de pozos convencionales.
Post clausura del pozo	Potenciales filtraciones de metano en el largo plazo pueden ocurrir si los sellos o liners fallan.	La clausura de pozos no convencionales es similar a la de pozos convencionales.

## 5.2 EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO (GEI) PRODUCTO DE LA PRODUCCIÓN SHALE GAS

La información verificable es limitada para poner en relieve las emisiones de GEI asociadas a los puntos clave de la producción de shale gas que son adicionales a los procesos necesarios para la extracción de gas convencional. El análisis se basa en datos revisados no pares de un número limitado de mediciones in situ. Los datos de GEI en la actualidad están a la mano de todos, pero están sujetos a la incertidumbre de alto nivel y pueden cambiar significativamente con el tiempo ya que la industria se desarrolla día con día.

Las emisiones durante las extracciones se pueden dividir en tres partes principales:

1. La combustión de combustibles fósiles para impulsar los motores de la perforación, bombas y compresores, etc, necesarios para extraer gas natural en el lugar, y para el transporte de equipos, recursos y residuos dentro y fuera del pozo.
2. Las fugas de emisiones de gas natural que escapan involuntariamente durante la construcción de los pozos y las etapas de producción.

3. Las emisiones ventiladas resultantes del gas natural que se recolecta y combustiona en el sitio o ventilado directamente a la atmósfera de una manera controlada.

### 5.2.1 EMISIONES DURANTE EL PROCESO DE CONSTRUCCIÓN DEL SITIO

Las principales fuentes de emisiones de GEI de estos pasos son de los combustibles utilizados para el transporte de equipos y materiales de perforación para el sitio, y el equipo utilizado para proporcionar energía a las operaciones. Este paso es común para los procesos convencionales y no convencionales. Parte de la configuración del equipo es la "fuerza motriz" que proporciona energía a la plataforma. Los generadores de energía son generalmente alimentados por diesel, aunque también los motores que funcionan con gas natural o gasolina están disponibles. Por otra parte, las plataformas pueden ser alimentadas por electricidad, producida en el lugar con un motor alternativo de gas o gasolina o procedente directamente de la red. El tamaño del generador (motor) primario dependerá de la profundidad que se requiere perforar y va de un rango de 500 hp para las plataformas de perforación superficiales a más de 3,000 hp para acercarse a profundidades de 6,000 m. Las emisiones asociadas con estas etapas dependerán de la profundidad requerida para la perforación y el número de pozos perforados por sitio.

### 5.2.2 EMISIONES DURANTE EL PROCESO DE PERFORACIÓN

Las etapas iniciales de perforación en shale gas son casi idénticas a los pozos verticales utilizados típicamente en la producción de gas convencional. Sin embargo, los datos disponibles no dan información clara de si el shale gas es típicamente más profundo o menos profundo que las fuentes convencionales. Un reciente reporte de la DECC señala que uno de los criterios clave para el éxito de los sitios shale gas en los EU es una profundidad del pozo desde la superficie de entre 1,000 - 3,500 m (DECC, 2010). Para los propósitos de este estudio, las emisiones asociadas con la perforación vertical se supone que son similares tanto para shale gas y para las fuentes convencionales. Cabe señalar que, si bien algunos pozos de gas convencionales se han estimulado con el uso de métodos de fracturación hidráulica, fracturamiento hidráulico y de perforación horizontal es un requisito absoluto para pozos shale gas.

Las emisiones asociadas con la perforación horizontal, sin datos más específicos, supone que son los mismos que los emitidos durante la perforación vertical. ARI (2008) supone que el consumo de combustible diesel en la perforación de pozos verticales es de 18.7 litros/m perforado. Esta cifra equivale a un factor de emisión de 49kgCO<sub>2</sub>/m.

El combustible adicional necesario para emplear la perforación horizontal es específico de cada sitio. Asumiendo las mismas emisiones de perforación vertical, la perforación horizontal adicional de entre 300 - 1500 m podría dar lugar a un extra de 15 – 75 tCO<sub>2</sub> que se emiten en comparación con un pozo convencional que no utiliza la perforación horizontal. Las cifras de la lutita Marcellus sugieren una longitud lateral de 1 - 1.5 kilómetros, lo que equivale a 49 - 73.5 tCO<sub>2</sub> por pozo en el sitio.

**Comparación de profundidades de pozos convencionales y shale gas en EU**

Tipo	Yacimiento	Profundidad (m)
Shale	Marcellus Shale	1,500 – 2,400
	New Albany Shale	150 - 750
	Antrim Shale	75 - 450
	Fort Worth Basin	600 – 2,400
Convencional	Northeast	1,350 (promedio)
	Midcontinent	1,950
	Rocky Mountain	1,050
	Southwest	2,550
	West Coast	1,950
	Gulf Coast	3,150

- *Tabla 5.2. Comparación de profundidades de pozos convencionales y shale gas en EU.*

**5.2.3 EMISIONES DURANTE EL PROCESO DE FRACTURACIÓN HIDRÁULICA**

Es en esta etapa en la que una de las principales fuentes de emisiones adicionales se requiere para la extracción de shale gas en comparación con las fuentes convencionales. Estos surgen a partir de la mezcla de materiales de fracturación (bombeado desde los tanques de almacenamiento de agua, productos químicos y arena) seguido por la compresión y la inyección del material de fracturación dentro y fuera del pozo.

Actualmente, la mayor parte de este se lleva a cabo por los motores diesel. Sin embargo, los combustibles alternativos más ligeros o la electricidad se podrían utilizar para reducir las emisiones durante esta etapa. El Estado de Nueva York (2009) reportó las emisiones provenientes del uso de bombas de alta presión de volumen basadas en el uso de combustible promedio para el fracturamiento hidráulico de ocho pozos perforados horizontalmente en la lutita Marcellus. El consumo total de combustible dado equivale a 110,000 litros de combustible diesel que producen un total de 295 tCO<sub>2</sub> por pozo.

Durante la etapa de terminación, se requiere el transporte hacia y desde el sitio de los productos químicos y el agua utilizados para la fracturación. Todos requieren limpieza y/o el uso posterior de almacenamiento. INGAA Consulting (2008) y [www.Naturalgas.org](http://www.Naturalgas.org) (2010) sugieren que hasta 13,200 m<sup>3</sup> de agua son requeridos por pozo para efectuar el fracturamiento hidráulico con las tecnologías existentes, y el estado de Nueva York (2009) da una cifra de entre 9,000 y 29,000 m<sup>3</sup> por pozo. Las emisiones asociadas con el uso de agua y productos químicos dependerán de la fuente de agua y el tipo de productos químicos utilizados, que a menudo son comercialmente confidenciales.

El tratamiento de aguas residuales es una carga adicional para los yacimientos shale gas, las estimaciones de los fluidos recuperados tienen el rango de 15 a 80% del volumen inyectado

dependiendo del sitio (EPA, 2010). En los Estados Unidos, muchos operadores inyectan los fluidos provenientes de la fractura en los acuíferos salinos, esta no es la única opción y cada vez es más probable que se utilice el reciclaje de agua. Una serie de proyectos piloto en la lutita Barnett ha logrado reciclar el agua para fracturas posteriores. El calor necesario para reciclar el agua utilizando métodos de destilación es probable que sea alto dado el gran volumen de líquido implicado, sin embargo los métodos más innovadores pueden reducir la intensidad de la energía de este paso.

La elección de la fuente de agua y la eliminación del agua residual afecta el costo tanto para el propietario del sitio shale y las emisiones de gases de efecto invernadero liberados, y depende de tres factores clave: la duración de tiempo que el suministro de agua requerido en un sitio, la ubicación del sitio en comparación con los ríos, suministro de alimentación de agua y plantas de tratamiento de aguas residuales, y el volumen de agua que se requiere en el sitio.

La primera y quizás preferible opción es utilizar agua de los ríos o alimentación de la red y transportarla en camiones o bombearla dependiendo de la ubicación específica. Esto puede requerir el permiso de las autoridades locales. Durante el bombeo se tendrán también las emisiones de GEI asociadas y puede requerir de permisos especiales para poner la tubería en su lugar. Después de la fractura, el agua residual se puede eliminar mediante el transporte por camión a la planta de tratamiento de aguas residuales. La segunda opción es utilizar agua potable y bombearla desde una fuente local o transportarla en camiones hasta el sitio. El agua potable requiere mayor energía para producirla, es más cara y tiene mayores emisiones de gases de efecto invernadero asociados. Las aguas residuales se pueden limpiar en el lugar y se pueden reciclar para futuras fracturaciones hidráulicas. Esto significa que se necesita de menos agua potable de la red y habrá una reducción de la intensidad en la energía utilizada. Sin embargo, los productos químicos y otros desechos pueden todavía tener que ser transportados a un lugar de tratamiento de aguas residuales.

Las emisiones del transporte de materiales de fracturación se han calculado utilizando el número de visitas de camiones estimados por pozo. En la planta, 0.406tCO<sub>2</sub> por cada mil metros cúbicos se liberan a la atmósfera en el tratamiento de las aguas residuales.

### **5.2.4 EMISIONES ADICIONALES DURANTE LA PRODUCCIÓN DEL POZO**

La etapa final en la extracción de gas natural es la de procesar y comprimir el gas para su distribución. La composición química del gas extraído de una formación shale es específica de la geología y comprende una mezcla de metano, otros hidrocarburos más pesados y CO<sub>2</sub>. No hay comentarios contradictorios sobre la relación respectiva de hidrocarburos de cadena más larga de metano y otros componentes. La composición determinará la intensidad de las emisiones de la fase de producción.

Durante la etapa de producción, los hidrocarburos más pesados, y el CO<sub>2</sub>, si están presentes, se remueven y el metano restante se comprime para su distribución. Se requieren los mismos pasos si el gas proviene de un sitio convencional o shale. La principal diferencia en esta etapa será la diferencia en la composición del shale gas en comparación a los sitios convencionales.

EMISIONES DE LA COMBUSTIÓN DE COMBUSTIBLES FÓSILES ADICIONALES ASOCIADOS CON LA EXTRACCIÓN SHALE GAS.

Proceso	Emisiones (t CO <sub>2</sub> )	Suposiciones
Perforación horizontal	15 – 75	Perforación horizontal de 300 – 1,500m; se utilizan 18.6 litros de diesel por cada metro perforado.
Fracturación Hidráulica	295	Basándose en un combustible promedio para la fracturación hidráulica de ocho pozos en la lutita Marcellus, el total de combustible usado es de 109,777 litros de diesel.
Producción de los químicos de la Fracturación Hidráulica	Desconocido	Desconocido
Transportación del agua	26.2 – 40.8	Se basa en un factor de emisiones de 983.11 g CO <sub>2</sub> /km y un viaje de 60km.
Transportación del agua residual	11.8 – 17.9	Se basa en un factor de emisiones de 983.11 g CO <sub>2</sub> /km y un viaje de 60km.
Tratamiento del agua residual	0.33 – 9.4	Basándose en un factor de recuperación de 15 – 80% de 9 – 29 millones de litros de agua que es requerida para el proceso de fracturamiento y un factor de emisiones de 0.406t CO <sub>2</sub> /ML para el tratamiento.
Total por pozo	348 - 438	Basándose en un proceso de fracturación básico.

- *Tabla 5.3 Emisiones de la combustión de combustibles fósiles adicionales asociados con la extracción de shale gas.*

### 5.2.5 FUGAS Y VENTILACIÓN DE LAS EMISIONES DE METANO DEL FLUJO DE RETORNO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO Y SU IMPACTO EN LAS ESTIMACIONES DE LOS GASES DE EFECTO INVERNADERO.

Las emisiones fugitivas derivadas de la terminación del pozo y refracturamiento han tenido una insuficiencia de datos fiables. Sin embargo, Howarth (2011), Jiang (2011) y Skone (2011), disponen de una estimación en sus análisis, y deducen las fugas de emisiones características derivadas de la pre-producción y producción pozos no convencionales.



Después de la fracturación, una proporción del fluido hidráulico que ha sido inyectado en el pozo a alta presión regresa a la superficie y es conocido como flujo de retorno (agua residual). El gas natural de la formación, predominantemente metano, también regresa con este fluido y aumenta las concentraciones con el tiempo. Este proceso puede ocurrir en un período de días o semanas, el fluido se comienza a almacenar en un depósito a cielo abierto o en tanques cerrados de almacenamiento (EPA, 2010). El gas puede ser quemado, es decir, quemado inmediatamente en una llama abierta, o ventilado en frío, es decir, directamente liberado a la atmósfera, hasta el momento en que el flujo se considera de una calidad adecuada para la captura y el procesamiento para venta.

La quema reduce el riesgo de incendio en el sitio y, también la transformación de metano y otros compuestos orgánicos volátiles en dióxido de carbono. Sin embargo, la quema se ha asociado con impactos ambientales locales, incluyendo la calidad del aire (NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub>, compuestos orgánicos volátiles), la luz y la intrusión de ruido y se están realizando esfuerzos para reducir su uso en la industria del petróleo.

La cantidad de gas, respectivamente ventilada, quemada o procesada depende de las operaciones locales específicas y puede ser complicado por una serie de factores adicionales que incluye lo siguiente:

- El gas producido durante el flujo de retorno puede estar contaminado con dióxido de carbono o nitrógeno inyectado como parte de la fracturación hidráulica o terminación del pozo.
- gasto irregular y bajo puede hacer que sea difícil mantener una llama constante en el quemador.
- Las conexiones de las tuberías pueden no estar preparadas en la terminación del pozo y cerrar el pozo puede ser perjudicial para su posterior productividad. Por lo tanto, la quema del gas puede preferirse por el operador.
- El metano no sólo puede volver en la fase de gas, sino también disuelto en el fluido de retorno. El almacenamiento a cielo abierto necesariamente permite que este gas se libere, mientras que los tanques cerrados ofrecen la oportunidad de la recolección para su quema.

Hay una serie de técnicas de recuperación, tal como separadores gas/líquido que pueden ser instalados en la cabeza del pozo para retener el gas para el procesamiento y la venta.

Los datos proporcionados por Howarth (2011) se obtuvieron de cinco pozos de EU. Tres de los cinco pozos son de arena compactada en lugar de pozos shale aunque se argumenta que se trata de procesos comparables con referencia a la EPA (2010). Las emisiones del flujo de retorno todavía representan 3.2% de la producción de toda la vida del pozo.

Jiang (2011) no proporciona ninguna medición primaria de las emisiones fugitivas provenientes de la terminación pero simula los flujos esperados de gas en gastos de producción iniciales típicos de entre 4 y 15 días. El análisis concluye con una gama muy amplia posible, 38 a 1470 millones de metros cúbicos de metano por la terminación y usa un análisis de la incertidumbre estadística para investigar diferentes gastos de ventilación para el gas quemado. Cuando se normaliza por

Terajoule (TJ) de gas producido, muestra una media de 1.15 tCO<sub>2</sub>e/TJ con un intervalo de confianza de casi cero a 4.6 tCO<sub>2</sub>e/TJ. En este análisis, las emisiones de la terminación del pozo son por mucho el mayor contribuyente a las emisiones absolutas de pre producción.

Skone (2011) utiliza la cifra de 330,000 m<sup>3</sup> de emisiones de metano por la terminación del pozo. Su análisis muestra que una proporción sustancial de las emisiones son atribuibles a la terminación del pozo, un 8.6% en el supuesto de que el 15% de las emisiones del flujo de retorno se capturen y se quemen, pero una mayor parte de las emisiones, el 30.3%, se asocia con el refracturamiento del pozo.

La US EPA, también publicó nuevas estimaciones de las emisiones fugitivas en 2011. Sus últimas cifras son un aumento sustancial en las estimaciones anteriores de 1996 y se derivan los factores de emisión para las terminaciones de pozos de cuatro estudios presentados en los talleres de transferencia de tecnología del Natural Gas STAR (EPA, 2010). Cada estudio cuenta con una gama de subyacentes mediciones individuales de tres a más de mil. Al final del documento técnico la EPA combina estos estudios para determinar una cifra de 260,000 m<sup>3</sup> de fugas de emisiones de metano por la terminación del pozo.

ESTIMACIONES DE LAS EMISIONES FUGITIVAS PROVENIENTES DEL FLUJO DE RETORNO			
*pozo de arena compactada			
Estudio	Emisiones fugitivas derivadas del flujo de retorno (miles de metros cúbicos)		Métodos, fuente de información, suposiciones
	Baja	Alta	
Howarth (2011)	140*	6,800	Datos empíricos de toda la vida de un pozo.
Jiang (2011)	38	1,470	Las cifras son dadas para cada evento de flujo de retorno. Límites superior e inferiores de un modelo de incertidumbre, no hay datos empíricos.
Skone (2011)	132*	330	Fuente de información no identificada claramente. Las cifras se proporcionan para cada evento de flujo de retorno, se asume que el refracturamiento es equivalente a la terminación.
EPA (2010)	19	566	Información empírica basada en miles de pozos, se asume que el refracturamiento es equivalente a la terminación.

- **Tabla 5.4 Emisiones de CO<sub>2</sub>e estimados por Terajoule de gas natural que se extrae de los diferentes yacimientos destaca la importancia del gasto de producción sobre el impacto global de la etapa de fracturación hidráulica adicional. Con un gasto de producción bajo, las emisiones evolucionan durante la extracción y hacen una contribución mayor a las emisiones totales por TJ.**

EMISIONES ESTIMADAS DE CO <sub>2</sub> e POR TJ DE ENERGÍA EXTRAÍDA EN EL CICLO DE VIDA DE UN POZO		
Cuenca Shale Gas	Producción total (m <sup>3</sup> /pozo)	Emisiones adicionales de CO <sub>2</sub> e (50% refracturamiento) (toneladas CO <sub>2</sub> e/TJ)
Antrim Shale (alta)	22,653,600	0.65 – 0.81
Antrim Shale (baja)	11,326,800	1.30 – 1.63
Barnett (final)	67,960,800	0.22 – 0.27
Barnett (área de alto riesgo)	31,148,700	0.47 – 0.59
Fayetteville (alta)	48,138,900	0.30 – 0.38
Fayetteville (baja)	36,812,100	0.40 – 0.50
Marcellus Shale	104,000,000	0.14 – 0.18
New Albany Shale (alta)	33,980,400	0.43 – 0.54
New Albany Shale (baja)	19,821,900	0.74 – 0.93
Palo-duro	42,475,500	0.35 – 0.43
Woodford (alta)	70,792,500	0.21 – 0.26
Woodford (baja)	56,634,000	0.26 – 0.33

- *Tabla 5.5 Emisiones estimadas de CO<sub>2</sub>e por TJ de energía extraída en el ciclo de vida de un pozo.*

EMISIONES ADICIONALES ASOCIADAS CON LA EXTRACCIÓN DE GAS NATURAL PROVENIENTE DE SHALE	
	(tCO <sub>2</sub> e/TJ)
Emisiones adicionales asociadas con las operaciones de extracción del shale	0.14 -1.63 (a)
Posibles emisiones fugitivas adicionales provenientes del flujo de retorno del fracturamiento hidráulico.	2.87 – 15.3 (b)
Posibles emisiones adicionales totales del shale gas.	3.1 – 16.9

- *Tabla 5.6 Emisiones adicionales asociadas con la extracción de gas natural proveniente de shale.*

(a) Estas cifras son los límites superior e inferior de las estimaciones de las emisiones de la Tabla anterior, las cifras dependen de la cantidad de gas extraído por pozo y la cantidad supuesta de refracturamiento medidas por pozo. En este caso se muestran los datos para un evento de refracturamiento con un 50% de las emisiones operacionales adicionales. Se tiene en cuenta que las cifras representan los extremos de los datos y supuestos utilizados y no son necesariamente representativos de todos los sitios shale. Las emisiones asociadas con la producción de productos químicos no se incluyen debido a la escasa disponibilidad de datos.

(b) Representa las emisiones fugitivas de flujo de retorno durante la vida útil de un pozo predominantemente con ventilación, es decir, que la tecnología de separación de gas en la cabeza del pozo no se emplea en la terminación del pozo y refracturamiento.

### 5.3 POTENCIALES IMPACTOS DEL USO SHALE GAS EN LAS EMISIONES GLOBALES

A continuación se ofrece una idea del posible impacto que el uso del shale gas podría tener en términos de emisiones de carbono a nivel mundial. Se ha desarrollado un escenario de perspectiva global. Cabe señalar que este escenario no es de ninguna manera una predicción de lo que podría suceder, simplemente explorar los resultados.

El potencial del shale gas que podría ser explotado a nivel mundial es muy incierta. La estimación más reciente de los recursos técnicamente recuperables se ha hecho por la EIA de EU a 187,535 millones de metros cúbicos (EIA, 2011). En el cálculo de esta cifra, la EIA utiliza generalmente un factor de recuperación de entre el 20-30%. Con el fin de proporcionar tres escenarios globales aquí, se supone que la cifra de la EIA se basa en un factor de recuperación del 20%, con dos escenarios adicionales con factores de recuperación considerados de 30% y 10%

Cabe destacar que en Rusia y Asia Central, Oriente Medio, Asia Sur-Oriental y África Central no se consideran en este informe principalmente porque no había información de cantidades significativa de reservas de gas natural convencionales (Rusia y Medio Oriente), o debido a una falta general de información para llevar a cabo incluso una evaluación inicial. Estimaciones de reservas y sus implicaciones para las emisiones de gases de efecto invernadero pueden por lo tanto ser subestimadas.

Para cada uno de los escenarios se asume que el 50% del recurso recuperable total se extrajo por el año 2050, con 100% del recurso recuperable extraído por el año 2100. En la ausencia de políticas sustantivas y eficaces para reducir significativamente las emisiones globales, y con el continuo crecimiento de la demanda de energía, es muy posible que los recursos se exploten en una escala de tiempo mucho más corto, por lo que ésta es probablemente una estimación conservadora de emisiones. Las emisiones se calculan como CO<sub>2</sub> de la combustión y no incluye ninguna estimación de otras fuentes asociadas, como las emisiones fugitivas de metano de la terminación de pozos, refracturamiento, procesamiento o distribución. Esta es una hipótesis conservadora sobre la base de una industria bien regulada con plena implementación de las mejores prácticas. Los escenarios son presentados en la siguiente tabla:

RESULTADOS DE LOS ESCENARIOS GLOBALES					
	Factor de recuperación	Cantidad de shale gas explotado al año 2050 (millones de metros cúbicos)	Emisiones acumuladas asociadas con el shale gas (GtCO <sub>2</sub> ) (2010 – 2050)	% de las emisiones globales calculadas con >50% de oportunidad de ≤2°C de calentamiento	PPMV adicionales de CO <sub>2</sub> asociadas con las emisiones shale gas (2010 – 2050)
Estimación global de la EIA con baja recuperación.	10%	46,884	95	9.5%	5
Estimación global de la EIA	20%	93,768	190	19.0%	11
Estimación global de la EIA con alta recuperación	30%	140,651	286	28.6%	16

○ **Tabla 5.7 Resultados de los escenarios globales.**

Teniendo en cuenta el crecimiento continuo de la demanda global de energía es probable que todos los recursos de combustibles fósiles adicionales que son explotados serán utilizados además de los recursos existentes. No hay presión significativa para reducir el carbono, es difícil visualizar que el gas pueda sustituir al carbón en lugar de ser utilizado junto a él. En cuanto a los tres escenarios de extracción mundial, este uso adicional de combustible fósil resultaría en emisiones acumuladas adicionales durante el periodo 2010-2050 de 95 a 286 Gt de CO<sub>2</sub>, lo que equivale a una concentración atmosférica de CO<sub>2</sub> adicional de 5-16ppmv. Presupuestos de las emisiones acumuladas se consideran como un medio más robusto de asociar las emisiones de gases de efecto invernadero con cambios en la temperatura promedio de la superficie. Las emisiones de CO<sub>2</sub> procedentes de la quema de shale gas se estiman se coloquen en una proporción sustancial, de más de un cuarto, en un presupuesto para evitar 2°C de calentamiento. Es evidente que esto sólo representa la mitad de los recursos explotados y estas cifras se duplicarían para el período hasta 2100, si todos los recursos recuperables se siguen explotando..

### 5.4 OTROS IMPACTOS Y RESTRICCIONES DE LA PRODUCCIÓN SHALE GAS

En general, las principales causas de los riesgos e impactos derivados del fracturamiento hidráulico y producción shale gas identificados son los siguientes:

- Uso de volúmenes más importantes de agua y productos químicos en comparación con la extracción de gas convencional.
- Un menor rendimiento de los pozos de gas no convencionales en comparación con los pozos de gas convencionales significa que los impactos de los procesos de fracturación hidráulica pueden ser mayores que los impactos de la exploración de gas convencional y procesos de producción por unidad de gas extraído.
- Se debe garantizar la integridad de los pozos y otros equipos durante el desarrollo, explotación y post abandono de la planta (plataforma de pozos) para evitar el riesgo de la superficie y/o la contaminación de las aguas subterráneas.
- Es un desafío asegurar y evitar los derrames de productos químicos y aguas residuales con potencial consecuencias ambientales durante el desarrollo y funcionamiento operacional de la plataforma de pozos.
- Es un reto garantizar una correcta identificación y selección de los sitios geológicos, basándose en una evaluación de riesgos de las características geológicas específicas y el potencial de incertidumbres asociadas con la presencia a largo plazo del fluido de fracturamiento hidráulico en el subsuelo.
- La posible toxicidad de los aditivos químicos y el reto de desarrollar alternativas más limpias.
- El requisito ineludible para el transporte de equipos, materiales y desechos a y desde el sitio, lo que resulta en impactos de tráfico que se pueden mitigar pero no evitar.

- El requisito ineludible para el uso de instalaciones y equipos durante la construcción de los pozos y la fracturación hidráulica, lo que lleva a las emisiones al aire y el ruido.

### 5.4.1 OCUPACIÓN DE TERRENOS

El La experiencia en procesos realizados en EU demuestra que hay un riesgo significativo de impactos debido a la cantidad de tierra utilizada en la extracción de shale gas. El requisito de uso de tierra es mayor durante la etapa de fracturación hidráulica actual y menor en la fase de producción. Las instalaciones en superficie requieren una superficie aproximada de 3.6 hectáreas por plataforma de pozos para el fracturamiento y fases de ejecución, en comparación con las 1.9 hectáreas por plataforma de pozos para la perforación convencional. La ocupación de terrenos para el desarrollo shale gas podría ser mayor si la comparación se realiza por unidad de energía extraída. Aunque no se puede cuantificar, se estima que podrían ser necesarios unos 50 pozos shale gas para dar un rendimiento de gas similar a un pozo del Mar del Norte. También se requiere de tierra adicional durante las operaciones de re fracturamiento (cada pozo puede típicamente ser re fracturado hasta cuatro veces durante 40 años de vida productiva). En consecuencia, aproximadamente el 1.4% de la tierra por encima de un pozo shale gas productivo puede ser necesario utilizar para explotar el yacimiento totalmente. Esto se compara con el 4% de la tierra en Europa que actualmente ocupa usos tales como la vivienda, la industria y el transporte. Esto se considera de gran importancia potencial para el desarrollo de shale gas en una amplia zona y/o en el caso de las regiones europeas densamente pobladas.

La evidencia sugiere que puede que no sea posible restablecer plenamente los sitios en áreas sensibles después de la terminación del pozo o abandono, particularmente en áreas de alto valor agrícola, natural o cultural. En una zona más amplia, con varias instalaciones, esto podría resultar en una pérdida significativa o fragmentación de los servicios o instalaciones recreativas, valiosas tierras de cultivo o hábitats naturales.

### 5.4.2 TRÁFICO

El movimiento total de camiones durante la construcción y el desarrollo de las fases de un pozo se estima son entre 7,000 y 11,000 para una sola plataforma de diez pozos. Estos movimientos son de duración temporal, pero afectaría negativamente tanto a las carreteras locales y nacionales, y pueden tener un efecto significativo en las zonas densamente pobladas. Estos movimientos se pueden reducir mediante el uso de tuberías temporales para el transporte de agua.

Durante las fases más intensivas de desarrollo, se estima que podría haber alrededor de 250 viajes de camiones por día en un sitio individual, pero sostenido en estos niveles durante unos días. Los efectos pueden incluir el aumento del tráfico en las vías públicas (que afectan a los flujos de tráfico y causan congestión), las cuestiones de seguridad vial, daños en carreteras, puentes y otras infraestructuras, y un mayor riesgo de derrames y accidentes con materiales peligrosos. El riesgo se considera moderado para una instalación particular, y alta para múltiples instalaciones. La construcción de plataformas requiere un importante volumen de tráfico de camiones. Los impactos del tráfico local para la construcción de múltiples plataformas en una localidad son claramente significativos, sobre todo en un país densamente poblado.



Por ejemplo los daños a las carreteras de EU han sido un problema. Se informa que el Departamento de Transporte de West Virginia ha incrementado los bonos que los perforadores industriales de gas deben pagar de \$ 6,000 - \$ 100,000/milla. El estado de Pensilvania en EU está considerando la posibilidad de añadir una norma similar para el aumento de fondos para reparar las carreteras no diseñadas para el tráfico de camiones asociados con la perforación y extracción de gas natural.

VISITAS DE UN CAMIÓN DURANTE LA VIDA DE UNA PLATAFORMA DE 6 POZOS				
Propósito	Por pozo		Por plataforma	
	Bajo	Alto	Bajo	Alto
<b>Contrucción de caminos y plataforma</b>			10	45
<b>Plataforma de perforación</b>			30	30
<b>Fluido de perforación y materiales</b>	25	50	150	300
<b>Equipo de perforación (revestimiento, TP, etc.)</b>	25	50	150	300
<b>Plataforma para proceso terminación</b>			15	15
<b>Fluido y materiales de terminación</b>	10	20	60	120
<b>Equipo de terminación (tubería, cabeza de pozo)</b>	5	5	30	30
<b>Equipo de fracturamiento hidráulico (bombas, tanques, etc.)</b>			150	200
<b>Agua para fracturamiento hidráulico</b>	400	600	2,400	3,600
<b>Arena para fracturamiento hidráulico</b>	20	25	120	150
<b>Remoción del fluido de retorno</b>	200	300	1,200	1,800
<b>Total</b>			4,315	6,590
<b>.... De los cuales asociados al proceso de fracturación:</b>			3,870	5,750
			90%	87%

○ *Tabla 5.8 Visitas de un camión durante la vida de una plataforma de 6 pozos.*

### 5.4.3 IMPACTOS VISUALES

El riesgo de efectos visuales significativos durante la identificación y preparación del sitio de la plataforma de pozos se consideran bajos dado que las nuevas características del paisaje introducidas durante la fase de construcción de la plataforma de pozos son temporales y comunes a muchos otros proyectos de construcción. La utilización de grandes equipos de perforación de pozos podrían ser desagradables durante el período de construcción de cuatro semanas (aproximadamente), sobre todo en las zonas agrícolas o residenciales. La población local no es probable que esté familiarizada con el tamaño y la escala de estos ejercicios, y el riesgo de efectos significativos se consideró moderado en situaciones donde se desarrollan múltiples plataformas de pozos en un área determinada.

El riesgo de efectos visuales asociados a la propia fractura hidráulica es menos significativo y no presenta cambios en las características del paisaje visualmente. Para instalaciones múltiples, el riesgo se considera moderado de la preparación del sitio a las fases de fracturamiento. Durante la fase de post-abandono, puede que no sea posible eliminar todo el equipo en la boca del pozo del sitio, sin embargo, se considera que representan un bajo riesgo significativo de intrusión visual, dada la pequeña escala de equipos que se mantienen en el sitio.

### 5.4.4 SISMIIDAD

Hay dos tipos de eventos sísmicos inducidos asociados con la fracturación hidráulica. El propio proceso de fracturación hidráulica puede en algunas circunstancias dar lugar a temblores menores en tierra hasta de una magnitud de 3 en la escala de Richter, lo que no sería detectable por el público. Un programa de monitoreo efectivo puede ser utilizado para administrar el potencial para estos eventos e identificar cualquier daño al pozo. El riesgo de la actividad sísmica inducida significativa se considera bajo.

El segundo tipo de eventos provienen de la inyección de aguas residuales que alcanzan las fallas geológicas existentes. Esto podría dar lugar a movimientos significativos más importantes, lo que potencialmente se podrían sentir por los seres humanos a nivel del suelo.

### 5.4.5 IMPACTOS EN LA BIODIVERSIDAD

La extracción de gas no convencional puede afectar a la biodiversidad en un número de maneras. Puede dar lugar a la degradación o la eliminación completa de un hábitat natural por el exceso de abstracción de agua, o la división de un hábitat como resultado de la construcción de carreteras, mallas divisorias, o la construcción de la propia plataforma de pozos. Nuevas especies invasoras, tales como plantas, animales o microorganismos pueden introducirse durante el desarrollo y operación del pozo, que afecta tanto a los ecosistemas terrestres y acuáticos. Esta es un área de preocupación plausible pero no existe todavía ninguna evidencia científica clara para evaluar su importancia.

La perforación de pozos podría afectar a la biodiversidad a través del ruido, los movimientos de vehículos y el sitio de operaciones. El tratamiento y eliminación de los fluidos de perforación también deben ser adecuadamente manejados para evitar hábitats naturales dañados. Sin embargo, estos riesgos son menores en comparación de otras etapas de la perforación shale.

Durante el fracturamiento hidráulico, los impactos sobre los ecosistemas y la vida silvestre dependerá de la ubicación de la plataforma de pozos y su proximidad a las especies en peligro de extinción o amenazadas. El escurrimiento de sedimentos hacia los arroyos, las reducciones en el caudal, la contaminación por derrames accidentales y el tratamiento inadecuado de los residuos recuperados son considerados como amenazas reales para el agotamiento de agua. Sin embargo, se encontró que la incidencia de estos efectos son rara y acumulativamente los riesgos podrían ser clasificados como moderados.

Los efectos sobre los ecosistemas naturales en la fase de producción de gas pueden surgir debido a la actividad humana, tráfico, invasión de la tierra, la degradación y fragmentación del hábitat, y a la introducción de especies invasoras. La construcción del gasoducto podría afectar a los ecosistemas sensibles y los re fracturamientos también pueden causar impactos permanentes sobre la biodiversidad. La posibilidad de que la tierra no recupere sus características después del abandono es otro de los factores potenciales que pueden afectar los ecosistemas locales. Se consideraron potenciales riesgos altos a la biodiversidad durante la fase de producción para instalaciones múltiples.

### 5.4.6 RUIDO

El ruido derivado de la excavación, la tierra en movimiento, maquinaria y vehículos durante la preparación del terreno tiene un impacto potencial sobre los residentes y fauna local, especialmente en las zonas sensibles. La fase de preparación del sitio suele durar hasta cuatro semanas, pero no se considera diferente significativamente con otras actividades comparables de construcción a gran escala.

Los niveles de ruido varían durante las diferentes etapas de la preparación y el ciclo de producción. La perforación del pozo y el propio proceso de fracturación hidráulica son las fuentes más importantes de ruido. La quema de gas también puede ser ruidosa. Para pozo individual el tiempo de la fase de perforación puede ser muy corto (alrededor a cuatro semanas de duración), pero será continua las 24 horas del día. El efecto del ruido sobre los residentes locales y la vida silvestre será significativamente mayor para la perforación de múltiples pozos en una sola plataforma, que por lo general dura más de un período de cinco meses. El ruido durante la fracturación hidráulica también tiene el potencial de interrumpir temporalmente y molestar a los residentes locales y la vida silvestre. Medidas de reducción efectivas del ruido reducirán el impacto en la mayoría de los casos, aunque el riesgo se considera moderado en lugares donde la proximidad a zonas residenciales o hábitats de vida silvestre es inevitable.

Se estima que cada plataforma de pozos (suponiendo 10 pozos por plataforma) requeriría 800 a 2500 días de actividad ruidosa durante la pre producción, que abarca obras en tierra y la construcción de carreteras hacia el pozo como parte del proceso de fracturación hidráulica. Estos niveles de ruido tendrían que ser cuidadosamente controlados para evitar riesgos a la salud de las personas.

### 5.5 PRIORIZACIÓN DE RIESGOS

Una aproximación preliminar de la priorización de riesgos se ha adoptado para que los potenciales impactos puedan ser evaluados. King (2012 PR) establece una base útil para la priorización de riesgos en el contexto del desarrollo shale gas. Esto sigue los principios establecidos de selección y priorización de los riesgos ambientales y la evaluación del impacto y la gestión.

La priorización de riesgos se llevó a cabo mediante la clasificación de los peligros y los riesgos ambientales para los humanos en las siguientes bases:

- **Leve:** Efecto ambiental leve, que no da lugar a la superación de normas de calidad ambiental.
- **Menor:** Efecto ambiental menor, puede dar lugar a efectos significativos en el ambiente y en la salud.
- **Moderada:** Efecto ambiental localizado, resulta en efectos potenciales sobre los ecosistemas naturales, efectos sobre las personas en la vecindad de un sitio debido a impactos tales como el ruido, el olor o el tráfico.

- **Mayor:** Efectos ambientales importantes, persistentes superaciones de la calidad estándar del medio ambiente y degradación permanente de un hábitat protegido.
- **Catastrófica:** Efecto ambiental masivo, un incidente de contaminación que resulta en daño a la salud de los miembros del público sobre un área amplia, debido a la contaminación de abastecimiento de agua potable; accidente con resultado de muerte o lesiones graves a los trabajadores y/o los miembros del público.
- **Sin información:** Datos insuficientes para permitir un juicio preliminar.

Las frecuencias o probabilidades de que ocurran peligros se clasificaron de la siguiente manera (King, 2012 PR):

- **Raros:** Se encontró nunca o casi nunca en la historia de la industria, no se pronostica en circunstancias futuras previsibles con los conocimientos actuales y controles existentes de la extracción de gas y aceite.
- **Ocasional:** Se encontró varias veces en esta industria, podrían potencialmente ocurrir en circunstancias futuras previsibles si los controles de gestión o de reglamentación caen por debajo de las mejores prácticas estándar.
- **Periódico:** Se repite varias veces al año en esta industria, un impacto a corto plazo se espera que ocurra con el uso de fracturación hidráulica en las operaciones de hidrocarburos.
- **Frecuente/definido:** Se produce varias veces al año en un sitio específico, un impacto a largo plazo se espera que ocurra con el uso de la fracturación hidráulica en operaciones de hidrocarburos.
- **Sin información:** Datos insuficientes para permitir un juicio preliminar.

En los estudios de evaluación de riesgos ambientales, a menudo es necesario utilizar algún juicio debido a la incertidumbre asociada a la evidencia de pruebas. La frecuencia o la probabilidad de que ocurran eventos peligrosos se estimaron a partir del análisis de las actividades de fracturación hidráulica en el campo donde este estaba disponible. Como se indicó anteriormente, se deben analizar los fracasos, las tasas de incidencia y las limitaciones, por lo que esta priorización de riesgos arroja uno preliminar, en espera de más datos. De hecho, la ausencia de pruebas de los peligros no significa necesariamente evidencia de la ausencia de riesgos.

CLASIFICACIÓN DE PROBABILIDAD	CLASIFICACIÓN DE PELIGRO					
	Leve	Menor	Moderado	Mayor	Catastrófico	Sin información
Raro	Bajo	Bajo	Moderado	Moderado	Alto	Sin clasificación
Ocasional	Bajo	Moderado	Moderado	Alto	Muy alto	
Periódico	Bajo	Moderado	Alto	Muy alto	Muy alto	
Frecuente	Moderado	Alto	Muy alto	Muy alto	Muy alto	
Sin información	Sin clasificación					

○ *Tabla. Clasificación de los riesgos.*

Cuando se prevea más de un escenario, la combinación da lugar a la clasificación más alta presentada. Los riesgos pueden seleccionarse entonces y priorizados de la siguiente manera:

- **Verde:** Riesgo bajo
- **Amarillo:** Riesgo moderado
- **Naranja:** Riesgo alto
- **Rojo:** Riesgo muy alto

Este enfoque es útil para evaluar los riesgos individuales, y se ha aplicado para caracterizar los riesgos potenciales que podrían ocurrir derivados de la extracción de shale gas.

○ **Tabla. Evaluación preliminar de riesgos.**

ASPECTO AMBIENTAL	FASE DEL PROYECTO						
	Identificación y preparación del sitio	Diseño del pozo, perforación, revestimiento y cementación.	Fracturación	Terminación del pozo	Producción	Abandono del pozo y post abandono	Clasificación total de todas las fases
<b>Sitio individual</b>							
Contaminación del agua subterránea	No aplicable	Bajo	Moderado - alto	Alto	Moderado - alto	No clasificable	Alto
Contaminación del agua superficial	Bajo	Moderado	Moderado - alto	Alto	Bajo	No aplicable	Alto
Recursos de agua	No aplicable	No aplicable	Moderado	No aplicable	Moderado	No aplicable	Moderado
Emisiones al ambiente	Bajo	Moderado	Moderado	Moderado	Moderado	Bajo	Moderado
Ocupación de tierras	Moderado	No aplicable	No aplicable	No aplicable	Moderado	No clasificable	Moderado
Riesgos a la biodiversidad	No clasificable	Bajo	Bajo	Bajo	Moderado	No clasificable	Moderado - alto
Impactos por ruido	Bajo	Moderado	Moderado	No clasificable	Bajo	No aplicable	Moderado - alto
Impactos visuales	Bajo	Bajo	Bajo	No aplicable	Bajo	Bajo - moderado	Bajo - moderado
Sismicidad	No aplicable	No aplicable	Bajo	Bajo	No aplicable	No aplicable	Bajo
Tráfico	Bajo	Bajo	Moderado	Bajo	Bajo	No aplica	Moderado
<b>Acumulativo</b>							
Contaminación del agua subterránea	No aplicable	Bajo	Moderado - alto	Alto	Alto	No clasificable	Alto
Contaminación del agua superficial	Moderado	Moderado	Moderado - alto	Alto	Moderado	No aplicable	Alto
Recursos de agua	No aplicable	No aplicable	Alto	No aplicable	Alto	No aplicable	Alto
Emisiones al ambiente	Bajo	Alto	Alto	Alto	Alto	Bajo	Alto
Ocupación de tierras	Muy alto	No aplicable	No aplicable	No aplicable	Alto	No clasificable	Alto
Riesgos a la biodiversidad	No clasificable	Bajo	Moderado	Moderado	Alto	No clasificable	Alto
Impactos por ruido	Bajo	Alto	Moderado	No clasificable	Bajo	No aplicable	Alto
Impactos visuales	Moderado	Moderado	Moderado	No aplicable	Bajo	Bajo - moderado	Moderado
Sismicidad	No aplicable	No aplicable	Bajo	Bajo	No aplicable	No aplicable	Bajo
Tráfico	Alto	Alto	Alto	Moderado	Bajo	No aplicable	Alto

No aplicable: Impactos no relevantes para esta etapa o desarrollo.

No clasificable: Información insuficiente disponible para evaluar el significado de este impacto.



### CONCLUSIONES

El shale gas o gas de lutitas es básicamente un gas natural transportado por gaseoductos que tiene utilidad en distintas áreas. Hoy en día las compañías petroleras se han inclinado mucho en el desarrollo intensivo de extracción de gas natural que por ende disminuye su valor en venta, las desventajas dentro de la extracción de este hidrocarburo se encuentran en la necesidad de tecnologías avanzadas tales como la perforación horizontal y el fracturamiento hidráulico, siendo unas tecnologías muy costosas, esto sin tomar en cuenta los problemas que puedan surgir al realizar estos procedimientos.

Cabe resaltar lo peligroso que puede ser la extracción de este recurso para el ambiente debido a los procesos que se requieren, ya que para completar el proceso de fracturamiento hidráulico se requiere una gran variedad de químicos para realizar el fracturamiento de la formación.

A pesar de las desventajas antes mencionadas la extracción de este recurso va en aumento con grandes aceptaciones por parte de las compañías petroleras y sectores energéticos ya que pueden existir disminuciones en los costos de electricidad y reducción en la emisión de gases de invernadero.

Durante la realización de este estudio se ha desarrollado una descripción aproximada de las principales variables y actividades a considerar cuando se proyecta realizar una fractura masiva, como las *"shale frac"*. Como se pudo apreciar, existen varios aspectos que deben ser cuidadosamente estudiados y evaluados. Estudiar en detalle cada uno de ellos excede el alcance de este artículo y deberían desarrollarse en forma particular. También se ha podido observar que existen determinados aspectos ambientales sobre los cuales se debe hacer hincapié, así como aspectos operacionales particulares de esta clase de proyectos.

El descubrimiento de nuevas reservas de gas de lutita en Estados Unidos es resultado de la aplicación de nuevas tecnologías que pueden ser utilizadas en otras partes del mundo. Como consecuencia de esto, las cifras del gas natural en Estados Unidos se transformaron en un muy corto período de tiempo. En México, tecnologías como Sísmica 3D está permitiendo la estimación de nuevas reservas prospectivas, junto con tecnologías de perforación que se han aplicado en campos de Estados Unidos tal es el caso del pozo Emergente - 1, Habano - 1, Nomada - 1, Montañas - 1 que se perforaron horizontalmente y con fracturamiento multi etapa.

El shale gas se ha transformado en una parte importante para la solución del problema del cambio climático, al reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, reemplazando en el mercado a otros combustibles con mayores emisiones de CO<sub>2</sub>, y a través del uso de tecnologías mucho más eficientes (como turbinas de gas o celdas de combustible). Dependiendo de la calidad del combustible, la combustión del gas natural puede emitir hasta 25-30% menos de CO<sub>2</sub> que el petróleo y por lo menos hasta 40-50% menos que el carbón.

Es importante destacar que una de las principales conclusiones de este trabajo es que existe una escasez de información sobre la cual basar un análisis de cómo el shale gas podría afectar las emisiones de GEI y qué impactos ambientales y de salud de su extracción pueda tener. Aunque se ha hecho todo lo posible para garantizar la exactitud de la información, sólo puede ser tan precisa como la información en que se basa. El shale gas debería aprovecharse como combustible de

transición hacia un planeta con menores emisiones de carbono. Proyecciones de la EIA no prevén que el shale gas sustituirá a carbón en el mediano plazo. La relación entre oferta y demanda de los mercados relativamente liberalizados deja claro que una reducción en el precio del carbón facilitará el aumento de la demanda en otros lugares. En consecuencia, mientras que ciertos países sean capaces de reducir sus emisiones nacionales a través del consumo de shale gas, se corre el riesgo que desencadenen un aumento neto de las emisiones globales en la atmósfera que recibe las emisiones relativamente sin cambios a partir de carbón y las emisiones adicionales de shale gas.

Es posible que se produzca un cierto nivel de sustitución en otros países, pero, en el mundo actual en el que el consumo de energía está creciendo a nivel mundial y se espera que continúe haciéndolo, sin una limitación significativa en las emisiones de carbono, hay poco incentivo para sustituir las emisiones de carbono por otros combustibles. Es difícil imaginar una situación distinta en donde el shale gas sea el combustible más utilizado, además de otras reservas de combustibles fósiles y la adición de una carga de carbono adicional. Esto podría ocupar más de una cuarta parte del presupuesto de carbono restante para mantener el calentamiento por debajo de 2°C, y conducir a un 16ppmv adicional de CO<sub>2</sub> por encima de los niveles esperados sin shale gas - ambas cifras aumentarán a medida que el 50% adicional de shale gas sea explotado. Cabe destacar que el proceso de extracción no necesariamente resulta en emisiones significativas en comparación con la extracción convencional, pero existe la posibilidad de emisiones fugitivas sustanciales. Sin embargo, dadas las necesidades urgentes y difíciles que enfrentamos en cuanto a las reducciones de carbono, cualquier recurso adicional de combustibles fósiles sólo se suma al problema.

La idea de que necesitamos combustibles fósiles de "transición" es en sí discutible. Por ejemplo, en el escenario de la EIA que describe una trayectoria de reducción del 50% en las emisiones de carbono para el año 2050, el cambio de combustible, junto con la eficiencia de la generación de energía, sólo representa el 5% de las reducciones requeridas (IEA, 2010). Si todo el mundo vamos a lograr las reducciones considerables en las emisiones de carbono que se requieren entonces es la eficiencia energética, la captura y el almacenamiento de carbono lo que hará la diferencia.

A nivel mundial actualmente no existe restricción del carbono, la explotación de shale gas conducirá muy probablemente a un mayor uso de la energía y el aumento de las emisiones resultantes probablemente aumentarán las posibilidades de un cambio climático peligroso. Mientras que para los países que tienen un límite de carbono, por ejemplo, en el Reino Unido, puede haber un incentivo para sustituir el carbón por shale gas, el resultado probable sería una caída en el precio de los combustibles fósiles a nivel mundial en la bolsa y por lo tanto un aumento de la demanda. Por consiguiente, no hay ninguna garantía de que el uso del shale gas en una nación con resultaría en una reducción absoluta de las emisiones e incluso puede dar lugar a un aumento global.

## BIBLIOGRAFÍA

1. US Environmental Protection Agency. 2006. Terminology Services: Terms and Acronyms. Available at [http://iaspub.epa.gov/sor\\_internet/registry/termreg/home/overview/home.do](http://iaspub.epa.gov/sor_internet/registry/termreg/home/overview/home.do). Accessed January 20, 2011.
2. New York State Department of Environmental Conservation. 2011. Supplemental Generic Environmental Impact Statement on the Oil, Gas and Solution Mining Regulatory Program (revised draft). Well Permit Issuance for Horizontal Drilling and High-Volume Hydraulic Fracturing to Develop the Marcellus Shale and Other Low-Permeability Gas Reservoirs. Available at <ftp://ftp.dec.state.ny.us/dmn/download/OGdSGEISFull.pdf>. Accessed January 20, 2011.
3. Schlumberger. Oilfield Glossary. Available at <http://www.glossary.oilfield.slb.com/>. Accessed November 11, 2012.
4. EPA (2010) Greenhouse gas emissions reporting from the petroleum and natural gas industry background technical support document. Available at: [www.epa.gov/climatechange/emissions/.../Subpart-W\\_TSD.pdf](http://www.epa.gov/climatechange/emissions/.../Subpart-W_TSD.pdf) [Accessed September 26, 2011].
5. ALL Consulting, (2008) *Evaluating the Environmental Implications of Hydraulic Fracturing in Shale Gas Reservoirs* Authors: J. Daniel Arthur, P.E., ALL Consulting; Brian Bohm, P.G., ALL Consulting; Bobbi Jo Coughlin, EIT, ALL Consulting; Mark Layne, Ph.D., P.E., ALL Consulting.
6. Corra, J., 2011. Emissions From Hydrofracking Operations and General Oversight Information for Wyoming. Available at: [www.shalegas.energy.gov/resources/071311\\_corra.pdf](http://www.shalegas.energy.gov/resources/071311_corra.pdf) [Accessed October 17, 2011].
7. US EPA Hydraulic Fracturing Research Study – Scoping Backgrounder, 2010.
8. Railroad Commission of Texas (2010) *Water Use in the Barnett Shale*. [http://www.rrc.state.tx.us/barnettshale/wateruse\\_barnettshale.php](http://www.rrc.state.tx.us/barnettshale/wateruse_barnettshale.php). Last updated 4.07.2010 (accessed August 2010).
9. Regeneris Consulting (2011) Economic Impact of Shale Gas Exploration & Production in Lancashire and the UK, A Report prepared for Cuadrilla Resources, Regeneris Consulting Limited, September 2011.
10. API Energy. (2009). *API Guidance Document HF1: Hydraulic Fracturing Operations-Well Construction and Integrity Guidelines*. Washington DC: American Petroleum Institute.
11. Kappel, W., & Soeder, D. (2009). Water resources and natural gas production from the Marcellus Shale. *USGS Fact Sheet 3032*. USGS.

12. EPA. (2011). *Plan to Study the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources*. Washington, D.C.: Office of Research and Development.
13. Brown, S., Gabriel, S., & Egging, R. (2010). Abundant shale gas resources: Some implications for energy policy. *Resources for the Future* .
14. Considine, T., Watson, R., Entler, R., & Sparks, J. (2008). *An emerging giant: Prospects and economic impacts of developing the Marcellus Shale natural gas play*. College Park, PA: The Pennsylvania State University Dept. of Energyh and Mineral Engineering.