

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

Facultad de Ingeniería



“OPTIMIZACIÓN DE LOS SISTEMAS DE PERFORACIÓN Y
TERMINACIÓN DE POZOS EN YACIMIENTOS DE SHALE GAS”

TESIS

Que para obtener el título de:

Ingeniero Petrolero

Presenta:

Rodrigo Amaury Pérez Millán

Director de tesis:

Ing. José Agustín Velasco Esquivel

México, D.F. Ciudad Universitaria

MARZO 2015



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Agradecimientos

A Dios, a mis padres y hermanos por existir conmigo y a mis amigos con quienes compartí mi experiencia universitaria, a todos ustedes les agradezco infinitamente.

Agradezco especialmente al Ing. José Agustín Velasco Esquivel por el apoyo brindado para la realización de este trabajo.

Índice	Página
Resumen	7
Abstract	8
Objetivo	9
CAPÍTULO 1. Introducción.....	10
1.1 Diferencias entre recursos convencionales y no convencionales.....	10
1.1.1 El sistema petrolero.....	10
1.2 Yacimientos convencionales	12
1.3 Yacimientos no convencionales.....	13
1.3.1 Paradigmas de los hidrocarburos no convencionales:.....	14
1.3.2 Tipos de crudos no convencionales.....	15
1.3.3 Tipos de gas no convencional	15
1.3.4 Particularidades de los recursos no convencionales	15
1.3.5 Métodos de extracción de aceite y gas no convencionales.	18
1.4 Oportunidades de los recursos no convencionales en México.....	18
CAPÍTULO 2. Características, retos y consideraciones en los yacimientos de shale gas.	20
2.1 Definición de yacimiento de shale gas.....	20
2.2 Origen de las lutitas	20
2.2.1 Categorías de la lutita.....	21
2.3 Características geoquímicas de los yacimientos de shale gas	22
2.3.1 Generación de petróleo y gas de lutita.....	22
2.3.2 Etapas de maduración en la generación de hidrocarburos.....	22
2.3.3 Rangos termales y de profundidad.....	23
2.3.4 Potencial de las Lutitas	24
2.3.4.1 Clasificación del Kerógeno	24
2.3.5 Contenido de carbono orgánico total COT	26
2.3.6 Volumen y capacidad del gas	26
2.3.7 Madurez térmica.....	27
2.3.8 Saturación de agua.....	28
2.4 Características petrofísicas de los yacimientos de shale gas.....	28
2.4.1 Porosidad.....	29
2.4.2 Permeabilidad	30
2.4.3 Mineralogía.....	31
2.4.3.1 Estructura de las lutitas	31
2.4.3.2 Los componentes de las lutitas	32
2.4.4 Composición Química	32
2.5 Propiedades geomecánicas de las rocas	33
2.5.1 Propiedades mecánicas de la roca	33
2.5.2 Fragilidad y ductilidad.....	35
2.5.3 Fisibilidad.....	35
2.5.4 Anisotropía.....	36
2.6 Evaluación del prospecto	37
2.6.1 Pruebas de evaluación de lutita	38
2.6.2 Formaciones de lutita Productivas	38
2.6.3 Retos técnicos en el desarrollo de un play de Shale gas.....	39
2.7 Distribución de cuencas de shale gas en el mundo.....	39
2.7.1 Principales cuencas de shale gas a nivel mundial.....	40
2.7.2 Cuencas de shale gas en México	42

2.7.3 Cuencas de Estados Unidos de América	44
CAPÍTULO 3. Optimización de la perforación de pozos en yacimientos de shale gas	46
3.1 Proceso productivo del shale gas	46
3.1.1 Evaluación de los recursos	46
3.1.2 Etapas de la exploración	46
3.1.3 Ciclo de vida del proyecto shale	47
3.1.4 Aspectos de desarrollo aplicables a yacimientos de shale gas	47
3.1.5 Retos en el desarrollo sustentable e infraestructura para recursos no convencionales	47
3.1.6 Objetivos principales de la geofísica para shale gas	48
3.1.7 Diferencias en geofísica con los hidrocarburos convencionales	48
3.2 Aspectos a considerar para la perforación de pozos en shale gas (investigación en sitio)	49
3.2.1 Pozo piloto	49
3.2.2 Registros de pozo	49
3.2.3 Requerimientos de datos de registros y núcleos	50
3.2.4 Geomecánica	52
3.3 Determinación de la zona objetivo (intervalos de interés)	52
3.3.1 Sweet spots (Puntos dulces)	53
3.3.2 Posicionamiento de tramos laterales	54
3.3.3 Dirección del pozo	54
3.4 Fundamentos teóricos en el desarrollo de un pozo horizontal	55
3.4.1 Cargas que se desarrollan alrededor de un pozo horizontal	55
3.4.2 Alta severidad (dog leg)	56
3.4.3 Fuerzas presentes durante la perforación del pozo	56
3.4.3.1 Fuerza Lateral (Wall Force)	56
3.4.3.2 Fuerza Lateral en pozos inclinados	57
3.4.4 Torque durante rotación	57
3.4.5 Torque de ajuste	57
3.5 Plan de perforación	57
3.6 Infraestructura	58
3.6.1 Plataforma multi pozo (Multi Well- Pad Drilling)	58
3.6.2 Las características típicas de las plataformas pad son las siguientes	60
3.6.3 Espaciamiento entre plataformas	60
3.6.4 Reducción del tiempo de producción y el costo	60
3.6.5 Menos infraestructura	61
3.6.6 Movilidad de equipo	61
3.6.6.1 Sistemas deslizables	61
3.6.6.2 Sistemas caminantes	62
3.6.7 Desventajas del Drilling pad	63
3.6.8 Expectativas de desarrollo de la perforación pad	64
3.6.9 Barrenas	64
3.6.9.1 Barrena óptima para perforar formaciones de lutita	65
3.7 Tipos de perforación	66
3.7.1 Perforación Horizontal	66
3.7.1.1 Ventajas y desventajas de los pozos horizontales	67
3.7.1.2 Criterios para el Diseño de un Pozo Horizontal	68
3.7.1.3 Clasificación de los pozos horizontales	68
3.7.2 Arreglos de pozos empleados en yacimientos de shale gas	68
3.7.2.1 Fracturamiento en cremallera (Zipper Fracking)	68
3.7.2.2 Laterales Apilados (Stacked laterals)	69

3.8 Fluidos de perforación y recortes	70
3.8.1 Tipos de fluidos (lodos) de perforación utilizados en pozos horizontales:	71
3.8.2 Selección del fluido de perforación	72
3.9 Trayectoria de pozo	72
3.9.1 Principios de la perforación direccional.....	72
3.9.2 Secciones del pozo	72
3.9.2.1 Profundidad Desarrollada --PD (Measured depth/ MD)	73
3.9.2.2 Profundidad vertical verdadera –PVV (True vertical depth/TVD).....	74
3.9.2.3 Inclinación.....	74
3.9.2.4 Dirección del pozo.....	74
3.9.2.5 Cuadrantes.....	74
3.9.2.6 Acimut (azimuth).....	74
3.9.2.7 Geonavegación.....	75
3.10 Operaciones de perforación.....	75
3.10.1 Operaciones de perforación direccional.....	76
3.10.2 Construcción de la sección curva (arqueada).....	77
3.10.3 Restricciones de la desviación	77
3.10.4 Métodos de construcción	77
3.10.5 Consideraciones Anticolisión	78
3.11 Sistemas de direccionamiento	79
3.11.1 Direccionamiento con sistema rotativo de fondo BHA (Bottom Hole Assembly).....	79
3.11.1.1 Componentes del BHA.....	81
3.11.2 Motor de fondo.....	81
3.11.2.1 Modos de perforación con motor de fondo.....	82
3.11.3 Sistema rotativo direccional.....	82
3.11.3.1 Sistema push-the-bit.....	83
3.11.3.2 Sistema point-the-bit.....	83
3.11.3.3 Sistema rotativo hibrido	83
3.12 Tubería de revestimiento (TR).....	84
3.12.1 Profundidad de revestimiento superficial en relación a los acuíferos	85
3.12.2 Etapas de asentamiento de TR.....	85
3.13 Cementación	86
3.14 Consideraciones de seguridad.....	87
3.14.1 La integridad de los pozos.....	87
3.14.2 Mitigación del riesgo de escapes de gas.....	87
3.14.2.1 Medidas de mitigación y control	88
3.15 Problemas al perforar	88
3.15.1 Limpieza del pozo.....	89
3.15.2 Lubricidad (torque y arrastre)	89
3.15.3 Aprisionamiento diferencial.....	90
3.15.4 Pérdida de circulación	90
3.15.5 Falla del agujero por colapso	91
CAPÍTULO 4. Optimización de la terminación de pozos en yacimientos de shale gas	92
4.1 Definición general de terminación de pozos.....	92
4.2 Terminación de pozos en yacimientos de shale gas	92
4.3 Integridad del pozo.....	92
4.4 Logística de la terminación del pozo.....	93
4.4.1 Evaluación del yacimiento	94
4.5 Tipos de terminaciones horizontales.....	94

4.6 Terminación en agujero descubierto y múltiples etapas	94
4.6.1 Técnica de camisas deslizables activadas por bolas	94
4.6.2 Herramientas para el sistema de camisas deslizables activadas por bolas.....	95
4.6.3 Proceso de ejecución con técnica de camisas deslizables	96
4.6.4 Ventajas y desventajas	97
4.7 Terminación entubada y cementada de múltiples etapas	97
4.7.1 Técnica Perf and Plug (Tapón y disparo).....	97
4.7.1.1 Herramientas para el sistema Tapón y disparo.....	97
4.7.1.2 Proceso de ejecución con la técnica tapón y disparo (Plug and Perf).....	98
4.7.2 Terminaciones con Hydrajet de perforación y tapones de arena.....	99
4.7.2.1 Fundamento teórico de la técnica Hydrajet.....	100
4.7.2.2 Herramientas para el sistema Hydrajet	100
4.7.2.3 Proceso de ejecución con la técnica Hydrajet.....	101
4.7.2.4 Ventajas y desventajas	102
4.8 Consideraciones para la elección de un método de terminación.....	102
4.8.1 Conocimientos petrofísicos del yacimiento	103
4.8.2 Fracturas	103
4.8.3 Características técnicas de los principales sistemas de terminación de pozos horizontales ..	104
4.9 Zipper fracking (Fracturamiento en cremallera/zíper).....	104
4.10 Fracturamiento hidráulico.....	105
4.10.1 Objetivo de una fractura.....	106
4.10.3 Restricciones normativas	106
4.10.4 Ubicación de la zona objetivo para el fracturamiento.....	106
4.10.5 Nociones básicas en el diseño de la fractura	107
4.10.5.1 Orientación de la fractura	107
4.10.5.2 Elementos indispensables en el diseño de la fractura	108
4.10.5.3 Análisis geomecánico del fracturamiento.....	108
4.10.6 Etapas de fracturamiento	109
4.10.6.1 Número y espaciamiento de etapas de fractura	109
4.10.7 Longitud de las etapas	109
4.10.8 Clúster de perforación	109
4.10.9 Monitorización de la geometría de las fracturas.....	110
4.10.10 Determinación de las Barreras de fractura	111
4.10.11 Alcance de las fracturas	111
4.10.12 La hidrogeología	112
4.11 Equipo de fracturamiento	112
4.12 Fluido de fracturación.....	113
4.12.1 Programa de bombeo.....	114
4.12.2 Fluidos de fracturación básicos	114
4.12.3 Consumo de agua.....	115
4.12.3.1 Medidas de mitigación y control de agua	116
4.12.4 Aditivos/ químicos del fluido de fracturación	116
4.13 Agente apuntalante	117
4.13.1 Usos y selección del apuntalante	117
4.13.2 Tipos de apuntalantes	118
4.14 Tratamiento y control del fluido de retorno (flowback)	118
4.15 Problemas asociados al fracturamiento.....	119
4.15.1 La radiactividad en las aguas de retorno	119
4.15.1.1 Medidas de mitigación y control de radiactividad	119

4.15.2 La sismicidad inducida	119
4.15.2.1 Medidas de mitigación y control de sismos	120
4.15.3 Emisiones incontroladas de metano.....	120
4.15.3.1 Medidas de mitigación y control de emisiones de metano	121
4.16 Fallas durante la fracturación hidráulica	121
CAPÍTULO 5. Panorama del shale gas, nacional e internacional.....	122
5.1 Panorama nacional frente al shale gas	122
5.1.1 Por qué explotar shale gas en México	123
5.1.2 Perspectiva de México en relación al shale gas.....	123
5.1.3 Desarrollos actuales de shale gas.....	124
5.2 Panorama Internacional del shale gas	126
5.3 Consideraciones de tipo económico para desarrollos en shale.....	128
5.4 Factor de Éxito (Riesgo) en un área prospectiva	129
5.5 Incertidumbre en la producción	129
5.5.1 Costos de producción de shale gas.....	130
5.6 Problemas asociados a la explotación de recursos de shale gas.....	131
5.6.1 Riesgos ambientales	131
Conclusiones	133
Bibliografía:.....	134
Mesografía	136
Nomenclatura.....	137

Resumen

El gas en lutitas (shale gas) es simplemente gas natural, no obstante, su nombre lo diferencia debido a su procedencia, ya que se encuentran dentro de la roca generadora, las lutitas. Se encuentra dentro de los yacimientos de hidrocarburos no convencionales, de baja permeabilidad formados por rocas sedimentarias de grano fino (varía de arcillas a arenas de grano muy fino), ricas en materia orgánica que son al mismo tiempo: Roca generadora, Roca almacén y Roca sello.

En estos yacimientos se almacenan el gas como gas libre en la matriz o en fracturas naturales y en los microporos, o como gas adsorbido/disuelto en los componentes orgánicos o en las arcillas. La importancia de la explotación de este recurso radica en la gran cantidad de hidrocarburos que se pueden almacenar en este tipo de yacimientos.

La tendencia en México durante los próximos años para incrementar la competitividad en el sector petrolero será la explotación de recursos no convencionales como el shale gas. En un escenario idóneo, la producción total de gas de nuestro país podría subir de 1,780 billones de pies cúbicos a 3204 billones de pies cúbicos para el año 2035, con 37% de ese volumen proveniente de gas no convencional (shale gas/ tight gas).

La necesidad por explotar los yacimientos no convencionales de una manera económicamente rentable ha permitido desarrollar sistemas de perforación basados en pozos multilaterales y multinivel con equipos móviles, así también sistemas para terminar pozos de manera más rápida y en mayor cantidad. Sin embargo, la extracción de estos recursos es motivo de polémica debido a la necesidad de emplear grandes cantidades de agua para fracturar y con ello poder extraer los hidrocarburos, por lo cual se contemplan aspectos ambientales.

Mediante esta investigación se pretende describir los procesos óptimos de perforación y terminación de pozos y la tecnología requerida, el impacto del shale gas a nivel mundial y los potenciales beneficios que México puede obtener.

Abstract

Shale gas is simply natural gas, however, unlike its name due to its origin, as it is within the source rock, shales. It is located within unconventional hydrocarbon reservoirs, of low permeability formed them by sedimentary rocks of fine grain (varies from clay to sand very fine grained), rich in organic matter that they are simultaneously: Source rock, Reservoir rock and seal rock.

In these reservoirs the gas is stored like free gas in the matrix or in natural fractures in the micropores or adsorbed/dissolved gas in the organic components or clays. The importance of the exploitation of this resource lies in the large amount of hydrocarbons that can be stored in this type of reservoirs.

The trend in Mexico in the coming years to increase competitiveness in the oil sector will be the exploitation of unconventional resources such as shale gas. In an ideal scene, the total gas production in our country could rise to 1,780 trillion cubic feet to 3204 trillion cubic feet by 2035, with 37% of that volume coming from unconventional gas (shale gas / tight gas).

The need to exploit unconventional reservoirs in an economically profitable way has enabled to develop drilling systems based in multilateral wells and multilevel mobile equipment, so systems to complete wells more quickly and in greater amount. However, the extraction of these resources is reason for controversy because of the need to use large amounts of water to fracture and thereby able to extract the oil, whereby environmental aspects are contemplated.

Through this research is intended to describe the optimal process of drilling and completing wells and required technology, the impact of shale gas globally and the potential benefits that Mexico can get.

Objetivo

El presente trabajo tiene por objetivo mostrar las características de un yacimiento de gas en lutitas (shale gas) y con base en ello definir la manera óptima de explotación de estos yacimientos no convencionales. Presentando esencialmente las tecnologías y metodologías de los sistemas de perforación y terminación de pozos que optimen la recuperación de gas en estos yacimientos, en respuesta al actual interés prestado a estos recursos.

CAPÍTULO 1. Introducción

Ante la madurez de la explotación de los yacimientos de hidrocarburos convencionales, las miradas apuntan a otro tipo de soluciones y se percibe un renovado interés por el crudo y gas no convencionales, que podrían aumentar las reservas por varias décadas más.

El número de descubrimientos de nuevos yacimientos “convencionales” de petróleo y gas ha declinado en las últimas décadas. Y si bien es verdad que la exploración especialmente en aguas profundas y pozos profundos, así como en regiones remotas ahora habilitadas para su exploración, agrega nuevas reservas y horizontes, el índice de reemplazo de reservas a nivel mundial representa un motivo de preocupación permanente.

La eficiencia energética no está instalada aún en nuestra sociedad, y las energías renovables escalan posiciones, pero todavía no alcanzan porcentajes significativos.

La aparición de tecnologías que hacen posible su explotación, favorecen que los yacimientos de hidrocarburos no convencionales cobren interés y se conviertan en el foco de la estrategia de muchos países (incluyendo entre éstos a México) y de las compañías operadoras. En realidad, los yacimientos no convencionales se explotan en forma comercial desde hace un par de décadas en varias cuencas del mundo, pero desde hace un par de años han suscitado un renovado interés.

1.1 Diferencias entre recursos convencionales y no convencionales

Antes de diferenciar entre un recurso convencional y uno que no lo es, es importante definir los elementos indispensables para generar algún tipo de recurso hidrocarburo del subsuelo. Dichos elementos se encuentran en el sistema petrolero.

1.1.1 El sistema petrolero

Desde 1994 quedó bien establecido el concepto de “sistema petrolero” o “petroleum system” (Magoon, 1994) entendiéndose que, “para que haya un yacimiento de hidrocarburos (petróleo o gas) hace falta una roca madre, una roca almacén y una roca sello. Además era preciso que hubiera ocurrido un proceso generador de trampas estratigráficas o estructurales, junto con un proceso de migración y acumulación de hidrocarburos en las mencionadas trampas”. Es decir, el concepto comprende todos los elementos y procesos necesarios, y en el orden adecuado, para que los hidrocarburos se generen, se acumulen y queden preservados.

Este sistema es una interdependencia entre elementos y procesos que sin ellos es imposible tener un yacimiento de hidrocarburos convencional (Figura 1.1).

Los elementos del sistema son los siguientes:

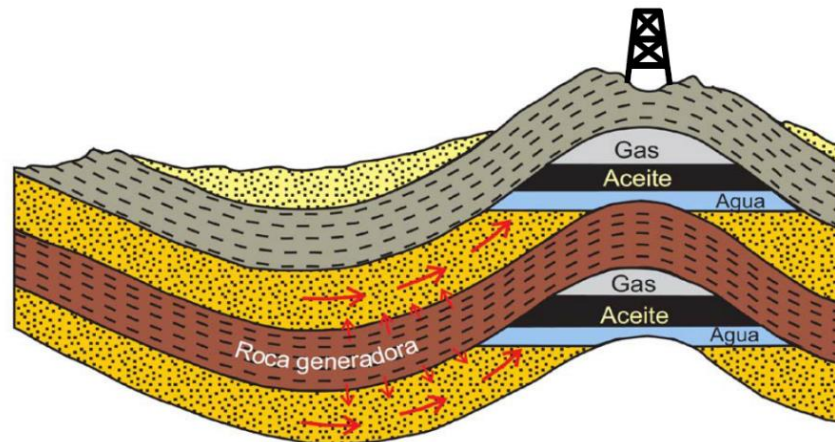


Figura 1.1: Elementos principales del Sistema petrolero (IMP, 2013).

- **Roca generadora:** Esta roca es aquella que permita la conservación temporal y posterior transformación de la materia orgánica en hidrocarburos. La roca generadora debe ser enterrada a una profundidad suficiente, en general una profundidad mayor a los 1000 m, para que la materia orgánica contenida pueda madurar hasta convertirse en hidrocarburo, así también debe encontrar en una cuenca sedimentaria que sufra procesos de subsidencia.

Las rocas generadoras deben cumplir con tres requisitos geoquímicos: cantidad, calidad y madurez. Estas rocas deben tener un porcentaje mayor a 1% de contenido orgánico total, debe tener un volumen importante y es una roca de grano fino como lo son las lutitas, lutitas calcáreas, calizas, limolitas, margas y calizas arcillosas.

- **Roca almacenadora:** Esta roca es aquella que debido a sus propiedades de porosidad y permeabilidad, permite el flujo y almacenamiento de hidrocarburos, en combinación con la roca denominada sello. Y la cual debe cumplir con las características de: ser porosa, ser permeable y tener continuidad hidráulica lateral y vertical.
- **Roca sello:** Esta roca se caracteriza por tener escasa permeabilidad o tener poros de tamaño subcapilar, impidiendo así el paso del petróleo, sirviendo como barrera a su migración o desplazamiento. El espesor de la roca sello es muy variable, puede ser de espesor muy reducido, si tiene muy buena calidad o de espesor mediano o grueso, si es de calidad media o mala.

Las principales rocas sello son:

Calcáreo-arcillas: Lutitas, marga, y calizas arcillosas.

Pelíticas: Lutitas

Evaporitas: Sal, yeso y anhidritas

Calizas: Mudstone (sin fracturas) y Wakstone.

- **Trampa:** estratigráfica, estructural y/o estructural-estratigráfica. Son receptáculos cerrados que existen en la corteza terrestre y que cuentan con rocas almacenadoras y rocas sello que

permiten la acumulación de hidrocarburos. Las trampas varían en cuanto su forma, tamaño, geometría, cierre (se refiere a la longitud vertical máxima en la que los hidrocarburos pueden acumularse en la trampa) y el área de drenaje (es la máxima apertura o área de la trampa, echado abajo, midiéndose en la parte inferior de la trampa), las trampas petroleras se pueden clasificar en;

- Trampa estructural: pueden ser pliegues anticlinales, domos salinos, fallas normales, fallas inversas y fallas laterales.
 - Trampas por variación de permeabilidad (se incluyen las trampas estratigráficas): como lo son los cambios de facies, discordancias angulares, variación causada por aguas subterráneas y variación causada por truncamiento.
 - Trampa mixta: pueden ser combinación de elementos estructurales con variación de permeabilidad.
- **Migración:** Es el movimiento de los fluidos hacia y en el yacimiento, se la puede clasificar en;
 - Migración primaria: que comprende el movimiento de los hidrocarburos a partir de su desprendimiento del kerógeno, así como su transporte dentro y a través de los capilares y poros estrechos de la roca generadora.
 - Migración secundaria: es el movimiento de los hidrocarburos después de su exposición de la roca generadora a través de los poros más amplios de las rocas almacenadoras, más porosas y permeables.
 - **Sincronía:** coincidencia de los elementos del sistema petrolero en el tiempo adecuado (formación de trampa, generación, migración, acumulación y preservación).

1.2 Yacimientos convencionales

En los yacimientos convencionales, los hidrocarburos están contenidos en rocas almacén conformadas como trampas estructurales, estratigráficas o mixtas. Los hidrocarburos de zonas muy lejanas fluyen naturalmente al abatir la presión en fondo de pozo productor, creando un gradiente de presión dentro la formación almacenadora, y hacia el fondo de pozo, que provoca el movimiento de los fluidos.

En los yacimientos convencionales, los hidrocarburos se forman en lo que se conoce como roca generadora. La misma está compuesta por una acumulación de material orgánico y rocas que se almacenaron durante largos períodos de tiempo. Con el paso de los años, y a medida que se acumula una mayor cantidad de sedimentos y rocas, se generan ciertas condiciones de presión y temperatura que hacen que la materia orgánica se transforme y descomponga, obteniendo así los hidrocarburos. Posteriormente, estos migran a través de las diferentes formaciones geológicas, hasta encontrar una roca impermeable que impida su paso, conocida como sello.

La roca generadora puede ser lutita o bien caliza arcillosa, además se requiere de una temperatura mayor a 65º Celsius para la generación de petróleo, entre mayor temperatura mayor petróleo gasificado. En el supuesto de que no existan condiciones para que se forme la roca generadora, simplemente no se obtiene petróleo ya que es un elemento fundamental sin el cual el petróleo o gas no existirían. En geología se le llama sincronía, se debe tener sincronía entre los elementos y procesos.

En México se han venido explotando en los últimos cien años yacimientos convencionales, en donde después de estudiar todo el sistema petrolero, el explorador decide que hay una estructura adecuada y la perfora, al perforarla encuentra petróleo, éste fluye porque tiene energía propia.

Después de 15 a 20 años, se aplica una estimulación a los pozos para que produzcan más petróleo, existen varios mecanismos como: aplicar químicos para destapar poros, introducir polímeros para detener el flujo de agua y fluya con mayor facilidad el petróleo (Grajales, 2013).

1.3 Yacimientos no convencionales

El yacimiento no convencional es aquel donde el hidrocarburo, gas y/o aceite permanece en la roca generadora, es decir, no migra a una roca almacenadora, a diferencia de los yacimientos convencionales (Figura 1.2). En estos casos, la roca generadora y la roca almacenadora son la misma.

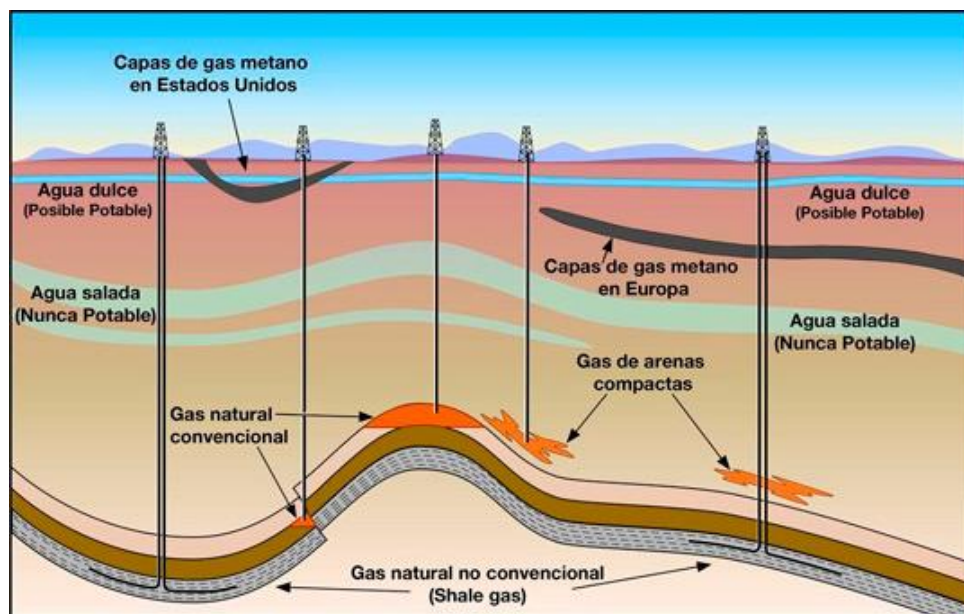


Figura 1.2: Opciones de yacimientos no convencionales (BNK, 2014).

Para su explotación industrial, los yacimientos con permeabilidad mayor a 0,1 mD se consideran convencionales y como no convencionales si su permeabilidad es menor a este valor, esencialmente productores de gas seco.

Los yacimientos no convencionales se caracterizan generalmente por tres aspectos:

- Los hidrocarburos no migran
- Los hidrocarburos se entrapan in situ.
- El yacimiento se autosella

La desventaja del yacimiento no convencional radica en que resulta más caro extraer aceite y gas, esto asociado a la mayor dificultad para extraer los hidrocarburos, a diferencia de los yacimientos convencionales que es más barato extraerlos. En el siguiente esquema (Figura 1.3) se indican los diferentes tipos de yacimientos no convencionales y se muestra el incremento en el costo de extracción y su dificultad, además de la necesidad de emplear mejor tecnología respecto a los yacimientos convencionales (Grajales, 2013).

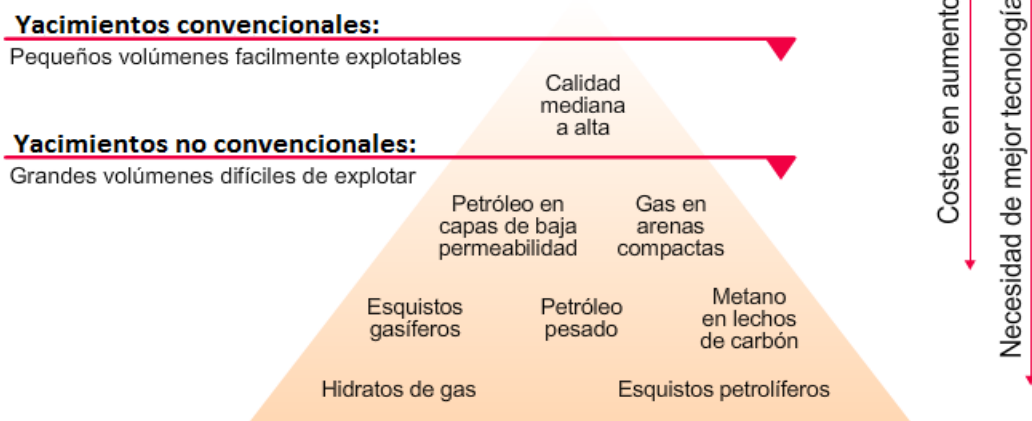


Figura1.3: Recursos convencionales y no convencionales (Editado de REPSOL, 2014).

1.3.1 Paradigmas de los hidrocarburos no convencionales

- La formación prospectiva y productiva, puede ser roca madre y roca almacén a la vez, aunque presente una permeabilidad muy baja (micro o nano darcies).
- Una roca madre, y simultáneamente roca almacén, puede producir gas o petróleo, en cantidades comerciales, si se consigue desarrollar en la misma, una red de fracturas artificiales.
- En rocas con abundante materia orgánica (como carbones y lutitas), además de un gas libre, comprimido en las fracturas y poros, existe otro gas adsorbido con una capacidad de almacenamiento comparable a la del gas libre.
- No hace falta que existan las clásicas trampas estratigráficas, estructurales o mixtas para producir comercialmente los hidrocarburos.
- Una formación prospectiva, conteniendo hidrocarburos pueden ocupar grandes extensiones superficiales, formando un “gran yacimiento continuo”.

1.3.2 Tipos de crudos no convencionales

- Aceite pesado (Heavy Oil): Petróleo en estado líquido de alta densidad. Se extrae de la roca mediante la inyección de vapor o polímeros.
- Aceite en lutitas (shale oil): Petróleo producido directamente de la roca madre (lutita rica en materia orgánica).
- Arenas bituminosas (Oil sands): Arenas impregnadas en bitumen, que es un hidrocarburo de muy alta densidad y viscosidad. Este bitumen en su estado natural no tiene la capacidad de fluir al pozo.
- Aceite en rocas compactas (Tight Oil): Petróleo proveniente de yacimientos con baja porosidad y permeabilidad.

1.3.3 Tipos de gas no convencional

Los yacimientos denominados actualmente como yacimientos no convencionales de gas, son de cuatro tipos: shale gas, tight gas, coal bed methane y gas de hidratos o hidratos de metano.

- Shale Gas: Gas natural contenido en rocas arcillosas (lutitas) con alto contenido en materia orgánica y muy baja permeabilidad (roca madre).
- Tight Gas: Gas natural contenido en rocas con baja porosidad y permeabilidad.
- Coal bed Methane: Gas natural extraído de capas de carbón. Debido a su alto contenido en materia orgánica el carbón retiene gran cantidad de gas adsorbido.
- Hidratos de metano: Compuesto sólido similar al hielo que contiene metano. Éste queda atrapado en una estructura cristalina de moléculas de agua que es estable en sedimentos marinos a profundidades de agua mayores de 300 m. Ninguno de los recursos de los yacimientos de hidratos de metano, ha pasado a la categoría de reservas, por no disponer de la tecnología necesaria para su explotación comercial.

1.3.4 Particularidades de los recursos no convencionales

Para extraer este tipo de recursos se requiere el empleo de tecnología especial, ya sea por las propiedades del propio hidrocarburo o por las características de la roca que lo contiene.

En la actualidad representan una interesante fuente de recursos, puesto que muchos de ellos se encuentran en yacimientos que se daban por agotados y además se estima que se encuentran en grandes volúmenes.

Los yacimientos no convencionales tienen tres características comunes:

- Contenido energético bajo con respecto al volumen de la roca.
- Dispersión de yacimientos en áreas muy extensas.
- Permeabilidad muy baja.

Su viabilidad económica suele ser incierta debido al bajo contenido de gas o aceite en las rocas generadoras. El volumen extraído por pozo es muy inferior al de yacimientos convencionales. A fin de que los hidrocarburos de yacimientos no convencionales alcancen viabilidad económica, su extracción debe hacerse con la técnica “fracturación hidráulica” (fracking) y perforar pozos horizontales, pozos multilaterales y otras técnicas, hasta exponer la mayor parte del yacimiento. El fracking se usa en todos los yacimientos con hidrocarburos alojados en rocas de baja permeabilidad, como el tight gas, el gas de carbón y el gas y el crudo de lutitas (Estrada, 2013).

Al ser tan grande la gama de hidrocarburos no convencionales, es transcendental distinguir la diferencia entre arenas bituminosas, gas de carbón (gas grisú o coal bed methane), aceite de arenas compactas (tight oil), gas de arenas compactas (tight gas), crudo de lutitas (oil shale) y gas de lutita (shale gas).

a) Las arenas bituminosas: contienen aproximadamente un 83% de arena suelta o arenisca, un 10% de bitumen, un 3% de arcilla y un 4% de agua. Están saturadas de un petróleo denso y viscoso conocido como bitumen o alquitrán, que no fluye, a menos que sea calentado o diluido con hidrocarburos más ligeros. Por su densidad inferior a 10°API se cataloga como petróleo en fase semisólida o sólida.

Las arenas bituminosas yacen a unos 75 metros de profundidad, por lo que se extraen con los métodos de la minería superficial o in situ y son extraídas con grandes palas mecánicas. Después de la extracción, el aceite se transporta a plantas de tratamiento para destilarse en hidrocarburos más ligeros, donde se recupera hasta el 90%.

b) El gas grisú (coal bed methane): es el gas metano almacenado en la estructura del carbón. Las minas de carbón contienen volúmenes importantes. El gas normalmente se libera durante la extracción minera. Por razones de seguridad, ambientales y económicas han orillado a crear nuevas técnicas para capturarlo, extraerlo y comercializarlo.

El gas grisú se encuentra en yacimientos que no siempre son rentables, ya que pueden estar a grandes profundidades o carecer de la calidad deseada. Los yacimientos de carbón tienen baja permeabilidad, la cual disminuye con la profundidad. Por lo tanto, se hace necesario el fracking para que el agua penetre en el carbón y atrape el gas. Una vez que se extrae el metano, la presión se reduce, haciendo fluir el gas por el pozo. En la primera fase del proceso se generan grandes volúmenes de agua contaminada, la cual es reinyectada a la formación. En la actualidad se investiga la inyección de CO₂ para aumentar la liberación del metano.

c) El aceite de arenas compactas (tight oil): es un hidrocarburo ligero que se encuentra en plays con formaciones de baja porosidad. Con frecuencia el kerógeno yace en una mezcla de capas maduras de aceite y estructuras de rocas generadoras de baja permeabilidad. Extraerlo requiere estimulación

artificial para hacer contacto con las rocas almacenadoras. Este crudo es considerado por algunos como aceite en proceso de maduración que puede ser transformado en crudo.

d) El petróleo de lutitas (oil shale): Se trata de una roca sedimentaria rica en materia orgánica, es decir, que contiene cantidades significativas de material orgánico bituminoso sólido, kerógeno, que al ser calentado, libera por el proceso químico de pirolisis al petróleo.

Se obtiene de una roca porosa que contiene kerógeno o bitumen transformado en aceite y gas natural durante su entierro. El petróleo de lutitas normalmente se encuentra a poca profundidad. Hasta un tercio de la roca pueden ser kerógeno sólido. La roca debe ser calentada o tratada con solventes para liberar hidrocarburos gaseosos o líquidos. Su extracción se hace con métodos de minería convencionales, es decir, mediante excavación y posterior separación mecánica (destilación destructiva) de la matriz orgánica que los contiene, para obtener el petróleo aunque este es un proceso más complejo y menos eficiente que la perforación de pozos dedicados al petróleo.

Su origen es similar al del petróleo, o sea, a partir de sedimentos finos y detritos orgánicos (distintos tipos de algas marinas y lacustres, restos de plantas) depositados en diferentes tipos de ambientes sedimentarios (cuencas marinas, lagos, pantanos), y luego sometidos en tiempos geológicos a presión y temperatura, aunque no lo suficiente como para generar hidrocarburos líquidos.

e) shale oil: Es el petróleo producido desde un yacimiento no convencional cuya matriz es una arcilla o es una roca de granito, es decir una lutita (shale). Su nombre, usualmente, genera confusiones con otros hidrocarburos que son explotados con técnicas mineras (oil shale). El shale oil constituye un tipo de yacimiento formado por una roca madre en el cual el petróleo permanece dentro de la matriz rocosa. El hidrocarburo retenido es del Tipo I o II (orgánico); son comunes en ambientes geológicos marinos y lacustres y sus propiedades están dentro de las condiciones térmicas que definen un petróleo maduro, lo cual lo diferencia del otro tipo de shale (oil shale) del que se describe en el inciso d.

f) Gas de arenas compactas (tight gas) y gas de lutitas (shale gas): Ambos son gases naturales que se encuentran en formaciones con baja permeabilidad (menor a 0.1 mD), por lo que no fluyen con facilidad. El gas en formaciones de baja permeabilidad se conoce como de “arenas compactas” cuando se encuentra en roca aceitosa, y como gas de lutitas cuando se encuentra en roca caliza. Las formaciones de gas de lutitas son las estructuras de menor permeabilidad, por lo que requieren mayor esfuerzo para llegar a los poros que almacenan el gas.

El gas es igual al de yacimientos convencionales, pero el método de producción es distinto. Su extracción no siempre es rentable mediante pozos verticales por su flujo débil. Tanto la producción de gas de arenas compactas como la de lutitas se realizan por conducto de pozos horizontales con fracturamiento hidráulico.

El shale gas puede ser un depósito de gas, pero únicamente las formaciones con ciertas características son viables para la exploración. El gas termogénico (del griego, "formado por calor") se origina cuando la materia orgánica en la lutita se descompone a altas temperaturas, con frecuencia, por su profunda ubicación subterránea. Después, el gas queda atrapado en la formación de lutita. Los geólogos consideran desde hace décadas que las formaciones de lutita son la fuente de petróleo y gas natural de producción "convencional", que se extraen de formaciones de areniscas y rocas carbonatadas (calizas y dolomías).

1.3.5 Métodos de extracción de aceite y gas no convencionales.

Hasta hace poco tiempo, se consideraba que la extracción de estos recursos energéticos era técnicamente imposible, puesto que estas formaciones carecen de la permeabilidad (espacios interconectados entre las rocas), que permitiría que el petróleo y el gas natural fluyesen a un pozo. Las diferentes técnicas que existen para explotar cierto tipo de yacimiento no convencional pueden ser las siguientes:

- Minería a cielo abierto cuando las oil sands están muy someras.
- Pozos verticales e inyección de polímeros o vapor para movilizar el crudo extra pesado.
- Pozos horizontales y fracturamiento en caso de shale oil/gas o tight oil/gas.
- Pirolisis que se emplea para obtener hidrocarburos de yacimientos en arenas compactas. El cual mediante tratamiento térmico logra generar una reacción química para obtener los hidrocarburos.

1.4 Oportunidades de los recursos no convencionales en México

La tendencia de crecimiento de la industria a nivel global y en México está constituida por recursos en aguas profundas y no convencionales (aceite y gas en lutitas y yacimientos de muy baja permeabilidad). México cuenta de recursos no convencionales como aceite pesado y desde hace un par de años se ha venido analizando el potencial del shale gas.

Para que Pemex se mantenga a la vanguardia de la frontera tecnológica y en niveles de crecimiento, debe consolidar y fortalecer sus capacidades en los temas antes mencionados.

En México, el 70 % de los recursos prospectivos totales corresponden a no convencionales y aguas profundas (como se puede observar en la Figura 1.4), por lo que constituyen el próximo paso en la evolución técnica y estratégica de nuestro país (Pemex, 2014).

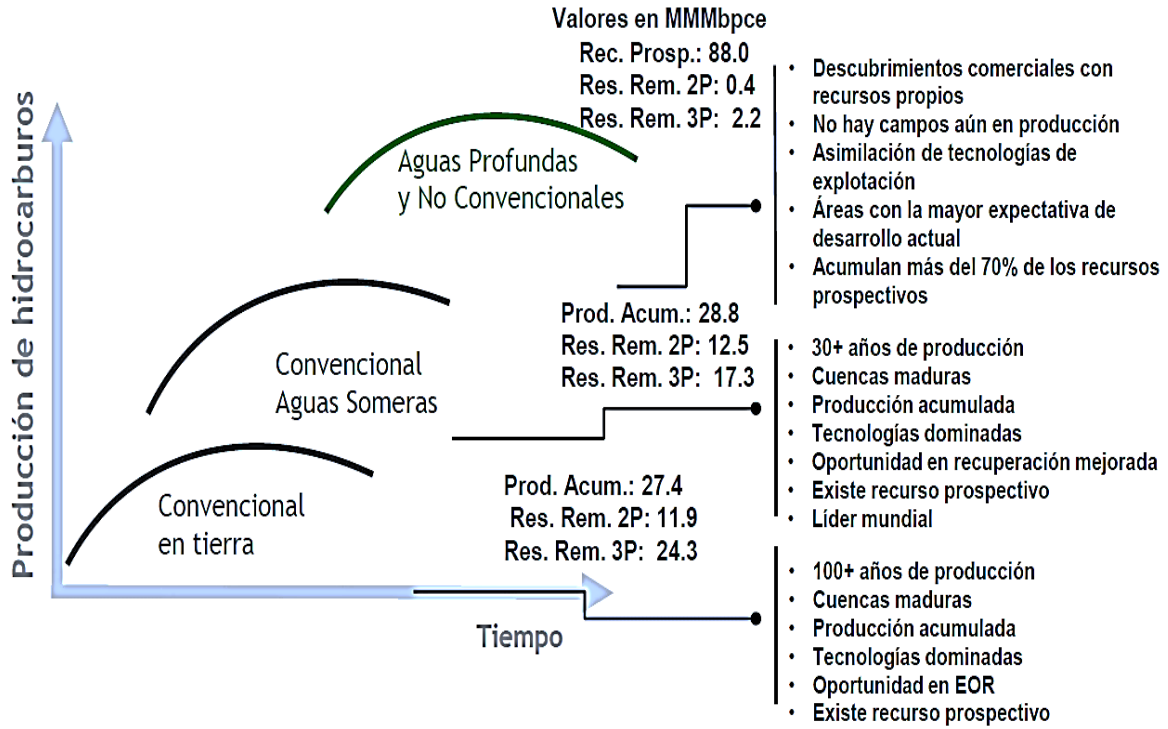


Figura 1.4: Volúmenes de hidrocarburos en base al tipo de recurso y el avance en tiempo para desarrollo (Pemex-SENER, 2014).

CAPÍTULO 2. Características, retos y consideraciones en los yacimientos de shale gas.

2.1 Definición de yacimiento de Shale gas

Es un yacimiento de hidrocarburos no convencional, de baja permeabilidad formado por rocas sedimentarias de grano fino (varía de arcillas a arenas de grano muy fino), ricas en materia orgánica que son al mismo tiempo: roca madre, roca almacén y roca sello.

Almacenan el gas como gas libre en la matriz o en fracturas naturales y en los micro poros, o como gas adsorbido/disuelto en los componentes orgánicos o en las arcillas (Blanco y Vivas, 2012).

El shale gas es simplemente gas natural. No obstante, su nombre lo diferencia debido a su procedencia, las lutitas. En términos químicos, es un gas seco que consta de un 90% o más de metano, aunque puede producirse también húmedo, que da origen a alguna recuperación de petróleo ligero por condensación (Schlumberger, 2014).

Para ser económicamente rentable, es necesario que sea una roca madre competente. Su potencial puede ser evaluado identificando las propiedades de dicha roca, tales como su contenido total de carbono orgánico (COT), su madurez térmica y su análisis kerogénico. Estos indicadores se utilizan para predecir si una roca puede producir gas natural en forma económicamente viable.

Estos yacimientos para ser explotados básicamente deben aplicarse técnicas de perforación horizontal y fracturamiento hidráulico, para alcanzar producciones considerables.

2.2 Origen de las lutitas

Las lutitas son rocas sedimentarias de grano fino que se encuentra por todo el mundo en cuencas sedimentarias. Se forman a partir de la depositación de sedimentos orgánicos y posterior compactación con partículas muy pequeñas de sedimentos, limo y arcilla, integrados por minerales como illita, caolinita y esmectita, cuarzo y feldespato (Estrada, 2013).

Las finas partículas minerales que componen a la lutita pueden permanecer suspendidas en agua durante mucho tiempo luego de que las partículas más grandes y densas de arena se han depositados. Los yacimientos de lutita son el resultado de la depositación lenta y continua de lodo y minerales arcillosos en aguas quietas o poco movibles (lagos y lagunas), en ambientes deltaicos, llanuras inundadas, lagunas costeras o planicies submarinas dentro de las plataformas continentales.

Este lodo es un compuesto de plancton marino rico en carbonatos, fosfatos y síliceas, sepultado bajo sedimentos sucesivos. Los depósitos ocurren a profundidades no inferiores a los 200 metros aunque hay excepciones, como la formación Haynesville (E.U.A.), que se ha depositado entre 30 y 70 metros.

Las lutitas que almacenan mayores volúmenes de gas se caracterizan por un alto contenido en materia orgánica y se constituyen en roca madre de petróleo madura que se encuentra ya en la ventana de generación de gas. Su estructura se caracteriza por una laminación muy fina. Sus poros son muy pequeños y su permeabilidad muy baja, por lo que los fluidos (agua, gas y petróleo) no se mueven con facilidad dentro de la roca.

El gas se encuentra almacenado dentro de las lutitas, en fracturas naturales que desarrollan, dentro del sistema microporoso, o bien adsorbido en la materia orgánica. Es fundamentalmente ya que por esta razón los shale gas constituyen uno de los denominados yacimientos no convencionales.

Los yacimientos de gas de lutita se localizan en múltiples formaciones paleozoicas y mesozoicas desde el Cámbrico al Cretácico, aunque a nivel mundial provienen principalmente del Devónico; en México se encuentran en rocas del jurásico y cretácico. Estas formaciones han dado lugar a yacimientos de distintas propiedades en función del entorno geológico en que sedimentaron.

Las formaciones de lutitas ricas en contenido orgánico se forman bajo condiciones específicas: altos niveles de materia orgánica y bajos niveles de oxígeno, que las diferencian de los otros depósitos de lutitas. Estas condiciones fueron las predominantes durante varias eras geológicas, que incluyen el período Devónico (comenzó hace 415 millones de años y terminó hace 360 millones de años) durante el cual el clima era cálido, el nivel del mar era elevado y gran parte de la Tierra estaba cubierta por mares tropicales. Pero el período devónico no fue el único durante el cual se formaron gruesos depósitos de sedimentos ricos en contenido orgánico, como ya se mencionó. Se han identificado lutitas ricas en contenido orgánico desde el período precámbrico hasta los tiempos modernos.

Las lutitas que son ricas en materia orgánica y han estado sometidas a temperaturas y presiones correspondientes a la ventana de generación de gas seco constituyen los principales objetivos para la exploración de lutitas gasíferas. Sin embargo, sólo porque los sedimentos hayan pasado a través de las etapas de maduración, no significa necesariamente que sean rocas de calidad de yacimiento. Utilizando las propiedades geoquímicas, petrofísicas y geomecánicas obtenidas de diversas fuentes, los geólogos e ingenieros petroleros determinan la factibilidad de continuar con la exploración de las lutitas gasíferas.

2.2.1 Categorías de la lutita

Desde el punto de vista petrofísico, se dividen en tres categorías:

- **Lutita (shale):** es la forma sedimentaria de esta roca. Se forma a partir de sedimentos finos, como la arcilla y el limo, que se endurecen y se cementan. También es conocida como “lutitas laminadas y limolitas laminadas”. En general se les considera como rocas arcillosas.

- **Pizarra (slate):** es el derivado metamórfico de bajo grado de las lutitas y otros sedimentos de grano fino que incluyen la lutita o magra y la limolita. Se forma cuando el shale es sometido a altas presiones y temperaturas. Entonces, su base mineral cambia y se realinea formando la pizarra. Es más dura que la lutita.
- **Esquisto (schist):** si la presión y la temperatura de confinamiento de la roca se aumentan a niveles extremos, se incrementa el efecto metamórfico y se forma filita, esquisto y, finalmente, gneiss.

Aunque las tres tienen la misma composición mineral y es difícil diferenciarlas a simple vista, su origen es diferente (Blanco y Vivas, 2012).

2.3 Características geoquímicas de los yacimientos de shale gas

Las propiedades geoquímicas necesarias para caracterizar adecuadamente los recursos en lutitas incluyen carbono orgánico total (COT), volumen y capacidad de gas y madurez térmica.

2.3.1 Generación de petróleo y gas de lutita

El shale gas es metano producido por depósitos de lutitas y otras rocas de grano fino. Grandes volúmenes de hidrocarburos pueden quedar almacenados en rocas, fracturas o poros muy pequeños con permeabilidad muy baja (Grajales, 2013).

Las lutitas son también las rocas madre u originarias de los yacimientos convencionales de gas natural y ellas mismas pueden contenerlo (IMP, 2013). El gas se almacena de las siguientes maneras:

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

2.3.2 Etapas de maduración en la generación de hidrocarburos.

Los procesos de sepultamiento, conversión de la materia orgánica y generación de hidrocarburos pueden resumirse en tres pasos (Figura 2.1).

- **Diagénesis:** caracterizada por la baja temperatura, inferior a 50°C [122°F], conversión de la materia orgánica en kerógeno. Las bacterias pueden digerir y convertir parte de la materia orgánica en metano.
- **Catagénesis:** generalmente se produce a medida que el mayor sepultamiento genera más presión y más temperatura en el rango de 50° a 150°C [122° a 302°F], lo que produce la ruptura de los enlaces químicos en la lutita y el kerógeno.
- **Metagénesis:** la última etapa, en la que el calor y los cambios químicos transforman el kerógeno en carbono. Durante esta etapa, se libera metano tardío, o gas seco, junto con otros gases, que incluyen CO₂, N₂ y H₂S.

Los hidrocarburos producidos en las primeras etapas con el paso del tiempo también se convierten en metano (Figura 2.1). Las temperaturas varían aproximadamente de 150°C a 200°C [302°F a 392°F] o más elevadas. El metano producido puede ser metano termogénico que se genera en lo profundo de los fondos marinos, cuando la materia orgánica es degradada por el calor de la Tierra. El metano biogénico se produce como un producto cuando un microorganismo llamado Archaea metanogénicas remineraliza la materia orgánica, estos microorganismos sólo puede producir metano en ambientes reductores. El metano termogénico y biogénico son químicamente idénticos (Schlumberger, 2011).

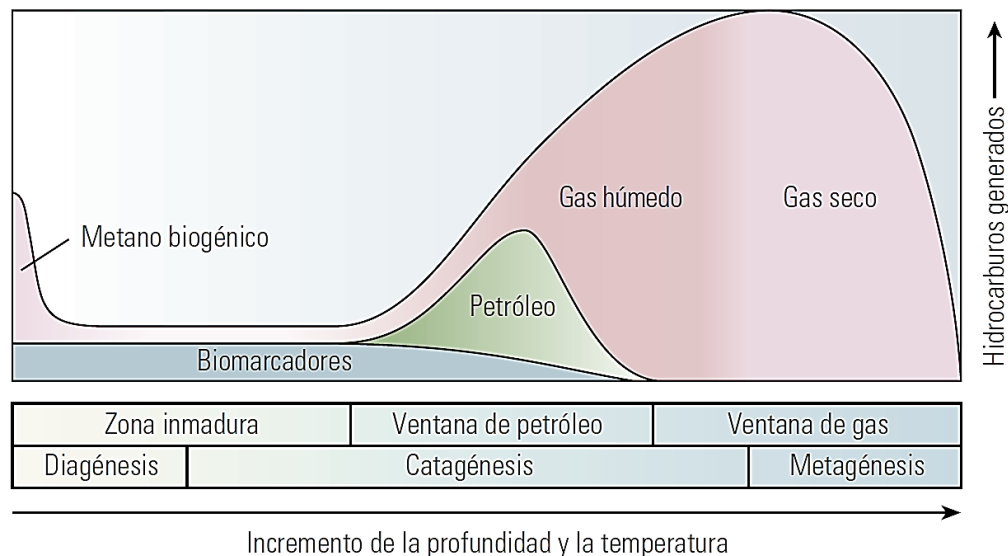


Figura 2.1: Etapas de generación de hidrocarburos (Schlumberger, 2011).

2.3.3 Rangos termales y de profundidad

El shale gas se forma en rocas enterradas entre los 450 y los 5,000 metros, donde el calor y la presión sobre la materia orgánica forman moléculas de hidrocarburos y generan metano termogénico (el metano termogénico se produce en lo profundo de los fondos marinos, cuando la materia orgánica es degradada por el calor de la Tierra).

Cada 1,000 metros de profundidad añaden unos 30 °C a la roca. Cuando la temperatura alcanza los 60 °C, la materia orgánica se transforma en aceite y posteriormente se reduce a su constituyente más simple, metano. Los hidrocarburos se forman en rangos termales específicos como se puede observar en la siguiente Figura 2.2 (Ávila, 2013).

A mayor profundidad de sepultamiento, ocurre mayor presión y temperatura, generan mezclas de metano, etano, propano y otros hidrocarburos. Cuando la temperatura supera los 150 °C, se genera dióxido de carbono (CO₂), nitrógeno (N₂) y sulfuro de hidrógeno (H₂S).

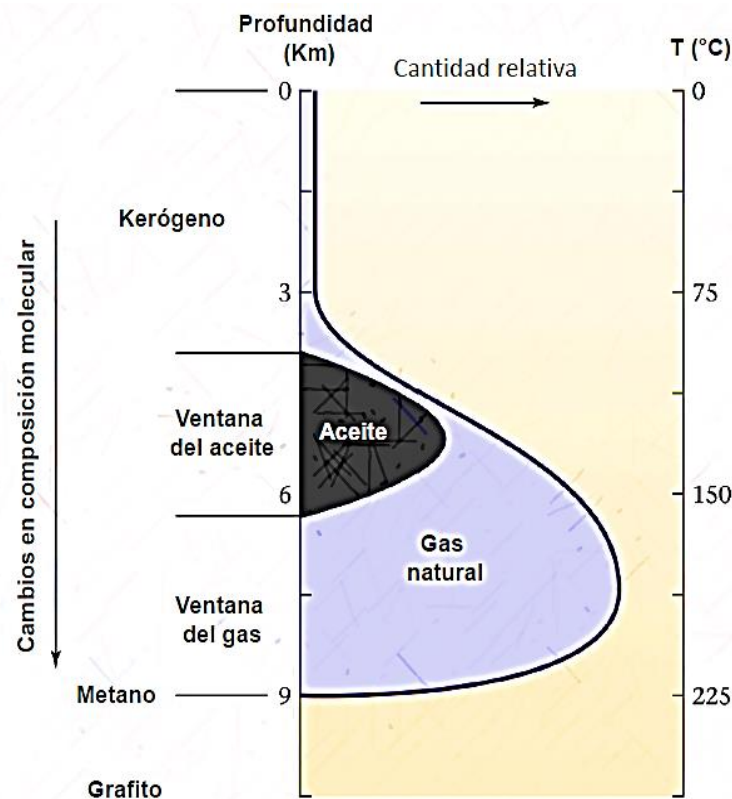


Figura 2.2: Rangos de profundidad y temperatura para la generación de hidrocarburos (IMP, 2013).

2.3.4 Potencial de las Lutitas

El potencial gasífero y petrolífero de una roca de lutita está en función de su volumen (medido en espesor y extensión de área), riqueza orgánica (cantidad y tipo de materia orgánica) y madurez térmica (tiempo de exposición de la roca al calor). Debido a que la temperatura aumenta con la profundidad de sepultamiento de la roca y el gradiente térmico de la cuenca, el calor convierte la materia orgánica en kerógeno (Figura 2.2). Éste se convierte a su vez en bitumen que, a cierta temperatura, libera los compuestos del petróleo. Por ello la prioridad de los exploradores hasta ahora ha sido conocer el potencial petrolífero y de otros líquidos de alto valor en el mercado.

2.3.4.1 Clasificación del Kerógeno

Los diferentes materiales orgánicos generan diferentes tipos de kerógenos. Cuando están expuestos a calor y presión, cada tipo de kerógeno es más propenso a generar productos específicos: petróleo, gas húmedo, gas seco y elementos no hidrocarbúricos. El kerógeno se clasifica en cuatro tipos:

- I. El generado en ambientes lacustres ricos en plancton reelaborado por la acción de bacterias y microorganismos. Rico en hidrógeno y bajo en oxígeno, su tipo es poco común.

- II. El generado en ambientes marinos de profundidad media a partir de restos de plancton y reelaborado por bacterias. Es rico en hidrógeno y bajo en carbono. La generación de crudo y gas depende de la temperatura.
- III. El proveniente de restos vegetales terrestres. Posee menor contenido de hidrógeno y mayor contenido de oxígeno que los tipos I y II, por lo que genera gas seco.
- IV. El generado a partir de materia orgánica residual sujeta a erosión, combustión u oxidación. Tiene alto contenido de carbono y poco hidrógeno, con bajo o nulo potencial para generar hidrocarburos.

Los kerógenos tipo I y II producen aceite y gas, mientras que los de tipo III generan gas, principalmente.

El kerógeno, inicialmente se clasificaba en función de las relaciones atómicas entre hidrógeno y carbono (H/C) y entre oxígeno y carbono (O/C) de una determinada roca madre (Figura 2.3), mediante una serie de análisis caros y complicados en laboratorio (Schlumberger, 2014).

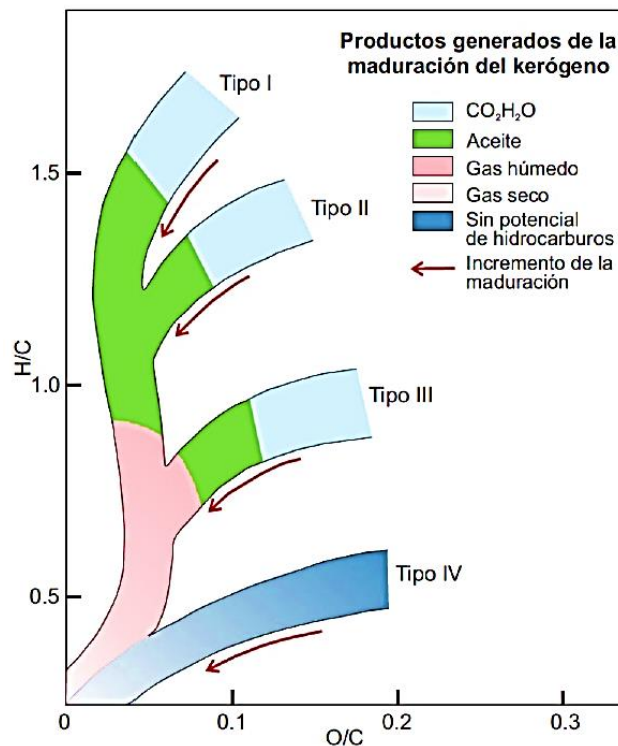


Figura 2.3: Diagrama de Van Krevelen/ tipos de kerógeno (McCarthy et al., 2011)

Las lutitas con alto contenido de kerógeno tienen una estructura más compacta, menor laminación y coloraciones más variables. Esto se debe a la variación de la cantidad de materia orgánica y al estado de oxidación de las impurezas de hierro presentes en ellas, aunque algunos compuestos del petróleo se liberan a temperaturas inferiores que las de la descomposición del kerógeno.

2.3.5 Contenido de carbono orgánico total COT

Este indica la concentración de material orgánico en las rocas generadoras, representada por el porcentaje en peso de carbono orgánico. Un valor de aproximadamente 0.5% de carbono orgánico total como porcentaje en peso es considerado como valor mínimo para una roca generadora efectiva, si bien los valores de 2% se consideran los valores mínimos para los yacimientos de gas de lutita; aunque existen valores de más del 10%, algunos geocientíficos estiman que los valores altos de carbono orgánico total indican la posibilidad de que exista kerógeno saturando el espacio poroso, más que otras formas de hidrocarburos.

El carbono orgánico total se mide a partir de 1g de muestras de roca pulverizada que se combustionan y se convierten en CO o CO₂. Si una muestra parece contener bastante carbono orgánico total para generar hidrocarburos, puede ser sometida al proceso de pirólisis (tratamiento térmico para generar una descomposición química).

El carbono orgánico total, puede estar presente en una roca en las siguientes formas:

- Carbono orgánico presente en los hidrocarburos generados (CHC).
- Carbono orgánico susceptible de convertirse en hidrocarburos (CC), denominado “carbono convertible”.
- Residuo carbonoso que no producirá hidrocarburos por insuficiencia de hidrógeno. Se denomina (CR) carbono muerto, inerte o residual.

Una lutita orgánica, por definición, tiene que tener carbono orgánico, y el COT determina el potencial de recursos de una lutita. Las rocas con mayores valores del COT son más ricas en materia orgánica. Los objetivos de exploración tienen valores del TOC en el rango general de 2% a 10%. Las rocas con valores del COT superiores a 10% generalmente son demasiado inmaduras para el desarrollo.

Los valores de carbono orgánico total pueden variar significativamente a través de una sección de yacimiento. Pero debido a que no es posible adquirir y luego analizar núcleos en intervalos de gran longitud, los petrofísicos generalmente utilizan los datos de fondo de pozo de los registros convencionales y geoquímicos para cuantificar el volumen de kerógeno en la roca y después calcular los valores del COT a partir de estos datos. Para validar los modelos utilizados para la medición del COT, los científicos calibran los datos petrofísicos con los valores obtenidos de los núcleos (Correa y Salazar, 2013).

2.3.6 Volumen y capacidad del gas

El gas se encuentra absorbido en la superficie del kerógeno en la lutita y también distribuido libremente en las porosidades primaria y secundaria. El volumen total de gas en sitio (GIP) es la combinación del gas absorbido y el gas libre. Dependiendo de la presión inicial del yacimiento, a medida que se produce el gas y se reduce la presión en los poros, el gas absorbido será liberado, o desorbido desde la superficie del kerógeno. Sin embargo, las investigaciones recientes indican que

la desorción también es una función del tamaño de poro de la lutita, el cual ha de ser tenido en cuenta por los científicos cuando ellos estiman el potencial de los recursos (Tabla 2.1).

Tabla 2.1: Relación entre el carbono orgánico total y el potencial de los recursos (Schlumberger, 2011).

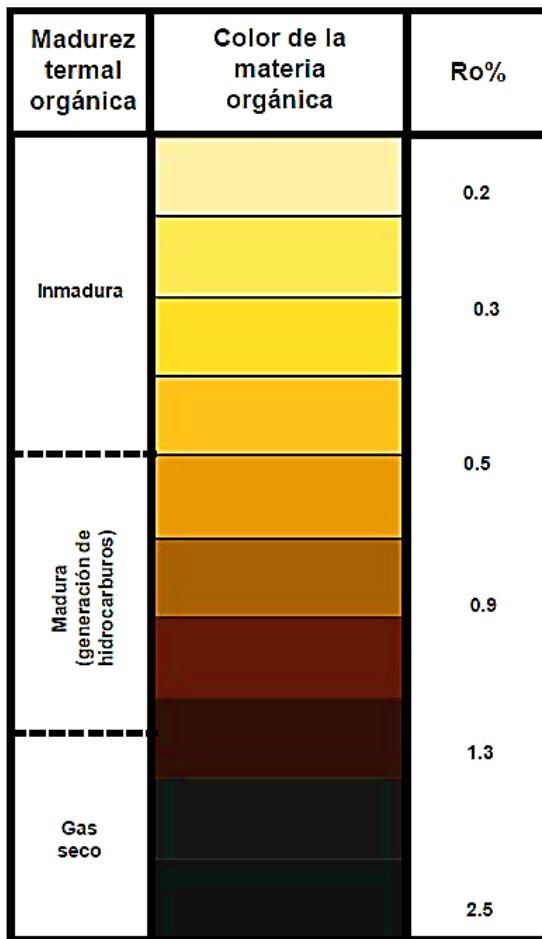
Carbono orgánico Total (COT), % en peso	Potencial de los recursos
< 0,5	Muy pobre
0,5 a 1	Pobre
1 a 2	Medio
2 a 4	Bueno
4 a 12	Muy Bueno
> 12	Excelente

Los científicos a veces utilizan pruebas de desorción mediante cartuchos filtrantes para determinar el GIP total a partir de núcleos. Inmediatamente después de recuperadas, las muestras de núcleos recién cortadas se sellan dentro de los cartuchos y se envían al laboratorio para su análisis. El gas se extrae de los cartuchos, se mide volumétricamente y se analiza composicionalmente en función del tiempo. La representación gráfica del gas producido a lo largo del tiempo se puede utilizar para estimar el GIP de la muestra de núcleo en condiciones de yacimiento. Este análisis es sensible al tiempo que se tarda en recuperar los núcleos desde el fondo del pozo (Boyer, 2011).

2.3.7 Madurez térmica

La madurez térmica es una función de la historia depositacional. A medida que el kerógeno se expone a temperaturas cada vez más elevadas a lo largo del tiempo, la vitrinita, material de la pared celular y tejidos leñosos de los vegetales preservados en la roca, experimenta alteraciones irreversibles y desarrolla mayor reflectancia. La medición de la reflectancia de la vitrinita (Ro) se desarrolló originalmente para clasificar la madurez del carbón (Boyer, 2011).

La reflectancia (Ro) se determina mediante mediciones con microscopio de la reflectividad de por lo menos 30 granos de vitrinita de una muestra de roca: los valores generalmente varían de 0% a 3%. Las mediciones mayores que 1,5% son un signo de rocas madres generadoras de gas seco, un indicador positivo de lutitas gasíferas. Los valores de Ro entre 0,6% y 0,8% indican petróleo y entre 0,8% y 1,1% indican gas húmedo (Figura 2.4). Inicialmente, el petróleo y el condensado se consideraban indicadores negativos para el desarrollo de lutitas; sin embargo, algunos operadores han tenido éxito produciendo petróleo y condensado de lutitas, y en estos casos los valores de Ro más bajos pueden ser considerados como indicadores positivos. Un valor de reflectancia menor que 0,6% es un indicador de kerógeno inmaduro, que no ha sido expuesto a las condiciones térmicas suficientes durante un período de tiempo adecuado para la conversión de la materia orgánica en hidrocarburos (Halliburton).



RO % REFLECTANCIA DE LA VITRINITA	TIPO DE HIDROCARBURO
0-0.55	inicio de la generación
0.55-0.9	pico de la producción
0.9-1.1	gas húmedo
1.2-1.4	gas húmedo o gas seco
1.4-2.1	sólo gas seco
>2.1	CO2

Figura 2.4: Madures termal en base a la reflectancia de la vitrinita (Ro%) (Traverse, 2008)

2.3.8 Saturación de agua

Este parámetro es muy difícil de medir en las lutitas. La saturación de gas inicial en yacimientos de lutitas productivos es típicamente alta, mientras que en la saturación inicial de agua es generalmente baja, por debajo del 30%. Las lutitas ricas en materia orgánica y muy bajo contenido de agua producen muy poca o nada de agua.

2.4 Características petrofísicas de los yacimientos de shale gas

Los principales datos utilizados para los análisis petrofísicos de las formaciones de lutitas son los mismos que los utilizados para los análisis de yacimientos convencionales: rayos gamma, resistividad y datos acústicos; con el agregado de datos de espectroscopía (técnica de captura de rayos gamma utilizando un generador de neutrones pulsados) de captura de neutrones. De la misma manera que los pozos convencionales de petróleo y gas tienen indicadores de producción, las lutitas con potencial de producir hidrocarburos muestran características específicas que las diferencian de las lutitas con poco o ningún potencial.

2.4.1 Porosidad

La porosidad (Φ) puede ser definida como el porcentaje del volumen de poros o el espacio vacío dentro de una roca. Esto es, la fracción del volumen total de roca que contiene algún fluido (aceite, gas, agua o una combinación de éstos) matemáticamente se define como (Ecuación 2.1):

$$\Phi = \frac{V_p}{V_T} = \frac{V_T - V_m}{V_T} \quad \text{Ecuación: 2.1}$$

donde:

V_p es el volumen de poros de la muestra de roca (cc).

V_T es el volumen total de la muestra (cc).

V_m es el volumen de matriz o granos de la muestra (cc).

Φ es la porosidad de la muestra.

La porosidad efectiva es la relación del volumen poroso interconectado con el volumen total de roca, que contribuye al flujo de fluidos o a la permeabilidad de un yacimiento, la porosidad efectiva excluye los poros aislados y el volumen de los poros ocupado por el agua adsorbida por la arcilla u otros granos. La porosidad total es el espacio intersticial total de la roca, sin importar si contribuye o no al flujo de fluidos. La porosidad efectiva normalmente es menor que la porosidad total (Boyer, 2011).

La mayor parte de las reservas de gas natural y petróleo provienen de lutitas ricas en materia orgánica. El proceso de formación de las rocas a partir de sedimentos tiende a reducir la porosidad y aumentar la unión de los materiales. Este proceso diagenético se inicia antes del reposo de los componentes, por lo cual los fragmentos que terminan formando las rocas pueden quedar cubiertos por capas de óxidos metálicos y arcillas a partir de minerales degradados.

Los poros de las lutitas son tan pequeños que se miden en nanómetros, una milmillonésima de un metro (nm) por esto se conoce como nanoporosidad. El tamaño medio de un poro de lutita es de 3 nm, aunque algunos llegan a medir más de 100 nm. Los compuestos moleculares más pequeños pueden migrar a más de 6,000m de profundidad en lutitas con porosidad del 10% o menos.

Los valores de porosidad en yacimientos arcillosos están típicamente en valores de 2 a 15 %. La capacidad de adsorción es el principal mecanismo de almacenamiento en los yacimientos arcillosos someros y la porosidad (de matriz y fractura) se vuelve más importante en yacimientos arcillosos profundos. Las lutitas productivas requieren una porosidad mínima de 2% o 3%.

Las lutitas presentan tres tipos de poros (Figura 2.5):

- Poros en la materia orgánica
- Poros entre partículas
- Poro en las partículas

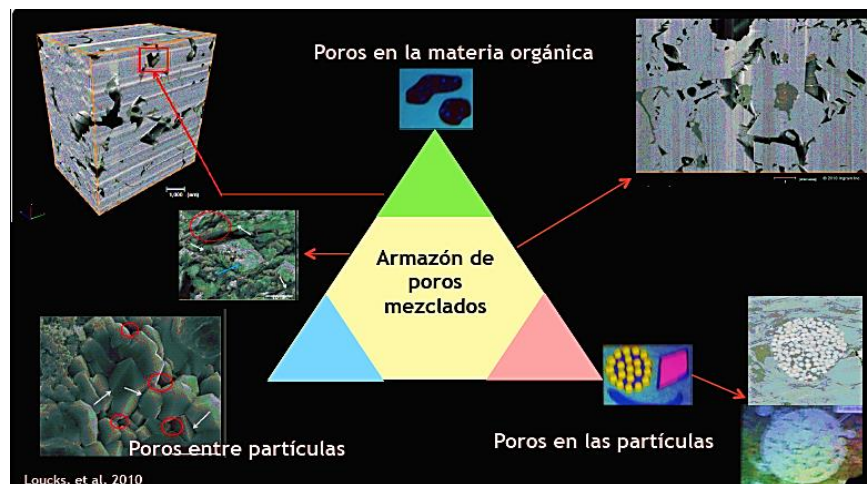


Figura 2.5: Tipos de poros en lutitas (Pemex, 2014).

2.4.2 Permeabilidad

La permeabilidad (K) se puede definir como la capacidad que tiene la roca para permitir el flujo de fluidos a través de su medio poroso sin alterar su estructura interna (Boyer, 2011). Una roca se considera permeable si permite el paso a través de ella de una cantidad apreciable de fluido en un tiempo determinado y se considera impermeable si la cantidad de fluido es despreciable. Matemáticamente se expresa como (Ecuación 2.2):

$$k = \frac{q \mu (\Delta L)}{A (\Delta P)} \quad \text{Ecuación: 2.2}$$

donde:

K = permeabilidad (darcys)

q = gasto (cm^3/s)

μ = viscosidad (centipoises)

(ΔL) = diferencia de longitud (cm)

(ΔP) = diferencia de presión (atm)

La permeabilidad determina el grado de conectividad de los poros y fracturas que existen en cualquier roca sedimentaria. Si los poros y fracturas están muy mal conectados, cualquier fluido tendrá dificultades para moverse y será preciso aplicar métodos artificiales para inducir una permeabilidad en la roca con el fin de alcanzar una producción comercial.

Una de las propiedades más difíciles de medir cuando se caracteriza a las lutitas es la permeabilidad al gas, la cual puede variar de 0.001 a 0.0000001 mD (véase la Figura 2.6). La permeabilidad es una función de geometría del espacio poroso. Los yacimientos convencionales tienen permeabilidades de cientos de milidarcies (mD), varios órdenes de magnitud más que las observadas en las lutitas. Los ingenieros miden la permeabilidad de las rocas convencionales forzando fluido a través de los núcleos y midiendo el volumen y la velocidad de los fluidos a medida que pasan a través de la muestra. La permeabilidad de las lutitas en el rango de los nanodarcies imposibilita la implementación de perspectivas convencionales.

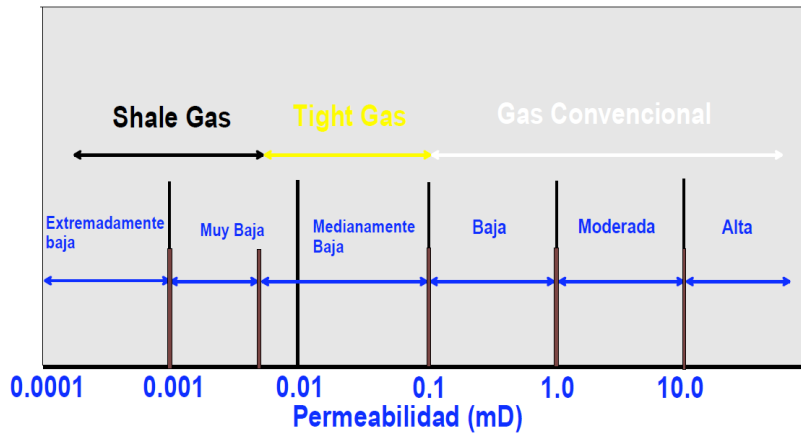


Figura 2.6: Rangos de permeabilidad entre yacimientos de shale gas, tight gas y yacimientos convencionales (Cámara y Pendas, 2013).

Donde la escala de permeabilidad está de acuerdo de la siguiente manera:

- milidarcy: de 0.1 a 1,000 mD
- microdarcy: de 0.001 a 0.1 mD
- nanodarcy: de 0.000,010 a 0.001 mD

En el caso de yacimiento de lutitas, se está tratando de producir esta lutita que es 1000 veces menos permeable que arenas compactas, y un millón de veces menos permeable que las arenas convencionales (Cámara y Pendas, 2013).

2.4.3 Mineralogía

Las lutitas pueden tener mezclas complejas de minerales y el éxito o el fracaso de un recurso potencial dependen de la concentración relativa de los constituyentes. Las muestras de núcleos pueden proporcionar una gran cantidad de información sobre la geoquímica y la mineralogía, pero están limitadas a la ubicación específica de donde se extrajeron las muestras. La mineralogía se determina más frecuentemente a partir de los datos petrofísicos adquiridos con herramientas de registros de fondo de pozo, los cuales se calibran con los datos de núcleos.

2.4.3.1 Estructura de las lutitas

Las lutitas pertenece a las rocas clásticas, que también son conocidas como rocas detríticas, mecánicas o fragmentarias son una clase de rocas sedimentarias compuestas de fragmentos, o clastos, de roca y minerales preexistentes acumulados mecánicamente, de tamaño muy pequeño se han vuelto a consolidar en mayor o menor grado (Correa y Salazar, 2013).

Las rocas detríticas están estructuradas en los siguientes elementos:

- **Soporte o esqueleto:** formado por el conjunto de granos o partículas de mayor tamaño que construyen el cuerpo de la roca. Se denominan clastos.

- **Matriz:** fracción detrítica más fina que los clastos y que llena los huecos que existen entre ellos de manera parcial o total.
- **Cemento:** material de precipitación química que se forma durante la diagénesis y sella los huecos de la roca llenándolos parcial o totalmente. Su origen puede ser calcáreo, silíceo o ferruginoso.

2.4.3.2 Los componentes de las lutitas

Las rocas formadas por grano muy fino reciben el nombre de pelitas o fangocitas. El limo y la arcilla representan al menos el 50% del material que las componen. Cuando están poco consolidadas reciben el nombre de lutitas, estos son generalmente limo y arcilla (Figura 2.2) (Correa y Salazar, 2013).

- Se componen principalmente de minerales arcillosos como:
 - Coalinita: dickita y halloysita (Al)
 - Clorita (Fe, Mg).
 - Esmectita: montmorillonita (Mg, Fe, Ca, Na).
 - Micas: illita (k) y glauconita.
 - Otros: berthierina, chamosita, sepiolita y paligorskita.
- Otros componentes son:
 - Cuarzo (tectosilicatos) del tamaño de limos
 - Feldespatos (aluminosilicatos)
 - Moscovita (biotita)
 - Carbonatos
 - Pirita, hematita y yeso
 - Materia orgánica o bitúmenes

Tabla 2.2 Muestra valores promedio de los componentes para una lutita tipo (editado de Correa y Salazar, 2013).

Composición de las lutitas			
Componentes petrográficos (en función del tamaño de grano)		Composición mineral (en función de la mineralogía)	
Limo (<62µm)	60%	Cuarzo (limo)	30%
		Feldespato	5%
		Mica (moscovita)	5%
		Arcilla (>4 µm)	20%
Arcilla (<4 µm)	40%	Arcilla	40%
Otros componentes	Carbonatos, Óxidos de Fe, Sílice, Pirita, MO y otros		

2.4.4 Composición Química

A veces la composición química de la roca proporciona información adicional, una de ellas es el color de la lutita (Tabla 2.3). Por ejemplo la lutita negra, que adquiere ese color por la abundancia

de materia orgánica (carbono). Cuando se encuentra una roca de este tipo, indica que la sedimentación de produjo en un ambiente pobre en oxígeno, como un pantano, donde los materiales orgánicos no se oxidan con facilidad y se descomponen.

Tabla 2.3 Color de lutitas en función de sus componentes, contenido de materia orgánica y tipo de ambiente de depósito (editado de Correa y Salazar, 2013).

Color	Componentes		Ambiente
Rojo	Muy bajo contenido de materia orgánica	Hematita, Goethita (Fe ³⁺)	Oxidante
Amarillo		Limonita (Fe ³⁺)	
Blanco	Bajo contenido de materia orgánica	Coalinita (Fe ³⁺)	Ligeramente reductor
Verde		Clorita, Illita (Fe ²⁺ > Fe ³⁺)	
Gris	Buen contenido de materia orgánica	Pirita (Fe ²⁺)	Reductor
Negro			

2.5 Propiedades geomecánicas de las rocas

La geomecánica es una rama de la ingeniería que aplica la mecánica de los sólidos, las matemáticas y la física para predecir la manera en que las rocas responden a los esfuerzos externos.

Los servicios de evaluación petrofísica proveen parámetros determinados en laboratorio, de las propiedades geomecánicas dinámicas y estáticas, a partir de la medición directa sobre núcleos. Con la finalidad de determinar las propiedades estáticas se usan pruebas de compresión triaxiales (relación de Poisson y módulo de Young) y pruebas de velocidad ultrasónica para la determinación de la anisotropía de las ondas de cizalla. Las propiedades mecánicas estáticas de la roca se determinan a través de los datos de registros de pozo, calibrados con los resultados de los análisis de núcleos.

2.5.1 Propiedades mecánicas de la roca

Dentro de las operaciones de perforación, terminación así como el fracturamiento hidráulico, existen ciertas variables que son fundamentales para el desarrollo exitoso y dominio de estos procesos. Las que más destacan son las siguientes:

Presión de fractura: presión a la cual ocurre la ruptura de la formación. Es esencial para optimizar el diseño del pozo, ésta, puede estimarse a partir de datos de los pozos de referencia.

Presión de sobrecarga: presión ejercida por el peso total de las formaciones sobrepuestas al punto de interés. Es una función de la densidad total de las rocas, la porosidad y los fluidos congénitos.

Presión de poro: presión que actúa sobre los fluidos en los espacios porosos de la roca. Es más difícil iniciar una fractura cuando la formación está en su etapa madura. Por esto la energía aplicada al

iniciar y propagar la fractura es mayor. Si la presión de poro incrementa debido a la inyección de fluidos, permite iniciar la fractura más fácilmente.

Compresibilidad de la roca: para un intervalo de producción dado y una temperatura dada es el cambio de volumen por unidad de volumen inicial, causado por una variación de presión, es un mecanismo de expulsión de hidrocarburos en un yacimiento. La descompresión de la roca causa un aumento del espacio poroso.

Esfuerzos locales: también llamados in situ, se refieren a la capacidad que posee un cuerpo para soportar una carga por unidad de área, dependiendo de la dirección en la cual se aplica la fuerza en relación a la superficie. Teniendo así los siguientes esfuerzos:

- Esfuerzos normales (σ): son perpendiculares al plano de aplicación.
- Esfuerzos de corte o cizalla (T): son paralelos al plano de aplicación.
- Esfuerzos efectivos (σ'): carga neta soportada por la estructura mineral sólida, donde parte de la carga es soportada por el fluido.

Dureza: es la medida de la resistencia de los materiales a la propagación de la fractura, es proporcional a la cantidad de energía que puede ser absorbida por el material antes de ocurrir la propagación. Para una lutita el valor de dureza es de 300 a 1200 psi-in².

Relación de Poisson (ν): la roca es comprimida uniáxialmente, la misma se deforma en dos direcciones, se acorta a lo largo del eje del esfuerzo y se expande lateralmente en el plano vertical al eje del esfuerzo (Figura 2.7). En resumen es la relación de la expansión lateral a la contracción longitudinal de una roca bajo una fuerza uniaxial.

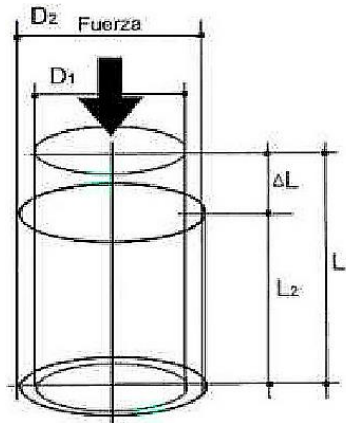


Figura 2.7: Deformación de un cuerpo sometido a un esfuerzo axial (Editado de Uribe y Pimentel, 2013).

Si precisamos ambas definiciones con sus respectivas ecuaciones, tenemos:

$$\varepsilon_1 = \frac{L_2 - L_1}{L_1} = \text{Deformación longitudinal} \quad \varepsilon_2 = \frac{D_2 - D_1}{D_1} = \text{Deformación lateral}$$

La relación de Poisson (ν) se define como la relación entre ambas deformaciones y es siempre positiva, de ahí el signo negativo en la ecuación.

$$\nu = -\frac{\varepsilon_1}{\varepsilon_2} \quad \text{Ecuación: 2.3}$$

Módulo de Young (E): También llamado módulo de elasticidad, es la relación entre el esfuerzo a la deformación causado por una fuerza uniaxial, se expresa como la ecuación 2.4 (Figura 2.8). Es una medida de la rigidez de la roca, a mayor valor de E, mayor es la rigidez.

Módulo de Young = $E = \frac{\sigma}{\epsilon}$ Ecuación: 2.4

Esfuerzo = $\sigma = \frac{F}{A}$; donde F= fuerza y A= área

Deformación= $\epsilon = \frac{\Delta L}{L}$; donde ΔL = diferencia de longitud y L= longitud original

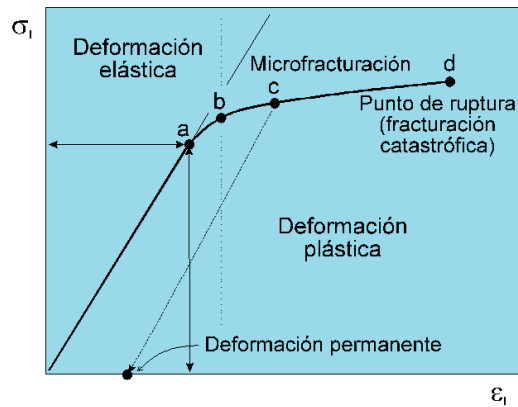


Figura 2.8: Curva esfuerzo-deformación para compresión (Editado de Uribe y Pimentel, 2013).

2.5.2 Fragilidad y ductilidad

Las lutitas con alto contenido clástico son frágiles y se rompen, proporcionando múltiples aglomeraciones de fracturas dendríticas. Lutitas con alto contenidos de arcilla son plásticas, absorben energía proporcionando fracturas de un sólo plano (Figura 2.9). Las propiedades mecánicas de las lutitas tienen gran influencia en la efectividad de las fracturas (Halliburton, 2007).

- Lutita marina: rica en cuarzo obteniendo una estructura frágil.
- Lutita con alto contenido de materia orgánica: rica en arcilla obteniendo una estructura dúctil.



Figura 2.9: Lutitas ricas en cuarzo y lutitas ricas en arcilla respectivamente (Halliburton, 2007).

2.5.3 Fisibilidad

Los yacimientos de lutitas son laminados (estratificados), las laminaciones resultan en diferencias significativas entre las propiedades horizontales y verticales. Su grado de fisibilidad impactará en

el proceso de fracturamiento hidráulico, dicho proceso se aplica en zonas propensas a fisurarse ante un esfuerzo horizontal lo cual corresponde a zonas con laminación en tal dirección.

La fisibilidad se define como la propiedad que poseen algunas rocas de dividirse fácilmente en capas finas, más o menos planas, y aproximadamente paralelas a las superficies (Bates y Jackson, 1980).

2.5.4 Anisotropía

La alineación espacial de los granos minerales, las capas, las fracturas o el esfuerzo hace que la velocidad de las ondas (acústicas) varíe con la dirección; propiedad que se conoce como anisotropía. En los levantamientos sísmicos, se sabe que la anisotropía de las lutitas de los estratos de sobrecarga dificulta la generación de imágenes, las cuales necesitan corregirse para colocar los objetivos del yacimiento en la posición correcta. La información sobre la anisotropía también es necesaria toda vez que se requiere conocer la mecánica de las rocas. Las operaciones de perforación direccional, perforación en áreas tectónicamente activas, diseño de disparos (punzados, cañoneos) orientados, planeación de operaciones de fracturamiento hidráulico y desarrollo de planes de recuperación por mantenimiento de presión, requieren un conocimiento adecuado de la anisotropía elástica.

Los procesos naturales que producen la anisotropía, también hacen que ésta posea una de dos orientaciones principales: horizontal o vertical. Como primera aproximación, las capas horizontales crean un medio anisotrópico que puede considerarse isotrópico en todas las direcciones horizontales, pero que es anisotrópico verticalmente. Este tipo de medio se conoce como transversalmente isotrópico con un eje de simetría vertical (TIV) (Figura 2.10). De un modo similar, las fracturas verticales crean un medio anisotrópico simplificado que puede ser considerado isotrópico en cualquier dirección alineada con los planos de fracturas, y anisotrópico en la dirección ortogonal a los planos de fracturas. Este medio se conoce como transversalmente isotrópico con un eje de simetría horizontal (TIH). (Haldorsen, 2006)

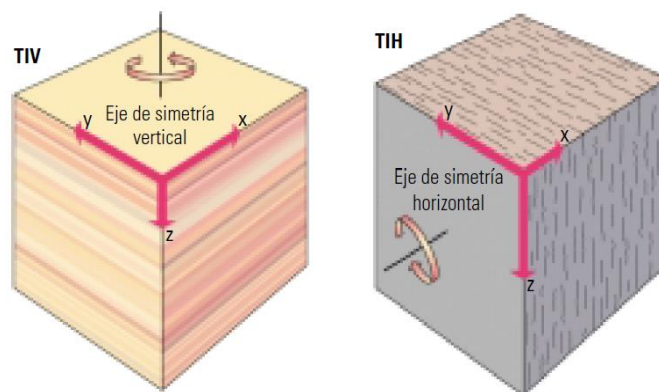


Figura 2.10: Geometrías de anisotropía TIV y TIH (Schlumberger, 2006).

Entre algunas causas de la anisotropía en rocas sedimentarias se encuentra:

- La orientación preferencial de los minerales como por ejemplo las arcillas.
- La orientación de las microgrietas de las fracturas y los esfuerzos in situ que modifican la forma de los poros y fracturas preexistentes.

Según la disposición y el tipo de roca, un medio TIV se asocia típicamente a series de estratificación conformadas por lutitas y areniscas intercaladas o por un alto contenido de arcillosidad en el medio. Los registros sísmicos pueden utilizarse para detectar y cuantificar la dirección y la magnitud de la anisotropía si la geometría de la herramienta y el eje de anisotropía están correctamente alineados.

2.6 Evaluación del prospecto

Por lo general, el primer paso en el proceso de diseño y la aplicación es evaluar el prospecto de shale gas, algunos de estos pasos son:

- Inicialmente, se interpretan líneas sísmicas tanto 2D y cubos sísmicos 3D (o sísmica de reflexión) se procesan para determinar la extensión del play de lutita para analizar la estructura de las rocas ocultas bajo la superficie. La reflexión sísmica supone el envío de energía a la tierra (empleando una fuente de energía, como un camión Vibroseis) para generar una imagen del subsuelo. Cada capa estratigráfica dentro de la tierra refleja una parte de esa energía y permite que el resto la atraviese. Estas ondas reflejadas se registran por medio de receptores o geófonos ubicados en la superficie. El volumen de lutita se estima en toneladas por hectárea (Estrada, 2013).
- El gas en el sitio (GIP, Gas in place), que es el volumen total de gas natural en una formación rocosa subterránea, se calcula a partir de la determinación geoquímica de pies cúbicos estándar por tonelada (scf / ton).
- Muestras de lutita recogidas de diversas fuentes ayudan a determinar la viabilidad comercial del proyecto. Los factores incluyen:
 - Contenido de hidrocarburos de lutita (scf / ton, bbl / tonelada, GIP); Gas libre dentro de los espacios porosos y fracturas, gas adsorbido en el kerógeno y en las partículas arcillosas.
 - Madurez de la lutita;
 - Rangos de madurez de aceite:
 - Tipo de kerógeno (Tipos I y II, el aceite; Tipo III, gas);
 - Porosidad, permeabilidad, saturaciones de aceite, agua y gas.

Cabe destacar que la baja permeabilidad y porosidad son el principal reto dentro de la explotación de recursos de shale gas, por lo que en la evaluación de algún prospecto es notable considerar estas propiedades.

2.6.1 Pruebas de evaluación de lutita

Como parte de la evaluación de un prospecto de shale gas se realiza una serie de pruebas para determinar algunas de sus propiedades (Tabla 2.4), con el fin de determinar la viabilidad del proyecto.

Tabla 2.4: Conjunto mínimo de pruebas de muestreo sugerido para lutitas (Editado de Halliburton, 2007).

Prueba	Datos de salida
COT	Contenido de carbón orgánico total (> 3% deseable)
Tipo de kerógeno	hidrógeno: proporciones de carbono a oxígeno: proporciones de carbono (diagrama de Van Krevelen)
Madurez de la lutita	Refracción de la vitrinita, indicando que fase de hidrocarburo es más probable para ser producida
Contenido de aceite o gas	barriles/ton ----- ft ³ /ton
Contenido de gas	Libre o contenido de gas adsorbido
Análisis de rayos X	Composición mineral en peso de la muestra. Interpretación de los datos con información de la litología conduce a la selección de la óptima base química del fluido de fracturación y diseño del fluido reactivo
Fotografías con microscopio electrónico de barrido	Microfotografías que muestran a las lutitas antes y después de los efectos de la superficie de fractura tras el contacto con fluidos de tratamiento.
Propiedades mecánicas	Módulo de Young y relación de Poisson, medir la ductilidad de la lutita o su fragilidad. En general una lutita más frágil indica que se puede generar un camino abierto de fractura.

2.6.2 Formaciones de lutita productivas

Los indicadores de potencial desarrollados en este capítulo sirven para notar que, no todos los yacimientos de shale son verdaderos yacimientos de shale y no todos contienen gas. Resumiendo las propiedades principales de un yacimiento de shale gas productivo se tienen las siguientes:

- Maduración en la ventana de gas (temperatura entre 160 y 225 ° C)
- Madurez termal $R_o > 1.2\%$ (gas húmedo o gas seco).
- Material orgánico: Tipo II (marino).
- Un buen contenido de gas $> 100 \text{ scf / ton}$.
- Alto contenido orgánico total (COT) $> 2\%$ peso.
- Bajo contenido de hidrógeno.
- Contenido de arcilla moderado $< 40\%$
- Alto contenido de cuarzo o calcita $> 50\%$
- Lutita quebradiza (fracturamiento Complejo): Relación baja de Poisson y alto módulo de Young.
- GIP (millones de pies cúbicos por milla cuadrada): 30 es bueno, 150 es mejor.
- La permeabilidad superior a 100 nanodarcies.
- Porosidad $> 4\%$.
- Moderada o baja saturación de agua $< 45\%$.
- Espesor > 100 pies.
- Roca de sello por encima y debajo del yacimiento no convencional.

2.6.3 Retos técnicos en el desarrollo de un play de shale gas

Durante el desarrollo de un play de shale gas se presentan numerosos desafíos para poder llegar con éxito a la meta explotar hidrocarburos de manera rentable, algunos de los principales retos técnicos presentes son:

- Entendimiento de las micro y nano porosidad y permeabilidad.
- Entendimiento del almacenamiento y flujo de fluidos.
- Análisis de los esfuerzos del subsuelo para la identificación de trayectorias horizontales de los pozos.
- Entendimiento de las propiedades mecánicas de la roca y del campo de esfuerzos actuales.
- Caracterización geoquímica y geológica de las formaciones objetivo.
- Análisis de elementos de riesgo en los prospectos.
- Aplicación de las mejores prácticas para multi-fracturamiento hidráulico.
- Contactos agua-gas y agua-aceite.
- Asimilar prácticas de certificación de reservas para yacimientos no convencionales.

2.7 Distribución de cuencas de shale gas en el mundo

Muchos de los ejemplos mundiales de este tipo de recursos se encuentran en los Estados Unidos de América, que han sido pioneros en la investigación y en la aplicación de la estrategia necesaria para su desarrollo. Hace más de 20 años que vienen estudiando y desarrollando esta tecnología. Las lecciones aprendidas en la búsqueda y desarrollo de los plays de shale gas en los EUA han ayudado en la búsqueda actual del mismo tipo de yacimientos en todo el mundo, y hacerla más eficiente, específicamente para nuestro país es un buen ejemplo si se quiere explotar estos recursos (Tom Alexander, 2011).

Hasta el año 2011, no se registraba ninguna operación comercial de producción de gas de lutitas fuera de América del Norte. Actualmente existen proyectos de exploración de lutitas gasíferas en curso en América del Sur, África, Australia, Europa y Asia. En cuencas sedimentarias de 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 de lutitas, las estimaciones del potencial de ese recurso se han elevado asombrosamente.

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.

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 utilizados para tratamientos de fracturamiento hidráulico.

Igualmente, 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. 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.

En un informe integral publicado por la Administración de Información de Energía (EIA) de EUA en el año 2011 se evaluaron 48 cuencas de lutitas gasíferas de 32 países y se examinó el periodo de desarrollo actual de las lutitas. La EIA estudió 14 regiones con potencial de gas de lutitas (Figura 2.11). Las razones de exclusión de regiones del informe fueron la escasez de datos de exploración o la presencia de reservas abundantes en yacimientos convencionales, lo que vuelve poco atractivo el gas de lutitas; por el momento actual.

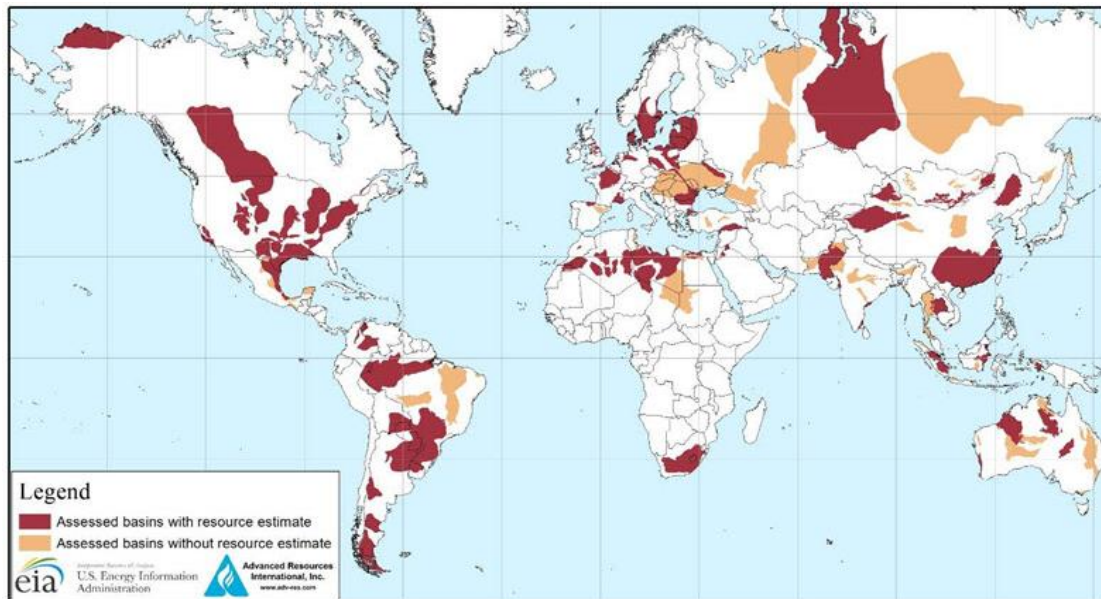


Figura 2.11: Cuencas evaluadas con estimación de reservas de shale gas/oil en el mundo (EIA, 2013).

2.7.1 Principales cuencas de shale gas a nivel mundial

En un reporte hecho por la empresa Accenture (*El Financiero*, 2014), señala cuales son las principales cuencas de gas no convencional que existen en el mundo, e identificó los retos que enfrentan para ser explotados en los siguientes años, este estudio no considera las cuencas de Estados Unidos por lo que se describen por separado. Dichas cuencas son las siguientes (los volúmenes de reservas son estimaciones en base a estudios exploratorios, debido a que algunos países no están en etapa de explotación de estos recursos):

❖ **Argentina**

Cuenca Neuquén

- Potencia: 583 billones de pies cúbicos (bcf) shale gas
- Profundidad: de 2000 a 2500m
- Espesor de 150 a 250m.
- Menos de 200 pozos perforados.
- Régimen fiscal: promoción de inversiones.
- Más de 50 proveedores y operadores de servicio.
- Cuenta con uno de los más extensos sistemas de gasoductos de América Latina.
- Exenciones del impuesto a la exportación de hasta 20 % de la producción después de cinco años del inicio del proyecto.

❖ **China**

Cuenca Sichuan

- Reserva: 287 bcf de shale gas
- Profundidad: 3,000 a 4,000 m
- Espesor de 75 a 125 m.
- Cuenta con instalación de almacenamiento de gas (1.8% del total del consumo frente a la media mundial del 12%)
- Régimen fiscal: China permite la importación libre y subsidia 0.4 yenes por metro cúbico de gas vendido.

❖ **Australia**

Cuenca Cooper

- Reserva: Tiene 93 bcf de shale gas en reservas recuperables.
- Profundidad: 1,800 a 3,000 m
- Espesor 100 m
- Tiene una gran instalación llamada Moomba en la cuenca Cooper, la cual acepta la producción de 115 campos de gas y 28 campos de petróleo, y envía gas procesado.

❖ **Rusia**

Cuenca del Oeste de Siberia

- Reserva 285 bcf de shale gas técnicamente recuperable
- Profundidad: 2,500 a 4,100 m
- Espesor: 85 m
- Está bien con la red de distribución y exportación de petróleo y gas
- Régimen fiscal: recaba de impuesto para shale gas desde 2014. Los incentivos financieros deben apoyar la infraestructura

❖ **Reino Unido**

Cuenca Bowland

- Reserva 130 bcf de shale gas
- Profundidad: 2,500 m
- Espesor: 120 m
- Servicios de industria limita el número de plataformas en tierra.
- Limitada competencia convencional costera

❖ **Polonia**

Cuenca Baltic

- Reserva: 105 bcf de shale gas
- Profundidad: 2,400 a 3,800 m
- Espesor: 130 m
- Tiene gran dependencia de las importaciones de Rusia

❖ **México**

Cuenta Burgos

- Reserva: 393 bcf de shale gas
- Profundidad: 2,000 a 3,500 m
- Espesor: 65 m
- Fácil acceso a los servicios no convencionales del sector se E.U.A.
- Régimen fiscal: Pemex tiene contratos de participación en la utilidad y para formar asociaciones con desarrolladores extranjeros.

❖ **Sudáfrica**

Cuenca Kardo

- Reserva: 390 bcf de shale gas técnicamente recuperable
- Profundidad: 2,500 m
- Espesor: 120 m
- Limitado acceso de petróleo y gas en habilidades técnicas.
- No hay una revisión formal de incentivos o subsidiarios.

❖ **Arabia Saudita**

Cuenca South Ghawar

- Reserva: estimada en alrededor de 600 bcf de gas no convencional.
- Algunos depósitos están en áreas remotas; toma tiempo movilizar la mano de obra y el equipo.
- El incentivo para el gas es continuar sustituyendo al petróleo como combustible. Arabia Saudita ha subsidiado el precio del gas como una palanca para el crecimiento de la macro economía.

En la Figura 2.12 se señalan los 10 países con mayor cantidad de reservas de recursos no convencionales procedentes de shale gas/oil.

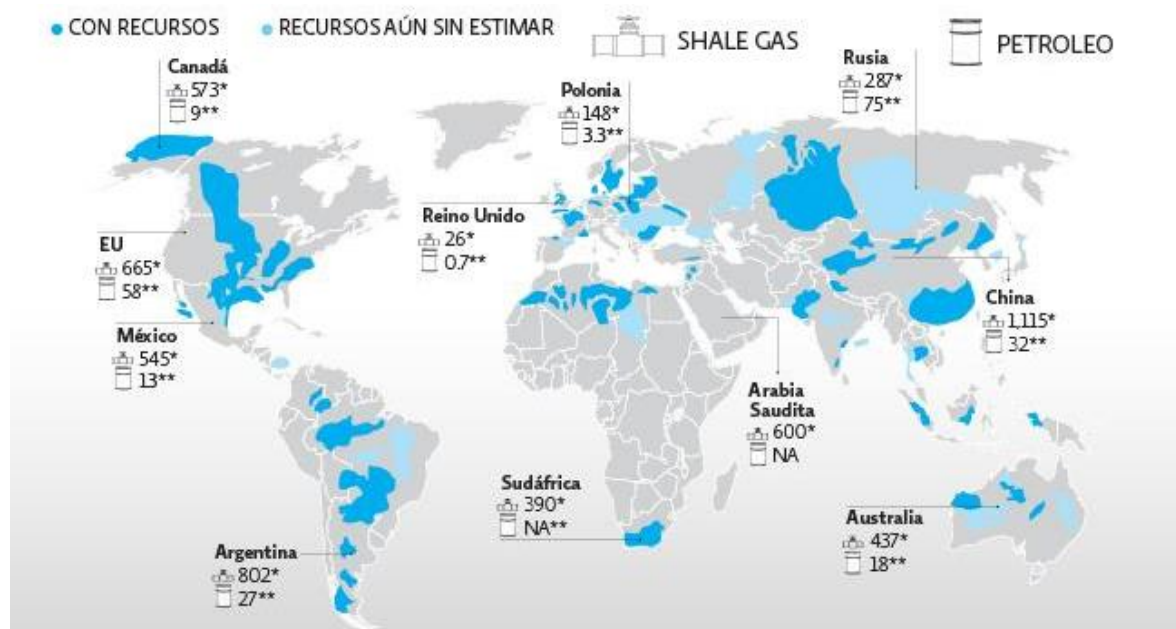


Figura 2.12: Principales países con recursos de shale gas/oil. (* Reservas de shale gas técnicamente recuperables (bcf) y ** reservas de shale oil técnicamente recuperable (mmmb) (EIA, 2014)

2.7.2 Cuencas de shale gas en México

En México existen lutitas ricas en materia orgánica y térmicamente maduras de edad Jurásico y Cretácico (Figura 2.13). 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 que representan objetivos de exploración también actuaron como roca generadora para algunos de los yacimientos convencionales más grandes de México (IMP, 2013).

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 m³ (2,366 Tpc), de los cuales se considera que 19.3 trillones de m³ (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 del Turoniano y las lutitas de la Formación la Casita de edad Titoniano), Sabinas (que incluye las lutitas de la formación Eagle Ford del Turoniano y de la formación La Casita de edad Titoniano), Tampico Misantla (lutita de la formación Pimienta) 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 a que se encuentran a más de 5,000 m 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 (Turoniano) y las cuencas calcáreo-arcillosas Titonianas de las cuencas de Burgos y Sabinas (EIA, 2012).



Figura 2.13: Cuencas con recursos de shale gas en México (IMP, 2013).

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 (Muños, 2013). En su primer pozo exploratorio de gas de lutitas, Petróleos Mexicanos (PEMEX) Exploración y Producción, obtuvo con éxito gas de la lutita Eagle Ford en la cuenca de Burgos. La producción comenzó en mayo de 2011 con un gasto de 84 000 m³/d [3,0 MMpc/d] aproximadamente. A continuación en la tabla 2.6 se muestran las áreas prospectivas de shale gas en México:

Tabla 2.6: Áreas prospectivas shale gas en México (Editado de Muños Duran, 2013).

Formación geológica	Provincia	Áreas y Formaciones	Tipo de hidrocarburo	Área prospectiva (km ²)	Rango prospectivo (m)	Recursos prospectivos (tcf)	Programa de evaluación de plays
Cretacico superior	Burro-Picachos-Sabinas-Burgos	Piedras Negras, Eagle Ford, Sabinas, Burgos y Agua nueva	gas seco	43,000	2,500- 4,000	27-87	perforar al menos cinco pozos
Jurásico Superior	Sabinas y Burgos	Sabinas Norte, La Casita, Burgos occidental y Pimienta	gas seco	43,500	1,000- 5,000	55-162	perforar al menos seis pozos
Cretacico superior (Agua Nueva) y Juracico Superior (La Casita y Pimienta)	Tampico-Misantla, Veracruz	Agua Nueva, Pimienta, Maltrata	gas seco y crudo ligero	37,000	1,000- 5,000	Agua Nueva: 21-67, Pimienta: 41-121, Maltrata: 5-13	perforar al menos seis pozos
Potencial en formaciones del Paleozoico, Permico- Devonico	Chihuahua	Ojinaga, Bone Spring y Ojinaga Woodford	gas seco	33,000	3,000- 5,000	por definir	por definir

2.7.3 Cuencas de 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 km². 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 km², y algunas demostraron ser productoras prolíficas (Tom Alexander, 2011).

Los nombres de las cuencas más conocidas son Barnett (Texas), Marcellus (Pennsylvania, donde ya se perforaron más de 3000 pozos y produce alrededor de 5,4 BCF/d) y Utica en el este de los Estados Unidos; Haynesville (produce 5,6 BCF/d) en Louisiana, Niobrara (Colorado), Bakken (Dakota del Norte) y la de Eagle Ford (Texas), cuya distribución se indica en la Figura 2.14.

Las formaciones líderes con las más altas tasas 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.

De otra forma, 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 m³ [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, la más vasta es la lutita Haynesville-Bossier con un GIP estimado en 20.3 trillones de m³ [717 Tpc]. Le sigue la lutita Barnett con 9.3 trillones de m³ [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.

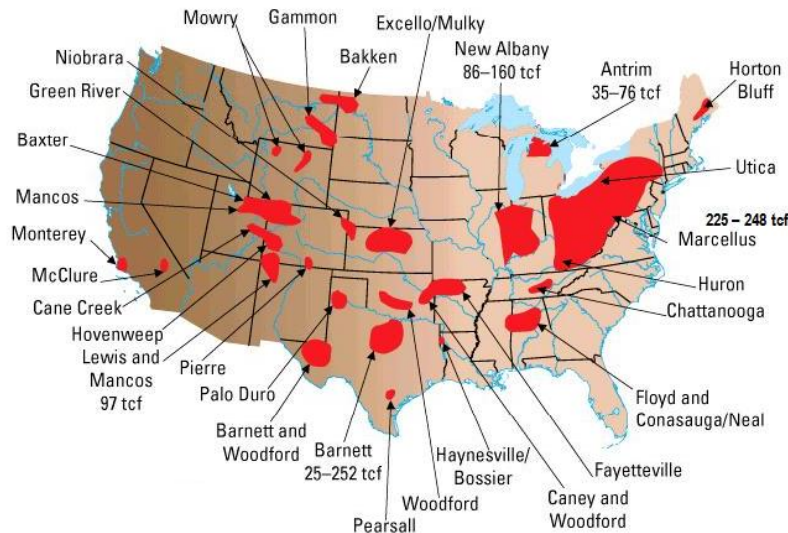


Figura 2.14: Cuencas con recursos de shale gas en Estados Unidos de América.

En la Figura 2.15 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 m³] de gas natural en el año 2010 (Figura 2.15). El total producido de todos los recursos no convencionales de lutitas de EUA fue de 4.87 Tpc [137 900 millones de m³] de gas seco.

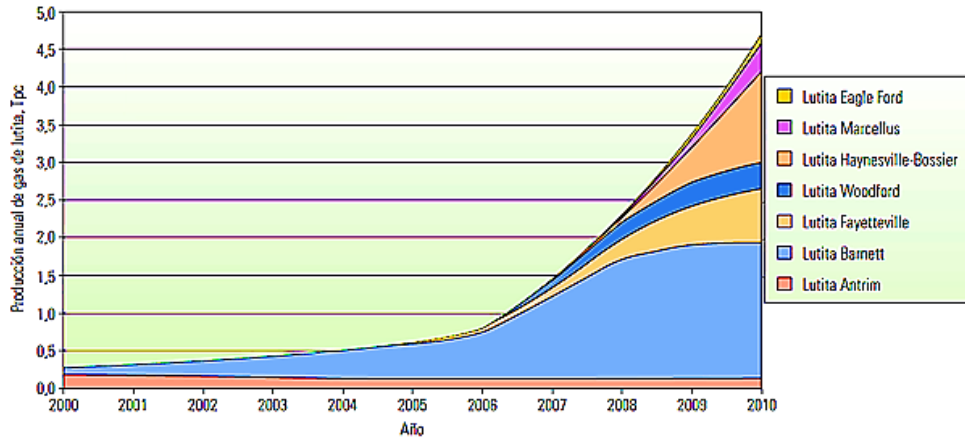


Figura 2.15: Producciones anuales de las lutitas más representativas en los EE.UU (Editado de Schlumberger, 2011).

CAPÍTULO 3. Optimización de la perforación de pozos en yacimientos de shale gas

3.1 Proceso productivo del shale gas

3.1.1 Evaluación de los recursos

La evaluación de recursos comienza con la recopilación de datos para identificar las cuencas y seleccionar las formaciones más prometedoras (IMP, 2013). Se utilizan datos de columnas estratigráficas y registros de pozos que indican edad geológica, rocas madre y otros datos, además de los datos siguientes:

- i) Entorno para depositación de las lutitas (marino y no marino).
- ii) Distancia desde la base hasta la profundidad máxima del yacimiento.
- iii) Estructura geológica.
- iv) Contenido orgánico total (COT).
- v) Madurez térmica (Ro).

3.1.2 Etapas de la exploración

Las etapas de la exploración son similares a los de la exploración de yacimientos de gas convencional:

- i) Revisión de la información disponible.
- ii) Reconocimiento aéreo de campos magnéticos, gravedad y radiación.
- iii) Estudios sismológicos de estructuras del subsuelo capaces de retener gas.
- iv) Perforación exploratoria.
- v) Registro de pozos para determinar porosidad, permeabilidad y composición de fluidos, toma de núcleos.

El shale gas yace en formaciones de lutitas con intercalaciones porosas y permeables, en presencia de sedimentos de grano fino y sistemas de fracturas naturales.

Los datos básicos para detectar fracturas son compensación de densidad, espesor, registro de temperatura y registros de imágenes (IMP, 2013).

3.1.3 Ciclo de vida del proyecto shale

Los operadores que produzcan gas de los yacimientos de lutitas pueden ayudar a garantizar el éxito siguiendo las cinco fases del ciclo de vida de desarrollo de proyectos y la correcta aplicación de conocimientos y tecnologías en el contexto de cada fase del proyecto. La creación de valor significativo puede lograrse mediante el uso cuidadoso e innovador de tecnologías apropiadas y el conocimiento de shale disponibles en la actualidad (IMP, 2013).

Las fases del ciclo de vida son:

1. Evaluación del yacimiento. Evaluar la lutita y el potencial del yacimiento.
2. Inicio de la exploración. Perforación experimental e investigación de prueba de diseño de la fractura y la predicción de la producción.
3. Desarrollo Temprano (producción en serie). El desarrollo rápido utilizando un diseño optimizado. El desarrollo de bases de datos y la evaluación comparativa.
4. Desarrollo maduro (cosecha de reserva). Ciclo de flujos de efectivo; ajuste histórico producción, ajuste del modelo de yacimiento.
5. Fase de declive (mantenimiento y rehabilitación). Identificación de candidatos a recuperar; re-estimulación; cambio de la curva de declinación.

3.1.4 Aspectos de desarrollo aplicables a yacimientos de shale gas

- Evaluación de prospecto y pruebas en núcleo.
- Litología de la lutita para determinar las características clave de lutita productiva.
- Integración de datos de registros y análisis específico para lutitas.
- El diseño y la perforación del pozo vertical y horizontal para la estimulación.
- Tamaño del apuntalante y consideraciones de carga.
- Optimización y adaptación de los fluidos químicos para el fracturamiento hidráulico de la lutita.
- Los procesos de tratamiento de recuperación para la obtención de una producción sostenida a largo plazo.

3.1.5 Retos en el desarrollo sustentable e infraestructura para recursos no convencionales

Requerimientos de regulación:

- Recursos de inversión
- Costos
- Permisos
- Estándares ambientales

Infraestructura:

- Alto número de equipos y personal de perforación
- Servicios de fracturamiento diarios
- Tráfico intenso de equipos
- Plantas de separación de líquidos

Seguridad y ambiente:

- Operaciones seguras
- Protección de fauna y restauración de áreas
- Protección de acuíferos, reciclaje de aguas, presas metálicas

3.1.6 Objetivos principales de la Geofísica para Shale gas

- Investigar las características geológicas donde se podrían acumular los hidrocarburos.
 - Reducir la incertidumbre causada por la manera en que se adquieren los datos.
 - Estimar, a través de la integración de información adicional, las propiedades elásticas del subsuelo.
 - Caracterizar los yacimientos de manera cuantitativa y en varias escalas, utilizando todas las tecnologías geofísicas que utilizan propagación de onda.
- ❖ La evaluación geofísica se basa en:
- A partir del análisis de los atributos sísmicos es posible generar información de utilidad para los ingenieros de perforación y apoyar en la toma de decisiones.
 - El procesamiento de los datos puede proporcionar una imagen de la estructura del subsuelo. Una fuente emite ondas sísmicas que se propagan en el subsuelo. Detectores en la superficie aceptan los ecos que se reflejan de las capas de la tierra que tienen diferentes propiedades físicas.
 - Las estimaciones preliminares del recurso prospectivo se basan en los volúmenes de gas/aceite calculados con los datos sísmicos, para lo cual se requiere la integración de información geofísica, geoquímica y geológica, del subsuelo y del campo.
 - Reducir la incertidumbre en la evaluación volumétrica de yacimientos no convencionales shale gas/oil a través de la información sísmica e identificación de Sweet spots (los cuales se describen más adelante).

3.1.7 Diferencias en Geofísica con los hidrocarburos convencionales

- No se busca necesariamente una trampa estructural o estratigráfica.
- Los hidrocarburos no están libres en el espacio poroso, sino en adsorción (adheridos molecularmente) en la matriz de la roca.
- Su representación sísmica no es fácil.

- La roca generadora es la roca almacén y también es la roca sello. Deja de ser la metodología en atributos sísmicos empleada en yacimientos convencionales.

3.2 Aspectos a considerar para la perforación de pozos en shale gas (investigación en sitio)

3.2.1 Pozo piloto

Una vez que los estudios de geología y geofísica han indicado la posibilidad de que existan hidrocarburos en el subsuelo, se procede al desarrollo de un pozo piloto con el cual se puede confirmar la existencia de hidrocarburos (se perforan de 3 a 7 pozos), y si es así también servirá para diseñar los pozos para explotar el yacimiento (Schlumberger, 2014).

Un pozo piloto es un agujero vertical construido para planificar la perforación y la terminación de un pozo horizontal, obteniendo datos mediante el empleo de herramientas de registro bajadas con cable y obtención de núcleos para pruebas en laboratorio. Después se pueden perforar pozos horizontales para comprobar los modelos realizados con ayuda de los primeros pozos.

Los datos del pozo piloto son utilizados para caracterizar el yacimiento, y definir la orientación de las zonas objetivo e identificar la profundidad óptima para asentar el tramo lateral.

Los objetivos de adquisición de registros en la sección lateral de un pozo horizontal difieren de los pozos piloto verticales. Para el diseño de un tratamiento de estimulación es necesario conocer la densidad, tipo y orientación de la población de fracturas.

La medición del trayecto y la orientación del pozo son cruciales especialmente cuando el pozo ingresa y sale de las capas prospectivas. Los pozos verticales exploratorios pueden usar registros de cable o LWD.

3.2.2 Registros de pozo

La evaluación petrofísica de lutitas gasíferas se realiza mediante la integración de los datos obtenidos mediante los estudios geofísicos y una vez que se ha iniciado la perforación del agujero se emplean los registros de pozo (Sullivan, 2013).

Aunque hay métodos para adquirir datos petrofísicos en tramos laterales, la mayoría de los pozos se perforan verticalmente y se registran con un conjunto completo de herramientas antes de perforar la sección lateral. Los datos pueden obtenerse utilizando herramientas de adquisición de registros durante la perforación (LWD) o herramientas de mediciones durante se perfora (MWD), que proveen la ventaja adicional de permitir a los perforadores direccionales orientar de forma óptima la barrena en los posibles sectores ideales, conocidos en inglés como sweet spots.

- **Adquisición de Mediciones durante la perforación MWD (Measure While Drilling):** es ahora una práctica estándar en los pozos direccionales, en los que el costo de las herramientas es compensado por el tiempo de equipo de perforación y las consideraciones asociadas con la estabilidad del pozo si se utilizan otras herramientas. Las mediciones se adquieren en el fondo del pozo, se almacenan un cierto tiempo en una memoria de estado sólido y posteriormente se transmiten a la superficie. Los métodos de transmisión de datos varían entre una compañía y otra, pero generalmente consisten en la codificación digital de los datos y su transmisión a la superficie como pulsos de presión en el sistema de lodo.
- **Adquisición de Registros durante la perforación LWD (Logging While Drilling):** aunque riesgoso y caro en ciertas ocasiones, presenta la ventaja de medir las propiedades de una formación antes de la invasión profunda de los fluidos de perforación. Por otra parte, muchos pozos resultan difíciles o incluso imposibles de medir con herramientas convencionales operadas con cable, especialmente los pozos altamente desviados. En estas situaciones, la medición LWD garantiza la captura de alguna medición del subsuelo en caso que las operaciones con cable no sean posibles. Los datos LWD obtenidos en forma oportuna también pueden ser utilizados para guiar el emplazamiento del pozo de modo que éste permanezca en la zona de interés o en la porción más productiva de un yacimiento, tal como en los yacimientos altamente variables de lutita.

3.2.3 Requerimientos de datos de registros y núcleos

Un registro de triple combinación puede ser utilizado para obtener la densidad, rayos gamma, resistividad, porosidad y densidad de neutrones. Un registro sísmico se debe ejecutar para obtener las propiedades mecánicas de las rocas. Una herramienta de imagen electromagnética (EMI) se debe ejecutar para obtener dirección fracturas naturales e inducidos, seguido de un análisis para identificar los puntos clave (sweet spots) y un sitio de iniciación de la fractura (Tabla 3.1) (Rojas, 2012).

Tabla 3.1: Registros (LWD/MWD y/o de cable), núcleos y análisis recomendados en la evaluación de pozos en lutitas (Editado de Rojas, 2012).

Pozos verticales y horizontales con T< 350°F	
registro	información obtenida
triple combo: resistividad, densidad espectral y porosidad (neutrón doble espaciado)	saturación de fluido, TOC, porosidad, GIP, porosidad, identificación de gas
espectral de rayos gamma naturales	litología y correlación
rayos gamma naturales	litología , tipo de arcilla, geonavegación (LWD)
rayos gama azimutales	litología y geonavegación
Caliper	geometría de pozo y corrección de registros
registros avanzados	
arreglo sónico compensado	porosidad y propiedades geomecánicas
dipolo acústico cruzado	porosidad, propiedades geomecánicas, orientación de los esfuerzos de campo (análisis de anisotropía)
registros de mineralogía y/o estratigrafía en el pozo	mineralogía y correlación
resonancia magnética nuclear	porosidad, agua libre y connata, permeabilidad y tipo de fluido
imagen de pozo	litofacies, buzamiento, índice de densidad de fractura y evaluación de ésta
neutrón pulsado	mineralogía, tipo de arcilla y saturación de hidrocarburos
registros adicionales	
mud logging	litología e índice de gas
núcleos de pared	mineralogía, porosidad, permeabilidad, TOC, tipo de kerógeno, tipo de fluido, geomecánica y CST
núcleo completo	mineralogía, porosidad, permeabilidad, ROC, tipo de kerógeno, geomecánica y CST
Pozos verticales y horizontales con T>350°F	
triple combo: rayos gamma, resistividad, densidad espectral y porosidad (neutrón doble espaciado)	
Caliper	geometría de pozo y corrección de registros
servicios adicionales	
imagen de pozo	litofacies, buzamiento, índice de densidad de fractura y evaluación de ésta
fullwave acousitc	porosidad y propiedades geomecánicas
análisis estratigráfico	mineralogía y correlación
mud logging	litología e índice de gas
núcleos de pared	mineralogía, porosidad, permeabilidad, TOC, tipo de kerógeno, tipo de fluido, geomecánica y CST
núcleos completos	mineralogía, porosidad, permeabilidad, ROC, tipo de kerógeno, geomecánica y CST
agujero entubado	
neutrón pulsado	mineralogía, tipo de arcilla y saturación de fluido
procesado con redes neuronales	resultado sintético de parámetros del triple combo
servicios avanzados en agujero entubado	
dipolo acústico cruzado	porosidad, propiedades geomecánicas, orientación de los esfuerzos de campo (análisis de anisotropía)
registros de producción PLT	monitoreo de agua y producción

3.2.4 Geomecánica

Como se mencionó en el capítulo dos existen propiedades geomecánicas de las rocas con las cuales se puede crear un modelo el cual tiene aplicaciones en la evaluación del prospecto así también en el diseño del pozo.

Un modelo geomecánico usa datos derivados de núcleos para calibrar la caracterización con registros e integra éstos con los de sísmica y geología (registros de lodo, litología/mineralogía) e información análoga de otras formaciones similares. La salida del análisis geomecánico incluye la fragilidad de la lutita y la complejidad de fractura y la indicación de plasticidad. Los intervalos con alta complejidad de fractura y baja plasticidad (es decir menos dúctiles) son los mejores puntos para iniciar el fracturamiento hidráulico.

Integrando el modelo geomecánico con el diseño de los modelos de cementación y estimulación se mejora la integridad de la cementación y se optimiza la estimulación (la geometría de pozo, el índice de fragilidad, la complejidad de la fractura, la selección del intervalo de perforación, la presión de fractura, el fluido de fractura, la selección del apuntalante y la geometría de la fractura).

Los ingenieros de perforación y producción cada vez aplican con mayor frecuencia estos conceptos para el desarrollo de los yacimientos. Estas prácticas requieren la medición y estimación de los esfuerzos y el estudio de la manera en que los materiales responden a los mismos.

El estado inicial de los esfuerzos de una región es el resultado de su historia tectónica y sedimentaria. Los esfuerzos están además inducidos por una variedad de procesos comunes a las operaciones de la industria petrolera, que incluyen los efectos de la perforación y los cambios en la presión de los fluidos por la inyección y la producción. Todos estos efectos pueden simularse utilizando modelos del subsuelo en 3D y 4D, los cuales permiten que se pronostiquen el comportamiento del yacimiento como respuesta a la perforación, estimulación y futura producción (Uribe y Pimentel, 2013).

3.3 Determinación de la zona objetivo (intervalos de interés)

Se han descubierto plays de lutitas que, además de gas seco, contienen hidrocarburos líquidos y condensados. Las empresas han aprendido a extraer el gas de la roca de baja permeabilidad y, a medida que avanzan en la etapa de fracking, también progresan en la capacidad de extraer petróleo y gas húmedo.

En la región de Bakken, EUA por ejemplo, los prospectos enfocan zonas con rocas limosas y dolomías intercaladas en la lutita. Cuando los poros son menores a 10 nm (10 nanómetros = 10^{-8} metros), típico de la lutita, la influencia de sus paredes en el comportamiento y la viscosidad del gas húmedo crea un fluido cuyas condiciones de transporte favorecen la producción de condensados.

A pesar de que el margen de utilidad de corto plazo del gas seco extraído de la lutita ha llegado a ser muy bajo y hasta negativo, la extracción de los líquidos (NGL) ha justificado las operaciones. El

NGL (Natural Gas Liquids- LPG Liquefied Petroleum Gas) es una designación general para componentes como etano, propano, butano y "gasolina natural" (pentanos): condensados extraídos como líquidos de una corriente de hidrocarburos en fase de vapor. Una vez extraídos se mantienen en estado líquido para su almacenamiento, transporte y consumo.

3.3.1 Sweet spots (Puntos dulces)

Esta expresión se refiere a una zona o volumen en profundidad que presenta las mejores condiciones en un yacimiento de shale gas. Se describe al sweet spot como aquella zona que presenta una alta calidad de yacimiento (porosidad, permeabilidad, COT, saturación) y una alta calidad de terminación (fragilidad, presencia de fracturas naturales, condiciones de esfuerzos favorables, presión de yacimiento).

El termino sweet spot puede referirse a un área con alta densidad de fracturas (condición favorable para el fracturamiento hidráulico) y condiciones favorables para la acumulación de gas (Figura 3.1). Para evaluar los recursos potenciales es necesaria la información sísmica procesada que permita resolver los problemas de mapeo, y de esta forma ubicar las mejores áreas prospectivas que tienen que ver con espesor de la roca generadora (> 15m), mayor contenido y calidad de materia orgánica (principalmente tipo II, COT>2%), mejor grado de madurez (Ro >1.2%), y ubicar las zonas sobre presurizadas (>0.45 psi/ft).

Una vez perforado el pozo, es fundamental integrar la información los datos geofísicos, análisis de laboratorio y los registros de pozo. Esto con la finalidad de identificar rocas con riqueza orgánica y rocas susceptibles de fracturamiento.

Los análisis de laboratorio se emplean para la definición de:

- *COT
- *Madurez
- *Porosidades
- *Gas libre y gas adsorbido
- *Propiedades mecánicas y físicas de la roca.

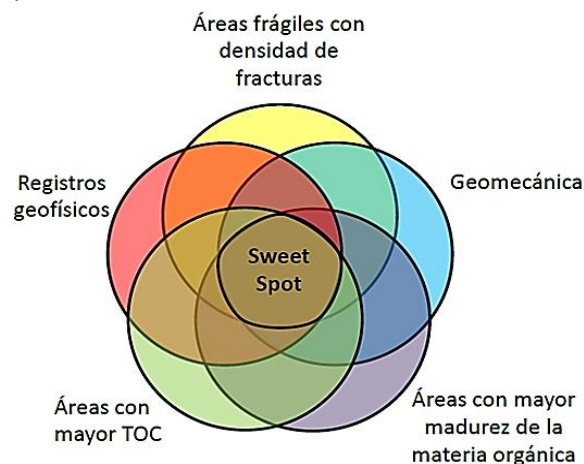


Figura 3.1: Factores clave en la determinación del sweet spot (IMP, 2013)

Reducir la incertidumbre en la determinación de los sweet spots, se traducirá en menos pozos perforados y más pozos exitosos. Más pozos exitosos significan optimizar el gasto de inversión, incrementar la producción de hidrocarburos y reducir el impacto ambiental (Sullivan, 2013).

3.3.2 Posicionamiento de tramos laterales.

La caracterización del yacimiento es esencial en el desarrollo de las lutitas gasíferas, pero la perforación del tramo lateral requiere más que petrofísica y geomecánica. Los parámetros clave que controlan la calidad de terminación (CQ) deben ser tomados en cuenta. El módulo de compresibilidad es un indicador de la calidad CQ. El módulo de compresibilidad de un material mide su resistencia a la compresión uniforme y, por tanto, indica el aumento de presión requerido para causar una disminución unitaria de volumen dada. La roca con mayor módulo tiene más probabilidades de tener menor contenido de arcilla y por lo tanto un menor esfuerzo de cierre y además una menor tendencia a la incorporación del apuntalante durante la producción (Figura 3.2) (Sullivan, 2013).

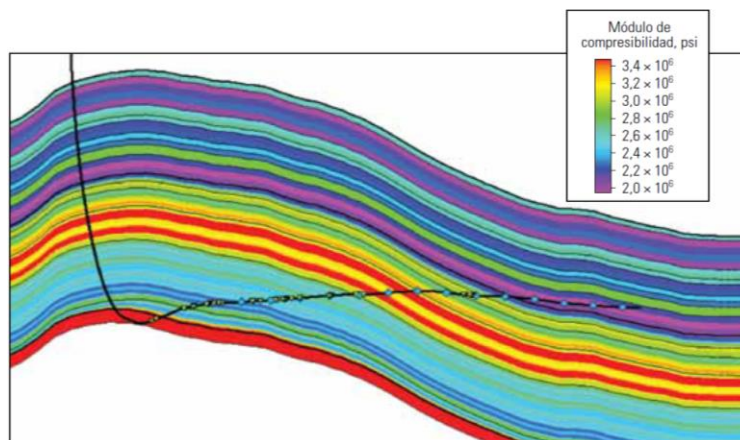


Figura 3.2: Visualización de las tendencias del Módulo de compresibilidad de un yacimiento (Schlumberger, 2013).

3.3.3 Dirección del pozo

La creación de fracturas transversales en pozos horizontales incrementa considerablemente el contacto con la formación de lutita contenedora de gas. Las fracturas transversales son aquellas cuya dirección es perpendicular al pozo. Se crean mediante la perforación del pozo en la dirección de los esfuerzos horizontales mínimos (Figura 3.3). Las fracturas longitudinales son paralelas al pozo y resultan del fracturamiento de pozos perforados en la dirección de los esfuerzos horizontales máximos. La estabilidad del pozo es mejor cuando se perfora en la dirección del menor esfuerzo horizontal (Al-Matar, 2008)

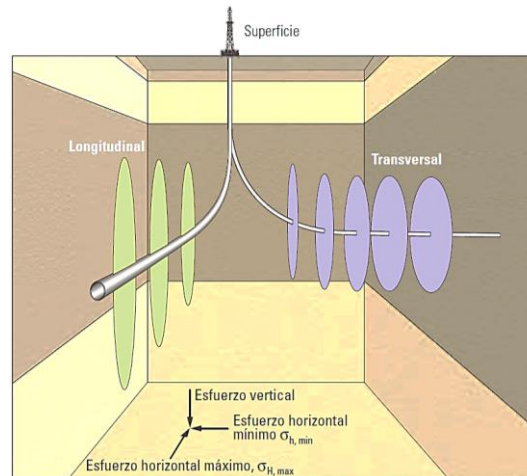


Figura 3.3: Dirección de la perforación del pozo según la dirección del esfuerzo (Schlumberger, 2012).

3.4 Fundamentos teóricos en el desarrollo de un pozo horizontal

3.4.1 Cargas que se desarrollan alrededor de un pozo horizontal.

Una sarta de tubería dentro de un pozo horizontal va a estar sometida a diferentes esfuerzos, tales como: tensión, presión de colapso y estallido, compresión y flexión. Los cuales pueden contraer o expandir la tubería si esta no se diseña con cuidado. Las TR's deben diseñarse para soportar las cargas más severas. Los casos de carga para estimulación por fracturamiento son:

- **Cargas de estallido.** Las operaciones de perforación, cementación y principalmente la estimulación por fracturas requiere de altas presiones que sean suficientes para romper la formación y entrar al yacimiento, tales presiones son usualmente las cargas más extremas a las cuales estará expuesta la TR de producción en un yacimiento de lutitas.
- **Cargas por compresión térmicamente inducida.** Las altas temperaturas del yacimiento, el contenido de agua y los gastos durante el periodo inicial de retorno de fluido de tratamiento significan que la TR de producción de los pozos de lutitas estará sujeta a significativo calentamiento. Este calentamiento da como resultado cargas por compresión y baloneo de la sección no cementada de la TR de producción.
- **Efecto de Buckling (pandeo):** Este efecto se relaciona con una fuerza de compresión aplicada a la parte final de la tubería, que provoca una compresión, si se considera que esta fuerza es menor que el peso total de la tubería, ésta se deforma por efecto de Buckling. En definitiva el pandeo es el encorvamiento de la tubería.
- **Efecto de Baloneo:** el cambio de la presión dentro o fuera de la tubería provocado por el cambio en la densidad de los fluidos, por trabajo de estimulación o por el cierre del pozo simplemente por la producción pueden provocar un cambio en la longitud en la tubería por efecto de baloneo. Este efecto se presenta cuando la presión interna es mayor que la presión en el espacio anular.
- **Cargas de colapso:** La presión en los pozos de lutitas puede declinar de forma que la presión del fondo fluyendo (Pwf) es inferior a la presión inicial del yacimiento, lo que ocasionaría un colapso de la tubería debido a la presión de la formación. Pero es probable que áreas (lejanas

al pozo) de la zona estimulada estén sujetas a presiones externas cercanas a las condiciones originales del yacimiento.

3.4.2 Alta severidad (dog leg)

Se denomina así al cambio abrupto de inclinación y/o rumbo de la trayectoria del pozo. Se expresa en grados/long (°/ 100 ft) y para significar su importancia se considera su severidad (es la tasa de cambio del ángulo entre dos secciones, expresado en grados por unidad de longitud), siendo valores a tener en cuenta por encima de 3°/100 ft pues es la causa de los “ojos de llave” o “canaletas”, que pueden derivar en aprisionamientos del BHA (Figura 3.4) (Drilco, 2005).

El pequeño espacio en locación y el impulso para maximizar la longitud lateral así como la relación entre la zona objetivo y el yacimiento, han llevado a los operadores a adoptar trayectorias agresivas. Los diseños suelen tener severidades de 10 a 14°/100ft, sin embargo, la tortuosidad en ocasiones conduce a severidades superiores a 20°/100 ft.

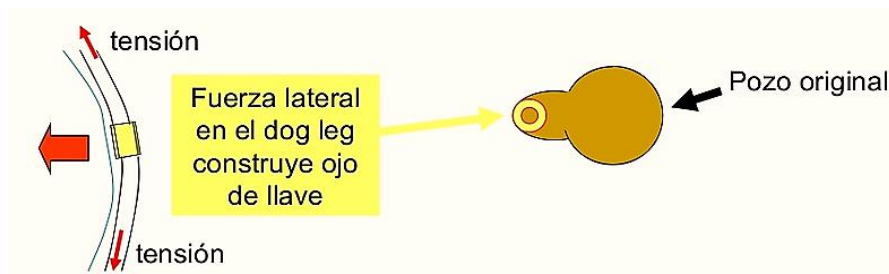


Figura 3.4: Distribución de las tensiones en la tubería al presentarse un dog leg (Drilco, 2005).

3.4.3 Fuerzas presentes durante la perforación del pozo

3.4.3.1 Fuerza Lateral (Wall Force)

Es una fuerza lateral aplicada (por reacción de la formación) sobre la tubería (Drilco, 2005). Esta fuerza es creada por el Dogleg del pozo, buckling de la sarta, movimiento centrífugo orbital de la sarta, o inclinación del pozo. La fuerza lateral sufrida por la conexión en un dogleg está expresada en la ecuación 3.1.

$$Wf = 2 \times T \times \text{seno} [DLS \times (L/2)] \quad \text{Ecuación: 3.1}$$

donde:

Wf : Fuerza lateral (lbs)

T: Tensión de la sarta en el dogleg

DLS: Pata de perro en °/ft

L: Long.1 tubular (ft).

3.4.3.2 Fuerza Lateral en pozos inclinados

La fuerza lateral de cualquier tubular en un pozo inclinado, es el producto de su peso, afectado por la flotación, por el seno del ángulo de inclinación del pozo (Ecuación 3.2).

$$W_{f \text{ inc}} = W_{ff} \times \text{Sen}(\theta) = \text{lb/ft} \quad \text{Ecuación: 3.2}$$

donde:

$W_{f \text{ inc}}$: Fuerza lateral en pozo inclinado (lb/ft)

W_{ff} : Peso por pie de tubo afectado por la flotación (lb/pie)

θ = Ángulo de desviación de pozo.

3.4.4 Torque durante rotación

Es una fuerza resultante hacia arriba, y es el producto de una fuerza que se opone al movimiento de giro por el radio del movimiento de giro en el plano perpendicular a la orientación de la herramienta. Lo que leemos en superficie es el torque de toda la sarta de perforación que está friccionando en el pozo incluyendo desde la barrena, hasta la última tubería en superficie debajo de la mesa rotaria.

3.4.5 Torque de ajuste

Es el torque óptimo para que una conexión no permita movimiento de sobre enrosque y comience a comprometer la integridad de las conexiones entre la tubería.

3.5 Plan de perforación

Como ya se mencionó la forma de explotar un yacimiento de shale gas es a través de un pozo horizontal, el cual generalmente se construye con la siguiente secuencia (Rojas, 2012).

- I. Se taladra un pozo vertical, donde la primera etapa de perforación concluye debajo del primer acuífero, posteriormente se introduce una TR Superficial para aislar la zona del acuífero.
- II. La perforación continua 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 TR 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”, punto precedente a la perforación horizontal.
- III. 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 uno 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.

- IV. 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.
- V. 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:
 - 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.
 - Se retira el disparador.
 - Se inicia fracturamiento.

3.6 Infraestructura

3.6.1 Plataforma multi pozo (Multi Well- Pad Drilling)

La base de operaciones del shale gas es la plataforma de perforación (pad). En esencia, esta técnica de extracción es la práctica de la perforación de múltiples puntos de entrada en los pozos desde una sola localización de superficie. Antes del descubrimiento de la perforación pad, un operador podría perforar un solo pozo, desmontar la plataforma de perforación, moverlo a una nueva ubicación, y luego repetir el proceso. Perforación Pad permite hasta veinte o más pozos que se perforarán desde una sola ubicación de perforación (EXCO, 2014).

La producción comercial se alcanza mediante la perforación de múltiples pozos horizontales desarrollados desde un mismo emplazamiento y generalmente orientados perpendicularmente al sistema de micro fracturas preferente con el objeto de reducir la huella en superficie (Figura 3.5).

La perforación de múltiples pozos horizontales desde una sola plataforma se ha convertido en cada vez más un guía común para el desarrollo de yacimientos de lutitas debido al costo significativo, tiempo y ahorro medioambiental al minimizar el número de localizaciones de superficie requeridas.

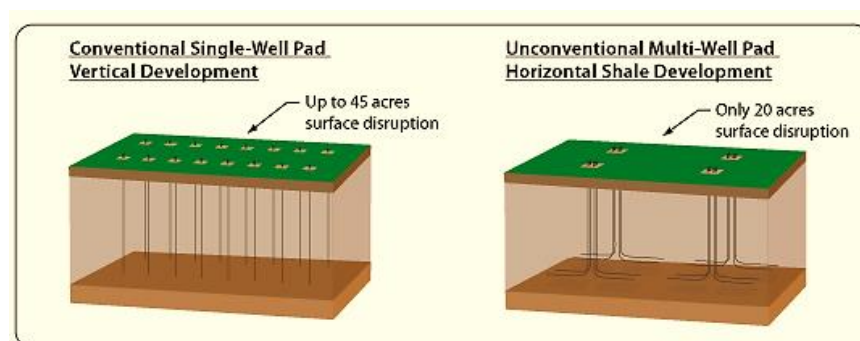


Figura 3.5: Comparativa entre bloques de perforación con pozos verticales versus perforación en bloques multi pozo (Pad Drilling) (EXCO, 2014).

Esta técnica innovadora reduce el tiempo de ciclo de perforación y el coste global de pozos en operación. Además, menos vías de acceso deben ser construidas y menos camiones para transportar los materiales, reduciendo aún más el impacto ambiental.

Perforación pad se originó de la perforación mar adentro y ganó notoriedad con su contraparte en tierra. El número de pozos de perforación Pad creció por un factor de cuatro, sólo desde 2012 en este año se contaba con un 20% de equipos de este tipo, mientras que para el primer trimestre del 2014 el porcentaje aumento a un 70% aproximadamente.

Los avances en la perforación direccional y fracturamiento hidráulico han hecho perforaciones pad factible. Con estos avances, una serie de perforaciones verticales se puede realizar muy cerca, por lo general de 25 a 30 pies de distancia (Figura 3.6). Se ha informado de hasta dieciséis pozos pero más comúnmente seis u ocho pozos se perforan secuencialmente en filas paralelas por cada pad. Seguido por las perforaciones laterales horizontales largas y fracturadas en direcciones paralelas y/o divergentes. La técnica es particularmente adecuada para plays donde los yacimientos son delgados, pero lateralmente extensos.



Figura 3.6: Diagrama de 6 pozos perforados desde una sola plataforma multi pozo (EXCO, 2014).

Un ejemplo es el uso de equipos de perforación multi pozo en Haynesville, que permite seis pozos horizontales con ocho etapas de fracturamiento para remplazar a los 48 pozos verticales por sección (1 mi²) y reduce el disturbio en superficie en un 95% (Figura 3.7)(Schlumberger, 2012).

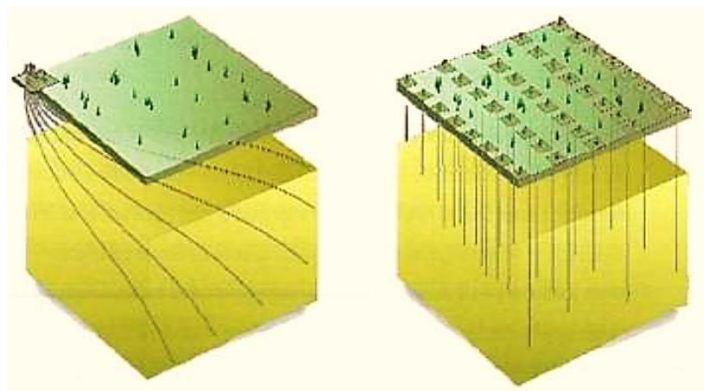


Figura 3.7: Aplicación de multiperforación en Haynesville, USA, comparado con el uso de pozos verticales para la explotación de yacimiento de shale gas (Muños, 2013).

3.6.2 Las características típicas de las plataformas pad son las siguientes

- Entre 6,000 y 12,000 m² (1.5–3 acres) de terreno. La superficie del pad no incluye la requerida para almacenamiento de agua, caminos y otras áreas.
- El diseño de un pad debe calcular el uso y manejo de agua según el número de pozos a perforar. Por ejemplo, para tres pozos se necesitan presas con capacidad de 20 a 40 millones de litros. En ausencia de presas, el transporte del agua se hace por pipa.
- La operación de un pad requiere áreas de manejo de las aguas residuales del fracturamiento, que fluyen a la superficie, mezcladas con las sustancias químicas añadidas en el proceso y otros elementos del subsuelo. Esta superficie puede duplicar la del pad.
- Considerando lo anterior, un Pad con varios pozos puede requerir entre 16.000 y 20.000 m² en los períodos de perforación y fracturación.
- El gas extraído debe ser transportado a la red de distribución. Como la mayoría de los pozos tienen tasas de producción bajas con perfil de rápido descenso, a menudo el gas se queda almacenado en el pozo hasta que se construyen los ductos. En las regiones con alta densidad de equipos pad se construyen redes de recolección del gas con estaciones de compresión. El almacenamiento y el transporte pueden ser subterráneos o superficiales.

3.6.3 Espaciamento entre plataformas

Como la matriz de los pozos perforados desde cada pad es capaz de acceder sólo a una zona discreta de la formación objetivo, el desarrollo de gas de lutita también requiere una serie de pads dispuestos sobre la formación objetivo (Tyndall, 2011).

A principios de 2010 Canadá decidió establecer una estandarización para el espaciamento entre plataformas, estas separaciones son de 1,280 acres (5.184 km²), no sólo para minimizar impactos en la superficie, sino también para organizar esos impactos. Los segmentos laterales se pueden perforar con éxito hasta dos kilómetros de largo, que tenía sentido para establecer las unidades de separación. En EUA se piensa estandarizar el espaciamento entre pads de 1.280 acres.

3.6.4 Reducción del tiempo de producción y el costo

La consolidación de varios objetivos desde una única plataforma puede significar un ahorro en cuanto al aspecto operativo:

- Permitiendo a los operadores perforar en grupos y acortar el tiempo de ciclo dividiendo pozos en segmentos verticales y horizontales, eliminando procesos duplicados.
- Disminuyendo el tiempo necesario para mover la plataforma entre los pozos.
- Reduciendo el número de camiones necesarios para mover las plataformas, ahorrando aproximadamente un 10 a 15% en los costos del pozo (algunos movimientos del equipo de perforación participan más de 40 camiones).

La reducción de costos está en función de la ganancia en eficiencia que implica la perforación pad, con respecto a perforaciones de pozos individuales (Figura 3.8)(ENTRO, 2014).

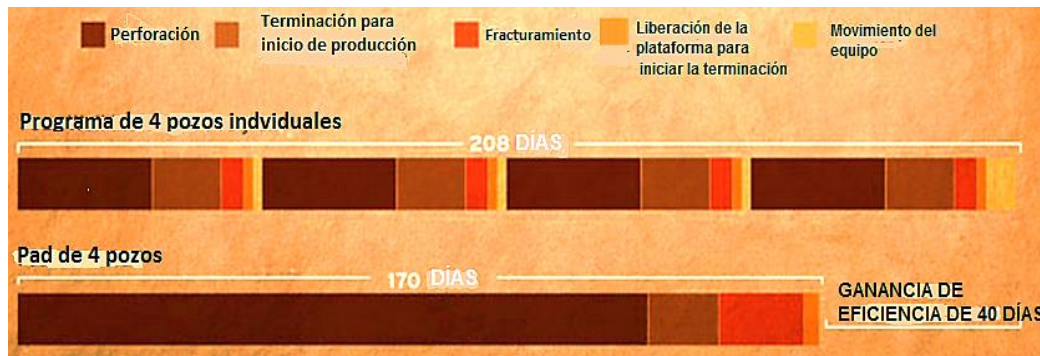


Figura 3.8: Comparativo de tiempos para perforación de pozos, entre la perforación con plataforma de pozos individuales y pad drilling (ganancia de eficiencia) (Modificado de ENTRO, 2014).

3.6.5 Menos infraestructura

La perforación pad no sólo tiene como resultado en una pequeña huella superficie, también puede dar lugar a menos infraestructura. La perforación pad en una unidad de separación grande permite a los productores instalar infraestructuras como tuberías y electricidad sólo una vez en lugar de tener que instalar varias líneas a múltiples ubicaciones.

Una ventaja adicional es que el aceite a menudo se transporta desde la cabeza de pozo a los principales centros de transporte por camión, pero con múltiples pozos en estrecha proximidad no puede haber un volumen suficiente de aceite para justificar la instalación de tuberías de recolección. Lo mismo puede aplicar para el agua, que en muchos sitios, se toma de agua a través de tuberías (Tyndall, 2011).

3.6.6 Movilidad de equipo

El movimiento del equipo de perforación hasta hace un par de años solía significar una operación tediosa y tardada, pero ahora los contratistas están usando sistemas deslizables y caminantes. Esto ha contribuido a disminuir también el tiempo de perforación de pozos horizontales de 23 días a 19 días en 2011. Es tal el éxito que al menos en Estados Unidos se espera que para finales del año 2014 casi el 40% de los equipos terrestres tendrán sistemas de pie o sistemas de deslizamiento (ENTRO, 2014).

3.6.6.1 Sistemas deslizables

Mediante el uso de rodillos y rieles instalados bajo los equipos de perforación, es posible deslizarlos hasta el siguiente emplazamiento para perforar nuevos pozos, este sistema tiene las siguientes características (Figura 3.9)(ENTRO, 2014).

- Mayor variedad de usos por los operadores.
- Costo aproximado \$700,000 dólares.
- Se requieren ocho semanas para el equipamiento.



Figura 3.9: Movilización de un equipo de perforación mediante un sistema deslizante (ENTRO, 2014).

3.6.6.2 Sistemas caminantes

Los sistemas caminantes logran trasladar un equipo de perforación hasta el siguiente emplazamiento mediante un arreglo de pistones, rodillos y engranes que funciona secuencialmente para lograr el desplazamiento (Figura 3.10).

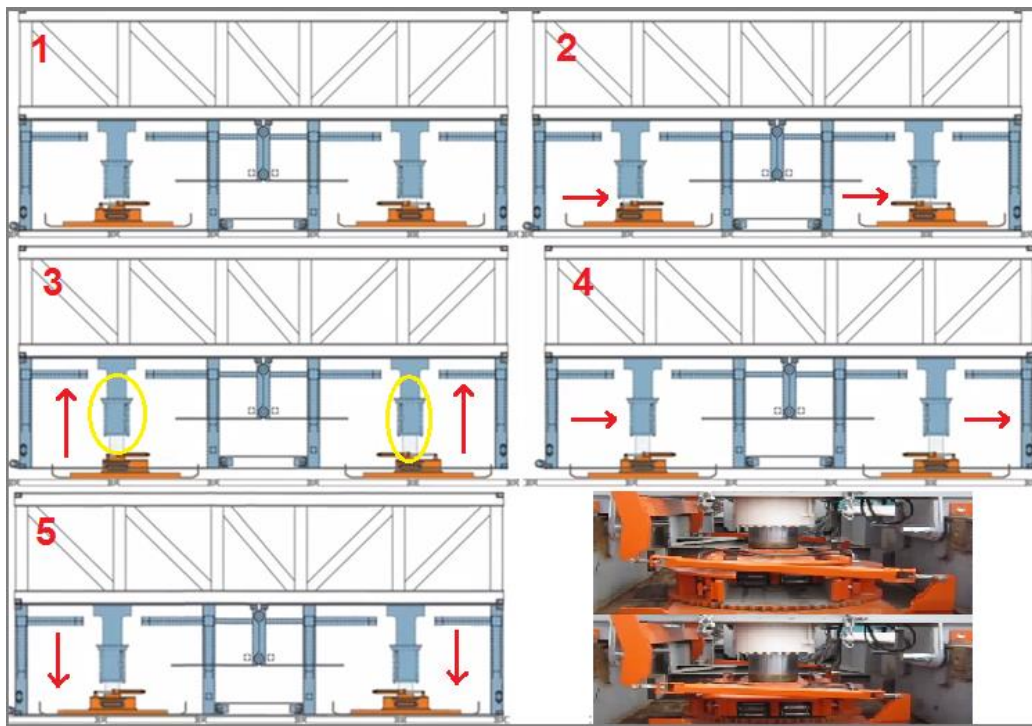


Figura 3.10: Equipo "King pin Walker" de Industrias ENTRO, el cual caminante usa un arreglo de pistones hidráulicos y rodillos para mover la plataforma (modificada de ENTRO, 2014).

- Algunas de las características de estos sistemas móviles son:
 - Permite un movimiento de equipo sobre equipo de pozo existente.
 - Costo aproximado \$ 1, 000,000 de dólares.

- Requieren once semanas para equipar una plataforma existente.
- Mejor automatización, autonivelable y gran versatilidad.

La mayoría de los equipos de móviles tienen "patios traseros", localizados cerca de la plataforma los cuales albergan equipos auxiliares como generadores eléctricos, tanques de combustible, tanques de agua y bombas de lodo. Estos equipos móviles, pueden perforar un máximo de cuatro pozos sin tener que detenerse y mover el patio trasero. Actualmente se estudia la posibilidad de diseñar una plataforma caminante con un patio trasero móvil que camina con ésta (ENTRO, 2014).

Especificaciones Técnicas de un equipo caminante (marca ENTRO)

- Capacidad de 1,5 millones de libras a 3,0 millones de libras
- Tiempo de ciclo de 60 segundos
- Distancia por paso 24pg de viaje
- Elevación de los pistones hidráulicos es de 15 pg
- Tamaño del pie: desarrollado técnicamente para adaptarse al equipo
- Rodillos (baleros) personalizados
- Dirección Manual (Estándar) / Electronic Power (Opcional)
- Estructura: dos pistones por cada marco de la estructura.
- Conexión al equipo. Pernos debajo de la subestructura.
- Sistema Hidráulico: piernas instaladas en los costados de la plataforma o en marcos pre ensamblados para apoyar la plataforma.



Figura 3.11: Equipo móvil con piernas laterales (izquierda) y base con pies para la sub estructura (derecha) (ENTRO, 2014).

3.6.7 Desventajas del Drilling pad

Entre sus desventajas se encuentra que, en comparación con plataformas de un solo pozo se puede ir a producción tan pronto como se haya terminado. Mientras que con múltiples pozos en una sola plataforma, sin embargo, todos ellos tienen que ser perforados y terminados antes de ir a la producción, lo que resulta en un cierto retraso (Estrada, 2013).

3.6.8 Expectativas de desarrollo de la perforación pad

- Mejorar la eficiencia en terminaciones horizontales.
- La extensión de longitudes laterales superar los 3,000 m.
- Apilar secciones laterales para maximizar múltiples formaciones.
- Incremento del número de pozos por pad para acomodarlos con espaciamentos hacia abajo y apilados para la explotación múltiple del yacimiento.

3.6.9 Barrenas

En realidad no existe una regla para la selección de una barrena pero 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. En general para formaciones blandas se emplean barrenas de conos giratorios (tricónicas) mientras que para formaciones consolidadas y para perforar pozos direccionales se emplean las barrenas de cortadores fijos PDC (Compuesto Policristalino de Diamante) (Figura 3.12)(Prebhakaran, 2011).

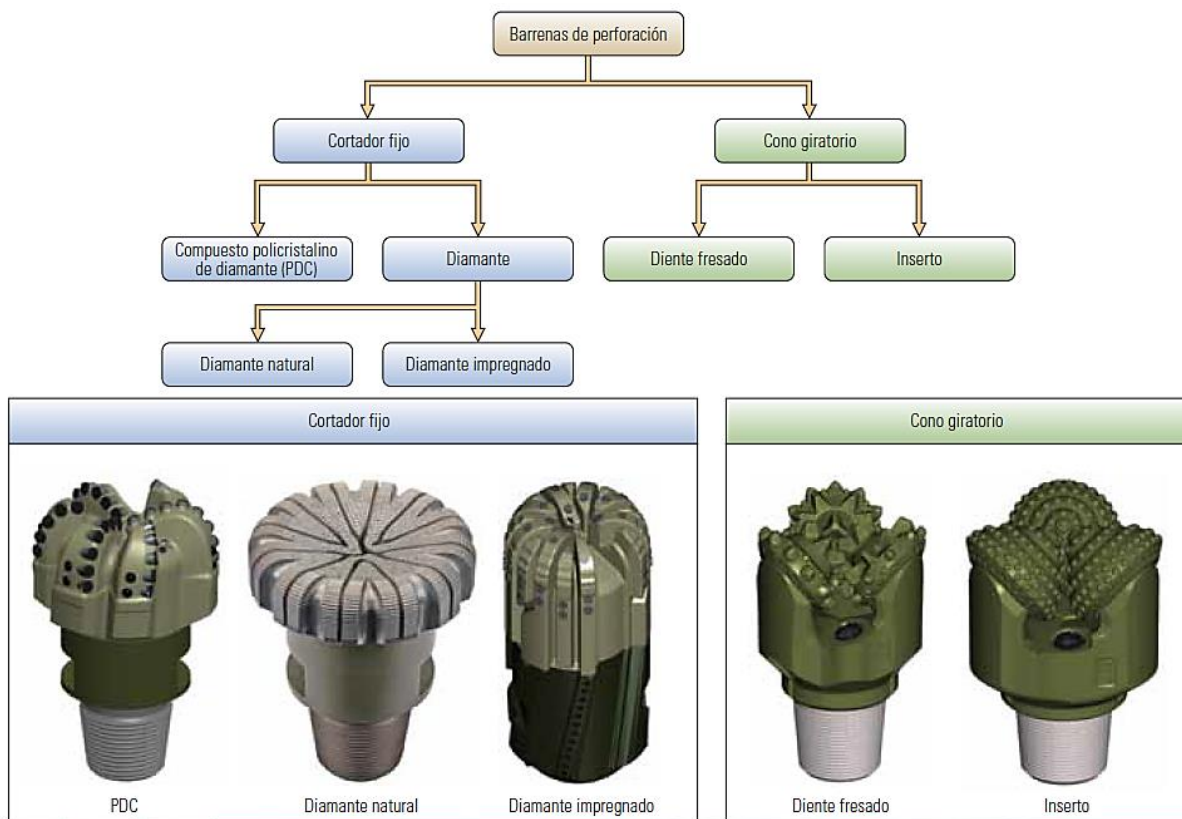


Figura 3.12: Clasificación general de barrenas (cortadores fijos o giratorios) (Editado de Schlumberger, 2011).

3.6.9.1 Barrena óptima para perforar formaciones de lutita

En la lutita Marcellus del noreste de EUA, los operadores observaron que la perforación de pozos laterales largos con barrenas de PDC convencionales producía fallas prematuras de las barrenas y carreras cortas debido a problemas de empastamiento de las barrenas (ver Figura 3.13), un comportamiento direccional deficiente y la pérdida de control de la orientación de la herramienta. El fenómeno de empastamiento tapona las boquillas de las barrenas y empaqueta los cuerpos de estas herramientas. Los recortes no pueden ser transportados de regreso por el espacio anular, sino que se acumulaban alrededor de la barrena (Prebhakaran, 2011).

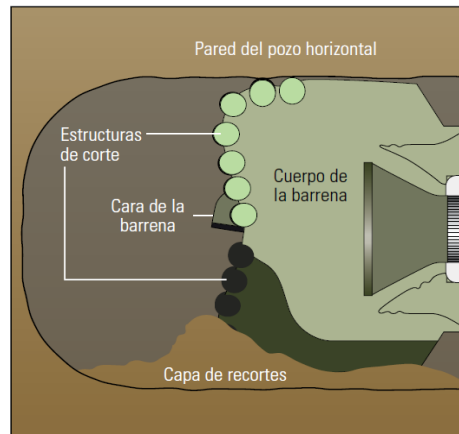


Figura 3.13: Problemática con los recortes presente en pozos horizontales, entre la barrena y el agujero (Schlumberger, 2011).

Tras varios diseños de barrenas fallidos, los diseñadores llegaron a la conclusión de que esos problemas podían solucionarse al aumentar la altura y reducir el ancho de los cortadores pero ya que la matriz de carburo de tungsteno es relativamente frágil y las cuchillas que exceden una cierta relación de altura y ancho a menudo se rompen ante el impacto con la formación.

Dado que la lutita se caracteriza por su baja capacidad abrasiva, el acero es suficientemente duradero como para perforar estas formaciones sin preocuparse por la erosión. Y, dado que el acero es menos frágil que la matriz de carburo de tungsteno, las cuchillas pueden ser extendidas a más distancia respecto del cuerpo de la barrena.

Mediante la utilización de acero, los diseñadores lograron perfeccionar el cuerpo de la barrena para facilitar el barrido de los recortes desde el centro de la barrena hacia el interior de las ranuras para detritos, además el acero permite la construcción de barrenas más cortas, lo que mejora su capacidad para atravesar ángulos con cambios extremos utilizando un motor de fondo. El diámetro del cuerpo de la barrena también pudo reducirse, con lo cual se incrementó la distancia existente entre el pozo y el cuerpo de la barrena en la ranura para detritos. Por otra parte se pudo emplazar y orientar las boquillas para minimizar la recirculación en la cara de la barrena, lo que aseguró la remoción eficiente de los recortes y la eliminación de los fenómenos de empastamiento y taponamiento.

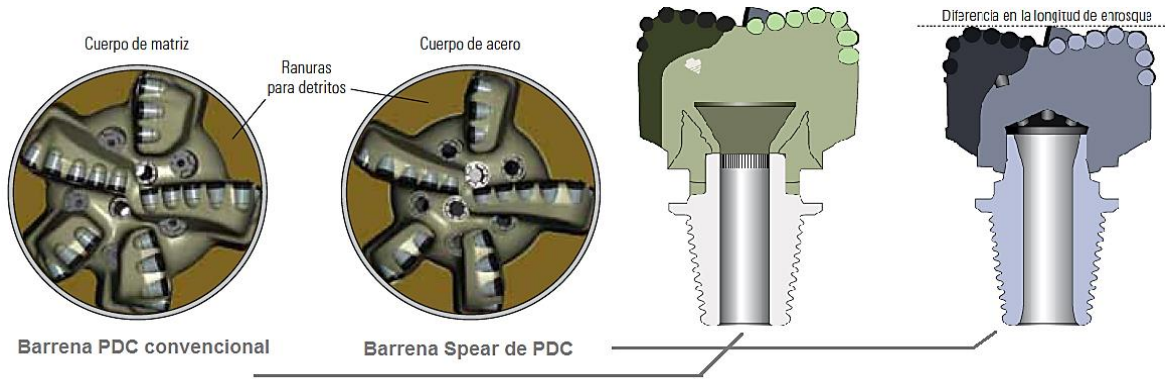


Figura 3.14: Comparativa entre una barrena PDC convencional y una barrena Spear optimizada para atravesar formaciones lutíticas (Editado de Schlumberger, 2011).

A esta barrena se le nombró Spear de PDC con cuerpo de acero recién desarrollada, optimizada para ser utilizada con lutitas, ha sido empleada con éxito en las formaciones arcillosas Bakken, Barnett, Marcellus e Eagle Ford de América del Norte.

3.7 Tipos de perforación

3.7.1 Perforación Horizontal

La perforación horizontal es el proceso de dirigir la barrena durante la perforación de un pozo en una dirección aproximada de 90° con respecto a la vertical. Basa su objetivo en maximizar el área de contacto del pozo en el yacimiento (Figura 3.15). Para facilitar el flujo de fluidos, en el caso de los yacimientos de shale gas se debe acompañar del fracturamiento hidráulico para poder conseguir el flujo, situación que no se lograría mediante pozos verticales (Fleckenstein, 2012).

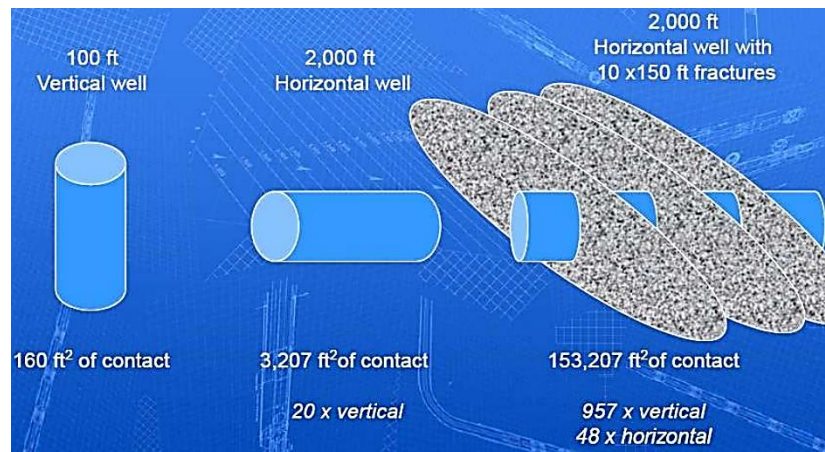


Figura 3.15: Comparación del área de contacto en el yacimiento entre un pozo vertical y un pozo horizontal (Fleckeinstein, 2012).

En primer lugar, se perfora un pozo desde la superficie hasta la capa de lutita, que se puede encontrar a una profundidad de unos 3,000 a 5,000 metros. En ese punto, el trayecto de la

perforación gira y comienza a avanzar en un plano horizontal dentro de la lutita. Después, la formación rocosa se fractura hidráulicamente para liberar el gas natural atrapado en ella (Figura 3.16).

El primer avance en la perforación horizontal se desarrolla en la década de los 80, con la mejora de los motores de fondo y la telemetría del pozo.

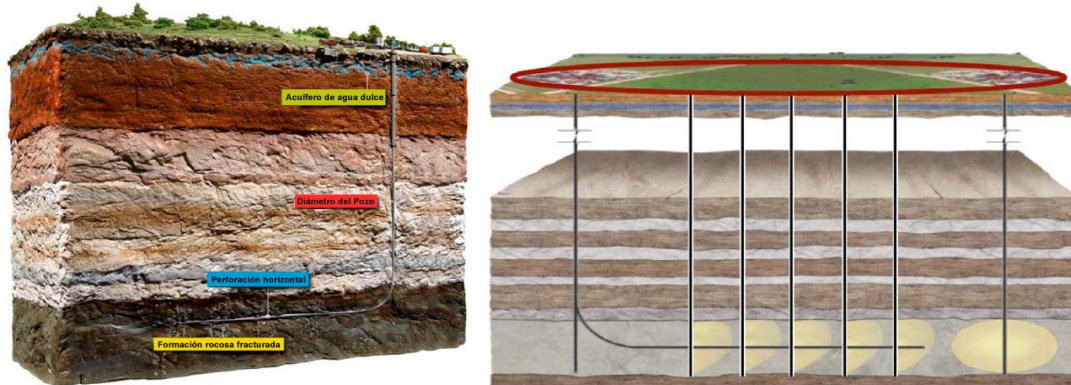


Figura 3.16: Esquema comparativo de área de acción de un pozo horizontal versus un pozos verticales (Fleckenstein, 2012).

Mediante la telemetría se envía una señal desde el fondo del pozo, prácticamente desde la herramienta de corte, hasta la superficie permitiendo conocer su situación, junto con alguna información adicional, relativa al tipo de roca y fluidos que se están cortando.

El desarrollo de la perforación horizontal, con secciones de hasta 2 km, junto con la práctica de desarrollar múltiples pozos desde una única localización (pad drilling) ha supuesto un hito en la reducción del uso de superficie, minimizando tanto el impacto superficial como la afección a la población local, al disminuir la necesidad de nuevas vías de acceso y tráfico rodado adicional.

3.7.1.1 Ventajas y desventajas de los pozos horizontales

Ventajas:

- Aumento del área de drene del pozo o del área expuesta al flujo.
- Retarda la conificación de agua y/o gas debido a que es posible obtener más producción con una menor caída de presión. Esto debido a que, a diferencia de los pozos verticales, la mayor caída de presión ocurre en las cercanías del pozo; mientras que en pozos horizontales, esta caída de presión es pequeña y aproximadamente uniforme a lo largo del yacimiento.

Desventajas:

- Dificultad para la toma de núcleos.
- La corrida de registros para corregir el rumbo de la perforación presenta dificultad.
- Únicamente una parte de la longitud total, permite producir o inyectar (longitud efectiva del pozos).

3.7.1.2 Criterios para el Diseño de un Pozo Horizontal

Las consideraciones que deben tomarse para el diseño de un pozo horizontal son las siguientes:

- Capacidad del equipo de perforación
- Diseño de la Sarta o BHA
- Trayectoria
- Hidráulica, limpieza de agujero (control de sólidos)
- Torque y Arrastre; capacidad de torsión y tensión de la sarta
- Consideraciones de tortuosidad
- Utilización de LWD

3.7.1.3 Clasificación de los pozos horizontales

- ❖ Lateral sencillo: es una extensión horizontal o lateral al final de la curva que está construida a una inclinación mayor de 80°.
- ❖ Laterales Apilados (Stacked laterals): son dos extensiones horizontales o laterales al final de la curva construida a una inclinación mayor de 80°.
- ❖ Pozos de alcance extendido: se define como un pozo que tiene contacto con el yacimiento, excediendo los 5 Km de extensión, con una configuración simple o multilateral. Para que se considere de alcance extendido el segmento lateral debe ser al menos el doble del segmento vertical del pozo. Reglamentos de espaciado entre pozos y reducir el impacto ambiental son sólo algunas de las razones por las cuales pozos con laterales de alcance extendido se están volviendo más comunes.
- ❖ Multilaterales: La perforación multilateral es el proceso de perforación múltiple de varios pozos con el fin de incrementar el área de drenaje del yacimiento, es decir, perforar uno o varios ramales (laterales) en varias direcciones dentro de la sección horizontal, vertical o direccional y lograr el incremento eficiente de la producción de hidrocarburos mientras se reducen los costos e impactos ambientales de contaminación en superficie (Schlumberger, 2014).

3.7.2 Arreglos de pozos empleados en yacimientos de shale gas.

3.7.2.1 Fracturamiento en cremallera (Zipper Fracking)

Esta técnica trata simplemente de perforar pozos uno a lado del otro, donde las secciones horizontales de los pozos son paralelas entre sí. La innovación en esta técnica es principalmente en el fracturamiento hidráulico en cuanto a la ubicación de los intervalos de inyección (Figura 3.17).

Esto es cuando los operadores de perforación ubican al menos dos pozos uno al lado del otro. La búsqueda de mayor productividad y menores costos ha conducido a las prácticas como la de Zipper Fracking. Ésta fue desarrollada para perforar pozos laterales de gran extensión a fin de reducir el impacto ambiental

Durante el proceso de perforación con esta técnica, la primera zona en el primer pozo se perfora y fractura después de lo cual éste es aislado del segundo pozo. A continuación, la primera zona en el segundo pozo se perfora y fractura. Mientras que el segundo pozo está siendo fracturado, un tapón se coloca en el primer pozo de modo que la segunda zona en el primer pozo se puede fracturar. Estas tareas simultáneas siguen en sucesión hasta que se fracturan todas las zonas en todos los pozos.

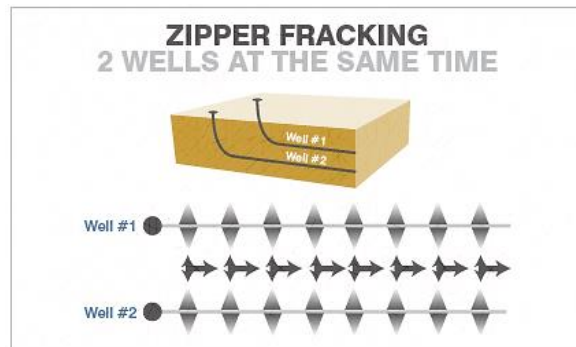


Figura 3.17: Configuración del zipper fracking (Baldiali, 2014).

Como se puede ver en el esquema anterior, las fracturas forman un patrón de cremallera, donde las grietas llegan hasta las rocas más profunda y otorga mayor eficacia que en un sólo pozo. El proceso permite que ambos pozos puedan producir más petróleo y gas. En las lutitas de Barnett en Texas, los pozos con el arreglo de cremallera duplicaron el volumen de un pozo típico (Baldiali, 2014).

3.7.3.2 Laterales apilados (Stacked laterals)

Otra de las técnicas de ahorro de costos mayores proviene de la industria de petróleo offshore. Cuando se perforan pozos costa fuera, no es factible construir una plataforma, o pad, para cada pozo. Así que en el océano, se perforan varios pozos desde una sola plataforma (Baldiali, 2014).

Perforadores de plays de shale en tierra adoptaron rápidamente que la técnica por sí mismos. Debido a que la lutita es una capa uniforme de roca, los operadores pueden perforar los pozos uno cerca del otro a esta técnica de perforación se le conoce como Stacked Laterals (laterales apilados) (Figura 3.18). Desde que los perforadores no tienen que mover las plataformas demasiado para perforar otros pozos, el método ha ahorrado tiempo y dinero. El proceso de desmontaje y la creación de un equipo de perforación pueden tomar días y costarle a la compañía.

Muchas capas de lutita, como los de Bakken y Eagle Ford y la Cuenca del Pérmico en Texas, se apilan en gruesos paquetes. Las empresas pueden perforar muchos pozos en estas capas.

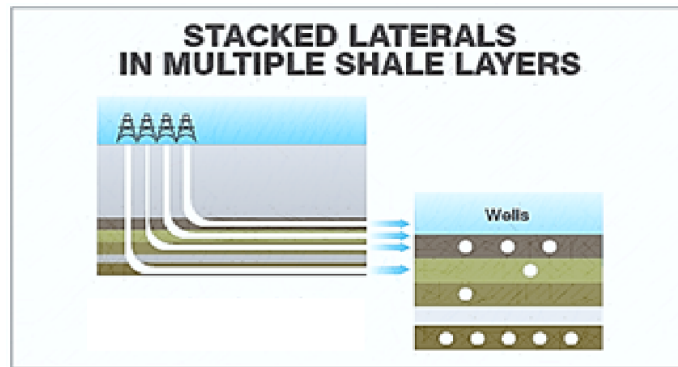


Figura 3.18: Configuración Stacked laterals (Baldiali, 2014).

Según informes de compañías que operan en la cuenca del Pérmico, mediante la técnica de stacked lateral, en 64 pozos en cuatro capas de lutita se recuperó 44 millones de barriles de petróleo. Si sólo se perforara la capa superior, se recuperarían sólo 12 millones de barriles de petróleo. Los pozos laterales apilados aumentan su producción en casi cuatro veces.

En la tabla 3.2, se puede ver que las nuevas innovaciones de perforación como cremallera y laterales apilados están aumentando notablemente la producción en todos los principales yacimientos de shale. Muestra los barriles de petróleo producido por la plataforma de perforación en junio de 2011 y junio de 2014.

Tabla 3.2: Aumento de producción por medio de los sistemas de Zipper Drilling y Stacked Laterals (Editado de Baldiali, 2014).

Región de Shale	Producción por aparejo (Junio 2011)	Producción por aparejo (Junio 2014)	Porcentaje de cambio
Niobrara (Colorado)	95 bpd	361 bpd	280%
Marcellus (Pensilvania)	2,427 mfc por día	6,516 mfc por día	168%
Eagle Ford (Texas)	198 bpd	476 bpd	140%
Bakken (North Dakota)	213 bpd	505 bpd	137%

3.8 Fluidos de perforación y recortes

Fluidos de perforación óptimos a menudo difieren entre los diferentes yacimientos de lutita y requieren el conocimiento de los líquidos que son más exitosos en pozos vecinos. Elegir el mejor fluido también puede ayudarle a profundizar más rápido y mejor

Una parte del agua consumida en la producción de shale gas se usa para formar el lodo de perforación con arcilla. Este fluido se utiliza para enfriar y lubricar la broca, estabilizar el pozo y acarrear los detritos a la superficie.

En contraste con secciones verticales, equipos de perforación horizontal no utilizan el lodo sólo para perforar. Para estos equipos se necesita el lodo también para:

- Alimentar y refrigerar el motor de fondo utilizado para la perforación direccional;
- El uso de herramientas de navegación que requieren lodo para transmitir lecturas de los sensores;
- Proporcionar estabilidad a la perforación horizontal durante la perforación;
- Eliminar eficientemente recortes del agujero horizontal.

En términos de recortes, un solo pozo perforado verticalmente a una profundidad de 2 km y lateralmente por 1.2 km generaría alrededor de 140 m³ de recortes. Un pad de seis pozos, podría generar alrededor de 830 m³ de recortes. Para la comparación, un pozo convencional perforado a la misma profundidad (2 km) generaría alrededor de 85m³.

3.8.1 Tipos de fluidos (lodos) de perforación utilizados en pozos horizontales:

Existen varios tipos de lodos de perforación en la industria petrolera, cada uno con características distintas para distintos objetivos durante la operación de perforación, los más usados en pozos horizontales y multilaterales son los siguientes.

- **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.
- **Base aceite:** Estos lodos son preferibles 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.
- **Aire:** Tiene resultados espectaculares para casos especiales, aumenta la tasa de penetración, limpia el hueco mejor que otros fluidos, los recortes son pequeños y los indicios de agua, petróleo y gas son fácilmente detectados. Pero tienen aspectos negativos con mayor peso que los positivos a la hora de seleccionarlos, ya que no proveen una presión suficiente en el fondo del pozo y por lo tanto no es posible atravesar formaciones de alta presión, también es imposible circular cuando hay derrumbes o cavernas porque la tubería se pegaría. Otro problema es la corrosión aunque puede ser controlada.

Se puede combinar aire en la parte superficial y luego lodo de perforación en la parte profunda. En la superficie se utilizan sistemas de compresores y equipos adicionales. En la perforación horizontal es utilizado en formaciones fracturadas y de baja presión.

- **Polímeros:** Son químicos que producen mejor limpieza, reduce arrastre porque incrementa la lubricidad. Hay muchos tipos de polímeros y se los utiliza según la necesidad y disponibilidad. Los lodos polímeros son los sistemas de base agua más popularmente usados en operaciones de perforación de ángulo elevado.
- **Espumas:** Dan lubricidad, previenen pérdidas de circulación, reprimen los sólidos, la rotación de la tubería es mayor. Es utilizado generalmente en la parte horizontal. Existen otros lodos en base agua salda, otros utilizan nitrógeno para eliminar presión diferencial y liberar BHA atrapado (fish).

3.8.2 Selección del fluido de perforación

- A) Lo recomendado es utilizar lodos en base aceite ya que éstos forman una retícula lubricante entre la sarta y hueco suficientemente alta para tener bajos coeficientes de fricción, debido principalmente a la necesidad de aminorar los efectos del contacto en la sección curva.
- B) Si se elige lodo base agua éste debe contener polímeros que brinden lubricidad, limpieza, control de sólidos, protección del yacimiento y que sean no tóxicos. Deben tener ión de inhibición para controlar hinchamiento de lutitas hidratables con agua, este ión puede ser potasio o calcio.

3.9 Trayectoria de pozo

3.9.1 Principios de la perforación direccional

La mayoría de los pozos direccionales comienza como pozos verticales. A una profundidad designada, denominada punto de comienzo de la desviación (KOP), el perforador direccional desvía el trayecto del pozo mediante el incremento de su inclinación para comenzar la sección de incremento angular (Build Up Section). Los levantamientos ejecutados durante la perforación indican la dirección de la barrena y la orientación de la herramienta, o la orientación de los sensores de medición en el pozo. El perforador direccional monitorea constantemente estas mediciones y ajusta la trayectoria del pozo según las necesidades para interceptar el objetivo siguiente a lo largo de la trayectoria del pozo (Schlumberger, 2011).

3.9.2 Secciones del pozo

La profundidad de perforación vertical variará dependiendo de la formación objetivo y el lugar y, por lo general, los pozos serán perforados verticalmente a través de las capas de roca y acuíferos a una profundidad de unos 150 metros por encima de la parte superior de una formación con lo cual la capa de destino, un equipo de perforación horizontal más grande puede ser llevado a la ubicación (donde se están utilizando equipo separado para las porciones vertical y horizontal de la boca del pozo) para construir el ángulo de la porción horizontal del pozo (kick off') (Muños, 2013).

El punto kick off (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.

La parte vertical de cada pozo, incluyendo la parte que se perforó a través de cualquier acuíferos de agua dulce, típicamente perforar usando aire comprimido o lodo de agua dulce como el fluido de perforación.

Las principales secciones de un pozo horizontal son las siguientes (Figura 3.19):

1. Sección vertical
2. Punto de comienzo de desviación (Kick off point- KOP)
3. Primer sección construida (Build-Up-Rate, BUR)
4. Sección tangencial
5. Segunda sección construida (Build-Up-Rate, BUR)
6. Sección horizontal

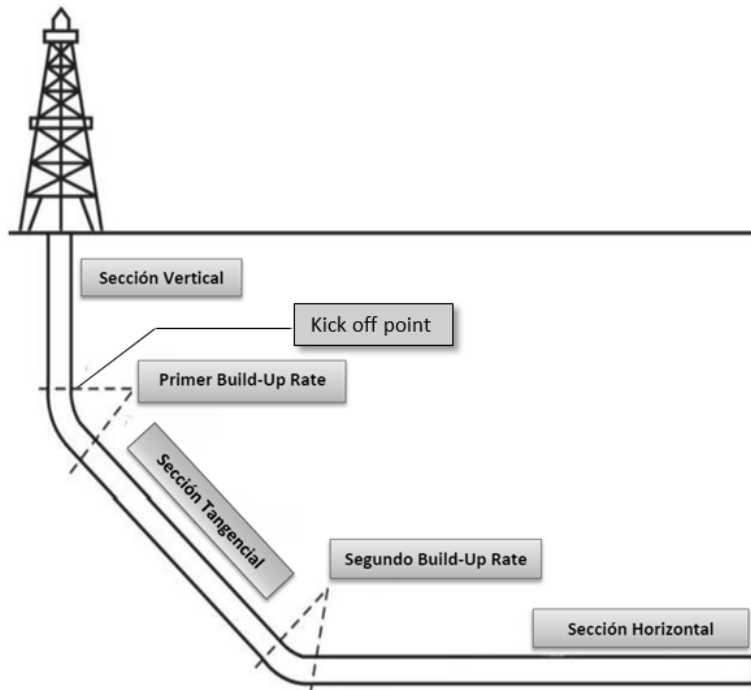


Figura 3.19: Principales secciones de un pozo horizontal (Editado de Muños, 2013)

3.9.2.1 Profundidad Desarrollada --PD (Measured depth/ MD)

Es la distancia medida a lo largo de la trayectoria real del pozo, desde el punto de referencia en la superficie, hasta el punto de registros direccionales (Figura 3.20). Esta profundidad siempre se conoce, ya sea contando la tubería o por el contador de profundidad de la línea de acero (Uribe y Pimentel, 2013).

3.9.2.2 Profundidad vertical verdadera –PVV (True vertical depth/TVD)

Es la distancia vertical desde el nivel de referencia de profundidad, hasta un punto en la trayectoria del pozo. Normalmente es un valor calculado (Figura 3.20).

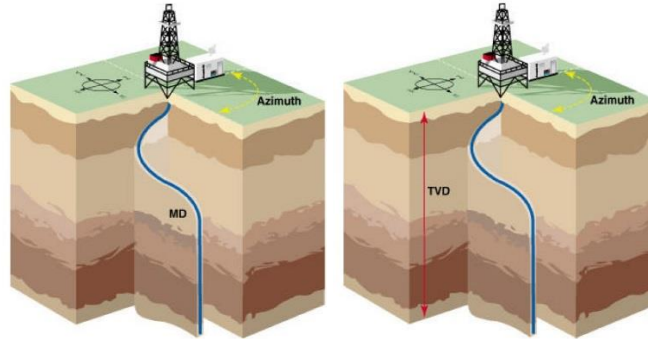


Figura 3.20: Profundidad desarrollada PD y profundidad vertical verdadera PVV respectivamente (Uribe y Pimentel, 2013).

Análogamente en los segmentos laterales de pozos horizontales existe la longitud horizontal desarrollada y la longitud horizontal verdadera, las cuales se calculan de manera similar a las longitudes verticales pero tomando como referencia el eje horizontal (Uribe y Pimentel, 2013).

3.9.2.3 Inclinación

Es el ángulo (en grados) entre la vertical local, dada por el vector local de gravedad como lo indica una plomada, y la tangente al eje del pozo en un punto determinado. Por convención, 0° corresponde a la vertical y 90° a la horizontal.

3.9.2.4 Dirección del pozo

La dirección del agujero es el ángulo medido en grados, de la trayectoria en el plano horizontal, las referencias utilizadas para su medición podrán expresarse en función de cuadrantes o azimuth.

3.9.2.5 Cuadrantes

Tanto al Norte como al Sur le corresponderán ángulos de 0 a 90° como su nombre lo indica se dividirán en cuadrantes, los cuales estarán afectados tanto por el Oeste y Este dependiendo de la dirección en la cual se esté señalizando.

3.9.2.6 Acimut (azimuth)

El acimut de un pozo determinado, es la dirección del pozo sobre el plano horizontal, medido como un ángulo en sentido de las manecillas del reloj, a partir del norte de referencia (Figura 3.21). El acimut se expresa generalmente en grados con respecto al polo norte geográfico o magnético. Se emplea para establecer la dirección en la que se perfora un pozo desviado u horizontal respecto del

norte magnético. La mayoría de los pozos horizontales de los yacimientos de lutita se perforan en la dirección del esfuerzo horizontal mínimo. Esto permite la creación de múltiples fracturas hidráulicas que son perpendiculares al pozo

Desde un enfoque geológico se entiende por acimut al ángulo existente entre la proyección vertical de una línea de interés sobre una superficie horizontal y el norte verdadero o norte magnético, medido en un plano horizontal, medido normalmente desde el norte en sentido horario.

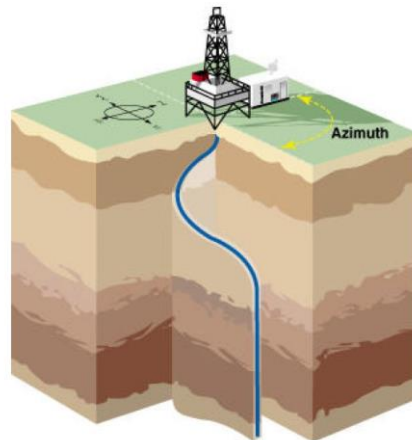


Figura 3.21: Orientación del pozo mediante acimut (Uribe y Pimenetel, 2013).

3.9.2.7 Geonavegación

En la geonavegación se utilizan los datos de evaluación de formaciones obtenidos durante la perforación principalmente a través de sensores de adquisición de mediciones durante la perforación (MWD) o de perfilaje durante la perforación (LWD) para proporcionar información en tiempo real para las decisiones de direccionamiento en los pozos horizontales y de alto ángulo. Las mejoras introducidas recientemente en los sistemas de telemetría permiten transmitir los datos MWD y LWD más rápido y con una mayor densidad de datos que en el pasado, incrementando considerablemente la precisión con la que puede controlarse la trayectoria del pozo.

3.10 Operaciones de perforación

La técnica básica para perforar yacimientos de shale gas es mediante pozos horizontales y multilaterales, hoy en día, los operadores utilizan equipos de perforación sofisticados para perforar estructuras geológicas complejas identificadas en base a datos sísmicos 3D. Las reservas previamente inalcanzables se han vuelto accesibles y de producción rentable.

La perforación direccional comprende tres aplicaciones especiales principales:

- Perforación de pozos de alcance extendido
- Perforación de tramos multilaterales y
- Perforación de pozos de radio corto.

Los operadores han utilizado perforación de alcance extendido para acceder a los yacimientos marinos desde localizaciones terrestres, eliminando a veces la necesidad de contar con una plataforma. Estos se consideran de alcance extendido cuando la sección horizontal es al menos el doble que la profundidad vertical verdadera.

La perforación de tramos multilaterales ayuda a incrementar el contacto del pozo con las zonas productoras de hidrocarburos a través de la ramificación de múltiples extensiones desde un sólo pozo.

3.10.1 Operaciones de perforación direccional

Para direccionar un pozo hasta su objetivo, los perforadores direccionales emplean las siguientes técnicas:

- **Desviación de la trayectoria del pozo:** La desviación de la trayectoria del pozo desde un pozo existente se lleva a cabo por diversos motivos, tales como la prevención del colapso del pozo, de una zona de inestabilidad o de una sección de un pozo perforado previamente que contiene una pesca no recuperada (chatarra o herramientas que quedan en el pozo). Esta técnica también se utiliza para iniciar la perforación de tramos multilaterales. Además, los operadores perforan pozos piloto verticales para confirmar la profundidad vertical verdadera (TVD) del yacimiento y luego desvían la trayectoria horizontalmente para maximizar la exposición del mismo. En ocasiones, también desvían las trayectorias de los pozos cuando no se encuentran los objetivos previstos.
- **Desviación para evitar el cruce de pozos:** Esta técnica se utiliza a menudo en las secciones superiores de los pozos, donde varios pozos posicionados muy cerca unos respecto de los otros pueden presentar problemas de interferencia magnética e incrementar el riesgo de colisión con otros pozos. La trayectoria del pozo se desvía respecto de la vertical para sortear el riesgo y, una vez sorteado el riesgo, vuelve a direccionarse hacia la vertical.
- **Operaciones con cuñas desviadoras:** Una cuña desviadora es una herramienta de acero cuneiforme que se despliega en el fondo del pozo para modificar mecánicamente su trayectoria. La cuña desviadora se orienta para desviar la barrena respecto del pozo original con un ángulo leve y en la dirección del azimut pretendido para la nueva trayectoria. Puede ser utilizada en pozos entubados o en agujeros descubiertos (Figura 3.22).



Figura 3.22: Cuña desviadora para pozos en agujero descubierto (Schlumberger, 2012)

- **Desviación con chorros:** Un arreglo de lanzamiento de chorros proporciona la capacidad direccional durante la perforación a través de formaciones blandas o no consolidadas. Las barrenas a chorro son barrenas de conos giratorios con una boquilla grande extendida en el lugar de uno de los conos o bien con una boquilla grande y dos pequeñas. La boquilla grande proporciona la referencia correspondiente al “lado alto,” y la trayectoria del pozo se desvía mediante el deslizamiento o la rotación de la sarta de perforación en forma alternada (Schlumberger, 2012).

3.10.2 Construcción de la sección curva (arqueada)

La construcción de un modelo de estabilidad de pozos (WBS, Wellbore Stability) pre-perforación es una clave en la optimización del diseño de la construcción de pozos en pozos horizontales de gas de lutita. Esta se compone de los siguientes 4 pasos clave:

- Construir un modelo mecánico unidimensional computarizado (existen varios programas de diferentes compañías y difieren en las posibilidades de procesar datos) por agujero piloto vertical, y extrapolarlo para generar una propuesta de sidetrack (re-entrada) y una trayectoria del pozo horizontal.
- Llevar a cabo un análisis WBS pre-perforación para un supuesto pozo horizontal, predecir riesgos potenciales de perforación y el perfil de densidad del lodo.
- Optimizar la trayectoria del pozo mediante la realización de la desviación del pozo y la sensibilidad de azimut en la sección curva a construir.
- Actualización del modelo mecánico unidimensional y WBS con datos del registro LWD (registro durante la perforación) del pozo piloto, calibrar los modelos con los incidentes de perforación en tiempo real, por ejemplo, derrumbes, pérdidas, fracturas, etc (Schlumberger, 2011).

3.10.3 Restricciones de la desviación

Para la perforación de un pozo direccional se han fijado ciertas restricciones en la desviación:

- En el tramo vertical, el pozo se debe mantener dentro de un cilindro imaginario de 25 pies de radio. Al cilindro imaginario se le conoce como cilindro de control.
- En la sección desviada no debe salirse de un cilindro de 50 pies de radio, alcanzando el objetivo dentro de un diámetro de 50 pies (termina en punta).
- Cabe mencionar que para llegar al objetivo en condiciones óptimas es necesario desarrollar antes un agujero piloto para determinar de forma física la cima del objetivo.

3.10.4 Métodos de construcción

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

- Radio Largo
- Radio Medio
- Radio Corto

En la siguiente tabla, 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 agujero para su implementación (Figura 3.3).

Tabla 3.3: Tipos de pozos horizontales de acuerdo con el método de construcción (Editado de Schlumberger, 2008).

Tipo de pozo	Tasa de aumento (°/100ft)	Radio de curvatura (ft)	Alcance horizontal (ft)	Diámetro del hoyo (pg)
Largo	2° a 6°/100'	1000- 3000	2000-5000	8 ½" -12 ¼"
Medio	6° a 20°/100'	300- 900	1500-3000	6" – 8 ½"
Corto	30° a 60°/100'	20- 200	100-800	5"

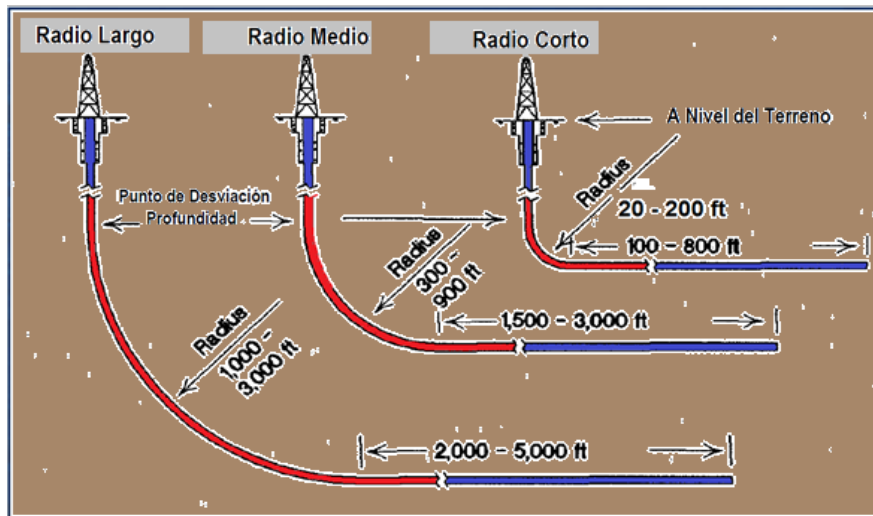


Figura 3.23: Niveles de radio de desviación de pozos horizontales (Editado de Schlumberger, 2008).

Radio de Curvatura Ultra Corto: Son aquellos pozos horizontales que poseen un radio de curvatura de 1 y 2 pies (0.3048 y 0.6096 m), con grados de desviación entre 45 y 60 grados por pie y un desplazamiento horizontal de 100 pies (30.48 m). Esta técnica permite perforar pozos horizontales a diferentes niveles desde un mismo pozo vertical, facilitando de esta forma el drenaje de yacimientos multicapas y formaciones poco consolidadas (Schlumberger, 2008).

3.10.5 Consideraciones Anticolisión

La colisión con pozos vecinos puede ser un problema cuando se perforan varios pozos a partir de una misma localización superficial, y una colisión podría resultar una situación extremadamente peligrosa. La planeación anticolisión comienza con la toma de registros de desviación exactos del

pozo en cuestión y con la recolección de todos los pozos vecinos, así como de un juego completo de los programas de pozos a perforar en el futuro en la misma localización o plataforma. Los registros y los programas de los pozos se utilizan para “mapear” el pozo propuesto con respecto a todos los existentes y a los propuestos. Estos mapas, llamados comúnmente “arañas” muestran la proyección horizontal de los conductores. La araña puede ser utilizada para trazar una trayectoria programada y analizar visualmente el riesgo de colisionar con otros pozos.

3.11 Sistemas de direccionamiento

3.11.1 Direccionamiento con sistema rotativo de fondo BHA (Bottom Hole Assembly)

En un comienzo, la perforación direccional implicaba un arreglo rotativo sencillo de fondo de pozo (BHA) y la manipulación de parámetros tales como el peso sobre la barrena (WOB), la velocidad de rotación y la geometría del BHA, para lograr la trayectoria pretendida (Drilco, 2005).

El BHA es una parte de la columna de perforación y se ubica entre la barrena y las barras de sondeo. Los primeros 120 pies del BHA, participan en el desarrollo de la trayectoria del pozo, y los elementos incluidos en esta distancia, así como los parámetros de perforación, son decisivos. Los cambios producidos en la rigidez del BHA, el posicionamiento y el calibre de los estabilizadores, la velocidad de rotación, el diámetro del pozo, el ángulo del pozo y las características de las formaciones afectan en su totalidad la capacidad direccional y la eficiencia de perforación de un BHA.

A través de la variación del posicionamiento de los estabilizadores en la sarta de perforación, los perforadores direccionales pueden modificar las fuerzas laterales que actúan sobre la barrena y el BHA, haciendo que incrementen, mantengan o reduzcan la inclinación, lo que se conoce comúnmente como incremento, mantenimiento o reducción del ángulo, respectivamente.

- Para incrementar el ángulo, el perforador direccional utiliza un BHA con un estabilizador cerca de la barrena de pleno diámetro, otro estabilizador entre 15 y 27 m [50 y 90 pies] por encima del primero y un tercer estabilizador a unos 9 m [30 pies] por encima del segundo. Este BHA actúa como un elemento de apoyo, ejerciendo una fuerza lateral positiva en la barrena (Figura 2.24).

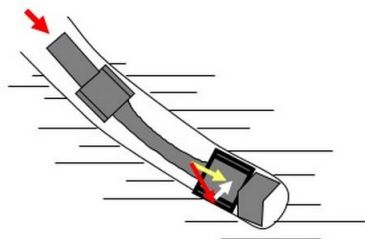


Figura 3.24: Ensamble BHA para incrementar el ángulo de perforación (Drilco, 2005).

- Para mantener el ángulo, el perforador direccional utiliza un BHA con 3 a 5 estabilizadores separados entre sí por una distancia de 9 m. Este BHA armado está diseñado para no ejercer ninguna fuerza lateral neta.
- Para reducir el ángulo, el perforador direccional utiliza un BHA en el que el primer estabilizador se localiza entre 9 y 27 m por detrás de la barrena. Este BHA actúa como un péndulo, ejerciendo una fuerza lateral negativa en la barrena (Figura 3.25).

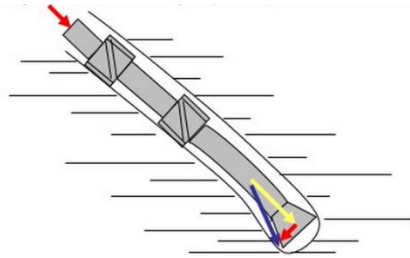


Figura 3.25: Ensamble BHA para disminuir el ángulo de perforación (Drilco, 2005).

- BHA para cambio de acimut, en este arreglo el giro hacia la derecha o izquierda, está gobernado por la velocidad de rotación y ubicación de los estabilizadores; siendo la tendencia normal el giro hacia la derecha a baja rpm de la mesa. Si incrementamos las rpm comenzará a girar hacia la izquierda por efectos de torque, hasta que comience a orbitar, y es común este comportamiento a 80 rpm para ángulos de 45° 50 rpm 70 rpm 80 rpm (Figura 3.26).

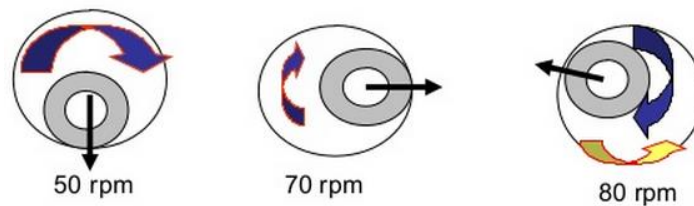


Figura 3.26: Ensamble BHA para cambio de acimut (Drilco, 2005).

Durante la planeación del pozo, el perforador direccional debe considerar diversos factores para determinar la trayectoria requerida, especialmente la severidad de pata de perro, la tasa de cambio de la trayectoria del pozo, medido en grados cada 100 pies y las capacidades del BHA, la sarta de perforación, las herramientas de adquisición de registros (perfilaje) y la tubería de revestimiento para pasar a través de los cambios angulares.

Entre las limitaciones de la perforación se encuentran las especificaciones del equipo de perforación, tales como el esfuerzo de torsión (torque) máximo y la presión disponible de los sistemas de superficie. Los rasgos geológicos, tales como fallas o cambios de formaciones, necesitan ser considerados con cuidado; por ejemplo, las formaciones muy blandas pueden limitar las tasas de incremento angular y el echado (buzamiento) de la formación puede hacer que una barrena se desplace, o se desvíe lateralmente.

3.11.1.1 Componentes del BHA

El conjunto de fondo de pozo generalmente consta de la broca de diamante PDC, motor de desplazamiento positivo de lodo, amortiguador orientador, collares no magnéticos, estabilizadores, y una herramienta importante como el MWD. También se utiliza tubería de perforación que aunque no es parte del conjunto de fondo de pozo, es de gran importancia.

Descripción de los componentes:

- Barrena: Técnicamente no es un componente, pero genera y envía esfuerzos torsionales y axiales al BHA.
- Junk Sub: Retenedor de residuos metálicos usado en la limpieza del fondo de pozo.
- DOG Sub: Su propósito es reducir las vibraciones torsionales, logrando un pozo menos tortuoso.
- Shock sub (amortiguador): Su propósito es reducir la vibración producida por la barrena y la columna de perforación.
- Roller Reamers (escariadores): Provee de dos funciones, corta poniendo en calibre y centra al BHA con mínimo torque. Los hay de 3 y 6 rodillos o puntos de contacto, siendo más recomendados para formaciones más compactas.
- Estabilizadores: Centran al BHA durante la rotación. Para formaciones duras son de aletas cortas y para formaciones blandas son de aletas largas. Suelen estar recubiertos con metal duro ó plaquetas de carburo de tungsteno para prevenir su pérdida de diámetro prematura.
- Porta barrenas espiralados: Reducen el riesgo de aprisionamiento por presión diferencial por tener menos área de contacto con pared del pozo. Pesan un 4% menos debido a los canales tallados.
- Porta barrenas No Magnéticos: Su misión es atenuar la interferencia magnética de la tierra hacia los elementos de medición de rumbo y desviación, que se basen en magnetismo como mecanismo de funcionamiento.
- Heavy Weight drill pipe: tubería que se usan para aplicar peso en pozos direccionales y operaciones de pesca.

3.11.2 Motor de fondo

Un motor de fondo de pozo utilizado en el campo petrolero para accionar la barrena de perforación u otras herramientas de fondo de pozo durante las aplicaciones de perforación direccional o perforación de alto rendimiento. A medida que se bombea a través del motor de desplazamiento positivo, el fluido de perforación convierte la potencia hidráulica del fluido en potencia mecánica para hacer rotar la barrena. En los procesos de perforación de pozos derechos, el motor funciona como una herramienta de perforación de alto rendimiento para incrementar la velocidad de penetración y reducir el desgaste de la tubería de revestimiento mediante la minimización de la rotación de la sarta de perforación (Falczak, 2012).

Estos motores direccionales operan según el principio del ángulo de inclinación. Un codo desviador proporciona el desplazamiento de la barrena necesario para iniciar y mantener los cambios de dirección. Tres puntos geométricos de contacto (la barrena, un estabilizador cercano a la barrena

en el motor y un estabilizador cercano a la barrena encima del motor) determinan un arco aproximado que seguirá la trayectoria del pozo.

Algunos motores utilizan una turbina de fondo de pozo, otros utilizan una combinación de rotor y estator helicoidales para formar un motor de desplazamiento positivo (Figura 3.27).

Los conjuntos modernos de motores direccionales todavía utilizan los motores de desplazamiento positivo, pero incluyen un dispositivo de ajuste angular que se puede ajustar en la superficie. El dispositivo de ajuste angular en la superficie puede variarse entre 0° y 4° para orientar la barrena en un ángulo que difiera sólo ligeramente del eje del pozo.

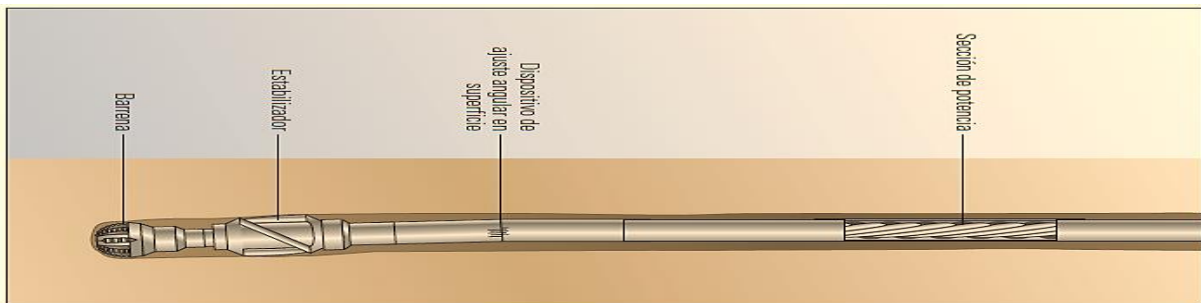


Figura 3.27: Motor de desplazamiento positivo (editado de Schlumberger, 2012).

3.11.2.1 Modos de perforación con motor de fondo

Los motores direccionales perforan en dos modos: modo de rotación y orientado, o deslizante.

- En el modo de rotación, la mesa giratoria del equipo de perforación o una unidad de comando superior, hace girar toda la sarta de perforación para transmitir potencia hacia la barrena. Durante el modo de deslizamiento, la sarta de perforación no gira; en cambio, el flujo de lodo se desvía hacia el motor de fondo de pozo para hacer girar la barrena.
- En el modo de deslizamiento, la falta de rotación introduce otras dificultades. Donde la sarta de perforación yace en el lado bajo del pozo, el fluido de perforación fluye de manera despereja alrededor de la tubería y perjudica la capacidad del lodo para eliminar los recortes de perforación. Esto, a su vez, puede dar como resultado la formación de un lecho de fragmentos o una acumulación de éstos en la parte inferior del pozo, lo cual aumenta el riesgo de que la tubería se atasque (Falczak, 2012).

3.11.3 Sistema rotativo direccional

Las primeras versiones de estos sistemas utilizaban almohadillas o estabilizadores accionados por lodo para provocar cambios de dirección, un concepto de diseño que se sigue usando hasta hoy. Con una dependencia del contacto con la pared del pozo para el control direccional, el desempeño de estas herramientas puede verse afectado a veces por los derrumbes y la rugosidad del pozo. De esta manera, nacieron dos conceptos direccionales: push-the-bit y point-the-bit (Falczak, 2012).

3.11.3.1 Sistema push-the-bit

Empuja contra la pared del pozo para llevar la sarta de perforación en la dirección deseada. Una versión de este dispositivo RSS utiliza una unidad de desviación con tres almohadillas de direccionamiento colocadas cerca de la barrena para aplicar una fuerza lateral contra la formación (Figura 3.28). Para incrementar el ángulo, cada almohadilla accionada por el lodo empuja contra el lado inferior del pozo a medida que gira hacia su posición; para disminuir el ángulo, cada almohadilla empuja contra el lado alto. Mediante la aplicación de presión hidráulica cada vez que una almohadilla pasa por un punto específico, la almohadilla fuerza a la sarta de perforación a alejarse de esa dirección, moviéndola así en la dirección deseada (Falczak, 2012).

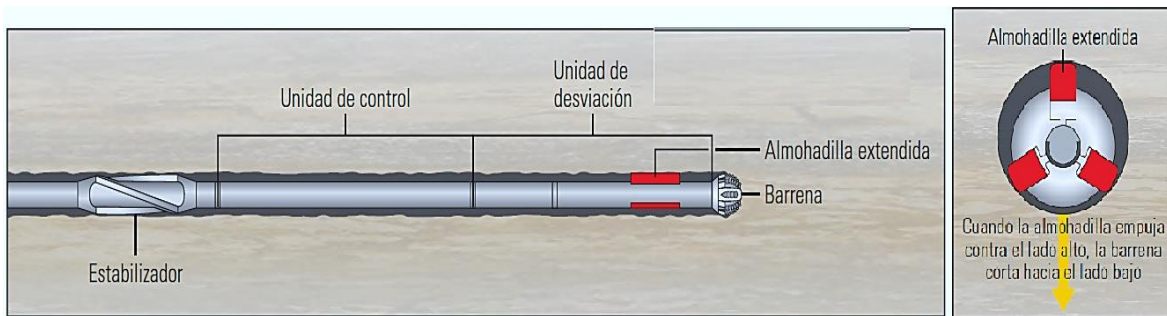


Figura 3.28: Sistema Push the bit (Editado de Schlumberger, 2012).

3.11.3.2 Sistema point-the-bit

Utiliza un codo interno para desplazar la alineación entre el eje de la herramienta y el eje del pozo produciendo una respuesta direccional. En un sistema point-the-bit, el codo está incluido dentro del collar de la herramienta, inmediatamente arriba de la barrena (Figura 3.29). Un eje de la barrena se orienta en un ángulo de desplazamiento con respecto al eje de la herramienta. Este desplazamiento se mantiene geoestacionario mediante un servomotor que gira en sentido contrario (Falczak, 2012).

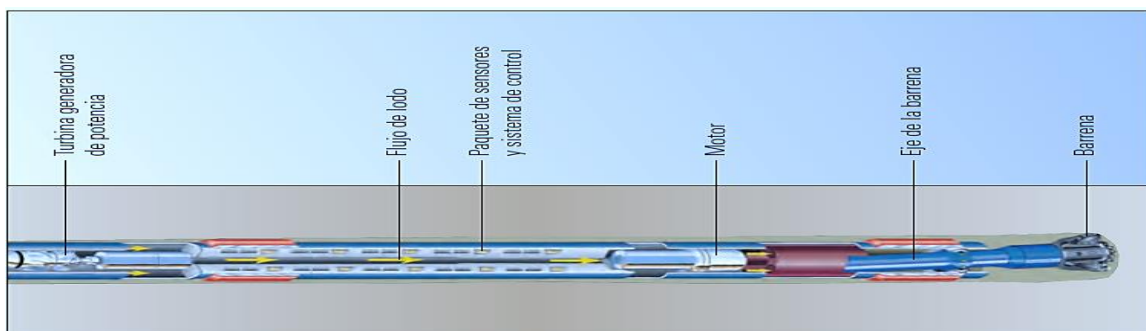


Figura 3.29: Sistema point the bit (Schlumberger, 2012).

3.11.3.3 Sistema rotativo híbrido

Este sistema híbrido produce la elevada tasa de construcción angular de un motor de desplazamiento positivo con la alta velocidad de penetración de un sistema rotativo direccional. Se

trata de un sistema totalmente rotativo, todos los componentes externos de la herramienta giran con la sarta de perforación, lo que permite una mejor limpieza del pozo al mismo tiempo que reduce el riesgo de atascamiento (ver figura 3.30) (Falczak, 2012).

A diferencia de algunos sistemas rotativos direccionales, el motor no necesita de las almohadillas externas móviles para empujar contra la formación. En vez de esto, cuatro pistones de actuación dentro del collar de perforación empujan contra el interior de una camisa direccional cilíndrica y articulada. Este sistema híbrido combina las almohadillas de actuación con un eje de direccionamiento desplazado, todos ubicados dentro del collar de perforación para protegerlos del ambiente del pozo.

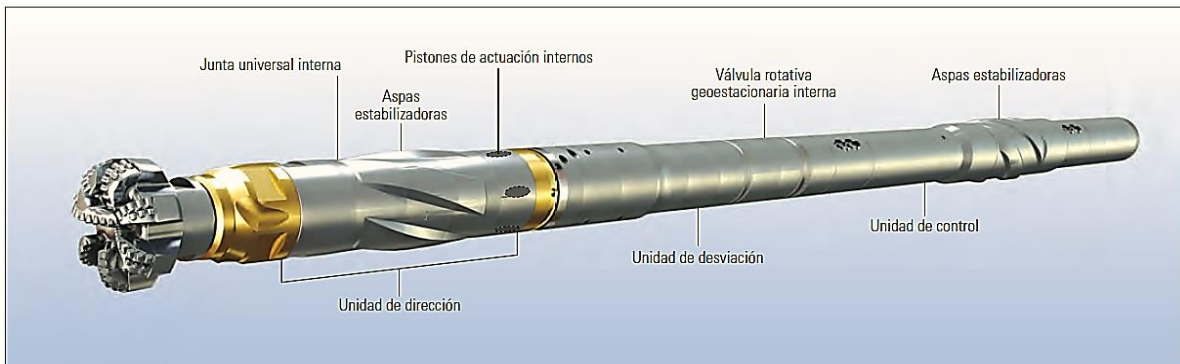


Figura 3.30: Sistema rotativo híbrido (Editado de Schlumberger, 2012)

3.12 Tubería de revestimiento (TR)

Una variedad de tubería de revestimiento de pozos puede ser instalada para sellar el pozo de las formaciones circundantes y estabilizar así la terminación. La tubería de revestimiento es típicamente tubos de acero que recubre el interior del agujero perforado y cementada en su lugar. Hay cuatro 'cadenas' de revestimiento, cada uno instalado en diferentes etapas de la perforación. Los diferentes tipos de carcasa que se pueden utilizar se describen en la Tabla 3.4. (Flatern, 2012)

Tabla 3.4: Principales tuberías de revestimiento de pozos (Schlumberger, 2012).

TR conductora	Durante la primera fase de perforación, una tubería conductora de acero poco profunda está instalada verticalmente para reforzar y estabilizar la superficie del suelo.
TR superficial	Después de la instalación de la TR conductora, continúa la perforación en la parte inferior, momento en el que una segunda TR se inserta y cementa.
TR intermedia (no requerida usualmente)	Una tercera TR intermedia a veces se instala desde la parte inferior de la TR superficial hasta una profundidad mayor. Generalmente esto sólo se requiere por razones específicas, como el control adicional de flujo y presión por efectos de fluidos, o para la protección de otros recursos como el carbón explotable o zonas de almacenamiento de gas.
TR productora	Después de que el revestimiento superficial se establece (o TR intermedia cuando sea necesario), el pozo se perfora a la formación objetivo y una TR de producción se instala ya sea en la parte superior de la formación objetivo o en

ella (dependiendo si el pozo se terminará en agujero abierto o a través del revestimiento perforado).

3.12.1 Profundidad de revestimiento superficial en relación a los acuíferos

En particular, en yacimientos de shale gas la instalación de las tuberías de revestimiento y otras medidas de seguridad varían de un lugar a otro. Mientras que la mayoría de pozos de USA requieren que el revestimiento superficial para extender hasta por debajo del acuífero más profundo, algunos no lo hacen. El Consejo de Protección de Aguas Subterráneas (GWPC-USA, 2009) encuestó de 27 países encontró que 25 requiere el revestimiento superficial para extender por debajo del acuífero más profundo.

3.12.2 Etapas de asentamiento de TR

Según BNK (2012), un pozo puede seccionarse en etapas, las cuales están dadas por el tipo de TR, las etapas de asentamiento de estas tuberías son las siguientes:

- 1) El pozo se perfora hasta superar la máxima profundidad de los acuíferos de la zona. El revestimiento de superficie se instala y cementa, y se realiza una prueba de presión. Se utilizan también sistemas de monitorización avanzados para garantizar que el cemento ha sido correctamente instalado (Figura 3.31).



Figura 3.31: Entubado de superficie y cementación de alta resistencia para proteger los acuíferos (BNK, 2012)

- 2) La perforación continúa hasta un nivel más profundo donde se instala un segundo revestimiento (intermedio), utilizando procesos similares a los del de superficie (Figura 3.32).



Figura 3.32: Entubado intermedio y cementación de alta resistencia (BNK, 2012)

- 3) La perforación se reanuda hasta alcanzar la formación rocosa, ya sea mediante un pozo vertical o en una perforación horizontal. Una vez que se finaliza la perforación del pozo y se completan los registros de perforación, se instala un tercer revestimiento metálico que se sella, para una mayor seguridad, con cemento, de igual manera que en los dos tramos anteriores (Figura 3.33).



Figura 3.33: Entubado de producción y cementación de alta resistencia (BNK, 2012)

3.13 Cementación

Objetivos de la cementación

- Anclar la TR
- Protección de la TR contra la corrosión y la erosión
- Apoyo paredes del pozo
- El aislamiento zonal

Cementación de la TR: Un método conocido como "circulación" se puede usar para llenar todo el espacio entre la TR y el pozo (espacio anular) de la parte inferior de la TR superficial a la superficie. Aquí, el cemento se bombea por el interior de la tubería, forzando hacia arriba desde la parte inferior de la TR en el espacio entre el exterior de ésta y el pozo. Una vez que un volumen suficiente de cemento para llenar el espacio anular se bombea dentro de la tubería, por lo general es seguido por el bombeo de un volumen de agua dulce por la tubería para empujar el cemento hacia atrás hasta el espacio anular hasta que el cemento empieza a aparecer en la superficie. La circulación del cemento en la TR superficial no es un requisito universal y en ciertos países como USA la cementación del espacio anular se requiere a través de sólo la zona más profunda del agua subterránea, pero no todas las zonas de agua subterránea.

Cementación en la TR de producción: Aunque algunos casos se requiere circulación completa del cemento desde el fondo hasta la parte superior de la TR de producción, la mayoría de veces se requiere sólo una cantidad de cemento calculada para elevar la parte superior de cemento detrás de la tubería a un cierto nivel por encima de la formación productora. Hay una serie de razones por las que no siempre se requiere la circulación de cemento completa, incluyendo el hecho de que, en pozos muy profundos, la circulación de cemento es más difícil de lograr, como la cementación debe

ser manejada en múltiples etapas puede resultar en un trabajo de cementación pobre o puede generar daños a la TR si no se hace correctamente.

3.14 Consideraciones de seguridad

3.14.1 La integridad de los pozos

El requerimiento de la integridad de un pozo es cuestión fundamental para evitar posibles problemas de contaminación de acuíferos. Con el fin de garantizar la integridad de los pozos, se disponen de una serie de barreras mecánicas al objeto de impedir que los acuíferos de agua potable puedan ser afectados por el gas o por los fluidos utilizados en la fracturación (BNK, 2012).

3.14.2 Mitigación del riesgo de escapes de gas

- a) Barreras mecánicas para los acuíferos
 - Tubería de acero de alta resistencia (TR)
 - Cemento especial entre el terreno y la tubería
- b) Comprobación después de cada fase
 - Pruebas de presión para confirmar la estanqueidad del pozo
 - Registro especializado para confirmar la adherencia del cemento (CBL)
- c) Barreras mecánicas para el gas
 - Tubería de acero de alta resistencia (TR)
 - Cemento entre el terreno y la tubería, y entre las tuberías
 - Monitorización de las presiones anulares
 - Procedimientos de control durante y después de las operaciones

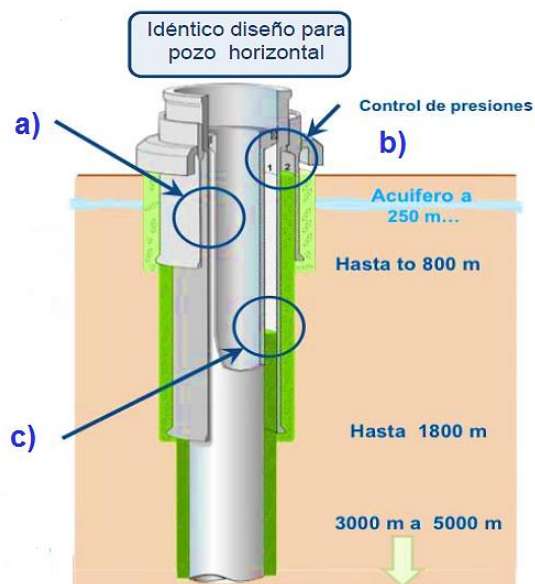


Figura 3.34: Diseño de un pozo productor de gas no convencional (Editado de BNK, 2012)

En el supuesto de que un pozo tuviera algún problema estructural o de diseño, cabría señalar dos posibles teóricos riesgos:

- a) **Blowout (reventón):** esto es, un escape incontrolado de fluidos por el pozo hacia la superficie.
- b) **Manifestación en el anular:** Una pobre y deficiente cementación permitiría en principio, a los fluidos contaminantes (metano y fluido de fracturación) desplazarse verticalmente a través del pozo, bien entre la TR o entre la TR y la pared del pozo, permitiendo a su vez que esos fluidos se muevan horizontalmente hacia las formaciones atravesadas y migrar a los acuíferos. Distinguiremos entre:
 - Contaminación de acuíferos por el fluido de fracturación y
 - Contaminación de acuíferos por metano

3.14.2.1 Medidas de mitigación y control

a) Los blowouts son muy infrecuentes durante la explotación de gas de lutita. Deberían conjugarse una serie de circunstancias que difícilmente se producen simultáneamente, como es que la perforación encuentre una formación con sobrepresión y alta permeabilidad.

Es cierto que algunas lutitas pueden estar bajo sobrepresión pero su permeabilidad es tan baja que es prácticamente imposible una erupción incontrolada. No obstante, este tipo de riesgo, de probabilidad remota pero de alto impacto, es de los que más puede afectar a la seguridad de los trabajadores. Por tal razón, todos los pozos van equipados con preventores (BOP) durante la fase de perforación (Cámara y Pandas, 2013).

b) Las fugas de tipo anular por la tubería del pozo, debido a una deficiente cementación y que pueden provocar que el fluido de fracturación o el gas migre hacia los acuíferos superficiales. La contaminación de acuíferos por el fluido de fracturación ha sido detectada ocasionalmente.

3.15 Problemas al perforar

Los pozos horizontales con múltiples etapas de fracturación se utilizan normalmente en yacimientos de shale gas para que se conviertan en económicamente viables para producir gas. Dos tipos distintos de retos se enfrentan durante la perforación de pozos horizontales en lutita, primer tipo es la inestabilidad del pozo que podría dar lugar a incidentes de tuberías atascadas en la sección de construcción, y el segundo tipo es la pérdida de circulación, lo que podría poner en peligro la integridad del pozo en la sección lateral.

Los desafíos al perforar la sección lateral llegan a ser diferentes de los retos en la sección curva, debido principalmente a los cambios en la litología. En la zona objetivo la litología es típicamente menos arcillosa, más limoso o carbonoso lo cual ocasiona un gradiente de fractura más bajo que las zonas con volúmenes más altos de arcilla. La reducción de la presión de fractura genera una ventana de operación (es el intervalo de las operaciones de perforación, definido entre las presiones de poro

y fractura) más estrecha, obteniendo menor peso del lodo y con ello pérdida de circulación. Por esta razón, las pérdidas parciales han sido un fenómeno común durante la perforación de secciones laterales en yacimientos de lutita pocos profundas y delgadas, este fenómeno puede llegar a ser incluso más grave si la formación contiene las fracturas naturales (Cámara y Pendás, 2012).

3.15.1 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 (Figura 3.25). Estos pueden ser muy difíciles de cambiar. Para mejor limpieza, aumentar la revolución de la sarta y circular altos volúmenes, la penetración no debe ser muy alta, para no formar exceso de recortes (Rojas, 2012).

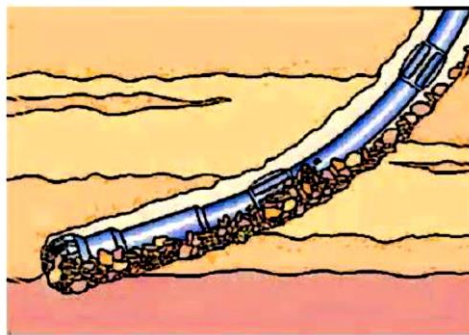


Figura 3.35: Sarta de perforación con asentamiento de recortes debido al ángulo de inclinación (Rojas, 2012).

3.15.2 Lubricidad (Torque y Arrastre)

El Torque y Arrastre es un problema muy serio en la perforación, se debe a una mala lubricidad (capacidad de deslizamiento de una superficie sobre otra a causa del estado resbaladizo de las piezas de un mecanismo), la formación de la cama de recortes por mala limpieza, inestabilidad de la formación, patas de perro, algún tipo de aprisionamiento y lo más importante el contacto entre la sarta y el hueco produciendo fuerzas de fricción, esto es más notorio en la parte inclinada (Figura 3.36) (Blanco y Vivas, 2012). Por tales motivos la potencia para girar la sarta de perforación o para sacarlas es más altas en pozos horizontales, y como se mencionó con anterioridad por estas razones se prefiere el uso de lodos base aceite.

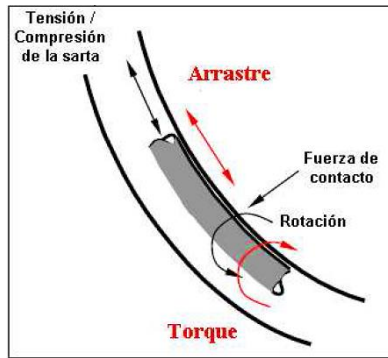


Figura 3.36: Sarta de perforación con altas fuerzas de fricción con la pared del pozo debido al ángulo de inclinación (Editado de Blanco y Vivas, 2012).

3.15.3 Aprisionamiento diferencial

Cuando se perforan pozos inclinados, se atraviesa zonas permeables sometidas a presiones diferenciales y la excesiva fuerza lateral de la sarta puede producir un aprisionamiento diferencial, para esto se debe elegir adecuadamente la profundidad para instalar casing. El lodo debe tener filtrado bajo, si la densidad es baja es necesario utilizar lubricantes. Los lodos más utilizados son en base aceite.

3.15.4 Pérdida de circulación

La pérdida de fluido de perforación a una formación, por lo general se causan cuando la presión hidrostática de la columna de fluido de perforación excede la presión de la formación. Esta pérdida de líquido puede ser clasificada como pérdida por filtración, pérdidas parciales o pérdidas catastróficas, cada uno de los cuales se tratan de manera diferente en función del riesgo para el equipo y el personal y la economía del fluido de perforación y cada posible solución. Una solución común es utilizar aditivos de pérdida de fluido para controlar el proceso y evitar daños potenciales al yacimiento (Rojas, 2012).

Inconvenientes como 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, 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 agujero es indudable. Las principales causas de la inestabilidad del pozo 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.

3.15.5 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 contigua (Rojas, 2012).

CAPÍTULO 4. Optimización de la terminación de pozos en yacimientos de shale gas

4.1 Definición general de terminación de pozos

Una vez que un pozo se ha perforado hasta su profundidad total (TD, es hasta la cual la barrena ha dejado de perforar), evaluado, entubado y cementado, los ingenieros lo terminan instalando equipamiento destinado a optimizar la producción. La motivación detrás de cada estrategia de terminación de pozos, ya sea un pozo complejo o un pozo básico, es recuperar, a un costo razonable, el mayor porcentaje posible de hidrocarburo.

La decisión de entubar y cementar un pozo para la producción o de taponarlo y abandonarlo como un pozo seco se apoya fuertemente en la evaluación de la formación utilizando registros de agujero descubierto. Por tanto, terminación se refiere a todas las operaciones que siguen a la colocación del cemento detrás de la tubería de revestimiento de producción, lo cual se ejecuta después de la evaluación de la formación (Flatern, 2012).

4.2 Terminación de pozos en yacimientos de shale gas

Debido a las peculiaridades de baja permeabilidad de estos yacimientos, el análisis y diseño de la terminación y estimulación de los pozos comprenden un capítulo muy importante. Las propiedades de las rocas y la distribución de las fracturas naturales dentro de los yacimientos de shale gas tienen gran implicación en su estimulación y recuperación, y ha de ubicarse su dirección para interceptarlas con los pozos. Para su explotación es necesaria la creación de fracturas mediante el proceso de fracturamiento hidráulico, en el cual se bombean agua, arena y otros elementos para generar dichas fracturas y mantenerlas abiertas. Se necesitan fluidos especiales que ayudan al diseño y longitud de la red de fracturas, aditivos especiales y enormes volúmenes de agua se bombean a la formación desde pozos horizontales que alcanzan largas distancias (Schlumberger, 2014).

4.3 Integridad del pozo

Como se mencionó en el capítulo anterior existe un proceso para instalar la tubería de revestimiento del pozo y cementarla para dar estabilidad al pozo y facilitar las operaciones subsecuentes, pero cabe mencionar que en los procesos de terminación específicamente en la estimulación del pozo mediante un fracturamiento hidráulico, se emplean fluidos que son inyectados a muy altas presiones a través del pozo. Por lo cual se resalta la seguridad del pozo a través de la instalación de tuberías de revestimiento adicionales para proteger a los acuíferos de alguna contaminación que se

pueda generar de una fuga a través de la tubería. La profundidad media de los acuíferos es menor a 500 metros, mientras que la de los pozos de shale gas oscila entre los 1,500 m y los 3,000 m.

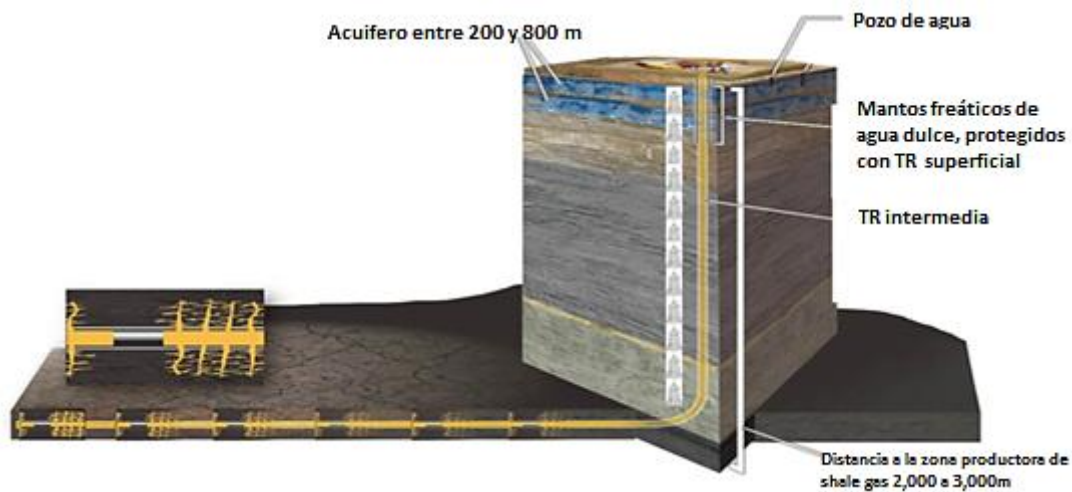


Figura 4.1: Distribución de espacial de los acuíferos y un pozo de shale gas (Oil&gas Magazine, 2014)

También es conveniente realizar pruebas de presión de pozo antes de realizar las operaciones de estimulación por fractura, mediante métodos de pruebas acústicas para comprobar la integridad mecánica antes de realizar el fracturamiento esto con el fin de prevenir migraciones de gas. Las pruebas en la tubería de revestimiento, pueden detectar a tiempo anomalías disminuyendo el potencial de accidentes y el riesgo al medio ambiente.

Una vez aislado el pozo y sellado herméticamente, sin comunicación con las formaciones y el manto freático a 1,000 – 1,400 metros de la zona de producción del shale gas/oil, es posible realizar la fractura sin ocasionar daños en el subsuelo. Es aquí cuando se procede a la inyección de los elementos para hacer la fracturación hidráulica (Estrada, 2012).

4.4 Logística de la terminación del pozo

El proceso para continuar con la terminación del pozo es el siguiente:

1. El equipo de perforación se desmonta y retira del emplazamiento.
2. Una vez que se han analizado totalmente los registros procedentes, tanto de las muestras extraídas como del propio pozo, se define un programa de estimulación hidráulica y se monta el equipo necesario.
3. La estimulación hidráulica tiene el objetivo de generar pequeñas fracturas dentro de la formación rocosa de lutita. Estas fracturas se mantienen abiertas mediante un agente de sostén a fin de proporcionar vías para que el gas natural fluya hacia el pozo.
4. Después de una prueba de corta duración, que puede implicar la combustión controlada de parte del gas natural presente en el pozo, el equipo se retira y el pozo se evalúa más en detalle para determinar si debería conectarse al sistema de distribución de gas natural para la correspondiente venta del producto.

4.4.1 Evaluación del yacimiento

Una vez que se han identificado la zona de lutitas, el siguiente paso es evaluar el yacimiento a fin de calibrar la perforación y la fracturación hidráulica (Quijano, 2011). Para ello se requiere obtener la información siguiente:

- Características del yacimiento a partir de registros eléctricos y núcleos: porosidad, permeabilidad, mineralogía, contenido orgánico, gas libre y absorbido, saturación de agua, mecánica del subsuelo.
- **Fracturas:** porosidad, presión, contención, conductividad y mantenimiento del área fracturada.
- **Heterogeneidad de la formación objetivo:** tipo de roca, respuesta a registros eléctricos, calibración con datos de núcleos, identificación de las mejores áreas.
- **En la explotación:** presión de fractura, sujeción, conductividad, apertura, sinuosidad, producción de sólidos y sensibilidad a los fluidos.
- **Almacenamiento de gas:** gas libre y gas absorbido en la matriz en función de la presión y tipo de roca.
- **Simulación:** física del yacimiento (almacenamiento y difusión de la matriz a la fractura), sistemas de porosidad, incorporación del gas reabsorbido por la fractura.
- **Simulación de fracturas:** mallado, doble porosidad, transmisibilidades.

4.5 Tipos de terminaciones horizontales

Para optimizar la producción en pozos horizontales de baja permeabilidad, se requiere de diversas soluciones de terminación debido a las variaciones geológicas y a las propiedades del yacimiento, no solamente de un yacimiento a otro, sino, con frecuencia dentro del mismo yacimiento.

En general las terminaciones en una formación de lutitas pueden ser en agujero descubierto o agujero entubado y cementado. Dichas terminación deberán ser seleccionadas en función de la lutita y del área en específico; de su sensibilidad respecto a la profundidad; de la complejidad de los requerimientos de la operación; de la capacidad de descarga de fluido del pozo; de si es necesario un sistema artificial de producción; y la más importante, de su compatibilidad con el fracturamiento multi etapa. La terminación operativamente más adecuada es la primera. Sin embargo, de acuerdo con estudios realizados en la lutita de Barnett, desde el punto de vista de producción no se encuentran grandes diferencias entre los dos tipos de terminación, pero desde el punto de vista económico hay muchas diferencias, siendo la segunda opción la menos costosa (Flatern, 2012).

4.6 Terminación en agujero descubierto y múltiples etapas

4.6.1 Técnica de Camisas deslizables activadas por bolas

Este tipo de terminación ofrece una alternativa a la cementación y perforación convencional. Los sistemas de mangas deslizables son desarrollados como parte de la sarta de producción. Un sistema colgador de liner asegura un sello adecuado. Estas mangas pueden ser selectivamente abiertas (y

en algunos casos cerradas) usando activación con bola, o dispositivos de cambio mecánico en juntas en la tubería flexible, para dar acceso al sitio de iniciación de la fractura (Figura 4.2). Los empacadores convencionales proveen aislamiento mecánico entre los intervalos disparados, permitiendo que el tratamiento de fractura sea el apropiado para cada zona de acuerdo con sus propios requerimientos. Los sistemas mecánicos de mangas deslizables activadas con bola son usados en terminaciones en agujero descubierto. Este método permite que el proceso sea mucho más rápido y con mayores intervalos por día que el Perf and Plug (el cual se describe más adelante), así como posibles reestimulaciones de las zonas posteriormente. Los sistemas más avanzados permiten hasta 26 etapas de estimulación.

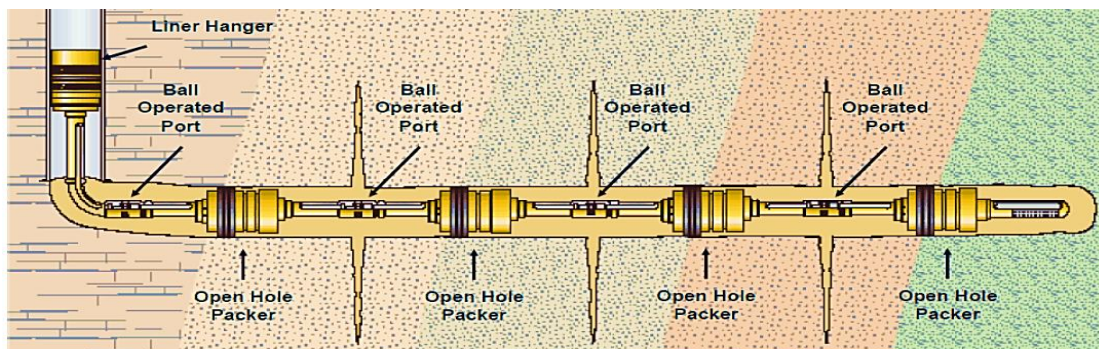


Figura 4.2: Sistema de tuberías unidas (camisas deslizables activadas por bolas) que contienen los puertos de fracturamiento y empacadores mecánicos para aislar cada zona (Uribe y Pimentel, 2013).

4.6.2 Herramientas para el sistema de camisas deslizables activadas por bolas

Usualmente este ensamble para terminación se compone de una secuencia de camisas deslizables activadas por bola, también llamadas "puertos de fractura" combinados con empacadores de agujero descubierto (permanentes), que han sido previamente espaciados por fuera de la TR de producción. El colgador permite correr la herramienta de fondo (BHA) en el agujero descubierto, anclándose a partir de la última TR disponible (Halliburton, 2014).

Camisas activadas por bolas: se utilizan para comunicar o hacer la conexión del pozo con el yacimiento. Cada una de ellas es activada individualmente dejando caer una bola de tamaño específico en el sistema o por la presión que es ejercida en un pistón interno en la camisa (normalmente se utiliza únicamente para la primera etapa de fractura). Hoy en día existe una amplia variedad de camisas disponibles en el mercado las cuales aportan una mejora tecnológica para los problemas que comúnmente se presentan.

Empacadores: se usan para dar aislamiento zonal entre las fracturas de cada etapa necesarias. Los hay de varios tipos, los más comunes son:

- En terminaciones en agujero descubierto
 - Mecánicos (permanentes): constan de un mecanismo que se activa hidráulicamente para fijar el dispositivo en pozo.

- Hinchables: se conforman de un tubular, el cual está cubierto con materiales sensibles a fluidos (agua, aceite e híbridos), se hinchan para generar un sello.
- En terminaciones en agujero cementado
 - Inflables: cuentan con un sistema de válvula de inflado para así puedan adaptarse a la formación.

4.6.3 Proceso de ejecución con técnica de camisas deslizables

1. La TR de producción se corre en el agujero descubierto con sus respectivos accesorios: Empacadores (para aislar las etapas) y herramientas de fracturamiento (dispositivos especiales, caracterizados por tener apertura y diámetros internos diferentes).
2. El pozo se somete a circulación.
3. A cierta presión los empacadores se expanden y se preparan para aislar las etapas en el agujero descubierto
4. Una pequeña bola se inserta en la TR de producción y es bombeada hacia abajo. La bola con el diámetro más pequeño se lanza primero y después de su viaje a través de la TR, aterriza en el último asiento de la herramienta de fractura (primera etapa, al final del pozo). El primer puerto de fractura normalmente es una camisa activada por presión.
5. A medida que la presión se eleva contra la bola previamente asentada, el puerto de fractura adyacente abre y permite el flujo de fluidos en la etapa en cuestión, empezando el fracturamiento.
6. Operación 4 y 5 se repiten para todas las etapas. Las bolas irán aumentando sus diámetros en cada lanzamiento.
7. Las herramientas de fracturas son molidas internamente y empieza la producción.

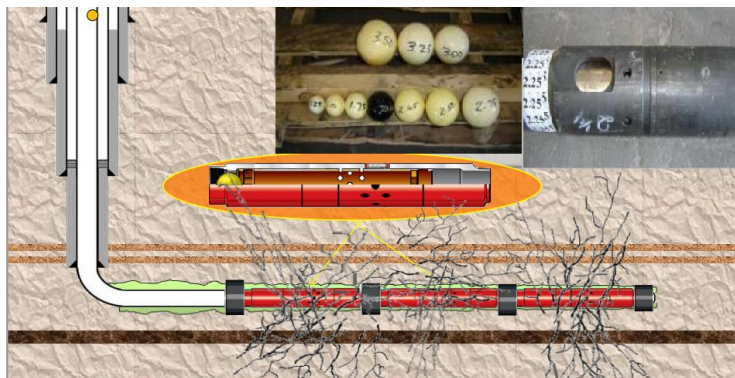


Figura 4.3: Terminación con método de camisas deslizables activadas por bolas. Cada etapa es controlada por un tamaño de bola ascendente (editado de Flackstein, 2012).

4.6.4 Ventajas y desventajas

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Excelente aislamiento zonal. • Simplifica las operaciones de bombeo. • Reducción significativa en el tiempo de la terminación. • No requiere explosivos. • Es viable el refracturamiento. • Sin operaciones de cementación. • Menor presión de iniciación de fractura. • Menos fluido de fractura requerido. • La tecnología de bolas solubles ayuda a eliminar la necesidad de costosas operaciones de limpieza de los pozos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Significativamente más costoso. • Sistema sujeto a daño mientras se ensambla • Utilizar tubería flexible para molienda. • Limitada habilidad para ejecutar diagnósticos de fractura. • Restricciones para diámetros de la tubería en cuanto a gastos de inyección. • Restricción de etapas para desplazar.

4.7 Terminación entubada y cementada de múltiples etapas

4.7.1 Técnica Perf and Plug (Tapón y disparo)

Se realiza utilizando tapones compuestos para separar las etapas de fracturamiento, este tipo de terminación horizontal en pozos de lutita es la más utilizada. Cada etapa está perforada, fracturada, estimulada y aislada con un tapón empacador o puente, permitiendo a la etapa siguiente ser tratar. Los tapones/empacadores actúan como un "fondo de pozo" para que se acumule en contra la presión de fractura. Según algunas estimaciones, el proceso está siendo utilizado en más del 85% de terminación de pozos horizontales hasta hoy (Halliburton, 2012).

Características

- Conexión con el yacimiento: a través del disparo
- Aislamiento anular TR-Formación: Cemento
- Aislamiento en tubería entre etapas de fractura: con tapón triturable

4.7.1.1 Herramientas para el sistema Tapón y disparo

Tapones: Esta técnica utiliza una gran variedad de tapones mecánicos utilizados generalmente para propósitos de estimulación multi-etapa, debido a que pueden ser fácilmente desplazados, colocados y posteriormente molidos (Figura 4.4). Estos tapones están contruidos por componentes en su mayoría hule (para su más fácil y rápida molienda) y en menor cantidad de materiales metálicos, los tapones pueden ser molidos utilizando TF o tubería de trabajo, y están disponibles en un amplio rango de tamaños, presiones de trabajo y temperaturas. Los tapones más empleados son:

- Bridge plug: Está diseñado para proporcionar aislación total entre las zonas del fondo del pozo, son válidas en operaciones estándar y de alta presión y alta temperatura y varían de tamaño de 2 7/8" a 13 3/8".
- Frac plug: Está compuesto por fibra de vidrio, cerámica y no contiene material ferroso (lo que hace que sea más fácil molido), están disponibles en modelos estándar y soportan muy altas temperaturas y altas presiones, tamaños de 3 1/2" a 7".

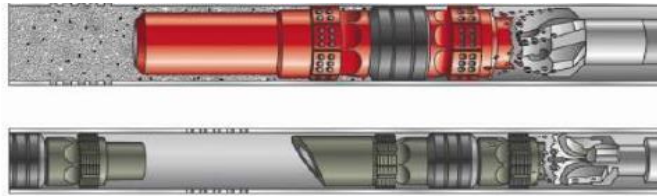


Figura 4.4: Tapones de aislamiento triturables (editado de Halliburton, 2012).

Pistolas: En este método se utilizan los disparos convencionales con cargas explosivas para lograr la conexión del pozo con el yacimiento (Figura 4.5). El objetivo de dichas perforaciones es crear una trayectoria de flujo conductiva atravesando la sarta de producción, las diversas TR's, y el espacio anular hasta crear un pequeño orificio en la formación, para posteriormente iniciar la colocación de un tratamiento de estimulación.

Las cargas de los disparos de perforación están bien definidas, pero hay pocos absolutos. La selección normal es cargas profundas penetrantes con etapas de 60° de disparos, centrándose en alcanzar un tamaño de orificio de entrada de al alrededor de 1 cm con longitudes de disparos <4 veces el diámetro del pozo.



Figura 4.5: Pistolas y tapón empleados para la técnica de tapón y disparo (Halliburton, 2012).

4.7.1.2 Proceso de ejecución con la técnica tapón y disparo (Plug and Perf)

Un resumen de la secuencia operativa a seguir para una terminación entubada y cementada se enlista a continuación (Ver Figura 4.6).

1. Se introduce y coloca el liner o TR de producción y se cementa en la zona productiva.
2. Mediante línea de acero o tubería flexible se introduce la pistola de disparos.
3. Se ubica la pistola en la profundidad de la primera etapa de fractura, cercana al fin o a la punta (toe) del pozo y acciona la pistola para disparar y perforar la TR o liner. Se retira la herramienta de disparos.
4. Se bombea el tratamiento de la primera etapa de fractura en la TR de producción.
5. Se instala un tapón (bridge plugs) mediante tubería flexible para aislar la primera etapa.
6. Se repiten las operaciones 3-4-5 para todas las etapas restantes.
7. Finalmente se muelen los tapones y el pozo comienza a producir.

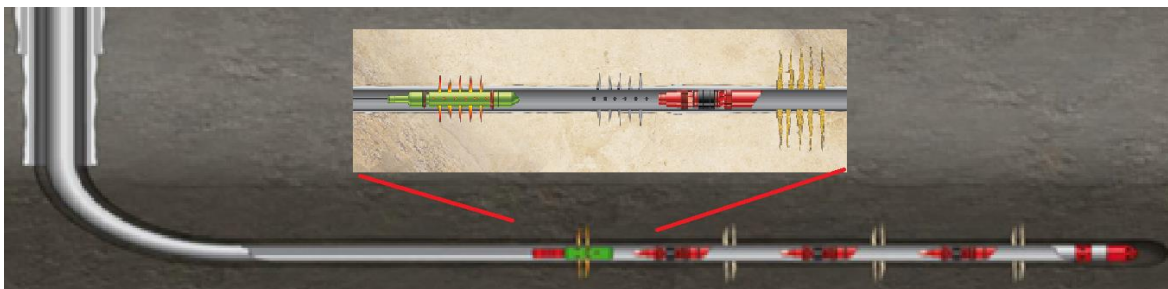


Figura 4.6: Pozo terminado mediante la técnica de "tapón y disparo" efectuada con línea de acero (Editado de Halliburton, 2014).

4.7.1.3 Ventajas y desventajas

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Excelente aislamiento de etapas. • Simplifica las operaciones de bombeo. • Reduce significativamente los tiempos de terminación. • Tecnología ampliamente probada. • Historial amplio y múltiples proveedores. • Habilidad para realizar diagnósticos individuales de etapas de fractura. • Tratamiento de grandes intervalos. • Evaluación sencilla de cada intervalo a tratar. • Operación pausada. • Poca cantidad de recursos. 	<ul style="list-style-type: none"> • Los tapones tienen que ser molidos mediante tubería flexible. • Empleo de explosivos. • Integridad de la cementación de la tubería. • Tiempos operativos extendidos. • Empleo de tubería flexible o línea de acero para bajar tapones/pistolas • Bombeo de herramientas a fondo • Producción diferida. • Efectos de tortuosidad

4.7.2 Terminaciones con Hydrajet de perforación y tapones de arena

Esta técnica utiliza la tecnología hydrajet para colocar muchas fracturas independientes en un pozo sin el uso de dispositivos mecánicos de sello, tales como los empacadores o tapones. Los fluidos de fracturamiento se inyectan a través de la tubería, mientras que se bombean fluidos limpios por el espacio anular. El fluido cargado de arena es bombeado a través de la herramienta de hydrajet que incide en la formación, creando una cavidad (Figura 4.7). A medida que la cavidad se forma, la presión dentro de la cavidad incrementa, eventualmente inicia una fractura (García, 2012).

Eliminan la necesidad de perforar o fijar tapones. Este servicio se ejecuta en tubería flexible o articulada para el sitio de fracturamiento de la primera etapa; perforaciones y un túnel se erosionan por bombeo a través del tubo a una alta presión diferencial, utilizando arena y el agua como la corriente de corte. La fractura inicia y se extiende en el lugar de inyección; no son necesarios empacadores debido a que la velocidad del chorro provoca una caída de presión en la salida del chorro. La caída de presión empuja el fluido del espacio anular a la fractura (Uribe y Pimentel, 2013).

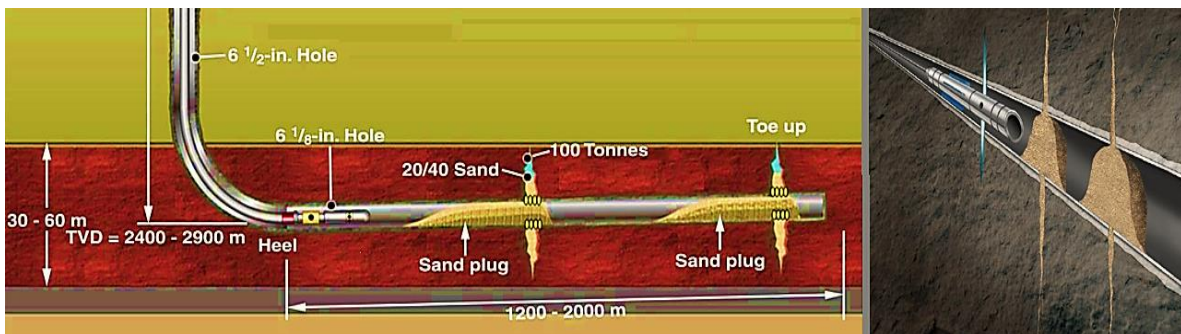


Figura 4.7: Pozo terminado mediante la técnica Hydrajet y tapones de arena (editado de Uribe y Pimentel, 2013).

Características:

- Conexión con el yacimiento: Hydrjetting (jeteo)
- Aislamiento anular TR-Formación: Cemento
- Aislamiento en tubería entre etapas de fractura: Tapón de arena.
- Tiempo de terminación promedio: 2-4 días (en función de la cantidad de etapas)

4.7.2.1 Fundamento teórico de la técnica Hydrajet

La fracturación asistida Hydrajet es una tecnología que combina la creación del túnel mediante la perforación hydrjet y la fracturación hidráulica. Este sistema se implementa más frecuente con tubería flexible. Básicamente, la técnica consiste en tres procesos separados y que serían:

- Hydrjetting (jeteo)
- Fracturación hidráulica a través de la tubería
- Inyección por el espacio anular tubería de trabajo/ tubería de revestimiento.

Como se aplica el jeteo sin el empacador como una barrera de sellado, éste utiliza un sellado dinámico basándose en el movimiento del fluido como un sello hidráulico. El aislamiento dinámico se basa en la ley de Bernoulli diciendo que el nivel de energía de fluido se mantiene generalmente constante (Bojan, 2010). Mientras que el bombeo del fluido a través de la tubería de fondo de pozo, que es la energía de alta presión dentro de la tubería se transforma en energía cinética resultante de la corriente de fluido de alta velocidad como se describe por Bernoulli en la ecuación 4.1.

$$\frac{V^2}{2} + \frac{p}{\rho} + gz = C \quad \text{Ecuación: 4.1}$$

donde:

V es la velocidad del fluido [m / s].

ρ - es la densidad del fluido [kg / m³].

p -s la presión del fluido locales [Pa].

gz -es constante gravitacional [m / s²].

C - es la presión en el interior herramienta jet como una constante [Pa].

4.7.2.2 Herramientas para el sistema Hydrajet

Este BHA tiene un diámetro externo de 3,4pulg y tres boquillas de jeteo de 0.25pg para un gasto de bombeo nominal de 9 bbl/min. Si la terminación del pozo es lo suficientemente grande como para utilizar un 4.5-in de diámetro externo de la herramienta, el gasto máximo podría estar en el rango de 35 bbl/min si se instala un número adecuado de boquillas, y al menos una TP de 3,5in como sarta de tratamiento (Figura 4.8) (Halliburton, 2012).

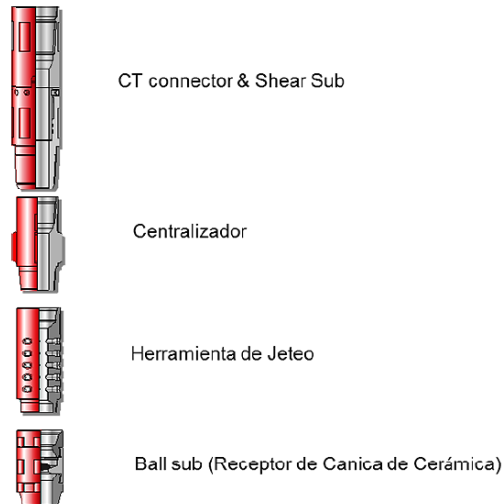


Figura 4.8: Principales elementos en el ensamblaje de fondo Hydrajet (Halliburton, 2012).

Esta técnica no requiere de empacadores o tapones de desviación para lograr un efectivo aislamiento entre etapas, debido a que la velocidad del jeteo causa una caída de presión a la salida del jet quien empuja el fluido desde el espacio anular hacia la fractura (diversión dinámica). Este método es usado comúnmente en terminaciones con agujero descubierto y en algunos casos para liners no cementados.

4.7.2.3 Proceso de ejecución con la técnica Hydrajet

La realización de la técnica Hydrajet se describe en los siguientes pasos.

1. Los fluidos de fracturamiento se inyectan a través de la tubería flexible, mientras los fluidos limpios son bombeados por el espacio anular.
2. La corriente de líquido (agua- arena) empieza a golpear la pared de la tubería y luego a la formación, y crea un túnel en cuestión de segundos.
3. Inicialmente, el fluido que está entrando en el túnel regresa por el anular, ya que no tiene a dónde ir. A medida que se forma el túnel, la presión en la parte dentro del dicho túnel incrementa. En este punto, se mantiene la presión del anular justo por debajo de la presión de iniciación fractura.
4. Se inyecta la mezcla de agua y arena, la mezcla entra por el túnel previamente creado. Por acción de la presión de la corriente del flujo se va erosionando la formación hasta crear un conducto. La presión total ejercida dentro del túnel es cientos de psi mayor que la presión que se tiene en el espacio anular por lo que se generan las redes de fracturas.
5. Se logra la ruptura e inicia una fractura. Los fluidos entran en la formación, y las tasas de bombeo del anular incrementan. Como resultado del efecto de Bernoulli, los fluidos contenidos en el espacio anular son absorbidos por la fractura. Se bombea fluido a un ritmo menor para que se comience a generar un tapón con la arena.
6. El ensamblaje es corrido hasta la siguiente etapa y se repite el ciclo de nuevo tantas veces como estén programadas. Después de la última etapa se circula agua del espacio anular hacia la tubería flexible, para así remover los tapones de arena y poner el pozo a producir.

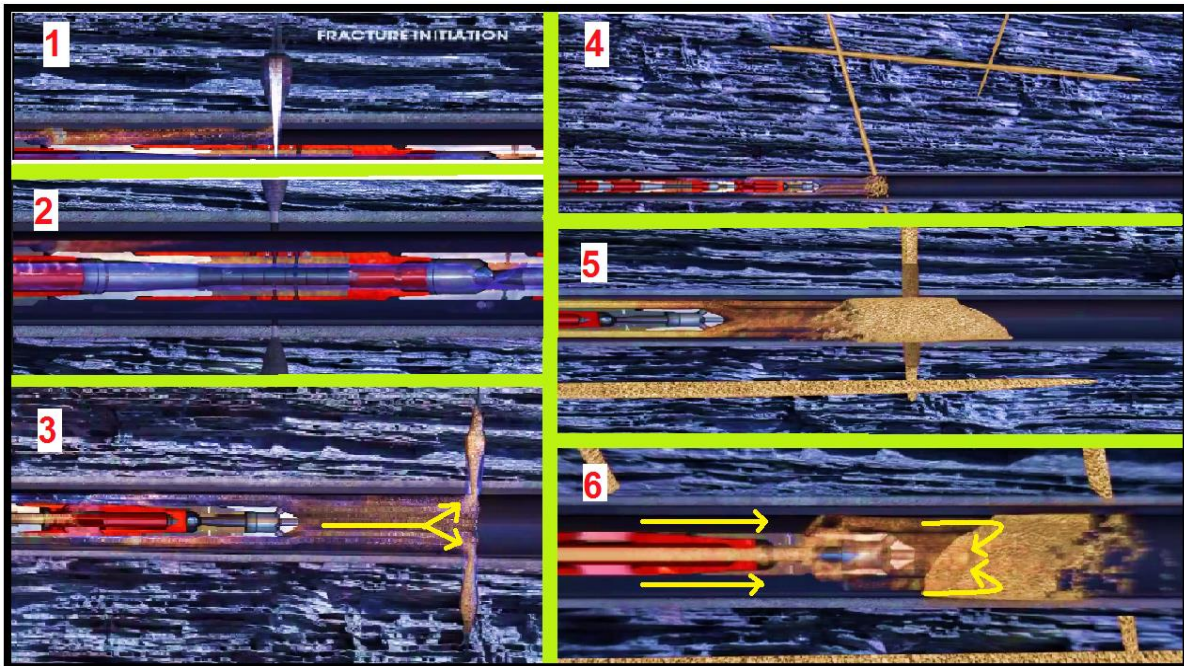


Figura 4.9: Secuencia para terminación mediante sistema Hydrajet y tapones de arena (Modificado de Halliburton, 2012).

El gasto del anular es dependiente de la pérdida de fluido presente y el gasto requerido para mezclarse con los fluidos de la tubería.

4.7.2.4 Ventajas y desventajas

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Buen aislamiento de etapas. • Múltiples etapas tratadas por día. • Fácil iniciación de fractura. • Reducción del tiempo de terminación. • Alta conductividad en el tratamiento. • Jeteo y Fractura en sólo 1 viaje. • Elimina la necesidad de tapones mecánicos. • Sin limitación por temperatura o profundidad. • Elimina el uso de empacadores. • Fácil limpieza post-fracturas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Restricciones en el gasto debido al tamaño del espacio anular. • Integridad de la cementación de la tubería. • La tubería flexible añade costos significativos. • Gasto determinado por área efectiva de flujo a través del casing. • Afinar tapones de arena en sección horizontal. • Disponibilidad de mayores volúmenes de agua.

4.8 Consideraciones para la elección de un método de terminación

Si se basa en la experiencia la técnica Perf & Plug es la mejor opción, puesto que es el primer sistema empleado para el multi-fracturamiento, y es la más empleada en los pozos horizontales. Algunas de las características del método P&P se representan a menudo como desventajas, tales como la incapacidad para controlar el punto de inicio de las fracturas, la pregunta de la fiabilidad de los

empacadores del agujero abierto para proporcionar aislamiento de las zonas, la percepción de mayores posibilidades de fallas mecánicas y la incapacidad de la apertura del puerto de fractura, la complejidad de la operación, los altos costos de los accesorios de fondo de pozo (empacadores y puertos fracturas, principalmente) y así sucesivamente (Uribe y Pimentel, 2013).

La perforación Hydrajet es una excelente alternativa que ofrece mayores beneficios operacionales en comparación con las técnicas de Plug and Perf y camisas deslizables, además puede ejecutarse en agujero descubierto o liner cementado. También como todas cuenta con algunas desventajas asociadas principalmente al costo que implica el uso de esta metodología.

4.8.1 Conocimientos petrofísicos del yacimiento

Si el conocimiento petrofísico del yacimiento es alto, el proceso por etapas con camisas activadas por bolas será el método más efectivo para maximizar la cobertura del yacimiento y minimizar el tiempo de perforación y terminación del pozo. Sin embargo, si el nivel es bajo, esta elección podría ser más costosa e ineficiente. Puesto que se requiere saber con precisión el espaciamiento entre las camisas y los tapones.

Si el nivel de conocimientos de petrofísica del yacimiento es bajo (o se está en espera de los datos), el método Plug and perf será el más efectivo. Este método permitirá la simulación y pruebas para mover el siguiente intervalo. El método Hydrajet podría también ser eficiente en este caso, pero se deben tomar en cuenta el costo y el tiempo de terminación.

4.8.2 Fracturas

Para lutitas frágiles en donde se pretende crear una red compleja de fracturas, que incrementan el contacto con el yacimiento, se recomienda utilizar las técnicas de Plug and Perf y camisas deslizables. Además el Plug and Perf es un método para la zona de transición de lutitas moderadamente frágiles en donde se espera que se supere la anisotropía de los esfuerzos (ligeramente mayor a las lutitas frágiles) presentes, se sugiere el método de perforación Hydrajet con mezcla de apuntalante y fluido de fractura en el fondo para reducir o posiblemente revertir la anisotropía de los esfuerzos. Para las lutitas dúctiles donde la anisotropía de los esfuerzos es mucho mayor se sugiere utilizar la técnica de perforación Hydrajet (Figura 4.10) (García, 2012).

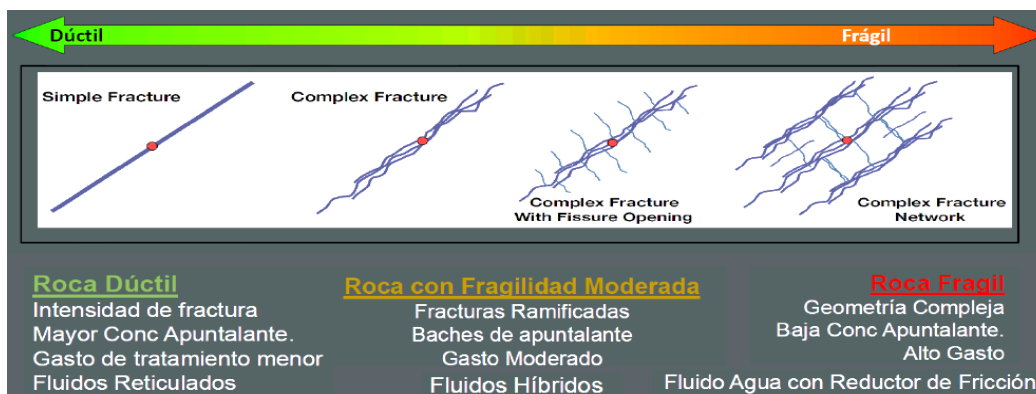


Figura 4.10: Evaluación del yacimiento que influyen el diseño de fractura (Editado de Halliburton, 2012)

4.8.3 Características técnicas de los principales sistemas de terminación de pozos horizontales

Las características técnicas también pueden influir en la elección de un sistema de terminación, algunas características de los tres sistemas anteriormente descritos, se presentan en la siguiente tabla 4.1.

Tabla 4.1: Características técnicas de los principales sistemas de terminación de pozos horizontales (Editado de Uribe y Pimentel, 2013).

Método de fractura	Tapón y disparo	Camisas deslizables	Hydrajel-Taponos de arena
Intervalos	30	30	30
Tiempo de perforación/etapas y/o tiempo de movimiento de BHA (hrs)	4	0.1	0.5
Total de perforaciones/ tiempo de movimiento (hrs)	40	3	15
Número de intervalos/etapas	3	1	1
Gasto de tratamiento (bls/min)	60	60	20
Volumen total de fluido (gal)	1,500,000	1,500,000	1,500,000
Volumen total de apuntalante (lbm)	1,500,000	1,500,000	1,500,000
Tiempo total de bombeo (hrs)	10	10	31
Potencia hidráulica (HP)	30,000	30,000	15,000
Tiempo total del método de fractura (hrs)	50	14	45
Tiempo de limpieza final del fondo del pozo (hrs)	70	0	0

4.9 Zipper fracking (Fracturamiento en cremallera/zíper)

Este método de fracturamiento en cremallera aprovecha los conceptos desarrollados en la alternancia de fracturación de métodos anteriores (métodos simultáneos) para crear más complejidad de fracturas. En este diseño, se inician las fracturas en un patrón escalonado para tomar ventaja de la presencia de una fractura en el medio de cada dos fracturas consecutivas del pozo paralelo (ver figura 4.11). Los riesgos de comunicación entre pozos son mínimos con este diseño. Este nuevo método no sólo muestra una mejora en la complejidad de la fractura desde un punto de vista geomecánico, también se muestra prometedor en la mejora de la producción a largo plazo del yacimiento desde un aspecto de flujo de fluido. Además este diseño potencialmente puede aumentar la interferencia de estrés entre las fracturas creando una red más compleja de fracturas y crear un volumen de estimulación eficaz para mejorar la producción de hidrocarburos (Mehdi, 2012).

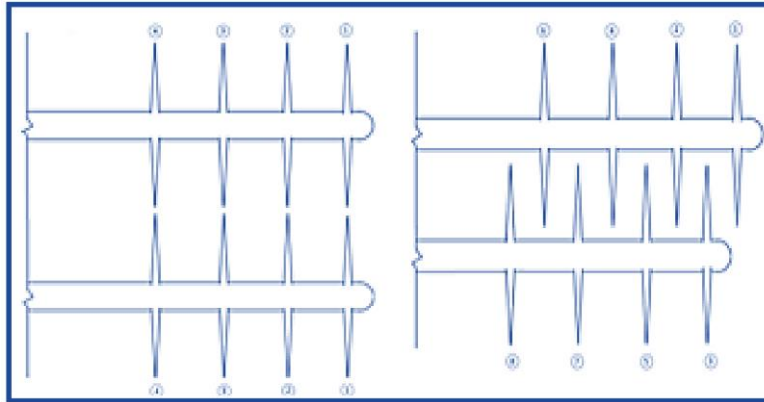


Figura 4.11: Comparativa entre el método de fracturamiento en cremallera simultaneo original (izquierda) y el método modificado (derecha) (Mehdi, 2012).

Se han efectuado varias pruebas en pozos de Texas, USA, para poner a prueba este método de fracturamiento. Los resultados demuestran que el fracturamiento en cremallera modificado mejora el rendimiento del tratamiento hidráulico en comparación con el fracturamiento en cremallera original por medio de aumentar el área de contacto.

Los requerimientos de los candidatos para operaciones simultáneas o secuenciales no están bien definidos. La mayoría de las compañías que han usado este proceso en lutitas han presentado buenas respuestas de producción, sin embargo; las distancias entre los pares de pozos están en el orden de los 300 m o menos, con casos extremos de 450 m de separación (Mehedi, 2012).

4.10 Fracturamiento hidráulico

La fracturación hidráulica es una técnica desarrollada en USA a inicios de siglo XX al objeto de mejorar el flujo de los pozos de muy baja productividad. Al final de los años 70's, la fracturación hidráulica ya era una tecnología probada, aplicada de un modo estándar para transformar en comerciales, pozos de baja productividad, fundamentalmente, de gas y en yacimientos convencionales (Estrada, 2013).

La técnica consiste en generar uno o varios canales de elevada permeabilidad a través de la inyección de agua a alta presión, el fluido alcanza los objetivos por conducto del pozo entubado que lo inyecta en las formaciones más impregnadas de gas, de modo que supere la resistencia de la roca y que abra una fractura controlada en el fondo de pozo.

Con el fin de evitar el natural cierre de la fractura, en el momento en que se debilita la presión hidráulica que la mantienen abierta, se bombea, junto con el agua, un agente de sostenimiento (apuntalante), comúnmente arena, que mantiene las fracturas abiertas de modo permanente, permitiendo que los hidrocarburos fluyan hacia el pozo, después los fluidos inyectados (el flujo de retorno de agua) se recuperan a la superficie.

4.10.1 Objetivo de una fractura

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

- Influir en formaciones de baja permeabilidad.
- La inducción y crear alta conductividad para producir (incremento de la tasa de flujo).
- Iniciar o incrementar la productividad de un pozo.
- Tener un bajo riesgo de perder la pared lateral; es decir no dañar la formación.
- Lograr eficacia en la colocación de las fracturas en etapas específicas a lo largo del intervalo productor.

4.10.2 Restricciones normativas

Hay que recordar que la fractura se realiza después de haber perforado y construido el pozo. Previamente, debe cerciorarse que el pozo se encuentra herméticamente aislado y cumple con las regulaciones internacionales técnicas y ambientales (Cámara y Pendás, 2013).

Las normas internacionales dictaminan que en un pozo debe haber:

- Un período de pruebas y registros de la calidad del cemento.
- Deberá contener el pozo de cemento pesado para aislar a la tubería de la formación. Deberá tener el pozo tubería de producción.
- El pozo deberá tener cemento, es decir, deberá llegar a superficie en cada etapa de aislamiento.
- La tubería de producción deberá estar cubierta y aislada del manto freático.

4.10.3 Ubicación de la zona objetivo para el fracturamiento

Además de indicar la sensibilidad a los fluidos, el tipo de arcilla es un indicador de rocas dúctiles, y que por lo tanto no se fracturan con facilidad. Las lutitas dúctiles son más propensas a incorporar apuntalante. La presencia de esmectita generalmente indica arcillas dúctiles. Otros tipos de lutitas son más quebradizas y se fracturan con mayor facilidad. La presencia de illita es favorable para el fracturamiento hidráulico debido a que a menudo es un indicativo de rocas quebradizas que no reaccionan con el agua (Sullivan, 2013).

En las lutitas arcillosas, altamente laminadas, el módulo de Young y el coeficiente de Poisson son funciones de la orientación de la medición con respecto a los planos de estratificación de la formación. Estas propiedades mecánicas anisotrópicas afectan el esfuerzo de cierre y por lo tanto el crecimiento vertical de la fractura hidráulica.

Cuando se presenta una gran diferencia entre los módulos de Young medidos en sentido vertical y horizontal, el esfuerzo de cierre será mayor que en las rocas isotrópicas. Estos intervalos anisotrópicos generalmente están asociados con rocas que tienen altos contenidos de arcilla así como también con arcillas hinchables. Estas rocas ricas en arcilla son malas candidatas tanto para el posicionamiento de pozos horizontales como para la estimulación por fracturamiento hidráulico. El esfuerzo en estos intervalos será mayor, y será más difícil retener la conductividad de la fractura durante la producción, ya que el apuntalante tiende a incorporarse (unirse) en la formación dúctil.

Las rocas con menor contenido de arcilla tienen menor esfuerzo local y mayor módulo de Young, y son más propensas a conservar la conductividad de las fracturas durante la producción.

4.10.4 Nociones básicas en el diseño de la fractura

Dentro de las cualidades favorables para que se pueda realizar un fracturamiento con menos complicaciones, está la de presentar una composición quebradiza, como se indica por un bajo coeficiente de Poisson y módulo de Young alto (Figura 4.12). A su vez, estos parámetros son muy útiles para diseñar las zonas de iniciación de fracturas; se considera conveniente iniciar en zonas frágiles que necesitan menor energía y permiten una mejor propagación (Salamunic, 2011).

El Módulo de Young afecta directamente a la propagación de la fractura:

- A valores bajos se induce una fractura ancha, corta y de altura limitada.
- A valores grandes resultan en una fractura angosta, alta y de gran penetración.

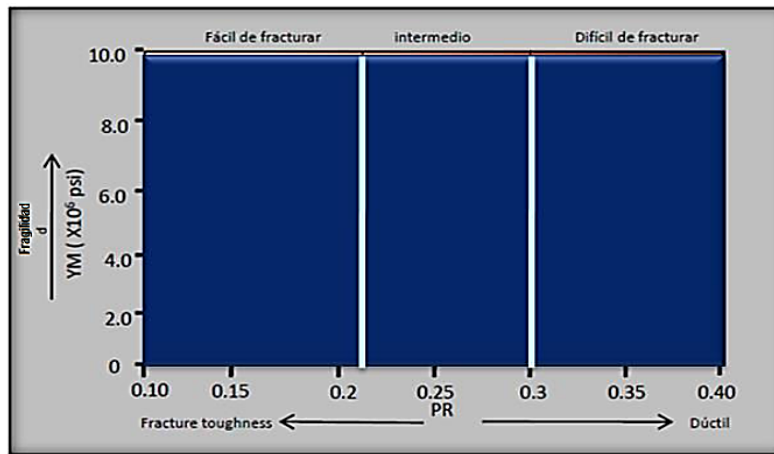


Figura 4.12: Comportamiento de la lutita en base a la relación entre el módulo de Young y la relación de Poisson. (Editado de Uribe y Pimentel., 2013).

4.10.4.1 Orientación de la fractura

La orientación de la fractura está íntimamente ligada al estado original de esfuerzos in situ y al mecanismo que la genera. El caso que al fracturamiento hidráulico le ocupa es donde el estado original cumple con la condición de que; el esfuerzo vertical debe ser mayor al esfuerzo horizontal y a su vez éste último mayor al esfuerzo horizontal mínimo: $\sigma_V > \sigma_H > \sigma_h$.

Bajo esta condición y para el caso donde la fractura hidráulica es generada por tensión, la orientación de la fractura estará en dirección perpendicular al esfuerzo mínimo. Independientemente de las condiciones de terminación incluyendo la orientación de los disparos.

La dirección del esfuerzo es el determinante clave de la fracturación hidráulica. Pozos perforados en la dirección del máximo esfuerzo horizontal producirá fracturas longitudinales (paralelas al fondo del pozo). Si bien esto puede ser deseable en los yacimientos permeabilidad moderada, no es ideal

para formaciones de micro permeabilidad. Por el contrario, los pozos perforados en dirección al esfuerzo horizontal mínimo facilitarían las fracturas transversales. Múltiples fracturas transversales se contraerán en un volumen mucho mayor de la roca del yacimiento, ésta última es la manera en cómo se orientan las fracturas en formaciones de lutita (Uribe y Pimentel, 2013).

4.10.4.2 Elementos indispensables en el diseño de la fractura

Para el diseño de la fractura se deben tener en cuenta varios factores que influyen no sólo en la creación del pozo en sí, sino también sobre el comportamiento productivo posterior del yacimiento. A mayor calidad de datos disponibles, mejores serán los resultados obtenidos (Tyndall, 2011). Así, para realizar una correcta evaluación es necesario considerar entre otros:

- La continuidad del yacimiento.
- La fragilidad de la roca.
- Volumen de agua a utilizar en la operación.
- Potencia disponible (entre 25,000 a 60,000 HHP).
- Caudal de bombeo del tratamiento (35 a 100 bpm).
- Una red de fracturas muy compleja.
- Logística y manejo del agua

4.10.4.3 Análisis geomecánico del fracturamiento

La geomecánica es la base de todo buen diseño de perforación de un pozo y de su posible fractura hidráulica. La anisotropía de la roca determina la dirección general de la fractura. En el caso de una arenisca o un carbonato (Caso 1, Figura 4.13), ésta es paralela al esfuerzo máximo horizontal (σ_H), ya que la anisotropía no es alta (ausencia de fisuras en la matriz rocosa).

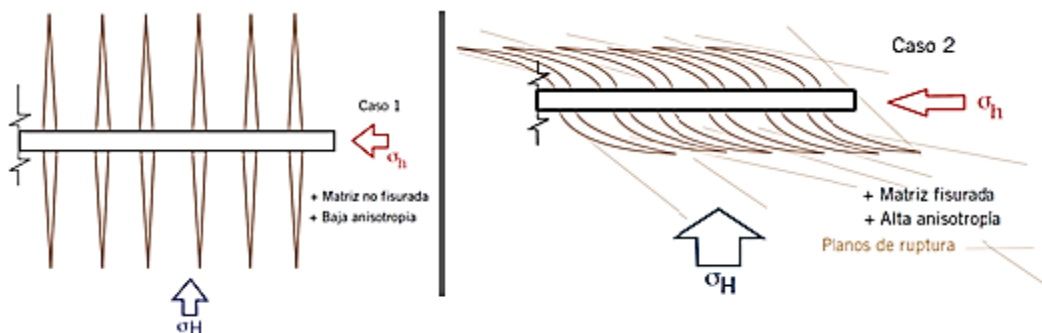


Figura 4.13: Fracturas ortogonales en una matriz de baja anisotropía (arenisca)-[caso 1]. Fracturas alabeadas en una matriz de alta anisotropía (shale)-[caso 2] (editado de Petrotecnia, 2012).

En cambio, en una lutita, donde la anisotropía es alta y suelen existir varios planos de clivaje o ruptura que forman una red (Caso 2, Figura 4.13), la orientación cambia pues la fractura tiende a propagarse por estos planos. Así, en el caso de pozos horizontales con fracturas ortogonales, estas pueden llegar a ser longitudinales o alabeadas, casi paralelas a la dirección del pozo. Por lo tanto,

para evaluar y cuantificar la anisotropía de una roca, es necesario tomar núcleos de ella y realizar ensayos geomecánicos, como se mencionó en el capítulo 2 (Blanco y Vivas, 2012).

4.10.5 Etapas de fracturamiento

Se le conoce como etapa de fractura a una sección del yacimiento donde se bombean un número determinado de fracturas en una sola operación continua. Una etapa de fractura puede contener tantas fracturas como número de clústeres, es decir un clúster de perforación equivale a una fractura.

4.10.5.1 Número y espaciamiento de etapas de fractura

Estas particularidades se determinan a partir del balance costo beneficio que podría proporcionar aumentarlas o disminuirlas. Las formaciones de lutita con mayores espesores requieren de más etapas y de menor volumen de fracturamiento para evitar pérdida de fluido, mientras que las formaciones de lutita de mayor espesor pueden necesitar menos etapas si un mayor gasto de bombeo promueve la complejidad y el crecimiento de la altura de la fractura en la zona.

El cálculo del número de etapas toma en cuenta la longitud de la etapa de fractura contra en ancho de la misma, el número de clusters de perforación necesarios para desarrollar efectivamente la etapa de fractura, la capacidad de aislar las etapas, el costo de la etapa de la operación y la disponibilidad del agua.

La productividad del pozo mejora a medida que aumenta la cantidad de etapas de fracturamiento. Un incremento en la cantidad de etapas de fracturamiento a menudo coincide con tramos laterales de mayor longitud; por lo tanto, se incrementa el contacto con el yacimiento. Sin embargo, Cipolla (2009) realizó comparaciones en cuanto a la mejora de la producción en función de del número de etapas y concluyó que con una mayor cantidad de etapas, se incrementa la complejidad, la productividad y la recuperación.

4.10.6 Longitud de las etapas

La longitud de las etapas ha disminuido de longitudes iguales al total del segmento horizontal del pozo (1,000-2,500 m), a fracturar etapas de 75 a 105 m con clusters de perforación en terminaciones entubadas y cementadas. La mayoría utilizan longitudes de etapas de 90 a 120 m, aunque se ha demostrado que empleando longitudes más cortas se incrementan el volumen de yacimiento estimulado y la producción, pero implica un mayor costo asociado a la tecnología requerida y a los tiempos de ejecución (Tyndall, 2011).

4.10.7 Clúster de perforación

Un clúster de perforación, es un cierto número de perforaciones que se agrupan con la finalidad de ser tratados simultáneamente. Cada clúster equivale a una fractura y se realizan normalmente 20 perforaciones por clúster. El objetivo del clúster es que sean tratados simultáneamente, mediante la desviación de fluido a altos gastos de bombeo mientras se fractura.

Los rangos normales son de 4 a 6 clusters por etapa, con una longitud de cada clúster que puede variar de 30 a 60 metros de distancia, considerando que entre menor sea el espaciamiento, menor será la conductividad y complejidad de la fractura (Figura 4.14). La geometría de dichos clusters varía de formación a formación, de operador a operador y será necesaria mucha experimentación para determinar el criterio apropiado de selección adecuada para un área o pozo particular (Halliburton, 2012).

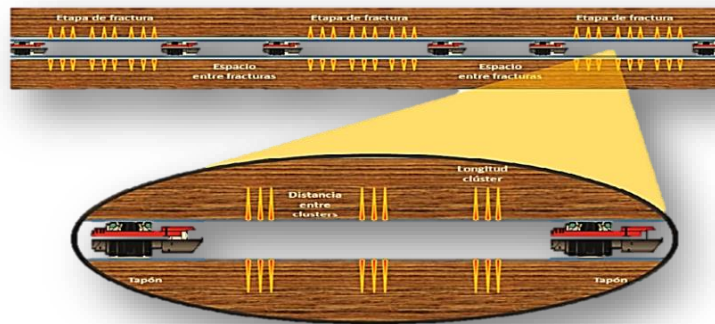


Figura 4.14: Diseño de los clusters de perforación (editado de Halliburton, 2012).

4.10.8 Monitorización de la geometría de las fracturas

La técnica más exitosa en el control de las fracturas está basada en la tecnología de microsísmica, que permite seguir el crecimiento de la apertura de las fracturas en profundidad, y su orientación dentro de la formación productiva, mientras se lleva a cabo el tratamiento de fracturación.

Consiste en distribuir, en las proximidades de la zona a fracturar, tanto en superficie como en fondo de los pozos próximos, una serie de geófonos, al objeto de registrar la energía liberada, en forma de ondas, ocasionadas por la fracturación de la roca (Figura 4.15). Posteriormente, toda la información registrada se procesa de un modo similar a como se procesa la sismica 3D, permitiendo ubicar en el subsuelo las pequeñas fuentes de energía resultantes de la fracturación de la roca, y consecuentemente conocer la extensión y geometría de la fractura (Tyndall, 2012).

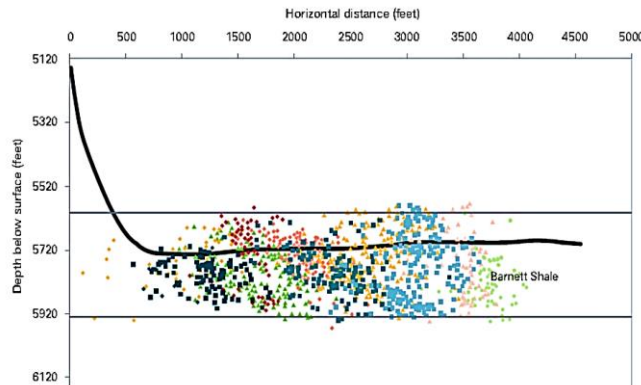


Figura 4.15: Sección de la monitorización mediante la microsísmica de una típica operación de fracturación hidráulica en Barnett Shale, Texas, USA (Tyndall, 2011)

4.10.9 Determinación de las barreras de fractura

La mayoría de fracturas inducidas son verticales y son impulsadas hacia el menor esfuerzo horizontal. Por ejemplo (Figura 4.16), una fractura cada vez mayor en A4 tendrá un lapso difícil de romper a través de la lutita superior, la cual tiene más alta la tensión (en rojo), y en su lugar se moverá a la tensión más baja y se mantendrá en esa zona.

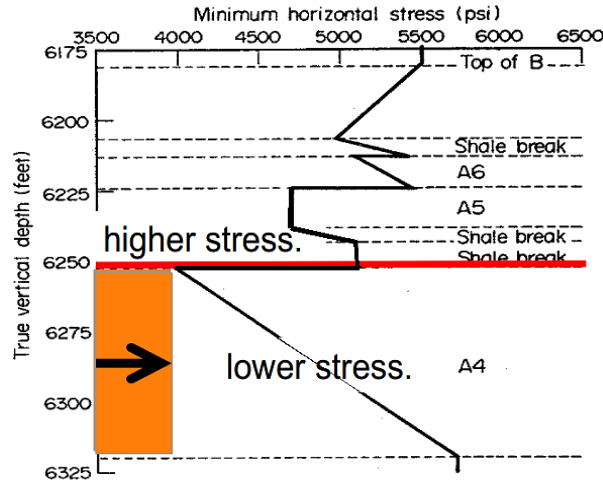


Figura 4.16: Distribución del esfuerzo de una fractura (Tyndall, 2011).

Para predecir donde irá la fractura, se debe predecir las tensiones, y para ello, es necesario saber cuáles son las propiedades de las rocas. Las propiedades de las rocas deben ser determinadas a partir de núcleos o registros (Tyndall, 2011).

4.10.10 Alcance de las fracturas

En un reciente informe de la Real Academia de Ingeniería del Reino Unido se afirma que es altamente improbable que las fracturas artificiales se extiendan más de un kilómetro en vertical, hecho en un estudio realizado sobre varios miles de pozos de USA, África y Europa (Davies et al.), fue de 600 m la máxima longitud observada. En el mismo estudio encontraron que sólo el 1% de las fracturas tenían una extensión superior a los 350 m, y que la mayoría de las fracturas se extendían entre 200 y 300m (Tyndall, 2011).

En ese sentido la probabilidad de que un acuífero superficial sea contaminado por fluidos utilizados en la fracturación hidráulica es muy remota. La viscosidad del fluido de fracturación, mayor que la del agua y su densidad, limitan al extremo su movilidad en la vertical, incluso con un pozo deficiente. El gradiente de presión entre la formación y el fondo de pozo provoca la movilidad del fluido inyectado hacia el pozo y no hacia la superficie.

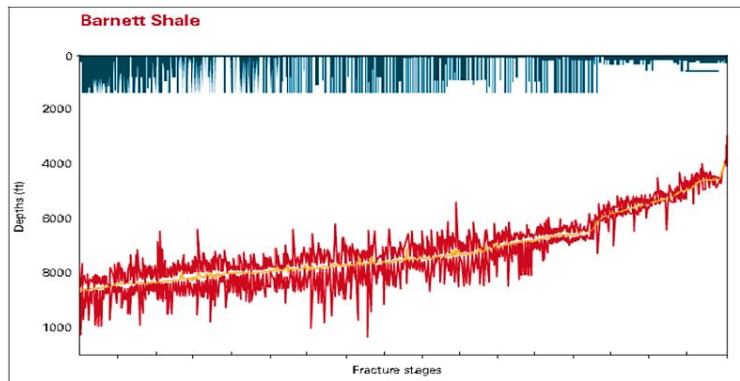


Figura 4.17: Monitoreo microsismico del fracturamiento hidráulico (Tyndall, 2011)

En la figura 4.17, se muestra a modo de ejemplo, el gráfico de las Barnett Shale, realizado en base a centenares de operaciones de fracturación, en donde en amarillo se representa la profundidad de la zona a fracturar, las líneas quebradas en rojo representan la extensión de la fractura hacia arriba y hacia abajo, en azul oscuro se representa la profundidad del acuíferos de que abastecen a la población. En ningún caso se ha llegado a afectar los acuíferos suprayacentes.

4.10.11 La hidrogeología

La hidrogeología trata del estudio integral del agua subterránea, su distribución y evolución en tiempo y espacio en el marco de la geología regional. La hidrogeología tiene importantes funciones dentro de la evaluación prospectiva para aprovechar un recurso hidrocarburo:

- De herramienta para asegurar la calidad de las aguas subterráneas utilizadas en el abastecimiento a la comunidad.
- De herramienta para comprender la interrelación entre la capa de roca almacén de gas y un acuífero.

En casos específicos de desarrollos en shale gas, la hidrogeología puede influenciar la trayectoria del pozo y limita el alcance de las fracturas en el diseño del fracturamiento hidráulico. En el mismo sentido de la prevención es imprescindible, y de un modo previo, realizar un estudio hidrogeológico que debe de indicar la vulnerabilidad de los diferentes acuíferos y el estado de las diversas fuentes de suministro de agua potable y no potable de la zona a explotar (SENER, 2014).

4.11 Equipo de fracturamiento

La rapidez y eficiencia de los procesos de fracturación de lutita dependen también de los equipos para inyectar los fluidos de perforación. A continuación se enlistan los principales componentes:

- Licuadora: mezcladora de líquidos, productos químicos y puntales que incrementa la presión de la mezcla al ingresar a las bombas de fracturación.
- Unidad de adición de químicos en las cantidades exactas.

- Bombas de fracturación: inyectan el fluido de perforación a presión suficiente para dividir o fracturar la formación del pozo. La tasa de inyección depende de la potencia de las bombas generalmente referida en Caballos de Fuerza Hidráulicos (HHP) utilizados. Esto se calcula multiplicando la tasa de inyección (en barriles por minuto, bpm) por la presión (medida en psi), ambos divididos entre 40.8. Por ejemplo, para inyectar 80 bpm a una presión de 10,000 psi se requieren 19,608 HHP, lo que equivale a 10 bombas de 2,000 HHP.



1. cabeza de pozo y “árbol de navidad” árbol de fracturamiento	7. camiones de bombeo	13. centro de monitoreo y control de fractura
2. línea de flujo (para contraflujo-flowback y pruebas)	8. depósitos de arena	14. embalse de agua potable
3. separador de arena para el contraflujo	9. camiones para el transporte de arena	15. tubería para el abastecimiento de agua potable
4. tanques para contraflujo	10. camiones para el transporte de ácido	16. tanques extra
5. calentadores de línea	11. camiones con aditivos químicos	17. calentadores de línea
6. quemadores	12. mezcladora	18. separador deslizante
		19. colector de producción

Figura 4.18: Equipo empleado para una fracturación hidráulica (Estrada, 2013).

4.12 Fluido de fracturación

Una composición típica de un fluido de fracturación suele ser aproximadamente entre un 95 a 98 % de agua (no necesariamente potable), que incorpora hasta un 5% de arena de sostenimiento (apuntalante) y menos de un 2% de productos químicos, que se detallan más adelante (Estrada, 2013).

La composición de fluido de fracturación varía de un producto a otro y el diseño del fluido varía en función de las características de la formación objetivo y objetivos operacionales.

• Funciones del fluido de fracturación:

- Transmitir energía a la formación según la presión y la tasa de inyección.
- Transportar el apuntalante por tuberías, región del pozo y fractura.

– Su recuperación debe ser fácil y compatible con los minerales y fluidos de la formación

▪ **Propiedades que deben cumplir:**

- Bajo coeficiente de pérdida de fluido
- Compatible con el fluido de formación y con la roca.
- Fácil remoción
- Mínimo daño a la formación
- Alta capacidad de transporte de apuntalante durante toda la operación.
- A mayor profundidad se requiere que la viscosidad aumente para mantener la capacidad de transporte.
- Bajas pérdidas de presión por fricción en la tubería.

4.12.1 Programa de Bombeo

- Precolchón: volumen de fluido de tratamiento gelificado o no.
- Colchón o reflujo: gelificado que se bombea antes de agregar el agente de sostén.
- Dosificación del agente de sostén: en concentraciones escalonadas y crecientes.
- Fluido acarreador: lleva el material de sostén a concentraciones crecientes.
- Desplazamiento: fluido limpio con la finalidad de desplazar la mezcla fluido/agente de sostén que pueda quedar en la tubería de producción.

Para el óptimo desarrollo del tratamiento y además como medida de seguridad se monitorean durante todo el programa las siguientes presiones.

- **Presión de rotura:** es el punto en el que la formación falla y se rompe.
- **Presión de fractura:** es la necesaria para mantener abierta la fisura y propagarla más allá del punto de falla.
- **Presión de Bombeo:** necesaria para extender la fractura, manteniendo el gasto constante.
- **Presión de cierre instantánea (Pci):** es la que se registra inmediatamente después de parar el bombeo.

4.12.2 Fluidos de fracturación básicos

Los fluidos más comunes son los gelatinosos, se utiliza como colchón cuya finalidad es crear y propagar la fractura para obtener una mayor distribución.

Los tipos de fluidos de fracturación empleados en yacimientos de lutitas son los siguientes:

- Los fluidos pueden estar basados en agua o en aceite.
- El CO₂, N₂ o ambos se usan como energéticos para recuperar el fluido.
- Con contenido de agentes gelificantes (de 1 a 10 centipoises para espesar fluidos de fracturación), mejorar su eficiencia y facilitar el transporte del apuntalante.
- **Slickwater:** Es el fluido de fractura más común para el shale gas. El Slickwater es un fluido de tratamiento de fractura muy simple con mínimo contenido de polímero que cuando se bombean a altos gastos y en rampa tienen la capacidad de crear fisuras, micro-grietas y abrir

fracturas naturales, generando grandes áreas de contacto con la formación, pero transportan bajas concentraciones de arena y tienen un rápido asentamiento de apuntalante, por lo tanto, las capacidades de flujo de la fractura pueden ser limitadas. Si se falla al crear conductividad sobre la altura total de la fractura se puede limitar considerablemente la productividad. Los Slickwater no son fluidos de fractura ideales para todas las lutitas y de hecho puede ser una opción incorrecta para algunas de ellas. Es reciclable, daña menos que los geles y es moderadamente menos costoso. Los componentes del Slickwater son Agua (puede ser salmuera) + Portadores de salmuera (cloruro de potasio + Reductores de fricción + Bactericida.

Los fluidos no gelificados o Slickwater son una consideración inicial en donde las rocas son frágiles, de bajo contenido de arcilla y generalmente no son reactivas. Aunque los fracturamiento con Slickwater han dominado las aplicaciones de fracturamiento de las lutitas, no se debe de asumir que sea el fluido de elección de fracturamiento, particularmente cuando se ha probado la necesidad de colocar apuntalante. Los fluidos gelificados son útiles en las lutitas menos dúctiles y en rocas de mayor permeabilidad (donde es necesaria una mayor cantidad de apuntalante) para el barrido y en casos raros para ayudar en el control de la pérdida de fluidos. En conclusión no hay un fluido específico para la todos los yacimiento de lutitas, se deben considerar los diversos parámetros del fracturamiento y de la formación (Uribe y Pimentel, 2013).

4.12.3 Consumo de agua

En general, la perforación convencional requiere grandes volúmenes de agua para enfriar y lubricar el cabezal de perforación y eliminar el lodo resultante. La fracturación hidráulica requiere alrededor de diez veces más agua

Los volúmenes requeridos para la explotación del shale gas varían en función de las características geológicas del yacimiento, de la profundidad alcanzada por los pozos y del número de etapas de fracturación hidráulica. No se puede, por tanto, concretar la cantidad de agua necesaria de una manera generalizada, sino estimar rangos de consumo.

En términos generales y para dar una idea de magnitud, el volumen total de agua utilizada en una etapa de estimulación por fracturación hidráulica, puede encontrarse en un rango de 1,000 m³ a 2,000 m³ por etapa. Esto hace que para una estimulación media/alta de 10 etapas por pozo, el consumo total se sitúe en un intervalo entre 10.000 m³ y 20.000 m³ (lo que equivale a 10,000,000-20,000,000 de litros ó 1000 pipas estándar de 20,000 litros) por pozo horizontal . Este volumen de agua en yacimientos de shale gas se inyecta a un gasto de 16,000 litros por minuto, contra el promedio de 10,000 litros por minuto para otros tipos de yacimientos.

Al menos en USA en cuanto a las fuentes de agua, las condiciones locales dictan la fuente de agua y los operadores pueden extraer agua directamente de la superficie o las propias fuentes de agua subterránea o se podrán entregar por camión cisterna o tubería (Cámara y Pendás, 2013).

4.12.3.1 Medidas de mitigación y control de agua

En cualquier caso, cabe adoptar una serie de medidas atenuantes que optimicen el consumo de agua necesaria. La primera debe ser la investigación previa de la disponibilidad de agua superficial y subterránea a través de un estudio local que incluya la posibilidad de fuentes alternativas, y dentro del estudio de impacto ambiental.

En segundo lugar minimizar las necesidades de agua dulce, mediante la reutilización del agua de retorno y la realización de fracturaciones hidráulicas menos demandantes en agua dulce, en este sentido la tecnología está avanzando en dos frentes: operaciones de fracturación cada vez más focalizadas menos demandantes en agua y con productos más amigables para el medioambiente así como la utilización de aguas salobres.

4.12.4 Aditivos/ químicos del fluido de fracturación

La función de los aditivos presentes en el fluido de fracturación es reducir la presión por fricción durante el bombeo para encontrar el máximo contacto con el yacimiento. La limitación principal del uso de aditivos es su alto costo. Las cantidades de aditivos químicos representan hasta el 2% del volumen del fluido de fracturación, esto significa de 1,000 a 3,500m³ (Tyndall, 2011).

Existen más de 2,500 productos que contienen más de 750 tipos de químicos. Muchos componentes están protegidos por leyes de propiedad intelectual o son “secretos comerciales”, por lo que hasta ahora no es posible conocer sus propiedades ni sus posibles efectos colaterales. El perfil de la identidad y la toxicidad de los componentes químicos no están bien publicitado. El uso de aditivos antibacterianos ha causado preocupación, pues el agua inyectada puede propiciar bacterias reductoras de sulfato cuando no se trata adecuadamente. Estas bacterias producen sulfuro de hidrógeno (H₂S) y otros compuestos como el sulfuro de hierro negro.

Los aditivos para fluidos de fracturación más empleados son los siguientes:

- **Ácido:** limpia la perforación previamente a la inyección del fluido para la realización de las fracturas.
- **Agente gelificante:** incrementa la viscosidad del fluido, permitiendo un mayor transporte de agente de apuntalamiento.
- **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. Evitando la hinchazón de la arcilla
- **Inhibidor de corrosión:** reduce la formación de óxido en las tuberías de acero, los encamisados de los pozos, etc.
- **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.
- **Interruptor:** reduce la viscosidad del fluido a fin de liberar agente de sostén en las fracturas y mejorar la recuperación del fluido de fracturación.

- No-emulsionantes. Evitan la desunión del fluido y de los líquidos del yacimiento.
- **Reductor de fricción:** reduce la fricción y permite que los fluidos fracturantes sean inyectados en dosis y presiones óptimas.
- **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.
- **Tensoactivos (Surfactante):** reduce la tensión superficial del líquido de fractura, y por lo tanto ayuda a la recuperación del mismo.

4.13 Agente apuntalante

Es un agente empleado en la mezcla del fluido de fracturación para mantener las fracturas abiertas y permite a los gases/fluidos fluyan libremente hacia el pozo (Figura 4.19). Los apuntalantes empleados en el fracturamiento de lutitas son las arenas. Aunque no hay un estándar para el tamaño del agente de sostén, es común que se emplee para los yacimientos de gas lutitas tamaños particularmente más pequeños como de malla 100 (nominal de 70 a 140) (BNK, 2014).

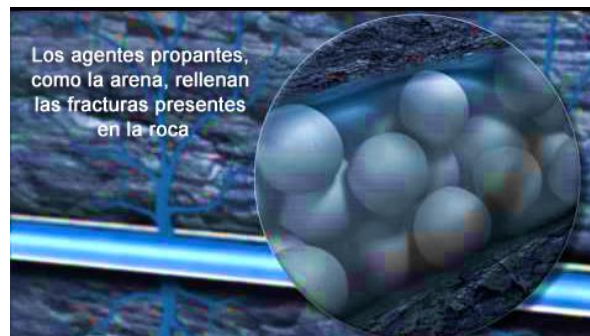


Figura 4.19: Agente apuntalante (propante) dentro de las fracturas inducidas hidráulicamente (BNK, 2014).

4.13.1 Usos y selección del apuntalante

- La permeabilidad depende del tamaño y distribución de la fractura, la presión de cierre y los posibles daños al apuntalante bien por el tratamiento de líquidos residuales, o por la conducción de otros flujos.
- Los apuntalantes mantienen abierta la fractura a la longitud y altura del intervalo y funcionan como vía permeable para acelerar el flujo al pozo.
- Calibración: A mayor proporción del apuntalante, mayor permeabilidad y mayor dificultad de colocación.
- Los apuntalantes más grandes abren áreas más amplias al flujo, pero pueden reducir el diámetro de perforación, el cual debe ser seis veces mayor que el diámetro del puntal. El ancho de la fractura debe ser tres veces mayor que el diámetro del puntal.

4.13.2 Tipos de apuntalantes

1. Arena natural: (Ottawa, Blanca o Café): Son arenas naturales con granos poco uniformes, usadas en aplicaciones de bajos esfuerzos de formación. Presenta ventajas en su relativo bajo costo y que es apta para emplearse en pozos someros y de baja permeabilidad.
2. Arena Resinada: Los granos de arena natural son cubiertos con resina para controlar el retorno de éstos a superficie así como para distribuir los esfuerzos y encapsular la generación de finos, por lo que tiene mayor resistencia a la compresión.
3. Arena Sintética: consiguen ser ligeros, de resistencia media (Bauxita y cerámicas) y de alta resistencia (Bauxita). Se utilizan en formaciones más profundas y soportan mayores esfuerzos compresivos.

4.14 Tratamiento y control del fluido de retorno (flowback)

Una vez que el procedimiento de fracturación se ha completado, el líquido vuelve a la superficie en una etapa de proceso que se refiere como "el flujo de retorno o flowback ". Aproximadamente entre el 15% y el 85% de los fluidos inyectados durante la fracturación alcanzan de nuevo la superficie en los primeros días, cuando el pozo es despresurizado (Estrada, 2013).

El retorno del agua a los niveles superficiales depende de varios factores (diseño de la fracturación, característica del fluido de fracturación empleado, propiedades de la lutita, etc. En consecuencia, cada pozo en un multi-pad también generará entre 1,300–23,000 m³ de fluido de retorno. Aproximadamente el 40% del flujo de retorno total sobreviene en los primeros cuatro días después de la fractura.

Estas aguas de retorno contienen, por tanto, sales, metano, compuestos orgánicos e inorgánicos provenientes de la roca y los aditivos químicos fracturantes y contaminantes del subsuelo movilizados durante el proceso, incluidos los compuestos orgánicos tóxicos, metales pesados y materiales radiactivos naturales. Del mismo modo, cualquier fluido del flujo de retorno que no se recupera permanece bajo tierra donde existe la preocupación de que es, o puede llegar a ser, una fuente de contaminación a otras formaciones que incluyen acuíferos.

Como medidas correctoras, el agua de retorno puede ser objeto de los siguientes tratamientos:

- a) Reutilización, con el fin de reducir las necesidades del recurso. La composición del agua de retorno varía con el tiempo, incrementando su salinidad. Antes de ser mezclada con agua dulce para su reutilización, se la somete a un tratamiento con el fin de eliminar los sólidos y otras impurezas.
- b) La inyección en acuíferos profundos. Esta práctica está muy extendida en EE.UU. Obviamente la inyección requiere de los adecuados estudios geológicos y comprobaciones de campo. Frecuentemente son antiguos yacimientos de hidrocarburos ya depletados. En ocasiones se perforan pozos de inyección en formaciones salinas que han demostrado su capacidad para ser utilizadas como almacenes.

- c) A veces el agua es evaporada, quedando un residuo sólido que puede ser radioactivo. En otras ocasiones el agua después de ser tratada convenientemente y cuando alcanza las especificaciones requeridas, es vertida a un cauce.

Las dos primeras alternativas son las más utilizadas por la industria.

4.15 Problemas asociados al fracturamiento

4.15.1 La radiactividad en las aguas de retorno

Los análisis de aguas de retorno procedentes de procesos de fracturación hidráulica han mostrado niveles de radiactividad en algunos casos, en concentraciones muy inferiores a los límites de seguridad exigidos. Debe comentarse a este respecto que se trata de una radiactividad de tipo natural, debida a que las lutitas y el carbón suelen contener más elementos radioactivos que otros tipos de roca y no es causada por la fracturación hidráulica. Esta tecnología de extracción no incorpora ningún elemento radiactivo al proceso. La radiactividad es natural, presente en la formación de lutitas, no sólo en aquellas que es explotada comercialmente (Cámaras y Pendás, 2013).

El valor máximo registrado es 0,09 mR/hr = 0,09 mrem/hr. El gobierno de los Estados Unidos regula el rango de exposición adicional continua para el público en general a 0,011 mR/hr (100 mrem/año) y para trabajadores relacionados con actividades con radiactividad a 2,5 mR/hr=5000 mrem/año.

4.15.1.1 Medidas de mitigación y control de radiactividad

En cualquier caso, identificado el riesgo se trata de minimizarlo. El tratamiento elegido para las aguas de retorno procedentes de la Formación Marcellus fue la evaporación. El residuo sólido que queda es fundamentalmente cloruro sódico, que lleva incorporado algunas sales de ²²⁶Ra. El destino final de estas sales es para ser esparcidas por el suelo con ocasión de las grandes heladas, con el fin de rebajar el punto de congelación del agua y hacer seguro el tránsito de vehículos y viandantes. Los estudios realizados mostraron que en concentraciones débiles no es perjudicial.

4.15.2 La sismicidad inducida

Hay dos tipos de sismicidad asociada con la fracturación hidráulica atendiendo a la magnitud de su intensidad:

- Una de menor intensidad, son microsismos provocados por la propia fracturación de la roca, inducidos por la energía liberada por los sucesivos eventos de apertura de la fractura, que son rutinarios y que la geofísica se vale de ellos para determinar la geometría y extensión de la fractura. Siendo su magnitud local (ML) o de Richter de -1.5 ML e imposibles de ser apreciados a no ser por los geófonos próximos.

- Y otra, muy rara, pero relevante, inducida por las operaciones de fracturación hidráulica en zonas falladas del subsuelo y sometidas previamente a esfuerzos y que pueden inducir sismos de baja intensidad, pero apreciables en la localidad.

Un sismo hasta que no supera la magnitud e a 3 ML, no es perceptible. En el mundo tienen lugar alrededor de 1,000 sismos al día de magnitud entre 2 y 2.9 ML. Por otra parte, pudieran producirse fenómenos sísmicos, muy ocasionalmente, inducidos por la fracturación hidráulica en zonas con fallas y de debilidad estructural (Cámara y Pendás, 2013).

4.15.2.1 Medidas de mitigación y control de sismos

- 1) **Evaluación geológica preliminar:** Procediendo a monitorizar el área antes, durante y después de la fracturación hidráulica. Evitar la inyección en zonas con fallas activas. Será necesaria la identificación de las mismas con métodos geofísicos.
- 2) **Toma de medidas correctoras:** La toma de decisiones durante las operaciones de fracturamiento varían en función de la magnitud del sismo (Tabla 4.2).

Tabla 4.2: Criterios propuestos por la empresa Cuadrilla Resources-USA (Cámara y Pendás, 2013)

MAGNITUD (Escala Richter)	DECISIONES
Menor de 0	Operaciones habituales. Sin cambios.
Entre 0 y 1.7	Se continúa monitorizando después de la inyección, al menos durante 2 días, hasta que el número de sismicidad baje a 1 episodio por día.
Mayor de 1.7	Se paraliza la inyección.

En cualquier caso, debe afirmarse que la sismicidad inducida por fracturación hidráulica es un riesgo altamente improbable y de escaso impacto, siendo apenas perceptible en superficie y que casos como el expuesto suceden sólo si se carece de la suficiente información geológica previa.

4.15.3 Emisiones incontroladas de metano

Las emisiones incontroladas de metano a la atmósfera es otro de los riesgos potenciales y aunque no supone un problema para la salud pública, el gas metano tiene un potente efecto invernadero. De un modo similar a la contaminación de acuíferos por los fluidos de fracturación el metano también puede ser un agente contaminante, aunque no venenoso (Cámara y Pendás, 2013). La fuga de metano teóricamente puede ser:

- a) En las operaciones en superficie:
 1. En los períodos iniciales de la apertura del pozo, posteriores a la fracturación, durante la operación de limpieza de los fluidos de retorno, cuando la mezcla de fluido de fracturación y gas no se suele pasar por el separador de pruebas.
 2. Durante el tratamiento del gas en la planta de proceso o en las estaciones de compresión.

- b) En las operaciones de subsuelo:
1. Debido a la migración a la atmósfera causada, supuestamente, por una fracturación incontrolada, y que permitiera fluir al gas a través de todo el macizo rocoso suprayacente hasta la superficie.
 2. Debido a la infiltración de metano en los acuíferos causada por deficiencias en el pozo.

4.15.3.1 Medidas de mitigación y control de emisiones de metano

Y sí es cierto que todos los equipos a presión están equipados con una válvula de seguridad, que está calibrada para que se abra a una presión superior a la normal del proceso y muy inferior a la de seguridad del equipo. El flujo de gas de estas válvulas de seguridad se deriva a la antorcha en donde se quema. Mencionar que no es usual el disparo de una válvula de seguridad. Otra fuente de posible venteo, son los tanques de estabilización de líquidos, y que en condiciones normales, el gas que se desprende se deriva también a la antorcha, en donde también se quema. Consecuentemente en la operación normal de una planta el gas no se ventea gas, se quema (Cámara y Pendás, 2013).

4.16 Fallas durante la fracturación hidráulica

Los eventos independientes que deben ocurrir para generar una falla durante el fracturamiento son:

1. Pobre trabajo de cementación en TR de superficie.
2. Pobre trabajo de cementación / sellado en el revestimiento de producción. Un pobre trabajo de cementación también debe ser suficiente para transmitir fluido de fracturación para espacio anular no cementado.
3. Control de la presión debe fallar en anular.
4. Control de la presión del equipo de fracturamiento debe fallar en el proceso.

CAPÍTULO 5. Panorama del shale gas, nacional e internacional

5.1 Panorama nacional frente al shale gas

Petróleos Mexicanos (PEMEX) inició los trabajos exploratorios de shale gas-oil a principios del año 2010. Identificó 5 provincias geológicas con potencial para producir hidrocarburos contenidos en shale: 1) Chihuahua, 2) Sabinas-Burro-Picachos, 3) Burgos, 4) Tampico-Misantla, 5) Veracruz (Figura 5.1).

En 2011, PEMEX estimó un potencial, considerando principalmente recursos de gas natural, en un rango de 150 a 459 TCF, con un recurso medio de 297 TCF, equivalente a alrededor de 60 miles de millones de barriles de petróleo equivalente (MMMbpe). En 2012, la paraestatal actualizó sus estimaciones para la cuenca de Sabinas-Burro-Picachos-Burgos y Tampico-Misantla, en donde los resultados arrojaron que la proporción de aceite y gas de lutitas es más de la mitad de los recursos totales. Cabe mencionar que el recurso medio en términos de crudo equivalente, de 60 MMMbpe, es el mismo que el de las estimaciones de 2011.

PEMEX ha identificado un área prospectiva de 43,000 km². En la fase de evaluación, contempló estudios sísmicos en un área de 10,320 km². Adicionalmente, para acelerar la evaluación de los recursos en las principales áreas prospectivas, el Fondo "Conacyt-Sener-Hidrocarburos" está financiando un proyecto de adquisición y análisis de sísmica, bajo la coordinación del Instituto Mexicano del Petróleo, en las principales áreas prospectivas del país, en una superficie de 2,700 km².

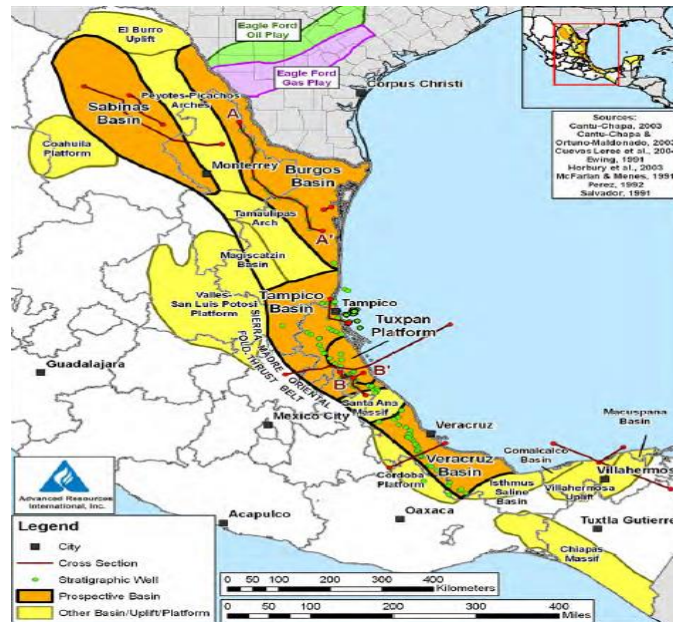


Figura 5.1: Distribución de las cuencas de shale gas en México (EIA, 2013)

5.1.1 Por qué explotar shale gas en México

México cuenta con importantes recursos de gas natural, pero su producción es modesto en relación con otros países de América del Norte. El desarrollo de sus recursos de gas de lutitas está avanzando lentamente. Las necesidades de importación de México están aumentando, la producción nacional se estanca y la demanda aumenta, particularmente en el sector eléctrico (Figura 5.2). En consecuencia, México se basará en el aumento de las importaciones de tubería de gas natural de los Estados Unidos y de gas natural licuado (GNL) de otros países.

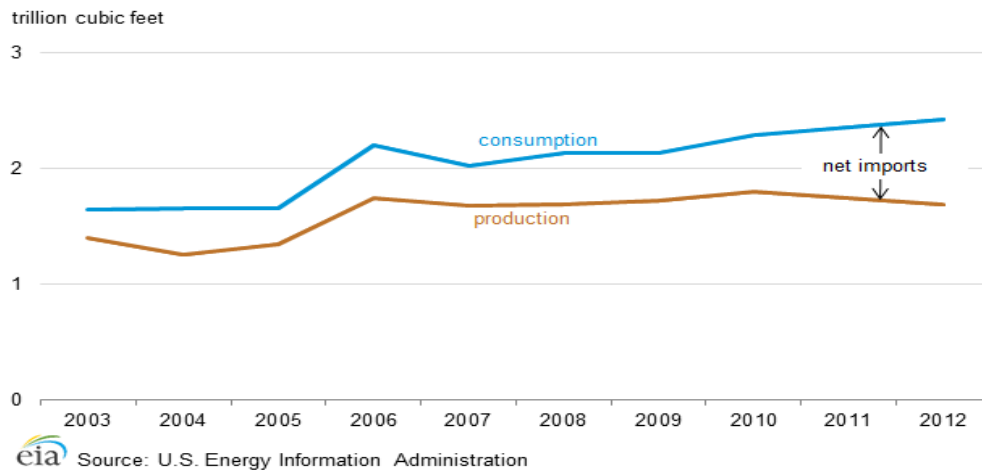


Figura 5.2: Producción de gas natural en México contra su consumo, desde el año 2003 al 2012 (EIA, 2013)

México tiene una de las bases de recursos de gas de lutita más grandes del mundo, lo que podría apoyar el aumento de las reservas de gas natural y la producción. De acuerdo con la Administradora de Información Energética de Estados Unidos, (EIA, por sus siglas en inglés), en su evaluación de recursos de gas de lutita a nivel mundial, México tiene un estimado de 545 billones de pies cúbicos de recursos en gas de lutita técnicamente recuperables sexto más grande de entre los países examinados en el estudio. La cifra de los recursos de gas de lutita técnicamente recuperables es mucho más pequeña que la base total de recursos debido a la complejidad geológica y la discontinuidad de la zona de lutita de México, y otras cuestiones, como la disponibilidad de los recursos tecnológicos y de agua requeridos son más pesimistas sobre el potencial del país. La mayor parte de los recursos de gas de lutita de México se encuentran en las regiones noreste y centro-este del país. La Cuenca de Burgos, es la que representa la mayor parte de los recursos de México técnicamente recuperables de gas de lutita, partes de la obra de shale gas de Eagle Ford, considerado como prospecto más prometedor de México y una fuente prolífica de producción de gas natural en Texas. (EIA, 2013).

5.1.2 Perspectiva de México en relación al shale gas

En un documento elaborado por la Secretaría de Energía en noviembre de 2012, al cual tituló Perspectivas para el Desarrollo de Gas y Aceite de Lutitas, advertía que el shale gas es costoso en términos de extracción y barato en comercialización, lo que deja a México pocos escenarios por explorar con niveles de rentabilidad adecuados.

El documento establecía que la única posibilidad que tiene la paraestatal para obtener ganancias es encontrar zonas donde el gas venga acompañado de líquidos, pues éstos son más valiosos en el mercado. La siguiente tabla muestra la producción de los diferentes recursos de gas natural que se espera se desarrolle y generen volúmenes favorables de hidrocarburos para México hacia el año 2026 (Figura 5.3)(PEMEX, 2012).

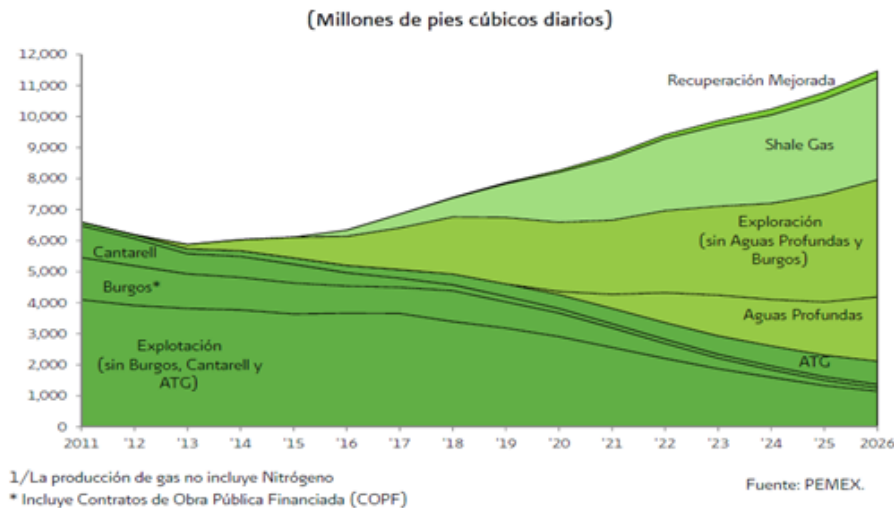


Figura 5.3: Proyección a futuro de los nuevos retos que pretende enfrentar México para controlar la demanda de gas natural, 2012-2026 (PEMEX, 2012).

La tendencia en México durante los próximos años para incrementar la competitividad en el sector petrolero será la explotación de recursos no convencionales como el shale gas. Para ello, se invertirá \$3,000 millones de pesos a la exploración de cuencas lutíferas en el norte del país, principalmente en las regiones de Burgos, Sabinas y Tampico-Misantla. De esta manera, se incrementarían los recursos prospectivos, que ascienden a un estimado de 60,000 millones de barriles de petróleo crudo equivalente sólo en ésta zona.

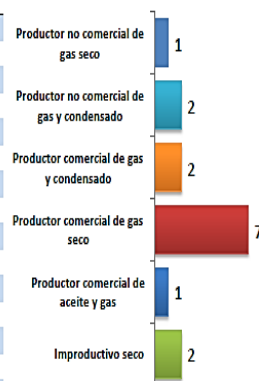
En un escenario idóneo, la producción total de gas de nuestro país podría subir de 1,780 billones de pies cúbicos a 3,204 billones de pies cúbicos para el año 2035, con 37% de ese volumen proviniendo de gas no convencional (shale gas/ tight gas).

5.1.3 Desarrollos actuales de shale gas

Según datos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH, 2014), en México se lograron hallazgos en recursos de shale tras cinco años de investigación y dos de perforaciones. Esto quiere decir que se puede asegurar que este país cuenta con esos recursos en el subsuelo y que en el futuro se podrá constatar desarrollo y aportes a la oferta de hidrocarburos. El inicio del proyecto de exploración en shale gas daba un panorama desalentador y se dudaba del proyecto debido a que en cinco pozos perforados sólo encontraron gas seco. La situación de los pozos perforados y los resultados obtenidos se resumen en la tabla 5.1.

Tabla 5.1: Resultado de los pozos exploratorios de aceite y gas de lutitas en México al año 2014 (CNH, 2014).

Pozos exploratorios de aceite y gas en lutitas terminados							
Pozo	Región	Prof. Total	Terminación	Intervalo	Municipio	Entidad	Resultado
EMERGENTE 1	Norte	4,071	17-feb-11	3,618-3,670	Hidalgo	Coahuila	Productor comercial de gas seco
PERCUTOR 1	Norte	3,436	30-mar-12	3,330-3,390	Progreso	Coahuila	Productor comercial de gas seco
HABANO 1	Norte	3,770	15-abr-12	3,703-3,643	Hidalgo	Coahuila	Productor comercial de gas y condensado
MONTAÑES 1	Norte	3,200	30-abr-12	3,155-3,080	Guerrero	Coahuila	Productor no comercial de gas y condensado
NOMADA 1	Norte	2,850	30-jun-12	2,806-2,737	Nava	Coahuila	Improductivo seco
ARBOLERO 1	Norte	4,007	07-jul-12	3,878-3,825	Anáhuac	Nuevo León	Productor comercial de gas seco
ANHELIDO 1	Norte	3,945	28-dic-12	2,847-2,922	Cruillas	Tamaulipas	Productor comercial de aceite y gas
CHUCLA 1	Norte	3,705	30-mar-13	3,560-3,645	Hidalgo	Coahuila	Productor comercial de gas y condensado
DURIAN 1	Norte	4,250	05-jul-13	4,155-4,215	Anáhuac	Nuevo León	Productor comercial de gas seco
NUNCIO 1	Norte	4,900	23-nov-13	4,821-4,865	Burgos	Tamaulipas	Productor comercial de gas seco
TANGRAM 1	Norte	4,426	31-dic-13	4,320-4,400	China	Nuevo León	Productor comercial de gas seco
GAMMA 1	Norte	3,793	22-dic-13	3,690-3,740	Guerrero	Coahuila	Productor no comercial de gas y condensado
KERNEL 1	Norte	4,404	31-dic-13	4,292-4,364	Melchor Ocampo	Nuevo León	Productor comercial de gas seco
BATIAL 1	Norte	4,199	21-may-14	4,110-4,160	Los Herreras	Nuevo León	Productor no comercial de gas seco
MOSQUETE 1	Norte	4,156	11-jun-14	4,030-4,094	Burgos	Tamaulipas	Improductivo seco



La excepción a esta situación, fue el pozo Habano-1, donde se encontró gas natural y líquidos. Estos últimos son gases como butano y propano, con precios casi tan elevados como el del crudo, 75 dólares el barril, pero que podrían elevarse decenas de veces si se emplean en la petroquímica. Los volúmenes de los pozos productores se muestran en la siguiente tabla, con datos de la CNH.

Los informes de PEMEX refieren que de enero a marzo del año 2013 se obtuvo la primera producción de lutitas. Los pozos donde se logró extraer líquidos son el Anélido 1, ubicado en el municipio de Cruillas, Tamaulipas, en un área al Sur de la Cuenca de Burgos, donde según información de PEMEX ya se están produciendo 400 barriles de 38º API por día. Anélido, terminado en los últimos días de diciembre de 2012 y Chucla, reportado entre los exitosos del primer trimestre de 2013 (Tabla 5.2).

Tabla 5.2: reservas remanentes de aceite y gas de lutitas de los pozos productores de México (CNH, 2014).

Pozo	Reservas remanentes de aceite y gas en lutitas					
	2013			2014		
	1P (mmpc)	2P (mmpc)	3P (mmpc)	1P PCE (mmbpce)	1P Crudo (mmb)	1P Gas (mmpc)
EMERGENTE 1	4.3	29.4	111.1	0.9	0.0	4.5
PERCUTOR 1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
HABANO 1	6.8	34.1	102.3	1.4	0.0	6.5
ANHELIDO 1				0.7	0.3	2.3

Mientras que en el pozo denominado Chucla 1, que se encuentra en el municipio de Hidalgo, Coahuila, en el Activo Burgos, PEMEX comprobó la existencia de hidrocarburos en la formación geológica Eagle Ford, con una producción inicial de 24 bd (barriles diarios) de crudo y condensados, además de 1.9 millones de pies cúbicos diarios de gas.

El panorama es favorable, al comprobar que se tienen pozos productores, que entregan gas Shale y gas seco. Por otro lado, su costo está en decremento, al haber pasado de USD \$20 millones a \$7 millones, es necesario incrementar la cantidad de perforaciones hasta cientos o miles para mantener esta tendencia, que se busca que alcance los USD \$5 millones.

Lo anterior requiere de una estrategia tecnológica específica que debemos desarrollar e implementar para maximizar el retorno de la inversión en la explotación de yacimientos de hidrocarburos no convencionales.

5.2 Panorama Internacional del shale gas

En Estados Unidos, a partir de la aplicación exitosa de tecnologías como perforación de pozos horizontales y fracturamiento hidráulico, se inició la producción comercial de recursos de hidrocarburos en lutitas en la última década (Figura 5.4). De acuerdo a la Administradora de Información Energética de Estados Unidos, la producción de shale gas pasó de representar el 2% de la producción de gas seco en Estados Unidos en el año 2000, a más de 35% en la actualidad. Asimismo, se estima que en 2035 la producción de shale gas podría ubicarse entre 9.7 millones de millones de pies cúbicos (TCF) y 20.5 TCF, lo que representaría la eliminación de importaciones de gas (González, 2013).

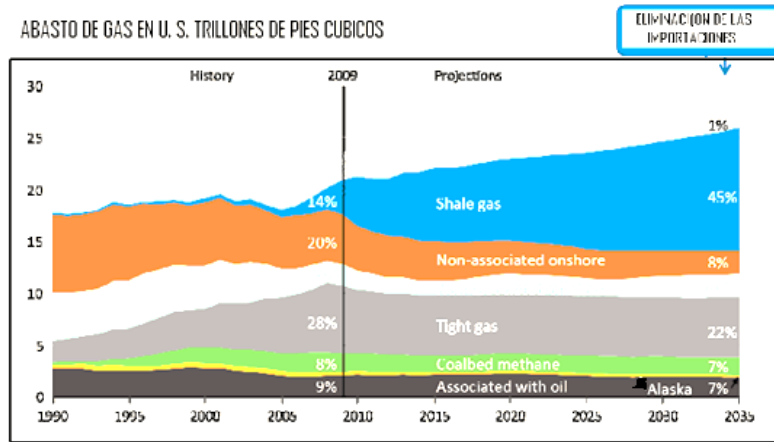


Figura 5.4: Desarrollo y expectativa de abasto de gas (TCF) hasta el año 2035 en USA (Estrada, 2013).

Un estudio efectuado en 1997 estimó que el volumen de reservas globales de gas de lutitas era de 16,112 Tpc (456 trillones de m³)(Tabla 5.3). El estudio de la EIA de EUA del año 2011 incrementó esa estimación en casi el 60% y arrojó una cifra de 25,300 Tpc (716 trillones de m³) (Boyer, 2011).

Tabla 5.3: Reservas shale gas por regiones, estimadas por la EIA al año 2011 (editado de Schlumberger, 2011)

Región	Estudio Rogner 1997, (Tpc)	Estudio EIA 2011, (Tpc)
América del Norte	3842	7140
América del Sur	2117	4569
Europa	549	2587
África	1548	3962
Asia	3528	5661
Australia	2313	1381
Otros	2215	No disponible
total	16112	25300

En lo relativo a las estimaciones internacionales del potencial de gas de lutitas, publicadas por EIA (2013), los 10 países con más recursos de este tipo en el mundo representan alrededor de 7,222 TCF de recursos técnicamente recuperables ligeramente superiores a las reservas 1P de gas natural que ascienden a 7,360 TCF. Con lo que respecta a aceite de lutitas se estima un volumen de recursos técnicamente recuperables de 345 billones de barriles. Si bien el informe de la EIA contempla 41 países evaluados, actualmente, sólo los Estados Unidos y Canadá están produciendo petróleo y gas de lutita en cantidades comerciales (Tabla 5.4).

Tabla 5.4: Países con más recursos técnicamente recuperables de gas y aceite de lutitas (EIA, 2013)

Top 10 Países con recursos técnicamente recuperables de shale			Top 10 Países con recursos técnicamente recuperables de shale oil		
Posición	País	Shale gas (trillones de pies cúbicos)	Posición	País	Shale oil (billones de barriles)
1	China	1,115	1	Rusia	75
2	Argentina	802	2	USA	58
3	Argelia	707	3	China	32
4	USA	665	4	Argentina	27
5	Canadá	573	5	Libia	26
6	México	545	6	Australia	18
7	Australia	437	7	Venezuela	13
8	Sudáfrica	390	8	México	13
9	Rusia	285	9	Pakistán	9
10	Brasil	245	10	Canadá	9
	Total mundial	7,299		Total mundial	345

La producción de gas de lutita en los Estados Unidos ha estado dominada por Texas hasta ahora. En la última década, Barnett aportó casi el 66% de la producción del país entre 2007 y 2009. Se debe considerar que, los recursos “técnicamente recuperables” no son reservas probadas, ya que no se tienen en cuenta las consideraciones comerciales; incluso se trata de recursos que podrían estar en acumulaciones tan profundas o pequeñas que el gas no puede ser extraído con la tecnología actual.

De hecho, para llegar a cifras más ciertas entre otras cosas, el Departamento de Estado de la Energía de los Estados Unidos apunta desde hace exactamente un año a “ayudar a los países a utilizar sus recursos de gas natural no convencional para identificarlos y desarrollarlos de manera segura y económica”, convencidos de que hacia 2030, el shale gas representará el 14% del suministro total de gas en el mundo.

Por lo demás, la IEA divide a los países estudiados en dos grupos según si poseen o no recursos: el primer grupo posee algún tipo de producción e infraestructuras, pero es dependiente de las importaciones de gas natural (Chile, Francia, Sudáfrica, Marruecos, Polonia o Turquía). El segundo incluye países con recursos superiores a los 200 tcf; allí figura Argentina, junto con Brasil, Canadá, China, México, Australia, Libia y Argelia. Los analistas se preguntan si será fácil exportar la tecnología adecuada a países donde aún no la tienen.

Europa presenta estimaciones de más de 500 TCF. Polonia representa el blanco de las compañías petroleras ante este play concept, con casi 90 concesiones aprobadas, seguida de Alemania. Podría ser una solución a una matriz basada en su 80% en importaciones y que se debate acerca de su futuro nuclear, en la era post-Fukushima.

5.3 Consideraciones de tipo económico para desarrollos en shale

Se reconocen, al menos, tres factores clave para el desarrollo del aprovechamiento de los hidrocarburos no convencionales:

- Técnicos
- Económicos
- Legales

Sin entrar en el desarrollo del primero de ellos que corresponde a los capítulos 3 y 4 de este trabajo, sí merece ser resaltada la importancia que en la vertiente técnica ha tenido la mejora continuada de la perforación dirigida y horizontal, junto con la optimización de la técnica de estimulación mediante fracturación hidráulica, así como la posibilidad de agrupamiento de múltiples pozos en un sólo sitio.

En la vertiente económica, el aspecto más relevante a destacar es la significativa reducción de costos de inversión (capex) y operativos (opex) conseguida en los últimos años, fundamentalmente en los EEUU de América y en Canadá, países en los que el gas no convencional ha tenido un gran desarrollo, siendo los que más influyen en el costo final del gas puesto en la red.

Esa reducción de costos se ha conseguido gracias a la conjunción de varias circunstancias:

- Amplia disponibilidad de recursos materiales y humanos.
- Optimización de los procesos de perforación, estimulación y producción, incluyendo la gestión de los fluidos, tanto de alimentación como de retorno.
- Carácter de la actividad, continuada en una misma área, y más próxima al sector manufacturero que al de la exploración y producción convencional.

De las tres circunstancias mencionadas es posiblemente la primera la que ejerce mayor influencia y potencia que las otras dos, condicionando fuertemente el desarrollo del gas no convencional en aquellas regiones del mundo carentes de infraestructura adecuada.

Estados Unidos ha desarrollado a gran escala la explotación de recursos no convencionales debido a la conjunción de varios factores, estando entre los más destacables:

- La existencia de un expansivo mercado de gas, que en su momento no tenía más alternativa para afrontar su crecimiento, que recurrir a la importación masiva de gas natural licuado (LNG), con la expectativa de un precio creciente.

- Una legislación favorable, que alineaba los intereses de los dueños de los terrenos prospectivos, con las compañías emprendedoras, que buscaban el recurso energético.
- Una notable reducción de costos técnicos tanto de inversión, como en la operación y mantenimiento de las explotaciones.
- Una administración pública sensibilizada con el impacto que tiene el coste energético en la economía de un país y que ofreció algunos incentivos fiscales a las compañías, a la par que actuaba con una notable transparencia en materia medioambiental y técnica, dando confianza a los administrados, tanto a la población como a las compañías exploradoras.
- Una población familiarizada, desde hacía más de un siglo, con la explotación de los hidrocarburos mediante el sistema de pozos y tuberías de transporte y que supo poner en su contexto los nuevos desarrollos.

Mientras que en materia de legislación exige un gran número de regulaciones en el ámbito operacional, donde los aspectos que presentan gran atención se centran en el tema medioambiental (Estrada, 2013).

5.4 Factor de Éxito (Riesgo) en un área prospectiva

El factor de probabilidad de éxito en un yacimiento de shale indica por tanto la posibilidad de que al menos una parte significativa de la formación arcillosa proporcionará aceite y/o gas en cantidades atractivas y convertirse en desarrollado. Por ejemplo ciertas formaciones de shale en EEUU, que ya están en desarrollo y por lo tanto tendría un factor de probabilidad de 100%. Más especulativas formaciones de lutita con datos geológicos y de yacimientos limitados sólo pueden tener un factor de probabilidad de éxito de 30% a 40%. Como los pozos de exploración se perforan, se prueban y se producen, se establece la información sobre la viabilidad de la obra de gas y petróleo de lutitas, el factor de probabilidad de éxito cambiará (Tyndall, 2011).

5.5 Incertidumbre en la producción

Una de las principales preocupaciones dentro de la producción de hidrocarburos provenientes de los yacimientos de shale, es su rápido decaimiento, debido a que los pozos comienzan a decaer poco tiempo después que han comenzado a producir. Y llegando en pocos años a tasas de producción bajas o de escasa rentabilidad (Ver tabla 5.5), por lo que la forma en que se supera este problema es con la perforación masiva de pozos en estos yacimientos (Maugeri, 2013).

Tabla 5.5: Estimación del decaimiento de los tres principales plays de shale gas/oil en EEUU (Los porcentajes se obtuvieron de la producción promedio de cada año) (editado de Maugeri, 2013)

Play	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Bakken	43%	35%	30%	20%	20%
Eagle Ford	55%	40%	30%	20%	20%
Cuenca del Pérmico	50%	40%	30%	20%	20%

Otra de las preocupaciones de los productores es que la producción de gas natural pueda acarrear sulfuro de hidrógeno que deba separarse, además de que la extracción puede representar altos costos por los grandes volúmenes de agua requeridos. Sin embargo, los altos precios del crudo y de los condensados han dado viabilidad económica a los proyectos de gas seco (Dukes, 2012). Las diferencias de precio han favorecido no sólo la venta de crudo y condensados, sino también el desarrollo de la oferta de etano.

Crear una metodología para evaluar la incertidumbre del subsuelo durante el desarrollo de las obras de gas de lutita es el reto actual. La capacidad de delinear un play de pizarra con menor cantidad de pozos y centrar la perforación en las zonas más productivas es un factor importante en el éxito comercial. Una metodología práctica que se ocupa de estas complejidades, se encuentra en el sentido de que la estrategia de perforación óptima puede ser continuamente actualizada a medida que aprendemos el resultado de cada pozo perforado. Maximizar la rentabilidad de una obra de gas de lutita es esencialmente un problema de elegir localizaciones de pozos y número de pozos para optimizar los volúmenes de producción y las tasas.

5.5.1 Costos de producción de shale gas

Si bien el costo para producir yacimientos de lutitas aumenta con el incremento de la tecnología requerida, principalmente en la perforación horizontal y el fracturamiento hidráulico, estos costos se ven en cierta forma compensados con su eficacia en el aumento en la producción. Para ejemplificar lo anteriormente dicho se presenta un registro en un período de cuatro años y medio (Figura 5.5), desde 2007 hasta 2011, realizado por la compañía Southwestern Energy US, quien redujo los días de perforación (azul oscuro) en un 52%, a pesar de que la longitud del tramo lateral se incrementó en más del 84% (rosa). Los costos de pozo (rojo oscuro) se mantuvieron ligeramente más bajos durante el período, pero los costos de descubrimiento y desarrollo (azul claro) de la empresa se redujeron significativamente durante el período. La producción (amarillo) y las reservas (verde) aumentaron considerablemente durante el período de estudio. (Los datos de 2011 corresponden a los primeros seis meses del año)(Schlumberger, 2012).

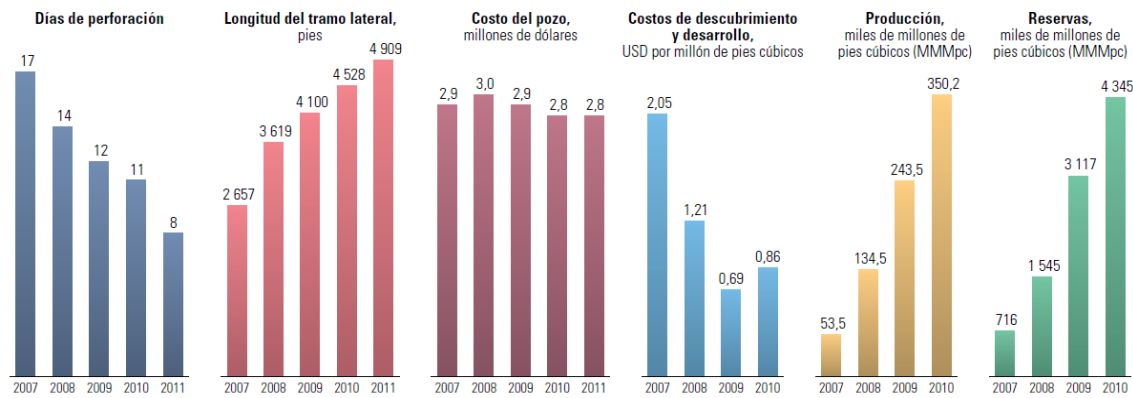


Figura 5.5: Datos de costo-producción en un periodo de cinco años presentados por Southwestern Energy US (Schlumberger, 2012)

El fracturamiento hidráulico puede ser el proceso más costoso en la terminación y desarrollo de pozos para explotar estos recursos, y es el que más incide en la producción efectiva del pozo. Los resultados tangibles obtenidos del proceso de optimización, que incluyeron la perforación y estimulación de secciones laterales más prolongadas, realización de estimulaciones por fracturamiento hidráulico optimizadas y aumento de la eficiencia operativa, se hicieron evidentes en las mejoras continuas que se observaron desde 2007 a 2011. La cantidad de días necesarios para perforar un pozo disminuyó en más de un 52% a pesar de que la longitud de la sección lateral del pozo promedio aumentó en más del 84%. La producción promedio aumentó considerablemente, casi siete veces, pero los costos del pozo se mantuvieron prácticamente iguales durante el período.

Como se mencionó el aumento en la tecnología implica aumento de costos. Por lo dicho el costo de un pozo horizontal es significativamente mayor al de un pozo vertical como se muestra en la tabla 5.6.:

Tabla 5.6: Diferencia de costos entre un pozo vertical y uno horizontal (editado de Maugeri, 2013).

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

5.6 Problemas asociados a la explotación de recursos de shale gas

La mayor parte de los problemas que encuentra la explotación de recursos en lutitas, se encuentran relacionados con el fracturamiento hidráulico, el cual, como se mencionó en el capítulo anterior emplea grandes cantidades de agua. Si se relacionan esas enormes cantidades de agua empleadas, sobre todo en zonas áridas, rurales y agrícolas, donde de sufra escases de agua potable para los habitantes es motivo de preocupación. Por ende se han suscitado problemas sociales, y es por esto que en diversos países se han manifestado en contra de la producción de estos recursos, específicamente por el fracturamiento hidráulico, puesto que lo ven como un desastre ecológico.

5.6.1. Riesgos ambientales

Generalmente los recursos energéticos están ubicados debajo de áreas sensibles desde el punto de vista biológico; ecosistemas con alta diversidad biológica, con presencia de especies endémicas o con algún estatus de protección. Para ser económicamente rentable la extracción de shale gas/oil requiere la perforación de múltiples pozos en grandes extensiones. En áreas sensibles la perforación de múltiples pozos representa importantes impactos como la fragmentación del hábitat que amenaza la sobrevivencia de especies de fauna silvestre. Bajo esta premisa, la protección del medio

ambiente y la producción de hidrocarburos son incompatibles, sin embargo, el desafío es hacerlos compatibles (Guzmán, 2013).

Algunos de los impactos ambientales que trae consigo la explotación de estos recursos son:

- Fragmentación y pérdida de hábitats (cambio de paisaje).
- Riesgos para la vida silvestre.
- Consumo intenso de agua para fracturación hidráulica (fracking).
- Riesgos de contaminación de suelo, subsuelo y agua superficial y subterránea por el uso de aditivos para fracking. A la fecha no se tienen reportes de efectos ambientales directos (científicamente comprobados) en suelo, subsuelo y agua subterránea por el uso de los aditivos durante la fracturación. Sin embargo existen riesgos de contaminación por: Fallas en la operación, manejo inadecuado de materiales (aditivos) y residuos, accidentes durante el transporte de los aditivos.
- Riesgos de contaminación del suelo, subsuelo y aguas superficiales o subterráneas por derrames, filtraciones o escurrimientos del flowback almacenado en estanques.
- Emisiones contaminantes a la atmósfera (Metano, compuestos orgánicos volátiles (COV), polvos y partículas finas (PM 2,5), Humo del diésel).

Todo lo anterior debe presentarse lo menos posible, por ello se requiere de una línea base ambiental para establecer límites de estos eventos, con los cuales se trate de no alterar al máximo el estado original del sitio.

Conclusiones

Los miles de pozos perforados en yacimientos de shale gas ponen de manifiesto la importancia de comprender el contexto geológico de un yacimiento y su incidencia en la calidad de la terminación del pozo. El resultado práctico es que una metodología de estimulación optimizada en una cuenca no puede transferirse a otra. Por lo tanto es preciso aplicar la tecnología adecuada según sea el caso, una vez confirmado el potencial del yacimiento de shale gas.

México no es un país experimentado en materia de recursos no convencionales, lo cual implica un mayor reto en la explotación de estos recursos pero la cercanía con EUA, uno de los países más experimentados en recursos no convencionales y tal vez el mejor en cuanto a extracción de gas en yacimientos de lutita, hace factible la explotación de yacimientos no convencionales mediante la intervención de operadoras capacitadas de dicho país, las que utilizan tecnologías modernas.

El desarrollo de dichos recursos significa para el país una oportunidad única para incrementar la producción futura de aceite y gas natural en el largo plazo, así como para detonar beneficios en términos de inversiones, empleo, recaudación y desarrollo económico regional.

En cuanto a la tecnología, se considera que es una tecnología probada, con un amplio desarrollo, fundamentalmente en EUA, en donde se han perforado unos 40,000 pozos específicamente en formaciones con hidrocarburos no convencionales, la mayoría a partir del año 2002 y basados en dos tecnologías mejoradas: la fracturación hidráulica y la perforación horizontal. Las cuales no se han estancado permitiendo que las nuevas técnicas de fracturación continúen avanzando a un considerable ritmo, tendiendo a realizar fracturamientos más focalizados, menos demandantes en agua y con productos más amigables para el cuidado del medioambiente. Por lo cual es preciso determinar las zonas óptimas para la aplicación del fracturamiento.

En cuanto al tema del agua, es cierto que es un problema el enorme volumen de agua requerido en las operaciones de fracturamiento, por lo que es indispensable justificar toda la cantidad de agua empleada en operaciones menos demandantes de este recurso, para esto se trabaja con un plan de tratamiento y reutilización de agua de retorno pero aún no es un hecho.

Desde otro punto de vista ambiental contar con gas natural, puede significar eliminar el uso de otras fuentes de energía más contaminantes y ofrecerse a precios favorables a la población.

En cualquier actividad humana, y por su puesto la industria energética, para la prevención de los riesgos relativos a la salud, la seguridad y el medio ambiente, no es suficiente contar con las últimas tecnologías. Por otra parte, el factor humano es de vital importancia, debiendo ser reducidos los riesgos de manera eficiente a través de operaciones basadas en las mejores prácticas, la implementación de sistemas regulatorios, la investigación en la optimización y la mejora de los procesos llevados a cabo. En definitiva, se trata de conocer cuáles son los riesgos y definir las líneas de actuación para minimizarlos, mitigarlos e, incluso, evitarlos.

Los importantes beneficios económicos que la explotación de gas no convencional ha supuesto en EUA, en términos de empleo y actividad económica, justifican por sí mismo la necesidad de permitir a esta industria su desarrollo en México y en el resto de América. No obstante, dicho desarrollo deberá realizarse sin quebranto de los intereses de los ciudadanos que viven en los lugares potencialmente afectados por lo que el desarrollo, implementación y verificación del cumplimiento de un marco normativo estricto es particularmente relevante.

Bibliografía:

- Al-Matar Bader, Majdi Al-Mutawa, et al., El tratamiento correcto para el yacimiento correcto, schlumberger, USA, 2008.
- Ávila Carrera Rafael Dr., *Taller de hidrocarburos de lutitas, Gas shale- aspectos Geofísicos*, Instituto Mexicano del Petróleo- IMP, México, octubre 2013.
- Barrerero Eduardo y Masarik Guisela. “*Los reservorios no convencionales, un “fenómeno global”*”, Petrotecnia, Argentina, Abril 2011.
- Blanco Ybáñez Alberto Julio y Vivas Hohl Julio, *Nociones de ingeniería aplicada a reservorios no convencionales*, Petrotecnia, Argentina, 2012.
- Bojan Moslavac Matija Malnar & Borivoje Pašić , *Multifracturing well completions*, The International Journal of transport & logistics, 2010.
- Boyer Chuck, et al., *Gas de lutitas: un recurso global*, Schlumberger, EUA, 2011.
- Cámara Rascón Ángel y Fernando Pendás, *Gas no convencional en España, una oportunidad para el futuro*, Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas, Madrid, 2013.
- Comisión Nacional de Hidrocarburos-CNH, *Seguimiento a la exploración y extracción de aceite y gas en lutitas- Reporte*, México, Junio de 2014.
- Correa Peña Daniel Enrique y Salazar Mérida José Eber, *Evaluación de los parámetros: maduras térmica (mt) y contenido orgánico total (cot) para la caracterización estática de yacimientos de lutitas gasíferas* (tesis), UNAM, México, Octubre 2013.
- Drilco Group Smith services Inc., BHA Taller de perforación, EUA, septiembre 2005.
- Energy Information Administration U.S., *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States*, USA, June 2013.
- Estrada H. Javier, *Desarrollo del gas de lutita (shale gas) y su impacto en el mercado energético de México: Reflexión para Centroamérica*, Naciones Unidas-Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), México, D.F., 2013.
- Falczak Edwin y Torre Ariel, et al., *Lo mejor de ambos mundos: un sistema rotativo direccional híbrido*, Schlumberger, EUA, 2012.
- Flatern Rick von, *Definición de terminación- La ciencia de la construcción de pozos de petróleo y gas*, Schlumberger, EUA, 2012.
- Fleckenstein Will, *Well construction and hydraulic fracturing technology: Research regarding environmental contamination risk from oil and gas Wells*, Colorado School of mines, USA, 2012.
- García L. Francisco, *Incremento de la productividad mediante fracturamiento hidráulico multi-etapa en pozos horizontales en la región norte de México*, Halliburton, 2012.
- González Elena, *Hallazgo de Petróleo en Lutitas Afianza Proyectos de Shale Gas/Oil en México: Investigador de la UNAM*, PetroQuiMex, México, 2013.
- Grajales Nishimura José Manuel, *Yacimientos Convencionales Y No Convencionales*, Instituto Mexicano del Petróleo (IMP), México, 2013.
- Guzmán L. F. Francisco, *Taller de hidrocarburos de lutitas, Gas shale- aspectos de Protección al medio ambiente*, Instituto Mexicano del Petróleo- IMP, México, octubre 2013.

- Haldorsen Jakob B.U., et al., *Acústica de Pozos*, Schlumberger, EUA, 2006
- Halliburton, *Soluciones de terminación - Sistema RapidFrac™ de Fracturamiento de Múltiples Etapas*, 2014.
- Halliburton, *Terminaciones horizontales y opciones de aislamiento de zonas*, EUA, 2012.
- Matt Bluch and Bill Grieser, *Special techniques tap shale gas*, E&P- Halliburton, USA, 2007.
- Maugeri Leonardo, *The shale oil boom: a U.S. phenomenon, The geopolitics of energy Project, Discussion Paper 2013-05*, Harvard University, USA, 2013.
- Mehdi Rafiee et al., *Hydraulic Fracturing Design and Optimization: A Modification to Zipper Frac*, SPE-159786-MS, Texas USA, 2012.
- Méndez Castro Armando Ing., *Taller de hidrocarburos de lutitas, Gas shale- aspectos de producción*, Instituto Mexicano del Petróleo- IMP, México, octubre 2013.
- Muños Durán Enrique, *Potenciales Impactos ambientales del fracturamiento hidráulico en shale gas (tesis)*, UNAM, México, 2013.
- Murillo Muñetón Gustavo Dr., *Taller de hidrocarburos de lutitas, Gas shale- aspectos Geológicos*, Instituto Mexicano del Petróleo- IMP, México, octubre 2013.
- Petrotecnia Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, *Perforación*, Argentina, 2012.
- Prebhakaran Centala et al., *El diseño de las barrenas: Desde arriba hasta abajo*, Schlumberger, Texas EUA, 2011.
- Rojas Rodríguez Daniel, *Desarrollos de shale gas y perspectivas de explotación (tesis)*, UNAM, México, Junio 2012.
- Safdar Khan and Anurag Yadav-Schlumberger, *Wellbore stability optimization in shale gas Wells by integrating geomechanics and drilling practices*, SPE/IACD 1667335, 2013.
- Salamunic Luka y Dattas Maurice, *La Revolución del Shale Gas*, Pontificia Universidad Católica de Chile- Escuela de Ingeniería, Chile, Mayo 2011
- Secretaría de Energía, *Ronda cero: Aspectos principales*, SENER-PEMEX, México, Marzo 2014.
- Sullivan Glaser Karen, et al., *En busca del punto dulce: Calidad del yacimiento y calidad de la terminación en las lutitas orgánicas*, Schlumberger, EUA, 2013.
- Suro Pérez Vinicio Dr., *Taller de hidrocarburos de lutitas, Gas shale-Shale oil, Hidrocarburos en lutitas: una introducción a su importancia*, Instituto Mexicano del Petróleo- IMP, México, octubre 2013.
- Tom Alexander, et al., *Revolución del gas de lutitas*, Oilfield Review –Schlumberger, EUA, 2011.
- Tyndall Centre Manchester, *Shale gas: a provisional assessment of climate change and environmental impacts*, UK, 2011.
- Uribe Flores Luz Mayret y Pimentel Medina Ricardo, *Multi-fracturamiento de pozos no convencionales de aceite en lutitas (tesis)*, UNAM, México, 2013.

Mesografía

- BNK España www.bnkpetroleum.es
- Energy Information Administration U.S. (EIA): www.eia.gov
- El Financiero, *Las 10 cuencas de gas shale en el mundo*:
<http://www.elfinanciero.com.mx/economia/las-10-cuencas-de-gas-shale-en-el-mundo.html>
- EXCO Resources, Inc. 2014: www.excoresources.com
- Matt Badiali, 2 New drilling techniques that will shatter US oil expectation, USA 2014,
www.dailyreckoning.com
- M.C. Alejandra Montijo Gonzáles, Petrología de rocas detríticas, sitio web:
<http://gaia.geologia.uson.mx/academicos/amontijo/detríticas/lutitas.htm>
- NOAA (National Oceanic and Atmospheric Administration-United States Department of Commerce), Ocean-explorer.
http://oceanexplorer.noaa.gov/explorations/10chile/background/methane/methane_es.html
- Oil & Gas Magazine, Fracking. Realidades Técnicas, México, 2014:
www.oilandgasmagazine.com.mx
- REPSOL, www.repsol.com.es
- Secretaría de Economía, www.sgm.gob.mx
http://www.sgm.gob.mx/index.php?option=com_content&task=view&id=85&Itemid=86
- Secretaría de Energía: www.energia.gob.mx/
- Schlumberger glossary: www.glossary.oilfield.slb.com

Nomenclatura

Capítulo 2

V_p = volumen de poros de la muestra de roca (cc).

V_T = volumen total de la muestra (cc).

V_m = volumen de matriz o granos de la muestra (cc).

Φ = porosidad de la muestra

K = permeabilidad [darcys]

q = gasto [cm^3/s]

μ = viscosidad [centipoises]

(ΔL) = diferencia de longitud [cm]

(ΔP) = diferencia de presión [atm]

L = longitud original

D = Darcy

ε_1 = deformación longitudinal

ε_2 = deformación lateral

ν = relación de Poisson

E = módulo de Young

σ = esfuerzo

Capítulo 3

W_f = Fuerza lateral [lbs]

T = Tensión de la sarta en el dogleg [lb]

DLS = Pata de perro (dogleg) [$^\circ/\text{ft}$]

LJ = Long de 1 tubular [ft]

$W_{f\text{ inc}}$ = Fuerza lateral en pozo inclinado [lb/ft]

W_{ff} = Peso por pie de tubo afectado por la flotación [lb/pie]

θ = Ángulo de desviación de pozo.

Capítulo 4

V = velocidad del fluido [m/s].

ρ = densidad del fluido [kg/m^3].

p = presión del fluido locales [Pa].

gz = constante gravitacional [m/s^2].

C = presión en el interior herramienta jet como una constante [Pa].