



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“ASPECTOS FUNDAMENTALES DE LAS
INSTALACIONES SUPERFICIALES PARA POZOS DE
SHALE GAS”**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

JOSÉ ISIDORO IGLESIAS SÁNCHEZ

DIRECTOR DE TESIS:

DR. EDGAR RAMIREZ JARAMILLO

CIUDAD UNIVERSITARIA, D.F., OCTUBRE DE 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.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AVENIDA DE
MEXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA
TIERRA

Aceptación de Trabajo Escrito

DR. CARLOS AGUSTÍN ESCALANTE SANDOVAL
DIRECTOR DE LA FACULTAD DE INGENIERÍA
DE LA U.N.A.M.
Presente.

En relación con el Examen Profesional de **IGLESIAS SANCHEZ JOSE ISIDORO**, registrado con número de cuenta **411003443** en la carrera de **INGENIERÍA PETROLERA**, del cual hemos sido designados sinodales, nos permitimos manifestarle la aceptación del trabajo escrito desarrollado por el citado alumno.

Atentamente.

ING. ISRAEL CASTRO HERRERA

FECHA DE ACEPTACIÓN: 2/0ct/2015

DR. EDGAR RAMIREZ JARAMILLO

FECHA DE ACEPTACIÓN: 5/0ct/2015

ING. HECTOR ERICK GALLARDO FERRERA

FECHA DE ACEPTACIÓN: 5-October/15

ING. JOSE JUVENTINO SANCHEZ VELA

FECHA DE ACEPTACIÓN: 3/0ct/15

ING. OSWALDO DAVID LOPEZ HERNANDEZ

FECHA DE ACEPTACIÓN: 02/0ct/2015

FECHA DE EMISIÓN: 01 de Octubre de 2015

Resumen

En la región de Norteamérica los yacimientos de shale gas se han convertido en un recurso importante de producción de gas natural. La clave de este éxito es debido a los avances en la tecnología, principalmente en las técnicas de perforación horizontal y fracturamiento hidráulico. Actualmente, se estima los yacimientos de shale gas a nivel mundial contienen 37,000 billones de pies cúbicos de gas en reservas sin explotar. Se ha estimado que Norteamérica posee 9,000 billones de pies cúbicos de gas. México ocupa el quinto lugar a nivel mundial de reservas recuperables de yacimientos de shale gas con aproximadamente 545 billones de pies cúbicos. Debido a que en México no se han desarrollado campos de shale gas, es evidente la importancia de este recurso.

Los yacimientos de shale gas son clasificados como yacimientos no convencionales. Estos tienen una permeabilidad muy baja. Las formaciones de shale no pueden producir sin una estimulación. No existen dos formaciones de shale idénticas y es extremadamente difícil explotar estos yacimientos debido a la variación que existe en las características de la roca y fluidos no solo vertical sino también lateralmente.

La explotación de estos yacimientos requiere de un cambio en la ideología del desarrollo de yacimientos convencionales. Hay cinco etapas en el ciclo de vida del yacimiento: Exploración, Evaluación, Desarrollo, Producción y Rejuvenecimiento. Cada etapa tiene su lista de objetivos y desafíos. El objetivo principal del ciclo es la optimización de los procesos a lo largo de cada etapa.

El enfoque no convencional de los yacimientos de shale gas no solo aplica al subsuelo. Las instalaciones superficiales, tal como lo indica el ciclo de vida, requieren de una ideología enfocada en la optimización.

La producción inicial de los pozos de shale gas tiene una elevada declinación. Después de un año, los gastos de producción caen aproximadamente un 70% del gasto inicial. Además, la composición de los fluidos producidos varía conforme avanza el tiempo de explotación. Lo anterior dificulta el diseño de las instalaciones superficiales.

Las actuales tendencias en el diseño de instalaciones superficiales se basan en la modularidad. En un diseño modular, el pozo, los equipos de tratamiento y las plantas de tratamiento son vistos como módulos de un sistema más grande. Así, el direccionar el flujo hacia los módulos necesarios permite administrar el gasto y aplicar los tratamientos que el gas requiera.

Sin embargo, la optimización de las instalaciones superficiales sigue en desarrollo. El objetivo de esta tesis es establecer las características y propiedades de las instalaciones superficiales que explotan los yacimientos de shale gas y establecer sus diferencias con las instalaciones superficiales de yacimientos de gas y aceite convencionales.

Agradecimientos

Mi más profundo y sincero agradecimiento a mis padres por su amor incondicional, su paciencia y su sacrificio.

A mi padre por ser un gran ejemplo de perseverancia y constancia, por el valor que me brinda para salir adelante y por su eterna amistad.

A mi madre por estar siempre en los momentos más difíciles y por haberme enseñado, a su manera, grandes valores que me han forjado como una persona de bien.

A mi hermana por ser mi motivación para ser una mejor persona cada día.

Al profesor, M. I. Carlos Avendaño, por su conocimiento, su guía, el tiempo y la dedicación que brindó en la realización de este trabajo.

A todos mis amigos con los que a lo largo de estos cinco años vivimos de todo, reímos, lloramos, gritamos, soñamos.. Pero al final todo valió la pena.

Al resto de mi familia, la cual siempre me da su apoyo y su cariño. A mis abuelas por el inmenso orgullo que sienten hacia mí. Y finalmente a mi tía Ruth, por su incondicional apoyo durante la carrera.

Contenido

Resumen.....	i
Agradecimientos	iii
Contenido.....	v
Lista de Figuras.....	ix
Lista de Tablas	xiii
Introducción	xv
1. Conceptos Fundamentales.....	1
1.1. Yacimientos Convencionales y No Convencionales	1
1.2. Clasificación de los Recursos de Gas No Convencionales	2
1.2.1. Tight Gas.....	3
1.2.2. Metano en Capas de Carbón.....	3
1.2.3. Hidrato de Gas.....	4
1.2.4. Shale Gas	5
1.3. Volumen Mundial de Shale Gas	5
2. Yacimientos de Shale Gas.....	9
2.1. Formación de Shale Gas	9
2.2. Propiedades de los Yacimientos de Shale Gas	10
2.3. Carbono Orgánico Total	11
2.4. Tipo de Querógeno.....	12
2.5. Madurez Térmica	14
2.6. Litología.....	15
2.7. Régimen de Esfuerzo.....	16
2.8. Fracturas Naturales	17
2.9. Almacenamiento del Gas en la Formación de Lutita	17

2.10.	Adsorción del Gas.....	17
2.11.	Perfil de Producción Característico	18
2.12.	Sistemas Biogénicos y Termogénicos.....	20
2.13.	Presión del Yacimiento.....	21
2.14.	Ambiente de Depósito	21
3.	Estrategias de Exploración para Shale Gas.....	23
3.1.	El Ciclo de Vida de los Yacimientos No Convencionales	23
3.2.	Objetivos de la Exploración.....	23
3.3.	Estudio de Detección.....	24
3.4.	Caracterización Inicial	25
3.5.	Desafíos en la Exploración de Shale Gas	26
3.6.	Determinación de las Propiedades Físicas del Yacimiento	26
3.7.	Medición de la Permeabilidad	26
3.7.1.	Flujo No-Darciano.....	27
3.7.2.	Método de Estado Estacionario para Estimar la Permeabilidad.....	28
3.7.3.	Método de Deterioro del Pulso.....	29
3.8.	Medición de la Saturación de Agua.....	30
3.9.	Medición de la Presión Capilar.....	31
3.10.	Permeabilidad Relativa.....	33
3.11.	Equilibrio Capilar Instantáneo	35
3.12.	Valor Económico Inicial del Yacimiento	36
4.	Evaluación y Desarrollo de Shale Gas.....	37
4.1.	Objetivos de la Evaluación	37
4.2.	Pozos de Evaluación	37
4.3.	Pronóstico de la Producción.....	37
4.3.1.	Análisis Mediante Datos de Producción.....	37

4.3.2. Análisis Mediante Modelo de Simulación.....	40
4.4. Plan de Desarrollo del Campo	41
4.5. Validación del aspecto Económico del Yacimiento.....	41
4.6. Objetivos de la Fase de Desarrollo.....	42
4.7. Implementación del Plan de Desarrollo.....	42
4.8. Diseño de la Perforación	42
5. Terminaciones para Pozos de Shale Gas.....	49
5.1. Terminación en Agujero Revestido	49
5.2. Terminación en Agujero Descubierta	54
5.3. Fracturamiento Hidráulico	56
5.4. Proceso del Fracturamiento Hidráulico	58
5.5. Relación de Poisson.....	58
5.6. Diseño del Fracturamiento Hidráulico	59
5.7. Bloque de Agua	60
5.8. Microsísmica.....	62
6. Producción en Shale Gas.....	65
6.1. Objetivos de la Producción.....	65
6.2. Optimización de la Producción.....	65
6.3. Administración del Ciclo del Agua.....	66
6.4. Tratamiento del Agua.....	67
6.4.1. Reciclamiento del Agua.....	67
6.4.2. Disposición del Agua	68
6.5. Protección Ambiental.....	69
6.6. Regulación de las Actividades de Explotación de Shale Gas	71
6.7. Fase de Rejuvenecimiento	72
7. Instalaciones Superficiales Convencionales.....	75

7.1.	Tratamiento del Gas.....	75
7.2.	Separación del Gas y el Líquido.....	78
7.2.1.	Tipos de Separadores.....	80
7.2.2.	Control del Separador.....	83
7.2.3.	Separación por Etapas.....	83
7.2.4.	Separación a Baja Temperatura.....	85
7.3.	Deshidratación del Gas.....	86
7.3.1.	Adsorción de Vapor de Agua Mediante Descantes Sólidos.....	87
7.3.2.	Absorción de Vapor de Agua Mediante Desecantes Líquidos.....	89
7.3.3.	Deshidratación por Enfriamiento.....	91
7.4.	Endulzamiento del Gas.....	92
7.4.1.	Endulzamiento por aminoalcohol.....	92
7.4.2.	Proceso de Glicol/Amina.....	94
7.4.3.	Proceso de Sulfinol.....	94
7.4.4.	Endulzamiento por Esponja de Hierro.....	95
8.	Instalaciones Superficiales de Shale Gas.....	97
8.1.	Tratamiento del Shale Gas.....	97
8.2.	Enfoque de las Instalaciones Superficiales para Shale Gas.....	100
8.3.	Macroperas y Equipo de Producción.....	102
8.4.	Red de Recolección y Plantas de Tratamiento.....	105
8.5.	Modelado de Instalaciones Superficiales.....	107
8.6.	Adaptación del Modelo.....	110
	Conclusiones y Recomendaciones.....	113
	Bibliografía.....	115

Lista de Figuras

Figura 1.1 Recursos de Gas Natural (Modificado de EIA, 2011).....	1
Figura 1.2 Triángulo de Recursos de Gas no convencionales (Modificada de Holditch, 2006)	3
Figura 1.3 Desorción del Gas en el Carbón (Schlumberger, 2015).....	4
Figura 1.4 Hidrato de Gas (CGG, 2015)	4
Figura 1.5 Mapa de cuencas evaluadas por la EIA con formaciones de shale gas y shale oil (Modificado de EIA, 2013).....	6
Figura 1.6 Países con mayor reservas recuperables (Modificado de EIA, 2013).	8
Figura 2.1 Rangos de temperatura típicos a los cuales se generan el aceite y el gas (Modificado de Holditch, 2011).....	14
Figura 2.2 Contribuciones Geológicas al Desarrollo del Esfuerzo (Modificado de Prioul, et al., 2011)	16
Figura 2.3 Gas Almacenado en la Matriz y los Microporos (Modificado de Schlumberger, 2015)...	18
Figura 2.4 Monocapa de Gas Adherida a una Superficie Sólida (Castellanos, 2015).....	18
Figura 2.5 Curva tipo de la formación Eagle Ford (Modificado de EIA, 2011)	19
Figura 2.6 Curva tipo de la formación Haynesville (Modificado de EIA, 2011).....	20
Figura 3.1 Ciclo de Vida de Yacimientos No Convencionales (Modificado de Kennedy, et al., 2012)	23
Figura 3.2 Figura que Muestra el Flujo de Gas en Nanoporos donde Existe el Deslizamiento del Flujo (Modificado de Javadpour, et al., 2007).....	27
Figura 3.3 Comparación de Permeabilidades Corregidas por Klinkenberg de Estado Estacionario (ES) y Estado No-Estacionario (ENS) a Varias Presiones de Inyección (Modificado de Rushing, et al., 2003)	29
Figura 3.4 Diseño del Equipo de Deterioro del Pulso (Modificado de Core Lab, 2015).....	29
Figura 3.5 Método de Dean-Stark (Modificado de Crain, 2015)	30
Figura 3.6 Método de la Retorta (Modificado de Crain, 2015).....	31
Figura 3.7 Método de la Placa Porosa (Modificado de SPE, 2015)	32
Figura 3.8 Método Centrífugo (Modificado de SPE, 2015)	32
Figura 3.9 Método de Desorción de Vapor (Modificado de Melrose, 1987)	33
Figura 3.10 Curvas que Muestran los Dos Conjuntos de Curvas de Permeabilidad Relativa para un Sistema de Fractura y Matriz (Modificado de Cheng, 2010).....	34

Figura 3.11 Ilustración del Problema de la Presión Capilar Instantánea (Modificado de Andrade, et al., 2010).....	35
Figura 4.1 Parámetro de Ajuste de Pozos Horizontales (Modificado de Strickland, et al., 2011)	38
Figura 4.2 Estado Mecánico de un Pozo Horizontal Típico de la Formación Marcellus (Modificado de Williams, et al., 2011).....	45
Figura 4.3 Perforación de Macroperas (Modificado de Domínguez, 2013).....	46
Figura 4.4 Equipo de Perforación Móvil (Modificado de Domínguez, 2013).....	47
Figura 5.1 Agujero Revestido Listo para Terminación (Weatherford, 2014)	50
Figura 5.2 Perforación de la Tubería de Revestimiento (Weatherford, 2014).....	50
Figura 5.3 Bombeo de Fluido Fracturante (Weatherford, 2014)	51
Figura 5.4 Colocación del Siguiente Tapón (Weatherford, 2014)	51
Figura 5.5 Disparo de la Siguiente Zona (Weatherford, 2014).....	52
Figura 5.6 Bombeo de Fluido Fracturante en la Siguiente Zona (Weatherford, 2014).....	52
Figura 5.7 Continuación del Proceso de Terminación (Weatherford, 2014)	53
Figura 5.8 Molienda de los Tapones (Weatherford, 2014)	53
Figura 5.9 Terminación en Agujero Revestido (Fitzsimmons, 2013).....	54
Figura 5.10 Instalación de los Empacadores (Baker Hughes, 2010).....	54
Figura 5.11 Asentamiento de la Canica y Fracturamiento del Intervalo (Baker Hughes, 2010)	55
Figura 5.12 Aislamiento de Intervalos Mediante el Uso de Canicas (Baker Hughes, 2010)	55
Figura 5.13 Molienda de Canicas y Asientos (Baker Hughes, 2010)	56
Figura 5.14 Terminación en Agujero Descubierta (Modificado de EERC, 2015).....	56
Figura 5.15 Esquema de una Fractura Hidráulica (Ambrose, et al., 2011).....	57
Figura 5.16 Consecuencia de la Inhibición de Agua en la Permeabilidad Relativa del Gas (Modificado de Satya Gupta, 2009)	61
Figura 5.17 Diferentes Geometrías de Fracturas (Modificado de Clarkson, et al., 2011).....	62
Figura 5.18 Principio del Mapeo Microsísmico (Modificado de Cipolla, et al., 2010)	63
Figura 6.1 Tratamiento por Electro-Coagulación (Modificado de Vepsäläinen, 2012).....	68
Figura 6.2 Refracturamiento de un Pozo de la Formación Barnett (Modificado de Cipolla, 2005)..	73
Figura 7.1 Esquema General de Flujo para el Tratamiento de Gas (Modificado de Speight, 2013) .	77
Figura 7.2 Separador Vertical Convencional (Modificado de Ikoku, 1984).....	81
Figura 7.3 Separador Horizontal de Aceite y Gas de Alta Presión (Modificado de Beggs, 1984)	82
Figura 7.4 Separador Horizontal de Doble Barril de Aceite y Gas (Modificado de Beggs, 1984).....	82

Figura 7.5 Separador Horizontal Trifásico Convencional (Modificado de Ikoku, 1984).....	83
Figura 7.6 Separación por Etapas (Modificado de Beggs, 1984).....	84
Figura 7.7 Separador a Baja Temperatura Típico (Modificado de Beggs, 1984).....	86
Figura 7.8 Unidad de Deshidratación Mediante Desecante Sólido Típica (Modificado de Beggs, 1984)	87
Figura 7.9 Torre de Adsorción (Modificado de U.S. Environmental Protection Agency, 2007).....	88
Figura 7.10 Unidad de Deshidratación Mediante Desecante Líquido (Modificado de Beggs, 1984)	89
Figura 7.11 Torre de Absorción con Glicol (Zamora, 2015).....	90
Figura 7.12 Diagrama de Flujo Típico de una Unidad de Endulzamiento (Modificado de Beggs, 1984)	93
Figura 8.1 Separadores Bifásicos y Tanques de Almacenamiento de Agua (Mancini, et al., 2011)	102
Figura 8.2 Esquema de Dispositivos Removedores de Arena en un Separador Trifásico (Modificado de FMC Technologies, 2010)	103
Figura 8.3 Macropera con Cabezales de Pozo Instalados Realizando una Actividad de Fracturamiento (Dominguez, 2013)	104
Figura 8.4 Esquema de la Arquitectura Superficial de un Campo de Shale Gas (Modificado de Mancini, et al., 2011).....	105
Figura 8.5 Ejemplo de Perfiles de Producción Totales (Modificado de Mancini, et al., 2011)	106
Figura 8.6 Red Extensiva de Tratamiento y Transporte de Gas en Estados Unidos (Modificado de EIA, 2011)	107
Figura 8.7 Esquema de un “Complejo” Repetible (Modificado de Mancini, et al., 2011)	109
Figura 8.8 Escenario de Múltiples “Complejos” (Modificado de Guarnone, et al., 2012)	110
Figura 8.9 Distribución Irregular de Macroperas en Luisiana (Guarnone, et al., 2012).....	111

Lista de Tablas

Tabla 1.1 Reservas y reservas recuperables en los 7 continentes. (Modificado de EIA, 2013)	7
Tabla 2.1 Clasificación de la riqueza del Carbono Orgánico Total (Modificado de PESGB, 2008)	11
Tabla 2.2 Tipos de Querógeno y su Potencial en la Generación de Hidrocarburos (Modificado de Holditch, 2011)	13
Tabla 2.3 Escala de madurez térmica (Modificado de Kuuskra, et al., 2011)	15
Tabla 7.1 Rango de la Composición del Gas Natural (Modificado de Speight, 2013)	78
Tabla 8.1 Variaciones de la Composición del Gas con Posicionamiento de los Pozos en Formaciones de Shale Gas en Estados Unidos (Modificado de Bullin & Krouskop, 2008)	98

Introducción

Los yacimientos de shale gas han atraído la atención del mundo en los últimos años. Esto se debe principalmente a la mejora de las técnicas de recuperación de estos yacimientos caracterizados por sus bajas permeabilidades, del orden de nanodarcies. Dentro de los avances más importantes para la producción de este tipo de yacimientos, destacan el desarrollo de la perforación horizontal y la optimización del fracturamiento hidráulico.

Otra razón por la que han captado la atención a nivel mundial, es por el bajo riesgo que existe en su exploración a diferencia de los yacimientos convencionales, lo anterior debido a que existe una gran abundancia de reservas prospectivas en las zonas donde se encuentran estos yacimientos.

La explotación de estos yacimientos ha logrado un decremento en el precio de venta del gas gracias a los grandes volúmenes que se producen. Las reservas que aún no han sido explotadas, han logrado el aseguramiento del suministro de gas para los próximos 30 años (EIA, 2013).

Hasta hace poco se consideraba que el volumen mundial de hidrocarburos estaba en declinación debido a que una gran parte de los campos se encuentran en etapa madura, y a la falta de descubrimientos de nuevos campos. Por lo anterior, es necesario el desarrollo de técnicas de recuperación más efectivas y económicas para poder continuar con su explotación.

La permeabilidad observada en la matriz de los yacimientos es del orden de milidarcies en yacimientos convencionales, microdarcies en yacimientos de tight gas hasta nanodarcies en yacimientos de shale gas (Kundert & Mullen, 2009). Debido a lo anterior en las áreas de perforación y terminación, se han llevado a cabo estudios para incrementar la recuperación de yacimientos de baja permeabilidad.

El primer pozo de shale gas fue perforado en 1821, en la cuenca de Appalachian, Estados Unidos. Este fue un pozo somero con una profundidad de 31 pies (9.44 metros). En esa época, no se continuó con el desarrollo de explotación de la zona debido a que no se contaba con la tecnología para explotar de manera económica este recurso.

Actualmente, el desarrollo de un campo de shale gas consiste en un agresivo plan de desarrollo donde cientos de pozos son perforados y fracturados para lograr la producción deseada. Debido a esto, las instalaciones superficiales para el manejo y tratamiento del gas producido han tenido que adaptarse de manera dinámica a esta expansión gradual del campo.

A continuación se presentará una visión general del trabajo junto con un resumen del contenido de cada capítulo.

En el capítulo 1, se definen los conceptos fundamentales para entender que es un yacimiento no convencional, la diferencia entre este y un yacimiento convencional, la clasificación de los recursos de gas no convencionales, el volumen mundial de reservas de shale gas y cuál es la situación actual de México en la explotación de estas reservas.

El capítulo 2 explica cómo se generan los yacimientos de shale gas, cuales son las propiedades de estos yacimientos, la forma en cómo se almacena el gas dentro de estos yacimientos, el perfil de producción característico, así como también se definen parámetros los cuales serán importantes caracterizar para lograr una óptima explotación del campo.

El capítulo 3 inicia con la explicación del modelo del ciclo de vida del yacimiento. Este modelo se desarrollará a lo largo de la tesis gracias a la importancia e impacto que tiene cada fase. Cada fase cuenta con sus propios objetivos y desafíos. Además en este capítulo se elabora la manera en cómo se empieza a caracterizar el yacimiento durante la etapa de exploración mediante el análisis de núcleos. Se explican los procedimientos de laboratorio y las diferencias en el flujo de fluidos a través de formaciones muy compactas.

En el capítulo 4 se desarrolla la fase de evaluación del yacimiento. En esta fase se generan los pronósticos de producción y se observará cómo es que las herramientas convencionales de análisis mediante datos de producción y mediante simuladores no logran describir el comportamiento real de la producción. Asimismo se verá la importancia de la fase de desarrollo del yacimiento donde se crea el plan de desarrollo del campo. Es en este capítulo donde se analiza la técnica de perforación horizontal.

El capítulo 5 comprende los procesos de terminación de los pozos horizontales. Es aquí donde la técnica de fracturamiento hidráulico se utiliza para fracturar los pozos horizontales y está íntimamente relacionada con la terminación gracias a la optimización de tiempos de operación en los campos de shale gas. Asimismo, se describe el proceso de fracturamiento, la creación de fracturas y la manera de optimizar el fracturamiento hidráulico.

En el capítulo 6 entramos a la fase de producción en los yacimientos de shale gas. En este capítulo se analizará cómo se administra el ciclo del agua, el impacto y la protección al medio ambiente derivado de las actividades relacionadas con el desarrollo de los campos. Para finalizar con el ciclo

de vida del yacimiento, se explica lo que ocurre en la fase de rejuvenecimiento, donde se reevalúa el plan de desarrollo para perforar pozos de relleno y se analizan pozos “viejos” para convertirlos en prospectos de refracturamiento.

El capítulo 7 analiza los procesos de tratamiento a los que es sometido el gas en instalaciones superficiales convencionales. Se analizarán los procesos, componentes y diagramas de flujo de la separación de gas y líquido, la deshidratación del gas y el endulzamiento del mismo.

Finalmente en el capítulo 8 se observará como es el tratamiento del shale gas en superficie, cual es el enfoque de las instalaciones superficiales en estos yacimientos no convencionales. El estado de las macroperas, equipos de producción, redes de recolección y plantas de tratamiento. Se describirá el proceso para modelar las instalaciones superficiales y la adaptación del modelo a la realidad.

1. Conceptos Fundamentales

1.1. Yacimientos Convencionales y No Convencionales

Un yacimiento convencional es aquel que cumple con las características de un sistema petrolero. El hidrocarburo se produce en una roca generadora para posteriormente migrar hacia una trampa que consiste de la roca almacén y la roca sello. Además, este yacimiento puede ser explotado con las técnicas convencionales de explotación, debido a que las propiedades del yacimiento permiten con facilidad el flujo de los hidrocarburos hacia el interior del pozo.

Los yacimientos no convencionales son aquellos que al ser explotados empleando técnicas que se ocupan en yacimientos convencionales, logran un factor de recuperación del orden de 2% (Arogundade & Sohrabi, 2012). El uso de nuevas tecnologías es indispensable para lograr la exitosa explotación de estos.

La **Figura 1.1** muestra cómo se encuentran los yacimientos de gas natural en el subsuelo.

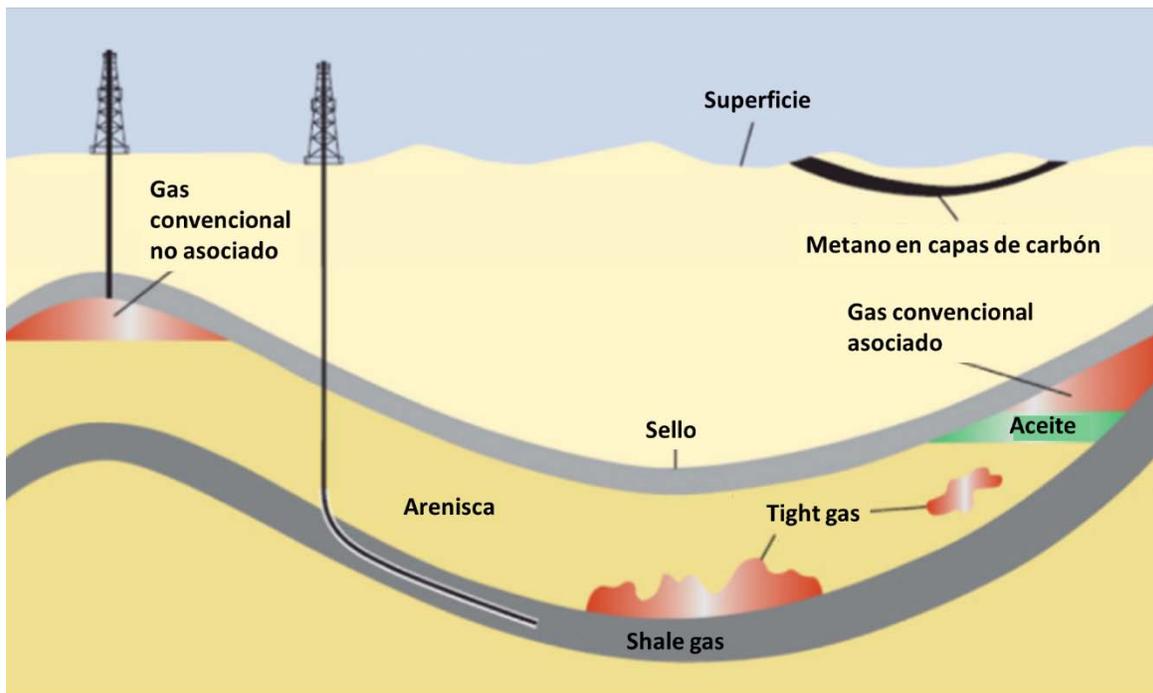


Figura 1.1 Recursos de Gas Natural (Modificado de EIA, 2011)

1.2. Clasificación de los Recursos de Gas No Convencionales

La clasificación de los recursos de gas no convencionales considera el triángulo de recursos de gas, desarrollado por Masters (1979) para encontrar un campo grande de gas y construir una compañía de explotación en los años setentas (Holditch, 2006). La **Figura 1.2** nos muestra el principio de funcionamiento del triángulo.

En la cima del triángulo podemos encontrar al gas convencional, el cual posee muy buenas permeabilidades, una alta calidad del yacimiento y se requiere de tecnología convencional para su explotación. A pesar de su relativa facilidad para explotarse, sus volúmenes son pequeños comparado con los demás yacimientos que se explican a continuación.

Al descender dentro del triángulo, observamos un decremento en las características de los yacimientos. La permeabilidad se reduce al igual que la calidad del yacimiento. También se incrementa la tecnología que se ocupa en el desarrollo de los yacimientos. En contraste, los volúmenes se incrementan. En este punto encontramos yacimientos de gas como el tight gas y el metano en capas de carbón.

En el fondo encontramos al shale gas y a los hidratos de metano, que poseen grandes volúmenes de gas a su disposición, pero tienen permeabilidades muy bajas, una pobre calidad del yacimiento y requieren de nuevas tecnología para su explotación.

El principio de este triángulo es aplicable a todos los campos de hidrocarburos que se encuentran en el mundo. Martin et al (2008) validaron el concepto del triángulo de recursos de gas utilizando un programa de computadora que desarrollaron y una base de datos. Posteriormente, expandieron el triángulo para poder abarcar tanto hidrocarburos líquidos como gaseosos.

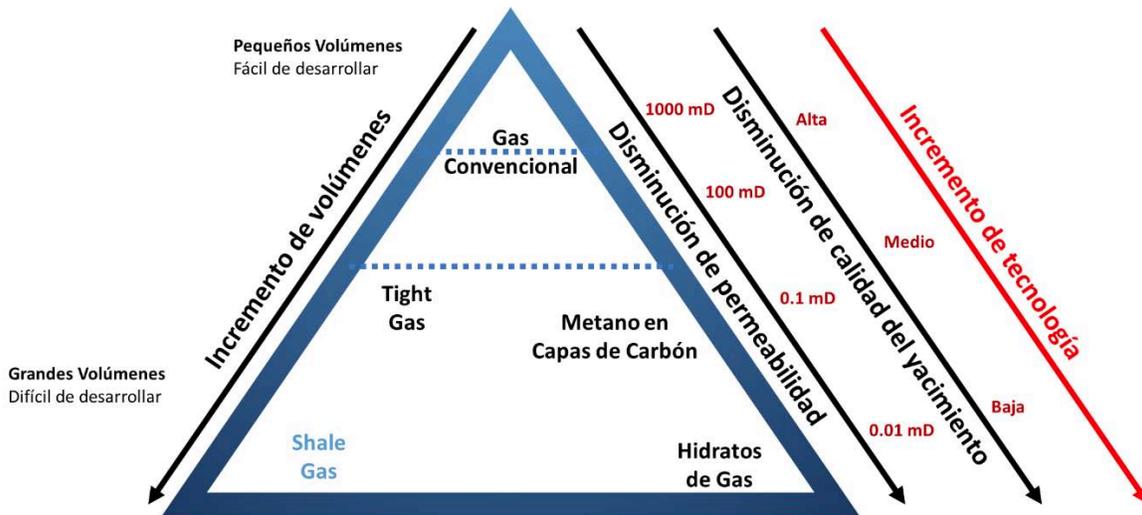


Figura 1.2 Triángulo de Recursos de Gas no convencionales (Modificada de Holditch, 2006)

1.2.1. Tight Gas

Un yacimiento de tight gas es aquel en el que el valor de la permeabilidad para el flujo del gas es menor a 0.1 md. Es un yacimiento que no puede producir gastos ni volúmenes rentables de gas natural a menos que el pozo sea estimulado mediante un fracturamiento hidráulico o que produzca de pozos horizontales y/o multilaterales (Holditch, 2006).

A diferencia del shale gas, el tight gas es generado en otra formación, migra y es atrapado en formaciones compuestas de arena de las cuales es producido.

1.2.2. Metano en Capas de Carbón

Los yacimientos de metano en capas de carbón son aquellos donde el gas natural, generado durante la formación del carbón, es adsorbido en éste. La producción del gas ocurre cuando se disminuye la presión por debajo de la presión de desorción. De este modo, el gas es desprendido de la superficie, se difunde a través de la matriz y se convierte en gas libre (**Figura 1.3**).

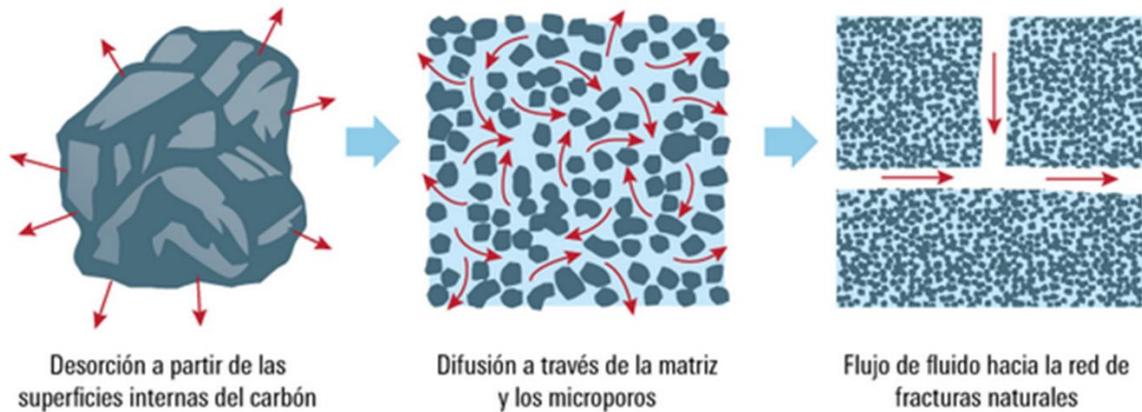


Figura 1.3 Desorción del Gas en el Carbón (Schlumberger, 2015)

1.2.3. Hidrato de Gas

Los hidratos de gas son manifestaciones inusuales donde las moléculas de gas natural quedan atrapadas dentro de las moléculas de estructuras cristalinas del hielo (**Figura 1.4**). Los hidratos se forman en climas extremadamente fríos como el permafrost (subsuelo congelado permanentemente que se encuentra debajo de la capa superior del suelo en las regiones árticas) y en las aguas profundas.

A pesar de que no se ha logrado la explotación exitosa de este gas, se estima que una gran parte de los hidrocarburos a nivel mundial están almacenados como hidratos de gas, pero aún no se ha definido cuán grande son estas reservas.



Figura 1.4 Hidrato de Gas (CGG, 2015)

1.2.4. Shale Gas

El shale gas es el gas natural producido de las formaciones a las que se les denomina “shale” que típicamente tienen la doble función de ser la roca generadora y la roca almacén del gas natural (Speight, 2013). En términos de su composición química, el shale gas es usualmente un gas seco compuesto principalmente de metano (60-90%), pero existen formaciones que producen gas húmedo.

El shale gas con frecuencia se encuentra en formaciones de rocas sedimentarias compactas que son tan impermeables como el concreto, con permeabilidades del orden de los cientos de nanodarcies y porosidades entre 2% y 10% (Arogundade & Sohrabi, 2012). Este se encuentra en rocas generadoras maduras, debido a las presiones a la que es sometida, no permite rutas de migración, ocasionando que el gas quede atrapado; de esta forma, la roca recibe una segunda función, ser la roca almacenadora de hidrocarburos.

Kunder & Mullen (2009) mencionan que el shale es una roca clástica sedimentaria de granos finos compactados que posee un promedio de tamaño de grano por debajo de 0.0025 pulgadas, es este proceso de compactación de granos muy finos el que le da su característica baja porosidad y baja permeabilidad.

1.3. Volumen Mundial de Shale Gas

Debido al avance de la perforación horizontal y el fracturamiento hidráulico (conceptos que se abordarán posteriormente con mayor detalle) en los últimos años, se ha logrado el comienzo de la explotación de las enormes reservas de shale gas sin embargo, aún existen un gran número de yacimientos que se encuentran en la actualidad en etapa de exploración.

La Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA por sus siglas en inglés) publicó en el 2103 una actualización de las reservas mundiales de yacimientos de shale gas. La **Figura 1.5** muestra las cuencas evaluadas con formaciones de shale gas y shale oil.

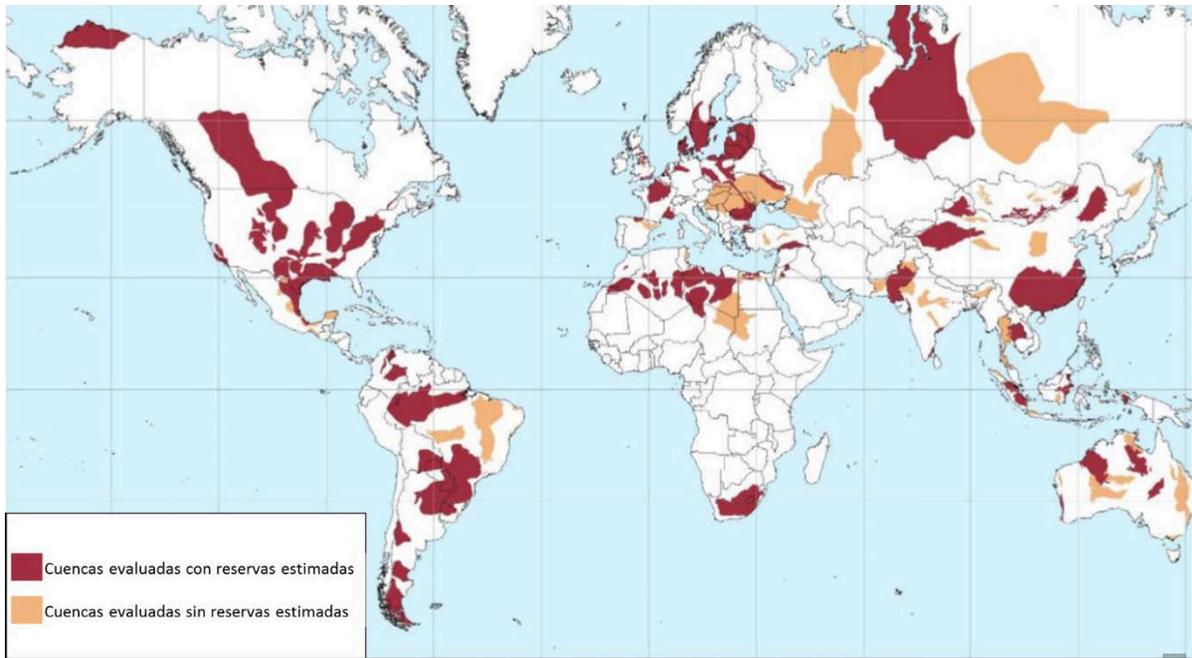


Figura 1.5 Mapa de cuencas evaluadas por la EIA con formaciones de shale gas y shale oil (Modificado de EIA, 2013).

En su evaluación de 42 países, la EIA publicó que el valor de las reservas mundiales de gas es de 35,782 billones de pies cúbicos. Las reservas recuperables se estiman en 7,795 billones de pies cúbicos obteniendo un factor de recuperación mundial de 21.78% (EIA, 2013). La **Tabla 1.1** muestra la distribución de las reservas de shale gas en los continentes; en ella se observa que la mayor cantidad de reservas se encuentran en Norteamérica.

Tabla 1.1 Reservas y reservas recuperables en los 7 continentes. (Modificado de EIA, 2013)

Continente	Reserva de Gas (Bpc)	Reserva Recuperable (Bpc)	Factor de Recuperación
Norteamérica	9,291	2,279	24.53%
Australia	2,046	437	21.36%
Sudamérica	6,390	1,431	22.39%
Europa	4,895	883	18.04%
África	6,664	1,361	20.43%
Asia	6,495	1,403	21.60%
Total	35,782	7,795	21.78%

La **Figura 1.6** muestra a los primeros 10 países con mayores reservas recuperables. México ocupa el sexto lugar con 545 billones de pies cúbicos de gas recuperable; sin embargo, a la fecha no se ha desarrollado ningún campo de shale gas en este país, por lo que resulta de gran relevancia mostrar el panorama general de los elementos a considerar para la producción de este recurso.

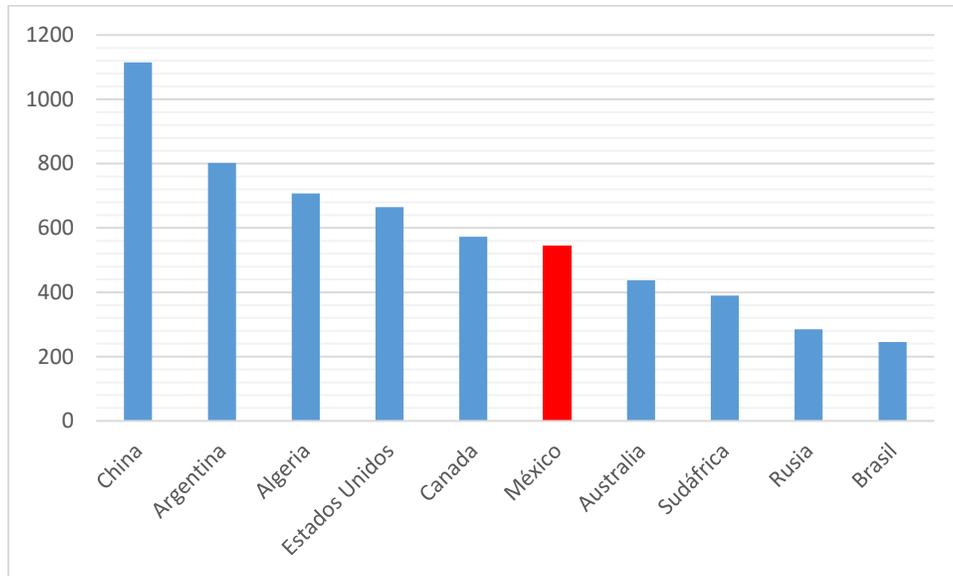


Figura 1.6 Países con mayor reservas recuperables (Modificado de EIA, 2013).

Actualmente, existe un incremento en las inversiones a nivel mundial de las compañías de Exploración y Producción en shale gas, lo anterior debido a su bajo riesgo geológico y comercial (Fazelipour, 2011)

2. Yacimientos de Shale Gas

Los yacimientos de shale gas, poseen gas almacenado en rocas sedimentarias orgánicas de grano fino, incluyendo el esquisto, pero compuesto de un lodo que contiene otros minerales como el cuarzo y la calcita (DOE, 2009). Muchas formaciones en la industria son designadas como “shale” a pesar de que mineralógicamente y litológicamente comparten muy pocas características con las formaciones de esquisto. La característica que define a los yacimientos de shale gas es el tamaño de grano, el cual típicamente tiene un diámetro menor de 4 micrones (Passey, et al., 2010).

Las variaciones de las propiedades de los yacimientos de shale no solo varían de cuenca a cuenca, sino que en el mismo yacimiento existen variaciones tanto horizontales como verticales (Economides & Martin, 2007). Estos yacimientos son acumulaciones de gas que persisten en una extensa área geográfica. El desafío en la explotación no consiste en la localización del gas, sino en encontrar los puntos clave que darán la mejor producción y la mejor recuperación (Jenkins & Boyer, 2008).

Los yacimientos de shale gas no cuentan con una trampa convencional. Tampoco tienen un contacto gas-agua. Lo que anteriormente se denominaba como roca generadora en el sistema petrolero convencional, ahora es considerada como la roca almacén. Los hidrocarburos que son explotados dentro de esta roca son aquellos que no consiguieron migrar hacia formaciones convencionales.

2.1. Formación de Shale Gas

El shale, o esquisto, es una roca sedimentaria que está compuesta predominantemente por partículas consolidadas de tamaño muy fino (arcilla). Las formaciones de esquisto se depositan como lodos en ambientes de baja energía tales como planicies de marea y cuencas de aguas profundas donde las partículas se depositan de la suspensión en las aguas tranquilas. Durante la depositación de estos sedimentos, también puede existir la acumulación de materia orgánica en la forma de restos de algas, plantas y animales (Davis Jr, 1992).

Los granos muy finos de arcilla que tienen forma de hoja y las capas laminadas de sedimento resultan en una roca con limitada permeabilidad horizontal y muy limitada permeabilidad vertical. Esta baja permeabilidad hace que el gas que es atrapado en los poros no pueda moverse con facilidad más que en extensos periodos de tiempo.

Por lo tanto, el shale gas es hidrocarburo en fase gaseosa presente en rocas sedimentarias de grano fino y ricas en materia orgánica, tanto shale como litofacies asociadas. El gas se genera y almacena en la formación de dos maneras: gas adsorbido y gas libre. El shale gas es como tal un yacimiento autosuficiente (Speight, 2013).

El esquisto es una roca sedimentaria de grano fino que fácilmente se rompe en delgadas capas paralelas. Es una roca muy deleznable pero que no se desintegra al mojarse. Las formaciones de shale pueden contener gas natural usualmente cuando dos capas gruesas de esquistos oscuros (ricos en materia orgánica) se depositan paralelamente con una capa más delgada de esquisto (Speight, 2013). Debido a algunas propiedades de los depósitos de esquistos, la extracción de gas natural de las formaciones de shale es más complicado y más caro que la del gas natural convencional.

2.2. Propiedades de los Yacimientos de Shale Gas

En su estado natural, las permeabilidades de los yacimientos de shale gas son muy bajas, del orden de nanodarcies (10^{-12}). Existen problemas para la medición de la permeabilidad en estas formaciones, lo cual hace que sean inexactos los valores que se obtienen de las pruebas realizadas; lo anterior debido a que el flujo de gas es muy lento e ineficiente dentro de la matriz como para ser medido y por ende, explotado comercialmente. Varios autores han calculado que una molécula de gas se moverá de 10 hasta 50 pies en un año.

Las porosidades de las lutitas son relativamente bajas, varían del 6 al 12% (Kennedy, et al., 2012). Por lo tanto, el fracturamiento hidráulico es una operación necesaria para mejorar la permeabilidad y explotarlo de manera económicamente rentable.

Para la evaluación económica de los yacimientos de shale gas, el desarrollo del campo y la terminación de pozos, es necesario definir parámetros que en yacimientos convencionales pueden llegar a ser considerados poco importantes (Kennedy, et al., 2012). Los parámetros que se deben conocer son:

- ◆ Carbono Orgánico Total
- ◆ Tipo de Querógeno
- ◆ Madurez Térmica
- ◆ Litología
- ◆ Esquistosidad

- ◆ Existencia de Fracturas Naturales
- ◆ Régimen de Esfuerzo
- ◆ Localizaciones múltiples y tipos de almacenamiento de gas en el yacimiento
- ◆ Perfil de producción característico
- ◆ Sistemas termogénicos o biogénicos
- ◆ Ambiente de depósito
- ◆ Espesor
- ◆ Porosidad
- ◆ Presión

Estos parámetros serán explicados a continuación.

2.3. Carbono Orgánico Total

Para la generación de aceite y gas natural, es necesario la combinación de átomos de carbono, oxígeno e hidrógeno. Estos átomos se obtienen de los materiales orgánicos, fósiles de microorganismos y de materia vegetal. El Carbono Orgánico Total (COT) es la cantidad de material disponible que puede convertirse en hidrocarburos. El tipo de hidrocarburo está relacionado con el tipo de querógeno. El COT representa una medición cualitativa del potencial de la roca generadora (Jarvie, et al., 2007).

El Carbono Orgánico Total se expresa en porcentaje de masa aunque también puede ser expresado en porcentaje de volumen. Aproximadamente, el porcentaje de volumen es del doble del porcentaje de masa. Las rocas generadoras normalmente tienen un COT mayor del 1%. La **Tabla 2.1** nos muestra los rangos de clasificación de la riqueza del Carbono Orgánico Total.

Tabla 2.1 Clasificación de la riqueza del Carbono Orgánico Total (Modificado de PESGB, 2008)

Riqueza del Carbono Orgánico Total	
Pobre	<1%
Medio	1-2%
Bueno-Excelente	2-10%

Es importante no confundir el concepto de Carbono Orgánico Total respecto al contenido de querógeno. El COT está compuesto de querógeno y bitumen. La forma en que se calcula el COT es mediante registros bajados por cable y medido directamente de recortes y núcleos.

2.4. Tipo de Querógeno

El querógeno es una mezcla sólida de componentes orgánicos químicos. Es una porción de la materia orgánica que se deposita en las rocas sedimentarias y debido a su gran peso molecular, es insoluble en los demás compuestos orgánicos presentes. Es importante conocer los diferentes tipos de querógeno ya que estos predicen el tipo de hidrocarburo que se generará. Hay 4 tipos de querógeno, de ellos 3 producen hidrocarburos. El tipo I genera aceite, el tipo II genera gas húmedo y el tipo III genera gas seco (Holditch, 2011). La **Tabla 2.2** nos muestra los tipos de querógeno y su potencial en la generación de hidrocarburos.

Tabla 2.2 Tipos de Querógeno y su Potencial en la Generación de Hidrocarburos (Modificado de Holditch, 2011)

Tipos de Querógeno y su Potencial de Hidrocarburos				
Ambiente	Tipo de Querógeno	Forma del Querógeno	Origen	Potencial de Hidrocarburos
Acuático	I	Alganita	Cuerpos algáceos	Aceite
		Querógeno Amorfo	Restos de origen algáceos	Aceite, gas
	II		Material planctónico sin forma, principalmente de origen marino	
		Exinita	Piel de esporas y polen, cutícula de hojas y plantas herbáceas	
Terrestre	III	Vitrinita	Fragmentos de plantas fibrosas y leñosas, materia coloidal húmeda sin estructura	Gas, poco aceite
				Principalmente gas
	IV	Inertinita	Restos leñosos reciclados, oxidados	Nada

2.5. Madurez Térmica

La madurez térmica es una función del tiempo y la temperatura (Holditch, 2011). La madurez térmica mide el grado de exposición a altas temperaturas al cual ha sido expuesta la formación; conforme aumenta la profundidad aumenta la temperatura. Es este aumento el que descompone a la materia orgánica, generando hidrocarburos por lo que si se continúa la exposición a mayores temperaturas, eventualmente quedará descartada la formación de hidrocarburos. La **Figura 2.1** muestra el rango de temperaturas en el cual se generan el aceite y el gas. El aceite se genera entre los 60-175 °C. El gas se genera desde los 100 hasta los 300 °C.

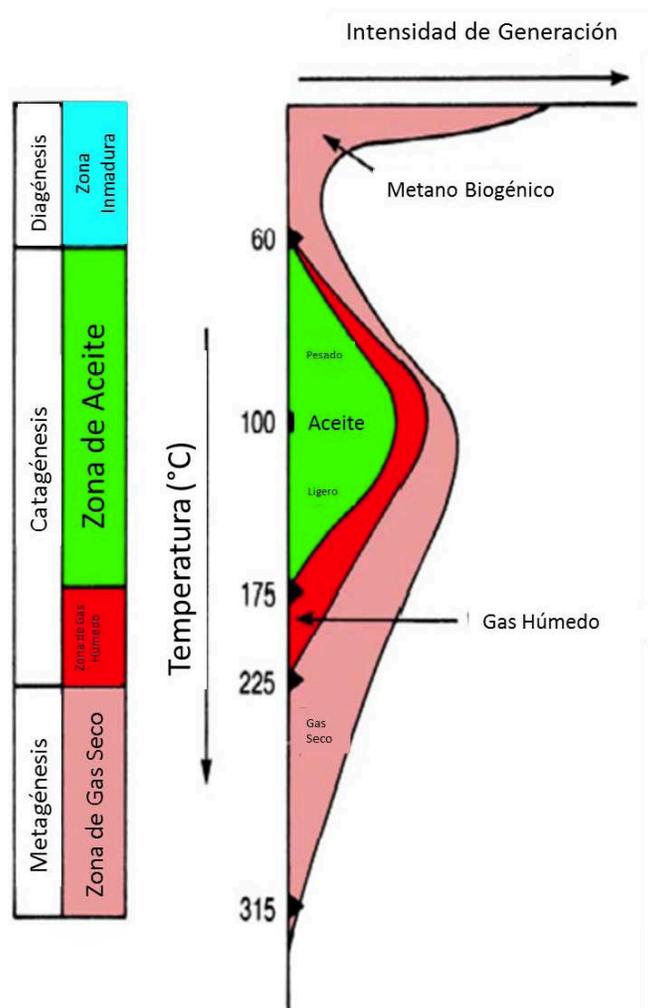


Figura 2.1 Rangos de temperatura típicos a los cuales se generan el aceite y el gas (Modificado de Holditch, 2011)

La posición de la ventana de generación del aceite y del gas depende del tipo de materia orgánica y del ritmo de calentamiento. Entender el nivel de madurez térmica es la clave para entender el

potencial de generación del shale (PESGB, 2008). Así mismo, una mayor madurez térmica lleva a la presencia de nanoporos que contribuyen a una porosidad adicional en la matriz de la roca de esquisto (Kuuskra, et al., 2011).

El método más común empleado para medir el grado de madurez térmica es la Reflectancia de Vitrinita (R_o %) (**Tabla 2.3**). Este método mide bajo un microscopio, la intensidad del reflejo de la luz sobre las partículas pulidas de vitrinita (Jarvie, et al., 2007).

El incremento de la reflectancia es debido a que el incremento de la temperatura (debido a la profundidad) causa que las moléculas de hidrógeno, oxígeno, nitrógeno y azufre sean expulsadas de la materia orgánica. Esto hace que los grupos funcionales restantes entren en procesos de isomerización y aromatización. Posteriormente la aromatización permite un apilamiento molecular lo cual deriva en un aumento de densidad y de propiedades de reflectancia.

Tabla 2.3 Escala de madurez térmica (Modificado de Kuuskra, et al., 2011)

Generación de Hidrocarburos	Reflectancia de Vitrinita (R_o %)
Inmadurez	>0.4%
Aceite	0.5-1.3%
Gas Húmedo	0.5-1.0%
Gas Seco	<1.0%

2.6. Litología

Las principales aplicaciones de la información mineralógica y litológica son (Kennedy, et al., 2012):

1. Cuantificación de COT.
2. Reducción de incertidumbre en la porosidad.
3. Identificación de las litofacies de shale.
4. Indicación de variaciones de las propiedades mecánicas de la roca como la esquistosidad.
5. Apoyar en la planeación de los fracturamientos hidráulicos y las terminaciones.

La mayoría de los yacimientos de shale pueden ser quimicoestratigráficamente clasificados en (Kennedy, et al., 2012):

- ◆ Litofacies de lutita silíceo
- ◆ Litofacies de lutita calcárea
- ◆ Litofacies de lutita orgánica

Cualquiera de estos tipos de yacimiento pueden ser generadores de shale gas. Además, se han encontrado yacimientos con otro tipo de litofacies que poseen características únicas.

La información litológica y mineralógica se obtiene a través de registros geofísicos convencionales, registros de neutrón, análisis de recortes y núcleos en el laboratorio y mediante análisis espectroscópicos de los minerales.

En el COT se mide mediante la cantidad, distribución vertical de querógeno, tipo de querógeno, nivel de madurez y otros análisis adicionales de espectroscopía mineralógica. De los registros se calcula el esfuerzo mínimo, Relación de Poisson, Módulo de Young, migración de fracturas y propiedades mecánicas estáticas y los indicadores de esquistosidad (que nos sirven para identificar el mejor intervalo para iniciar un fracturamiento y la profundidad para perforar los pozos horizontales), para posteriormente computar la esquistosidad mineralógica, geomecánica y la dureza de la roca (Jacobi, et al., 2009).

2.7. Régimen de Esfuerzo

Para generar un óptimo desarrollo del campo de shale gas, es importante el estudio de la geomecánica de la formación. Los regímenes de esfuerzo afectan la planeación de la perforación, el fracturamiento hidráulico y la producción.

El esfuerzo dicta la orientación que tendrá el pozo y nos indica la estabilidad durante la perforación. La **Figura 2.2** muestra las contribuciones geológicas las cuales conforman el régimen de esfuerzo presente en la formación.

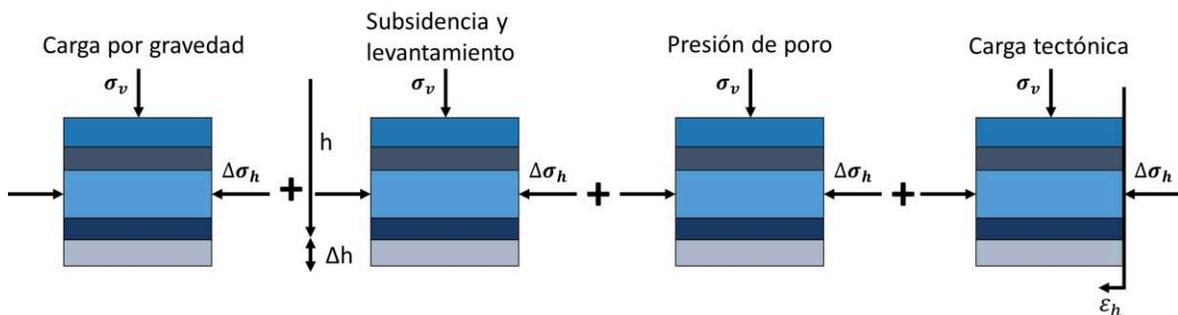


Figura 2.2 Contribuciones Geológicas al Desarrollo del Esfuerzo (Modificado de Prioul, et al., 2011)

El inicio de un fracturamiento hidráulico depende de la distribución del esfuerzo alrededor del pozo, tanto el esfuerzo generado por los efectos tectónicos como el que se produce al ir creciendo la fractura. Si existe un régimen alto de esfuerzo, es difícil iniciar un fracturamiento hidráulico.

También es importante tener en consideración la evolución del esfuerzo, durante la producción del yacimiento, generado por el abatimiento y el agotamiento de la presión. Se establece que los cambios en la presión del yacimiento tienen un efecto tanto en la magnitud como en la dirección del esfuerzo en el subsuelo (Addis & Yassir, 2010).

2.8. Fracturas Naturales

Durante el proceso de fracturamiento hidráulico, es de suma importancia conocer la presencia, ubicación y orientación de las fracturas naturales. El inicio de la explotación de estos yacimientos naturalmente fracturados está dictado por dos factores:

- a) La ubicación y orientación de los conjuntos de fracturas naturales, la orientación del conjunto más conductivo y las magnitudes y direcciones in-situ.
- b) La dirección de propagación de las fracturas hidráulicas del pozo y la intersección con el sistema de fracturas naturales (Addis & Yassir, 2010).

Estos factores forman parte de los objetivos del diseño del fracturamiento hidráulico donde se busca intersecar la fractura hidráulica con las fracturas naturales existentes, ya sea de manera perpendicular o transversal, para crear una red de compleja de conductos por donde puedan fluir los hidrocarburos hacia el pozo (King, 2010). En el capítulo 2 se describirá en forma más amplia lo anterior.

2.9. Almacenamiento del Gas en la Formación de Lutita

Las maneras en las que se almacena el gas en las lutitas son las siguientes (Aguilera, 2010):

- a) Adsorción, entrapamiento del gas en la materia orgánica.
- b) Entrapamiento del gas libre en la matriz porosa inorgánica.
- c) Entrapamiento del gas libre en la porosidad de la micro fractura.
- d) Gas almacenado en las fracturas hidráulicas debido a la estimulación del yacimiento.
- e) Gas libre contenido dentro de la red de poros existente dentro de la materia orgánica.

2.10. Adsorción del Gas

En los yacimientos de shale gas, existen dos estados en los que se pueden encontrar los hidrocarburos almacenados; gas libre almacenado en el limitado espacio poroso (**Figura 2.3**) y gas adsorbido en la materia orgánica (**Figura 2.4**) (Cipolla & Lolon, 2010). La suma de estos dos estados

es equivalente a la reserva total de gas en el yacimiento. De este total, la fracción de volumen de gas adsorbido es de un 40-50%. La tecnología existente es limitada para la producción del gas adsorbido.

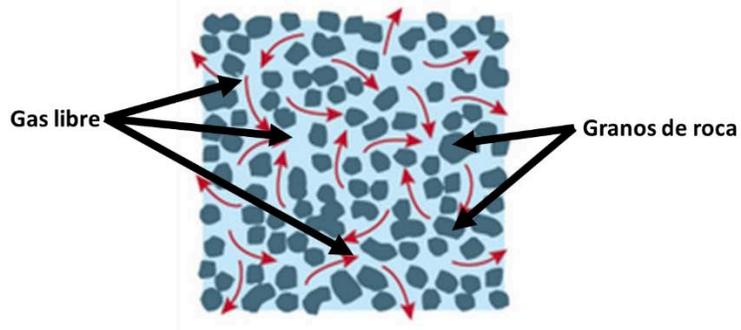


Figura 2.3 Gas Almacenado en la Matriz y los Microporos (Modificado de Schlumberger, 2015)

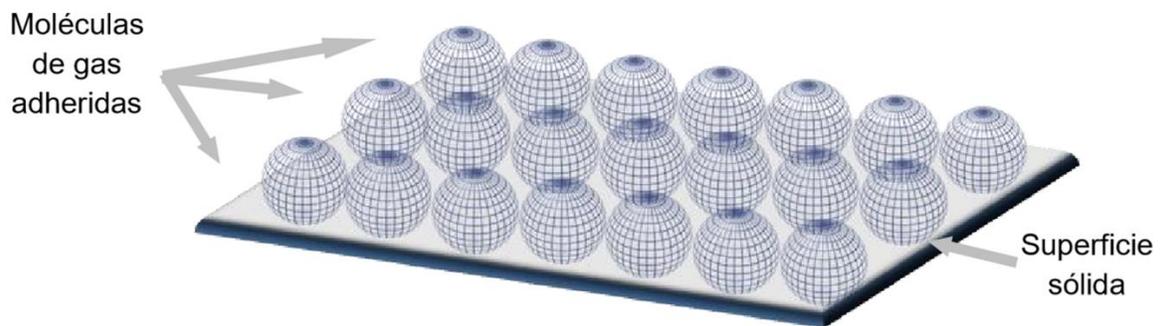


Figura 2.4 Monocapa de Gas Adherida a una Superficie Sólida (Castellanos, 2015)

Los factores que más afectan la capacidad de producción del gas adsorbido son (Cipolla & Lolon, 2010):

- ◆ Presión de fondo fluyente relativamente alta.
- ◆ Matriz de roca ultra compacta.
- ◆ Un perfil de desorción que puede requerir de presiones reducidas para poder producir grandes volúmenes de gas adsorbido.

2.11. Perfil de Producción Característico

La mayor parte de los pozos en los campos de shale gas son productores de gas seco (90% de metano). La excepción es la cuenca de Eagle Ford en Estados Unidos. Esta cuenta con zonas donde

los pozos son productores de gas seco, gas húmedo y otras productoras de aceite, también denominado “shale oil”.

Prácticamente, los pozos de shale gas no son productores de agua. El único flujo de agua que se debe de tratar es del agua que se recupera después de un fracturamiento hidráulico.

El perfil de declinación de la producción de los pozos de shale gas muestra un comportamiento único. Los pozos típicamente exhiben características de almacenamiento de gas y flujo vinculadas a la geología y la física (Rushing, et al., 2008).

El rango de producción inicial de un pozo de shale gas horizontal es de 2 a 10 millones de pies cúbicos diarios. Estos gastos sufrirán una rápida declinación; en el primer año, la declinación será del orden de 65-80%, en el segundo año caerá de 35-45% y en el tercer año declinara 20-30%. Después de eso, la tasa de declinación será del 5% anual. Esta producción plana o cola, como se le ha llamado, puede durar desde 25 hasta 30 años (Nome & Jonston, 2008). Sin embargo, se estima que el límite económico de los pozos de shale gas es de 100 MPCD.

Las curvas tipo que se muestran en la **Figura 2.5** y la **Figura 2.6** ejemplificarán el comportamiento descrito:

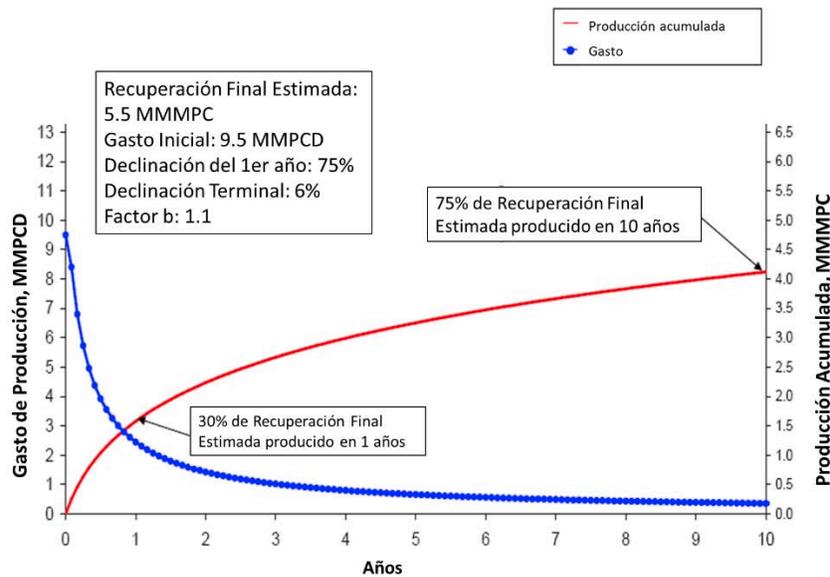


Figura 2.5 Curva tipo de la formación Eagle Ford (Modificado de EIA, 2011)

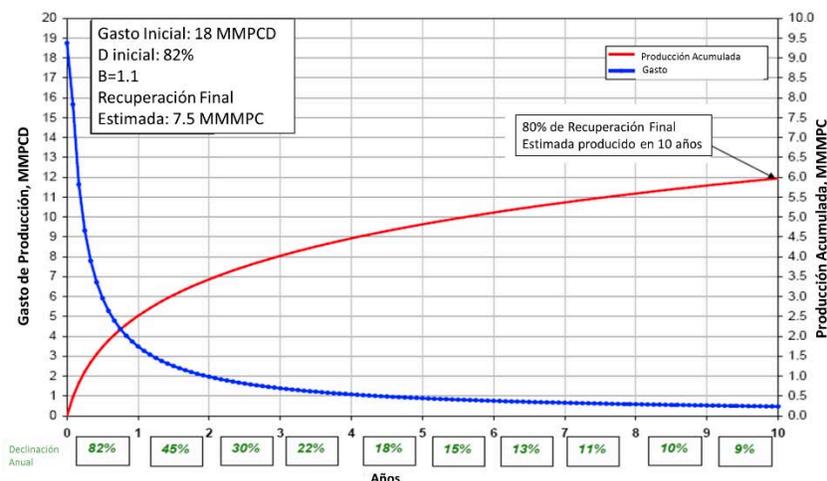


Figura 2.6 Curva tipo de la formación Haynesville (Modificado de EIA, 2011)

2.12. Sistemas Biogénicos y Termogénicos

El gas natural de shale puede generarse de dos maneras, en un sistema biogénico o en un sistema termogénico. En un sistema biogénico, el gas se origina debido a la acción de microorganismos que descomponen las moléculas de la materia orgánica que se encuentra dentro de la formación. En un sistema termogénico, la generación del gas es debido al rompimiento de las moléculas de la materia orgánica debido a la profundidad y la temperatura.

Hay pocos casos de sistemas biogénicos que producen gas de manera económica. En Estados Unidos: la formación Antrim, en Michigan y la formación de New Albany, en Illinois e Indiana; tienen su gas generado de manera biogénica. Los pozos que producen de estas formaciones tienen baja producción de gas: 135 MPCD. Sin embargo, estos producirán por un largo periodo (20 años). Desafortunadamente, se deberá implementar un proceso de deshidratación del gas debido a que vendrá acompañado, o precedido, de grandes volúmenes de agua (Kennedy, et al., 2012).

La mayor parte de los yacimientos de shale gas generan su gas de sistemas termogénicos. El gas termogénico ocurre debido a un rompimiento térmico primario de la materia orgánica en fase gaseosa. Posteriormente, puede ocurrir un rompimiento térmico secundario sobre el líquido remanente. La madurez térmica de estos yacimientos determinará el tipo de hidrocarburo que se genere. El gas producido en un ambiente termogénico será relativamente seco (Economides & Martin, 2007).

2.13. Presión del Yacimiento

En yacimientos convencionales de aceite y gas, la presión es una propiedad clave del yacimiento para predecir su desempeño. El gasto de producción estará en función de la presión, misma que regirá la recuperación final.

Los yacimientos de shale gas pueden clasificarse de tres maneras debido a su presión:

- ◆ Yacimientos con presión normal.
- ◆ Yacimientos ligeramente sobrepresionados.
- ◆ Yacimientos altamente sobrepresionados.

Los yacimientos altamente sobrepresionados tienen una producción inicial elevada y una recuperación mayor que los demás. Esto se puede observar en la curva tipo de la formación de Haynesville (Figura 2.6), que es un yacimiento altamente sobrepresionado.

Las elevadas presiones también tienen efecto sobre el diseño del fracturamiento hidráulico, principalmente en la selección del apuntalante. Esto debido a que las altas presiones son capaces de romper a ciertos tipos de apuntalantes.

2.14. Ambiente de Depósito

El ambiente de depósito es una característica del yacimiento muy importante de conocer, principalmente si es marino o terrestre, ya que indica cómo se comportará el yacimiento.

Las formaciones que se depositan en un ambiente marino tienen poca cantidad de arcilla y alta cantidad de materiales frágiles (cuarzo, feldspatos, carbonatos). Esto las hace muy buenas para las actividades de fracturamiento hidráulico.

Las formaciones que se depositan en ambientes continentales, ya sea lacustres o fluviales, tienen un alto contenido de arcilla y materiales dúctiles. Lo anterior genera dificultades para el fracturamiento hidráulico.

Si la formación se deposita en un sistema de transición, tendrá la característica de poseer un alto índice de COT. También tendrá una elevada presencia de cuarzos y una baja presencia de arcillas. Debido a esto, se mostrará favorable al fracturamiento hidráulico y tendrá una recuperación final muy elevada.

En cambio, si se deposita en un sistema de regresión, su índice de COT será bajo. Poseerá pocos componentes de cuarzo y una alta cantidad de arcillas. La formación depositada en este periodo será menos reaccionante al fracturamiento hidráulico y su recuperación final será baja.

El ambiente de depósito para los yacimientos de shale gas puede ser considerado más importante que el espesor de la formación (Kennedy, et al., 2012).

3. Estrategias de Exploración para Shale Gas

3.1. El Ciclo de Vida de los Yacimientos No Convencionales

Este método analítico fue sugerido por Kennedy, et al, 2012. En él se proponen cinco fases para el análisis, desarrollo y producción de los yacimientos de gas no convencionales. Así como se muestra en la **Figura 3.1**. El ciclo está compuesto por cinco fases: exploración, evaluación, desarrollo, producción y rejuvenecimiento.

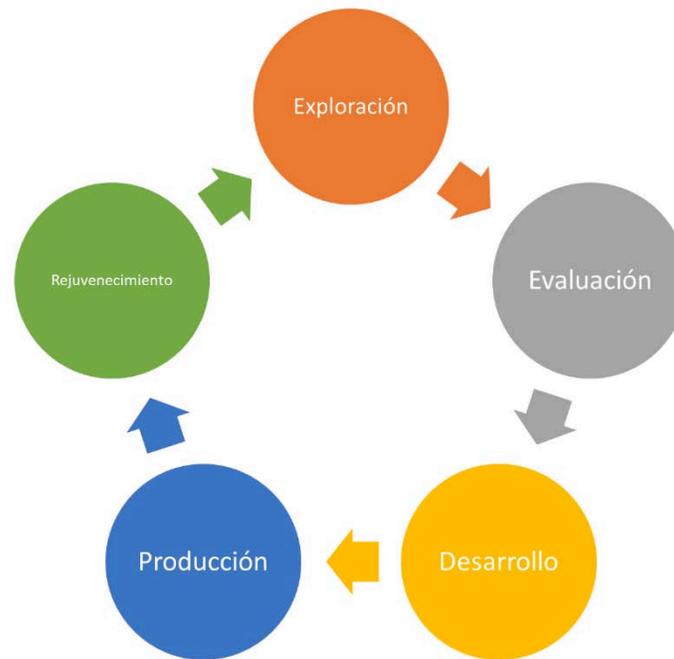


Figura 3.1 Ciclo de Vida de Yacimientos No Convencionales (Modificado de Kennedy, et al., 2012)

La toma de decisiones en cada fase afecta al factor de recuperación final del yacimiento. Debido a la alta complejidad de los yacimientos de shale gas, no habrá dos yacimientos cuyo plan de explotación sea el mismo. De igual manera, la decisión que sea tomada tendrá repercusiones en fases posteriores, esto porque cada fase del ciclo cuenta con diferentes objetivos y desafíos.

3.2. Objetivos de la Exploración

Los principales objetivos de la fase de exploración son (Kennedy, et al., 2012):

- ◆ Realizar un estudio de detección de la cuenca para identificar las áreas clave de explotación y para determinar una estimación inicial de volumen de gas in situ.
- ◆ Empezar a caracterizar el yacimiento.

- ◆ Determinar el valor económico inicial y el potencial del yacimiento.

3.3. Estudio de Detección

Cuando se descubre una nueva cuenca, es de vital importancia realizar un estudio de detección. El principal objetivo del estudio será el de localizar las áreas claves de explotación. Al comparar los datos de producción de pozo a pozo en formaciones de shale gas, se puede observar que existen muy pocos pozos productores y estos se encuentran rodeados por grandes áreas de pozos con una producción de gas menor.

Las áreas clave de explotación están en función de (Kennedy, et al., 2012):

- ◆ Carbono Orgánico Total.
- ◆ Madurez térmica.
- ◆ Espesor.
- ◆ Volumen de gas inicial.
- ◆ Fracturas naturales.
- ◆ Mineralogía.
- ◆ Esfuerzo geomecánico del área.

Las áreas clave de explotación no son necesariamente áreas clave económicamente hablando. También, aunque una región cumpla con muchos de los elementos para ser considerado un área clave de explotación pero no muestra una favorabilidad al fracturamiento hidráulico, no será un área clave de explotación.

Es importante desarrollar las áreas clave de explotación primero y, posteriormente, las demás áreas.

Los datos que deben de ser recopilados y analizados durante el estudio de detección de la cuenca son los siguientes (Kennedy, et al., 2012):

- ◆ Geología.
 - ◆ Sedimentología.
 - ◆ Estratigrafía.
 - ◆ Ambiente de depósito.
- ◆ Geoquímica.
 - ◆ Carbono Orgánico Total.
 - ◆ Estimación de una reserva inicial.

- ◆ Madurez Térmica.
- ◆ Tipo de hidrocarburo.
- ◆ Definir si el esquisto es una roca generadora.
- ◆ Geomecánica.
 - ◆ Régimen de esfuerzo para la perforación.
 - ◆ Diseño del fracturamiento.
- ◆ Petrofísica.
 - ◆ Tipo de roca.
 - ◆ Litología.
 - ◆ Mineralogía.
 - ◆ Porosidad.
- ◆ Datos de pozos existentes.

3.4. Caracterización Inicial

Para realizar una caracterización inicial del yacimiento, se debe de correlacionar la información generada por la sísmica 3D y la geofísica.

La información que se obtiene comúnmente de la sísmica 3D es sobre fallas, el espesor de la formación, profundidad y continuidad lateral (Kennedy, et al., 2012). Además se puede:

- Identificar las áreas de mayor Carbono Orgánico Total utilizando la impedancia acústica.
- Incrementar el conocimiento de las fracturas naturales usando los atributos sísmicos.
- Ayudar en la identificación de las áreas claves de explotación ocupando correlaciones sísmicas.

Durante las fases de Exploración, Evaluación, Desarrollo y Rejuvenecimiento del ciclo de vida del yacimiento, la información sísmica permanecerá relevante.

Acerca de los registros geofísicos, la información para realizar un análisis petrofísico deberá ser obtenida de los registros de agujero descubierto (convencionales, neutrón, espectroscopía) y los núcleos de pozos exploratorios. También los registros de imagen de pozo y los registros de resonancia magnética proveen de información necesaria para los yacimientos de shale gas (Holditch, 2006).

El análisis de los núcleos, ya sea de fondo o de pared, es obligatorio para poder calibrar los registros geofísicos.

3.5. Desafíos en la Exploración de Shale Gas

Las técnicas desarrolladas para aplicarse en yacimientos convencionales no pueden ser utilizadas directamente en los yacimientos de shale gas. Estas se modifican para su uso pero estrictamente no deberían ser aplicadas. Debido a esto, se buscan nuevas técnicas que mejoren y reemplacen a las personalizadas. Estas incluyen (Arogundade & Sohrabi, 2012):

- ◆ Determinación de las propiedades físicas de los yacimientos.
- ◆ Flujo no-darciano.
- ◆ Herramientas predictivas para pronosticar la producción.
- ◆ Equilibrio Capilar Instantáneo

3.6. Determinación de las Propiedades Físicas del Yacimiento

La permeabilidad, saturación de agua, la presión capilar y la permeabilidad relativa son propiedades físicas del yacimiento que no pueden ser determinadas mediante el uso de técnicas convencionales. Debido a que al ser delimitadas existe un gran margen de error, los simuladores reciben datos de entrada erróneos y por lo tanto, realizan una simulación irreal.

3.7. Medición de la Permeabilidad

Durante la etapa de caracterización del yacimiento, es importante medir con certeza la permeabilidad de este. En los yacimientos de shale gas, este proceso se complica. Al utilizar los métodos convencionales de medición de permeabilidad, se producen resultados que no son característicos del comportamiento real del yacimiento. Además, las mediciones de permeabilidad obtenidos de dos laboratorios diferentes pueden arrojar resultados que varían por un orden de magnitud de dos o tres (Passey, et al., 2010).

Debido a lo anterior, se han desarrollado métodos para la medición de la permeabilidad que produzcan resultados más correctos. Estos métodos son: el método de estado estacionario y el método del deterioro del pulso de la permeabilidad.

Klinkenberg (1941) observó el efecto del deslizamiento del gas y definió un factor de deslizamiento para corregir el efecto de deslizamiento en las mediciones de permeabilidad del gas. Este factor es conocido como el Factor de Deslizamiento de Klinkenberg.

El efecto de flujo inerte se presenta cuando existen elevados gastos. Ocurre en el momento en que se eleva la presión sin existir un aumento de velocidad en el gasto. El incremento de presión causa que el gas viaje a una mayor velocidad dentro de los nanoporos pero lo desacelera al acercarse a espacios porosos más grandes (Rushing, et al., 2003).

Existen dos razones por las cuales el gasto se mantiene a una velocidad constante:

- ◆ El gasto permanece constante debido a la desaceleración de las moléculas de gas dentro de los poros más grandes lo cual desacelera a las moléculas subsecuentes.
- ◆ En los poros más compactos, donde se incrementa la velocidad, puede existir un efecto de cizallamiento viscoso que resulta en pérdida de energía mediante calor lo cual mantiene a la velocidad constante.

3.7.2. Método de Estado Estacionario para Estimar la Permeabilidad

En el método de estado estacionario, se inyecta nitrógeno en la muestra a un gasto constante. Se sigue inyectando fluido hasta que se alcance un estado estacionario, indicado por una caída de presión constante y una saturación de la muestra constante. Rushing et al (2003) demostró que este método para medir la permeabilidad obtiene resultados más confiables que con el método de estado no-estacionario donde se sobreestimaban los valores de permeabilidad corregidos por Klinkenberg como se observa en la **Figura 3.3**.

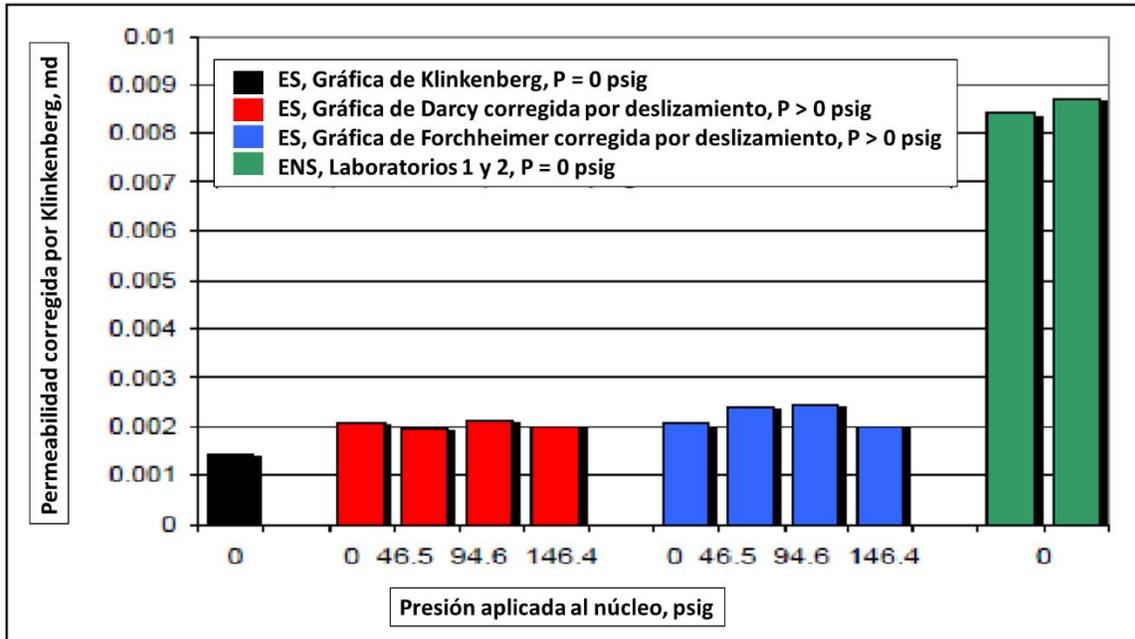


Figura 3.3 Comparación de Permeabilidades Corregidas por Klinkenberg de Estado Estacionario (ES) y Estado No-Estacionario (ENS) a Varias Presiones de Inyección (Modificado de Rushing, et al., 2003)

3.7.3. Método de Deterioro del Pulso

El método de deterioro del pulso fue desarrollado originalmente para medir la permeabilidad de rocas compactas y materiales sintéticos (Arogundade & Sohrabi, 2012). Este método consiste en saturar la muestra a una presión de poro fija para posteriormente transmitir un pulso de presión diferencial a través de la muestra (**Figura 3.4**). Conforme el pulso se propaga a través de la muestra, un sistema computarizado de adquisición de datos registra la presión diferencial a lo largo de la muestra, la presión de salida y el tiempo (Core Lab, 2015).

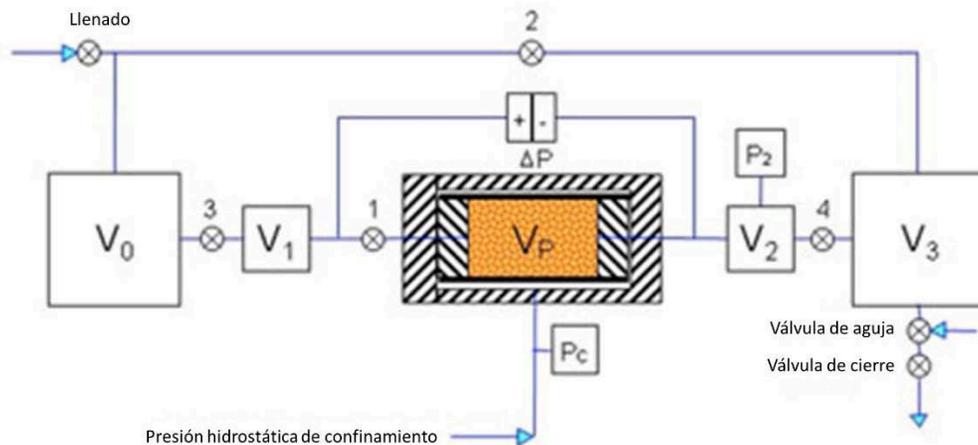


Figura 3.4 Diseño del Equipo de Deterioro del Pulso (Modificado de Core Lab, 2015)

Con los datos obtenidos en una gráfica semi-log se grafican los ΔP contra el tiempo. La permeabilidad se calcula a partir de una regresión lineal. El uso de pequeñas diferencias de presión minimiza los efectos por flujo no-darciano.

3.8. Medición de la Saturación de Agua

Actualmente no existe un método estandarizado para medir la saturación de agua en los yacimientos de shale gas. Los dos métodos que más se utilizan, a pesar de tener variaciones significantes en sus resultados, son el método de Dean-Stark y el método de la retorta (Arogundade & Sohrabi, 2012).

El método de Dean-Stark (**Figura 3.5**) consiste en elevar la temperatura de un solvente (el cual puede ser miscible o inmisible con el agua) hasta la temperatura de ebullición del agua de manera que el agua sea separada de la mezcla por evaporación. Posteriormente el agua evaporada es condensada y medida. La principal causa de error en este método radica en la recuperación y preservación del núcleo donde se puede perder la saturación del agua (Clarkson, et al., 2011).

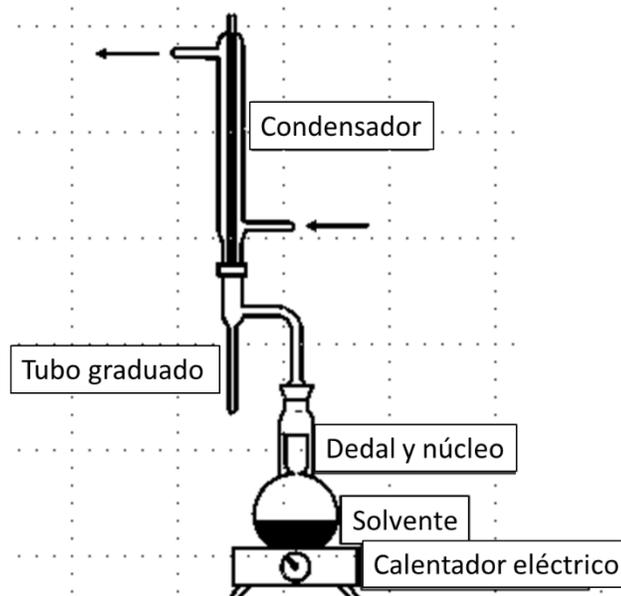


Figura 3.5 Método de Dean-Stark (Modificado de Crain, 2015)

El método de la retorta (**Figura 3.6**) utiliza muestras de núcleo molido y es calentado hasta 650 °C para evaporar a los líquidos presentes. El fluido evaporado es condensado y medido de la misma manera que en el método de Dean-Stark. Otras muestras más pequeñas del núcleo son utilizadas para estimar la saturación de gas mediante la inyección de mercurio. El mercurio ocupa los poros

que el gas previamente habitaba. Los errores de este método ocurren cuando se utilizan muestras diferentes para la retorta y la inyección de mercurio, debido a que se asume que las muestras son completamente idénticas (Clarkson, et al., 2011).

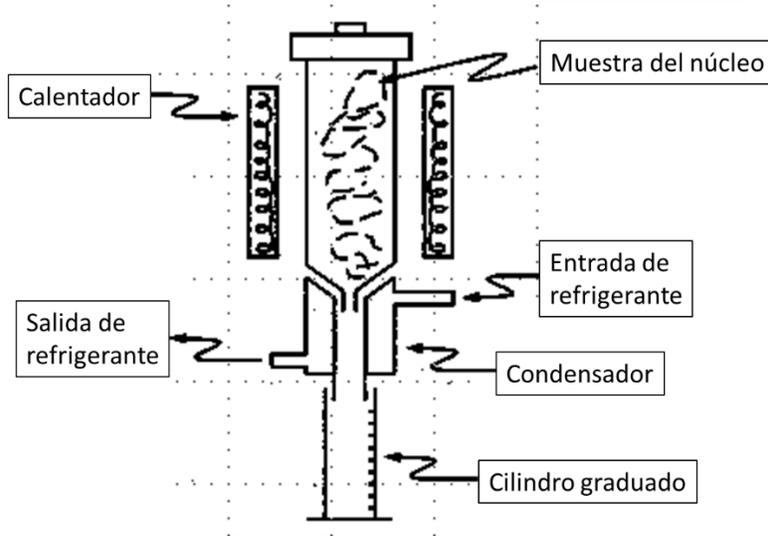


Figura 3.6 Método de la Retorta (Modificado de Crain, 2015)

3.9. Medición de la Presión Capilar

La presión capilar de los yacimientos de shale gas es muy alta debido a lo compacta que es la formación. Sin embargo, al fracturar la roca, la presión capilar se reduce prácticamente a cero debido a la alta conductividad de la fractura creada. Los métodos convencionales para medir la presión capilar no aplican en estas formaciones debido a su baja saturación de agua congénita y alta presión capilar por lo que se recomienda combinar más de un método para estimar las curvas de presión capilar de los yacimiento de shale gas (Arogundade & Sohrabi, 2012).

Los métodos que se utilizan en la determinación de la presión capilar son:

- ◆ Método de Placa Porosa.
- ◆ Método Centrifugo.
- ◆ Método de Desorción de Vapor

El método de placa porosa requiere de un material permeable con características de mojabilidad y una distribución uniforme de tamaño de poros que puedan soportar altas presiones, e. g. cerámica o plástico (Newsham, et al., 2004).

El procedimiento consiste en colocar una muestra de roca saturada de agua sobre la placa porosa en una cámara llena de gas (**Figura 3.7**). Posteriormente, la presión en la fase gaseosa es incrementada lo cual causará que el gas desplace al agua de la muestra a través de la placa porosa. La diferencia de presión entre el gas y la parte inferior de la placa es la presión capilar para esa saturación de agua. El método continúa incrementando por etapas la presión de la fase gaseosa, incrementando así la presión capilar.

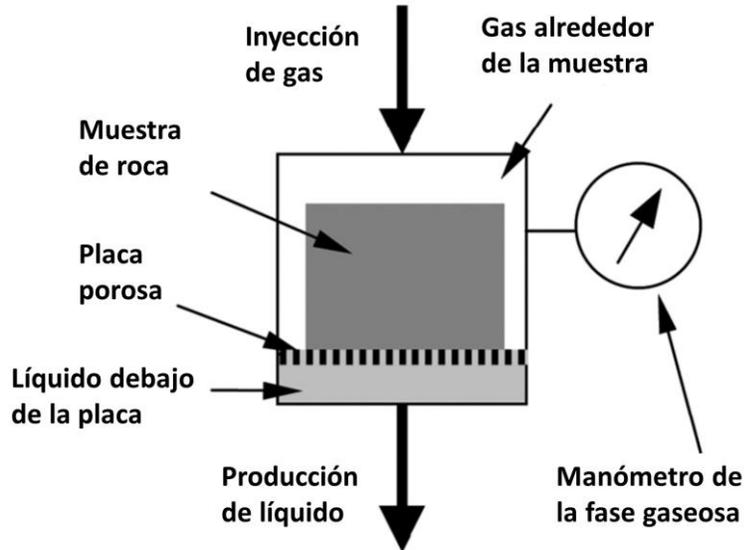


Figura 3.7 Método de la Placa Porosa (Modificado de SPE, 2015)

El método centrífugo obliga a salir a los líquidos de la muestra mediante el uso de una fuerza rotacional a distintas etapas de velocidad (**Figura 3.8**). Es una forma más rápida de estimar la presión capilar y puede realizarse a condiciones de presión y temperatura de yacimiento (Newsham, et al., 2004).

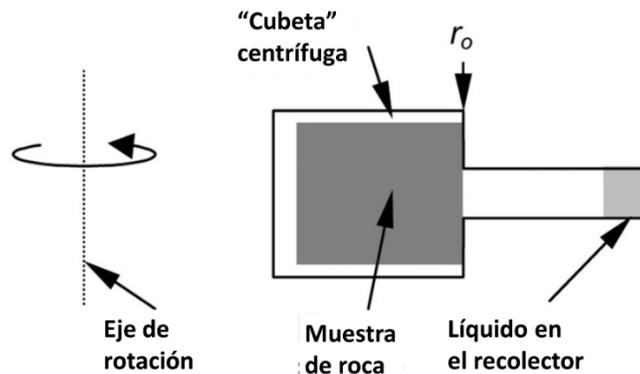


Figura 3.8 Método Centrífugo (Modificado de SPE, 2015)

El método de desorción de vapor (**Figura 3.9**) está basado en que la presión capilar es una función de la presión de vapor y que la presión de vapor por encima del volumen de líquido es una función de la curvatura de la superficie de líquido (Newsham, et al., 2004). Por lo tanto, la presión capilar se calcula controlando la humedad relativa de la muestra (lo cual disminuye la presión de vapor). Esto se logra a través de cámaras de humedad donde se controla la humedad relativa de la muestra mediante el uso de diferentes concentraciones de sal en una solución líquida.

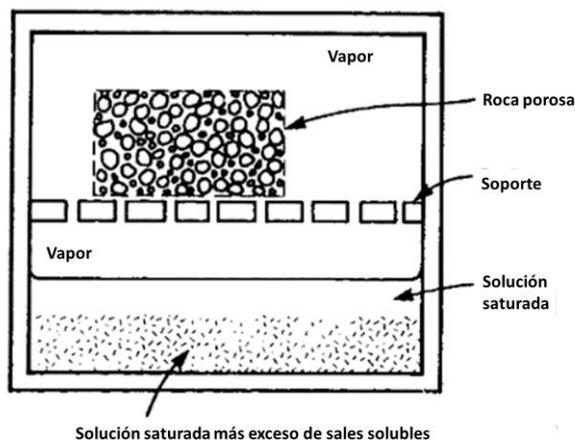


Figura 3.9 Método de Desorción de Vapor (Modificado de Melrose, 1987)

3.10. Permeabilidad Relativa

La inyección de agua durante el fracturamiento hidráulico tiene un impacto en la permeabilidad relativa. La zona invadida por el agua del fracturamiento tiene un conjunto de curvas de permeabilidad relativa distintas a las de la matriz (**Figura 3.10**).

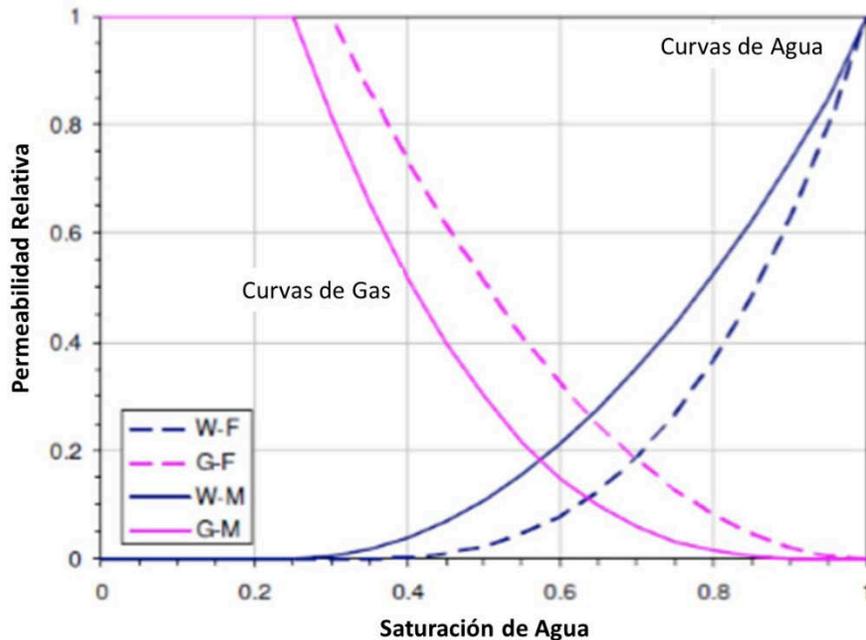


Figura 3.10 Curvas que Muestran los Dos Conjuntos de Curvas de Permeabilidad Relativa para un Sistema de Fractura y Matriz (Modificado de Cheng, 2010)

Inicialmente al comienzo de la producción después de un proceso de fracturamiento hidráulico, el agua producida tiene una alta salinidad pero esta rápidamente cae de forma gradual durante el proceso de producción, que indica que el fluido de formación salino permanece inmóvil mientras que el agua inyectada durante el fracturamiento hidráulico posee una mayor movilidad (Novlesky, et al., 2011).

La movilidad de la fase gaseosa es afectada por la saturación de la fase mojanete. Esta se obtiene a través de una medición de permeabilidad relativa. Normalmente, en los yacimientos de shale gas, medir la permeabilidad relativa también cuenta con sus desafíos, donde se han desarrollado técnicas de estado estacionario y estado no-estacionario pero también presentan sus problemas (Clarkson, et al., 2011).

Los principales desafíos que se encuentran en las mediciones de la permeabilidad relativa en los yacimientos de shale gas involucran a los efectos de flujo no-darciano los cuales deben de tomarse en cuenta y ser corregidos. Los errores se pueden evitar si se presta mucha atención a la temperatura y la saturación (Rushing, et al., 2003). En los núcleos de alta permeabilidad, la permeabilidad del gas es muy afectada por la saturación del agua a comparación de muestras de baja permeabilidad, la cual puede tener efectos negativos en la permeabilidad del gas (Clarkson, et

al., 2011). Este efecto se puede presentar de manera especial después del fracturamiento hidráulico formando un bloque de agua.

3.11. Equilibrio Capilar Instantáneo

La mayoría de los simuladores utilizan el modelo de equilibrio capilar instantáneo, el cual no es capaz de modelar los yacimientos no convencionales. Andrade et al (2010) explicaron cómo el modelo de equilibrio capilar instantáneo no aplica en la simulación de shale gas.

Se asume que se tiene un tubo cónico mojado por agua de radio infinitesimal, un yacimiento infinito de agua a una presión de P_{wr} en la parte cónica pequeña y un yacimiento infinito de gas a una presión de P_{gr} en la parte cónica grande como de muestra en la **Figura 3.11**.

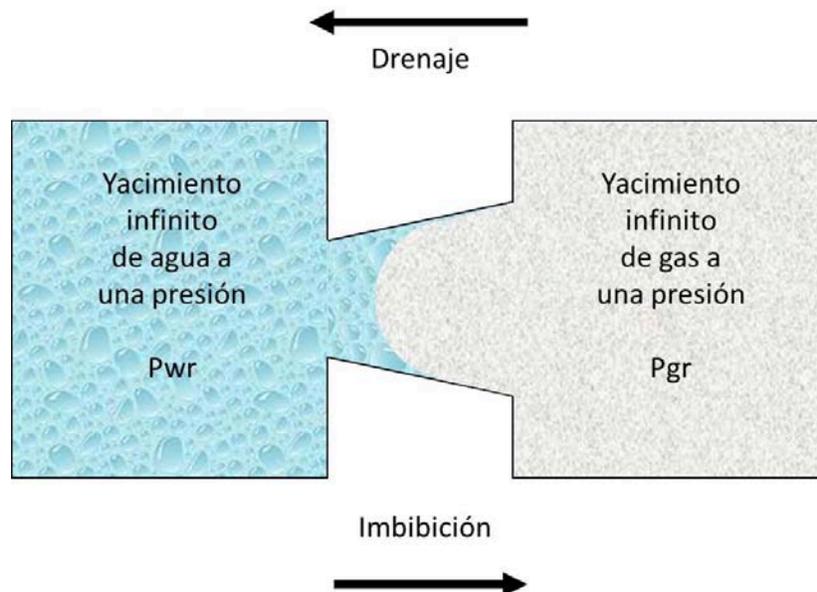


Figura 3.11 Ilustración del Problema de la Presión Capilar Instantánea (Modificado de Andrade, et al., 2010)

Cuando la presión del yacimiento infinito de agua es reducida mediante el drene de esta, la velocidad de flujo de la interfaz agua-gas hacia la izquierda (hacia el extremo pequeño del cono) está dictado por la velocidad a la que el agua pueda fluir por este extremo. Mientras esto ocurre, el gas fácilmente se expande (debido a su muy alta compresibilidad) para llenar ese vacío y alcanzar un nuevo equilibrio de nivel y de presión capilar. En este caso el modelo de presión capilar instantánea permanece válido.

Por lo contrario, si el yacimiento de gas es explotado a una alta velocidad existirá una disminución de su presión. Esto ocasionará una caída repentina de presión en el tubo capilar, sin embargo, el

agua que se encuentra en el tubo capilar debido a su baja compresibilidad no logrará moverse instantáneamente hacia el extremo derecho para ocupar el espacio vacío. De esta manera, al aplicar el principio de presión capilar instantánea se obtiene una presión negativa lo cual es incorrecto.

3.12. Valor Económico Inicial del Yacimiento

De los datos obtenidos en el estudio inicial de detección: el volumen inicial de reserva de gas y la caracterización del yacimiento; se puede realizar una evaluación del potencial del yacimiento.

Los factores que afectan la evaluación económica son: el precio del gas, las regulaciones del país y la infraestructura disponible. Estos factores determinaran el valor económico del yacimiento (Martin & Eid, 2011).

4. Evaluación y Desarrollo de Shale Gas

4.1. Objetivos de la Evaluación

Los principales objetivos de la fase de evaluación son (Kennedy, et al., 2012):

- ◆ Perforar los pozos de evaluación.
- ◆ Construir el modelo para la simulación.
- ◆ Generar el plan de desarrollo del campo.
- ◆ Validación del aspecto económico del yacimiento.

4.2. Pozos de Evaluación

En la etapa de evaluación se perforan más pozos que en la fase de exploración. Los pozos de esta fase se realizan con el objetivo de evaluar el potencial del yacimiento y son de dos tipos: verticales y horizontales.

Los pozos verticales se emplean para obtener información de la columna geológica e interpretar los datos de los registros geofísicos. Por su parte, los pozos horizontales permiten corroborar el diseño del fracturamiento hidráulico y de terminación del pozo; obteniendo la longitud lateral óptima de la fractura.

La perforación de estos pozos continúa a lo largo de la vida del proyecto, con el fin de caracterizar el yacimiento. Así mismo, inician con el proceso de la optimización de la perforación.

4.3. Pronóstico de la Producción

En los yacimientos de shale gas, es difícil estimar el volumen de reserva recuperable y el tiempo de vida económica de los pozos. Estas estimaciones se pueden realizar de dos formas:

- ◆ Mediante el análisis de los datos de producción.
- ◆ Mediante la simulación del yacimiento.

4.3.1. Análisis Mediante Datos de Producción.

El análisis de curvas de declinación es un método aceptado para estudiar los yacimientos convencionales, pero sigue en constante desarrollo para los no convencionales.

A diferencia de los yacimientos convencionales, donde se pueden realizar análisis de curvas de declinación tanto en escala de pozo como de yacimiento; en pozos de shale gas solamente se puede realizar un análisis de pozo a pozo y obtener la estimación de las reservas recuperables del yacimiento.

El flujo en los pozos de shale gas fracturados hidráulicamente ocurre en tres regímenes de flujo dominante como se muestra en la **Figura 4.1**, estos son:

- ◆ Un periodo de flujo de tiempo temprano donde el flujo es de las fracturas hidráulicas.
- ◆ Un periodo de flujo de tiempo intermedio donde el flujo es de la matriz y las fracturas.
- ◆ Un periodo de flujo de tiempo tardío donde el flujo es predominantemente de la matriz.

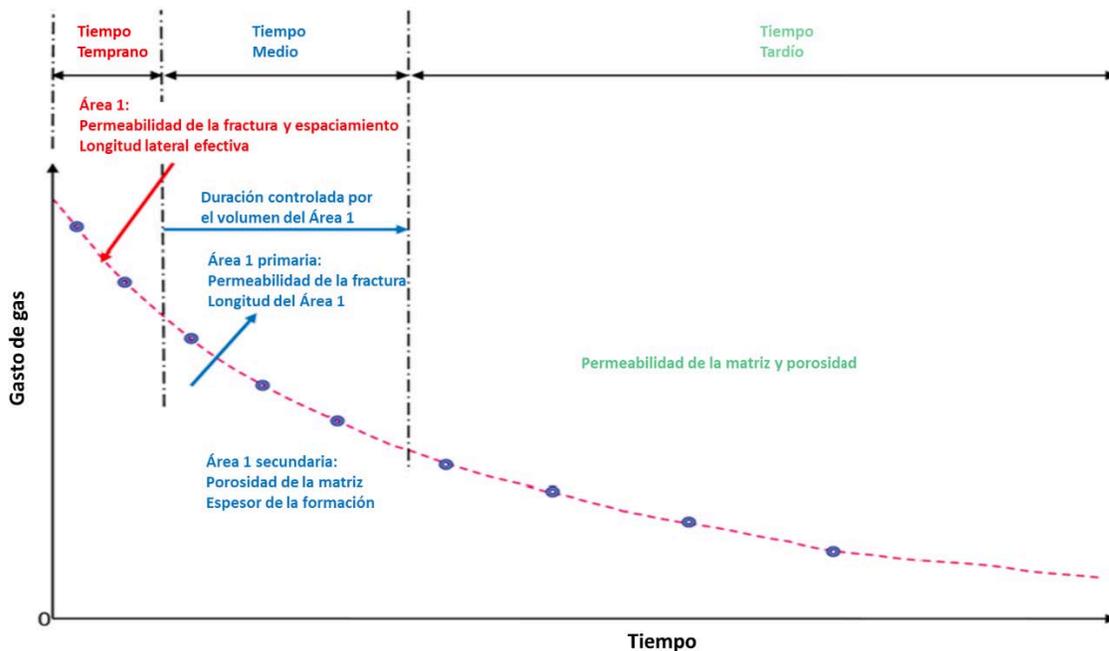


Figura 4.1 Parámetro de Ajuste de Pozos Horizontales (Modificado de Strickland, et al., 2011)

El análisis de curvas de declinación de Arps (también conocido como modelo de declinación hiperbólico) se encuentra disponible en el software comercial y permite el análisis de datos de producción de los yacimientos de shale gas. Este debe ser utilizado con precaución, debido a que la baja permeabilidad del yacimiento, ocasiona que el periodo de flujo transitorio sea muy extenso, llegando a durar años en algunos casos (Strickland, et al., 2011).

La **Ec. 4.1** explica en términos generales la relación del gasto con respecto al tiempo, donde D_i y q_i denotan el ritmo de la declinación inicial y el gasto de la producción inicial respectivamente y b

representa el exponente de declinación (Arps, 1945). El valor que el exponente de declinación tome determinará la forma que la ecuación de Arps toma. La Ec. 4.1 es la forma hiperbólica de la ecuación de Arps donde el valor de b se encuentra entre cero y uno. Si b toma el valor de cero la ecuación se convierte en la forma exponencial (Ec. 4.2). Si b toma el valor de uno la ecuación adquiere la forma armónica (Ec. 4.3).

$$q(t) = \frac{q_i}{[1 + bD_i t]^{1/b}} \quad (4.1)$$

$$q(t) = q_i e^{(-D_i t)} \quad (4.2)$$

$$q(t) = \frac{q_i}{[1 + D_i t]} \quad (4.3)$$

Si el análisis de Arps es utilizado en flujo transitorio, se puede sobre estimar el valor de las reservas por un factor de dos o tres debido a un elevado factor b mayor a uno, a diferencia del exponente hiperbólico cuyo valor se encuentra entre cero y uno para periodos de flujo dominados por la frontera (Strickland, et al., 2011).

Rushing et al en 2007 establecieron que la ecuación de Arps asume los siguientes argumentos:

- ◆ La extrapolación de la curva que mejor se alinea a la producción actual o histórica es precisa para las tendencias futuras.
- ◆ No habrá un cambio mayor a las condiciones de operación o desarrollo del campo actual que puedan afectar al ajuste de la curva y al pronóstico futuro.
- ◆ La presión de fondo fluyendo del pozo es constante.
- ◆ El pozo se encuentra en un flujo dominado por la frontera.
- ◆ El pozo está fluyendo a su máxima capacidad o cerca de esta.

Como se dijo anteriormente, el uso de la ecuación de Arps solo es válida en el estudio de yacimientos no convencionales después de que el yacimiento ha llegado a un periodo de flujo dominado por la frontera.

Recientemente se han desarrollado nuevos métodos de análisis de curvas los cuales aún no han sido añadidos a los softwares comerciales pero se ha demostrado que requieren de menos datos de entrada que el análisis hiperbólico. Estos métodos son:

- ◆ La función exponencial de ley de potencias.
- ◆ La función exponencial ajustada.

Estos modelos no serán abordados a profundidad, pero se mencionan para enlistar las diferencias sustantivas entre estas técnicas de evaluación modernas y las tradicionales.

4.3.2. Análisis Mediante Modelo de Simulación.

El uso de las herramientas convencionales de ingeniería de yacimientos es inadecuado debido a que estas no son capaces de considerar el cambio de las características del yacimiento debido al fracturamiento hidráulico (Vassilellis, et al., 2010). Este nuevo y alterado yacimiento debe de ser descrito y modelado de manera correcta para poder pronosticar con certeza la producción a largo plazo y las reservas recuperables.

Andrade et al (2010) identificaron las áreas de los simuladores comerciales donde se realizan estimaciones irreales para los yacimientos de shale gas, estas son:

- ◆ La suposición del equilibrio capilar instantáneo (capítulo 3.11).
- ◆ El flujo darciano da una descripción completa del régimen de flujo (capítulo 3.7.1).
- ◆ La permeabilidad relativa no es dependiente del gasto (capítulo 3.10).

Estas suposiciones hacen que el ajuste del histórico sea menos preciso, debido a que predice erróneamente el volumen de agua producida y tiene un manejo muy pobre de los cambios de gastos de gas con respecto al tiempo, lo cual da por resultado un mal modelado de la producción de gas.

Vassilellis et al (2010), introdujeron un enfoque multidisciplinario llamado “ingeniería de shales”. Esta involucra las disciplinas de geología, petrofísica, geomecánica, geoquímica, sismología y la ingeniería para desarrollar tres modelos: modelo de yacimiento, modelo de pozo y modelo de fracturamiento. La aplicación de este método ha logrado un modelado más comprensible de estos complejos yacimientos.

Las características del modelado por ingeniería de shales son:

- ◆ Está basado en la geomecánica.

- ◆ Implementa las propiedades físicas de la roca.
- ◆ Describe las propiedades del yacimiento inducido después del fracturamiento.
- ◆ Ajusta el comportamiento de producción observado.
- ◆ Interpreta e implementa la microsísmica.
- ◆ Optimiza el diseño del pozo y el plan de desarrollo del campo.
- ◆ Brinda predicciones tempranas del comportamiento de la producción a largo plazo.

4.4. Plan de Desarrollo del Campo

El plan de desarrollo del campo es el proceso responsable de la planeación de la explotación del yacimiento. En este se define el tipo y número de pozos, el ritmo de perforación y las formaciones que se explotarán. El plan de desarrollo deberá contener elementos fundamentales de los pozos como (Kennedy, et al., 2012):

- ◆ Tipo de pozo.
- ◆ Posicionamiento.
- ◆ Profundidad.
- ◆ Dirección.
- ◆ Espaciamiento.

Es importante conocer el régimen de esfuerzo del yacimiento debido a que perforar pozos dentro de la dirección principal de esfuerzo maximiza la intersección de las fracturas hidráulicas con las fracturas naturales existentes. El plan de desarrollo del campo usualmente incluye el diseño de la perforación y de la terminación.

Para poder desarrollar los yacimientos de shale gas se requieren de una gran cantidad pozos, respecto a un desarrollo en yacimientos convencionales. En promedio, el espaciamiento de pozos en los campos de shale gas es de 560 metros. Normalmente para poder producir un billón de pies cúbicos de gas se necesitan perforar de 200 a 300 pozos (EIA, 2011).

4.5. Validación del aspecto Económico del Yacimiento

Al recolectar la información obtenida de la perforación de los pozos de evaluación, conocer los aspectos únicos del yacimiento, haber caracterizado el yacimiento y tener certeza en la generación de los pronósticos de producción, se puede realizar la evaluación económica del yacimiento. Es la

evaluación económica la que define si se procederá con el desarrollo del campo o no (Kennedy, et al., 2012).

4.6. Objetivos de la Fase de Desarrollo

Los principales objetivos de la fase de desarrollo son (Kennedy, et al., 2012):

- ◆ La implementación del Plan de Desarrollo del Campo.
- ◆ Colocación de las instalaciones superficiales de producción y de exportación, incluyendo las estaciones de compresión y gasoductos.
- ◆ Diseño de los pozos y optimización de los costos de perforación.
- ◆ Refinación y optimización de los diseños de fracturamiento hidráulico y terminación de pozos.

4.7. Implementación del Plan de Desarrollo

Debido al gran número de pozos que se contemplan en el plan de desarrollo del campo, la implementación de este debe ser canalizada en el movimiento de equipos.

El movimiento de equipos consiste en programar a todos los equipos de perforación disponibles con las localizaciones donde se llevará a cabo la perforación de los pozos. Al realizarse se debe tener en consideración las distancias que deben ser recorridas por los equipos de manera que el tiempo de traslado sea optimizado. Este proceso es el responsable del manejo de los tiempos de perforación y terminación.

Así mismo, durante la implementación del plan de desarrollo se realizan análisis del índice de productividad de los pozos que ya han sido perforados y terminados. En el momento en que el pronóstico no cumpla con su la meta prevista, se procede a optimizar los diseños de las perforaciones y las terminaciones (Kennedy, et al., 2012).

El diseño de las instalaciones superficiales será profundizado en el capítulo 8. Sin embargo, se debe tener en cuenta en la implementación del plan de desarrollo que las instalaciones superficiales deben de asegurar su disponibilidad para el momento en el que los pozos sean terminados.

4.8. Diseño de la Perforación

Los primeros pozos que se perforaron para explotar los yacimientos de shale gas fueron verticales. No fue hasta en el 2003 cuando la tendencia cambio radicalmente hacia la perforación de pozos

horizontales y ha continuado hasta la actualidad. La perforación horizontal es una técnica que permite que el pozo entre en contacto con un área significativamente mayor de la formación almacenadora de hidrocarburos. El resultado del nuevo contacto con la formación es el incremento de los gastos de producción y del factor de recuperación. (Speight, 2013).

Debido a esto se han logrado reducir los costos y el tiempo de la perforación a través de la optimización de la perforación y la creación de nuevas tecnologías. Tan solo en Estados Unidos en el 2011 se tenían perforados aproximadamente 55,000 pozos de shale (EIA, 2011). Para poner lo anterior en perspectiva, en todos los campos de México entre el 2002 y el 2012 se han perforado 9,475 pozos siendo 8,603 pozos de desarrollo (PEMEX, 2013).

Algunos de los avances tecnológicos en la perforación de pozos de shale gas son (Kennedy, et al., 2012):

- ◆ Modelado del arreglo de fondo de pozo y de la sarta de perforación para optimizar el desempeño de la perforación.
- ◆ Mejora de adquisición de registros durante la perforación (LWD) y tecnologías de perforación direccional para superar los desafíos de terminación de pozos horizontales.
- ◆ Un innovador sistema rotativo direccional para superar los desafíos de perfiles de pozo complejos.
- ◆ El uso de nuevas barrenas de cortadores fijos para mejorar el rendimiento en las formaciones de shale.
- ◆ Utilizar la adquisición de mediciones durante la perforación (MWD) electromagnética para mejorar el rendimiento de la perforación.

En la actualidad, el costo de la perforación equivale a un 40-50% del costo total del pozo. Todos los pozos de desarrollo del yacimiento son de tipo horizontal. El tiempo de perforación es de 12 a 17 días. La perforación horizontal puede realizarse mediante motor de fondo, sistema rotativo direccional o una combinación de ambos. Principalmente se utilizan barrenas de cortadores fijos.

El lodo de perforación que se utiliza durante la perforación de los pozos de shale gas, después de perforar la parte vertical del pozo, en la mayor parte de los pozos cambian el fluido de perforación a un lodo base aceite para perforar la curva y la lateral. Algunos pozos son perforados con un lodo base agua el cual es amigable con el medio ambiente. El peso del lodo varía según la presión de formación, en estos pozos existen presiones desde normales hasta anormales.

La perforación de un pozo horizontal empieza en la superficie como la de un pozo vertical. Se perfora en varias etapas donde al final de cada etapa, se detiene la operación se baja y cementa una tubería de revestimiento en el pozo. Así continua perforándose hasta que la barrena se encuentra aproximadamente 274 metros por encima de la formación objetivo.

En este punto se saca la tubería, se baja y cementa una tubería de revestimiento (típicamente de 7 pulgadas) y se instala el motor de fondo. El motor de fondo es activado por el flujo del lodo a través de la tubería de perforación. Esto permite que la barrena rote sin necesidad de girar toda la tubería de perforación. Una vez instalado el motor se baja el aparejo y se reanuda la perforación del pozo desviándolo gradualmente hasta llegar a una curva de 90°. Una vez terminada de construirse la curva se continúa perforando de manera horizontal a través de 1.5 kilómetros de la formación objetivo (Speight, 2013). Finalmente, dependiendo del diseño de la terminación, la lateral puede ser revestida por una tubería de 4 ½ o 5 ½ pulgadas.

Un pozo típico de la formación de Marcellus está configurado de la siguiente forma (Williams, et al., 2011) (**Figura 4.2**):

- ◆ Tubería conductora de 20 pulgadas @~18 metros.
- ◆ Tubería superficial de 13 3/8 pulgadas @107-244 metros.
- ◆ Tubería intermedia de 9 5/8 pulgadas @762-1067 metros.
- ◆ Tubería de explotación de 5 ½ pulgadas @3048-4572 metros.

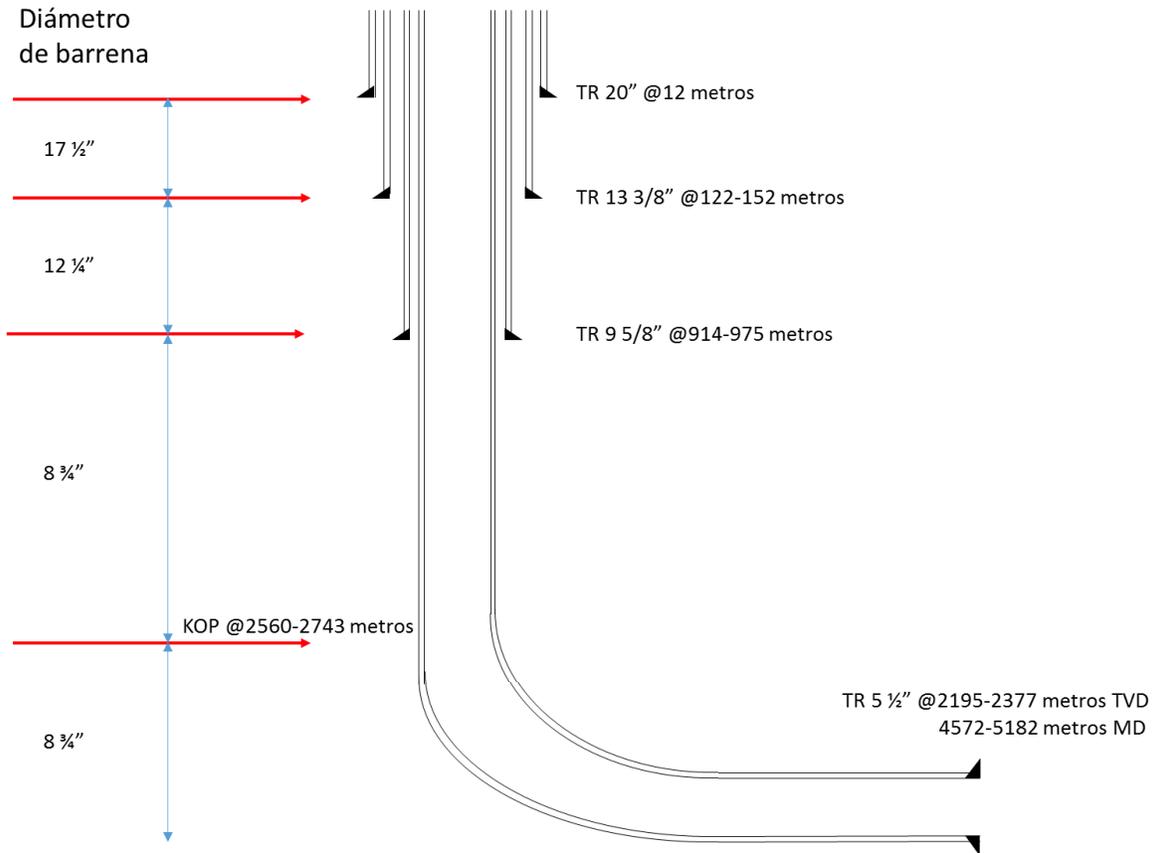


Figura 4.2 Estado Mecánico de un Pozo Horizontal Típico de la Formación Marcellus (Modificado de Williams, et al., 2011)

Las longitudes laterales cortas son más óptimas que longitudes las longitudes laterales largas. Esto es debido a que entre más larga sea la lateral, más posibilidades existen de que se encuentre un riesgo geológico, haya dificultades para iniciar el fracturamiento hidráulico en la punta de la lateral e incluso que se pierda el pozo. Los pozos se perforan en dirección de la normal del esfuerzo máximo.

Una técnica para agilizar la perforación consiste en utilizar unidades móviles de perforación las cuales son movidas en una misma localización. Esto evita la necesidad de desmantelar y reensamblar el equipo de perforación para cada pozo.

Al proceso de perforar múltiples pozos (de 6 a 8 pozos horizontales) en la misma macropera se le conoce como "perforación de macroperas". La macropera drena un área rectangular de aproximadamente 805 metros de ancho y 3219 metros de largo donde la macropera se encuentra en el centro del rectángulo (**Figura 4.3**). La macropera generalmente tiene un área de 16,187-20,234 metros cuadrados que debe ser limpiada, nivelada y acondicionada para colocar el equipo de

perforación, camiones y demás equipo necesario para la perforación y terminación de los pozos. Esto permite desarrollar dos formaciones en dos unidades de espaciamento simultáneamente (Speight, 2013).

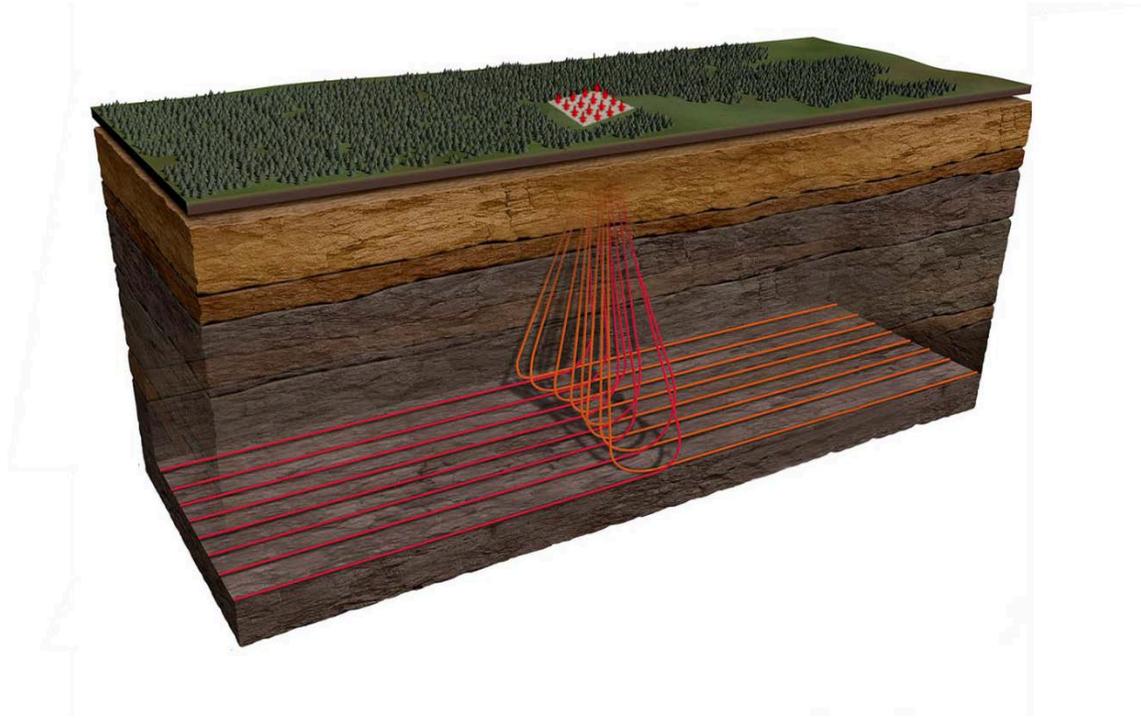


Figura 4.3 Perforación de Macroperas (Modificado de Domínguez, 2013)

La perforación de macroperas puede lograrse mediante el uso de equipos de perforación móviles con el propósito de perforar tantos pozos como sea económicamente posible (**Figura 4.4**). Como se verá en el capítulo 6.5, se considera que perforar más pozos en macroperas ayuda a minimizar el impacto ambiental de la operación de perforación. La perforación de macroperas incrementa la eficiencia de la producción de gas y reduce el costo en infraestructura y uso de tierras. Por lo tanto, cualquier impacto ambiental en la superficie es mitigado (Speight, 2013).



Figura 4.4 Equipo de Perforación Móvil (Modificado de Domínguez, 2013)

La terminación de estos pozos se verá a profundidad en el siguiente capítulo.

5. Terminaciones para Pozos de Shale Gas

El último paso de la fase de desarrollo involucra la optimización del diseño de terminación y del fracturamiento hidráulico.

La terminación que se realiza en los pozos horizontales consiste en acondicionar el pozo para poder realizar un fracturamiento hidráulico en múltiples etapas. Esto significa que se realizaran varias fracturas dentro del mismo pozo. El fracturamiento en el pozo es realizado mediante tubería flexible (Ravensbergen, 2011). Existen dos tipos de terminaciones que son ampliamente utilizados en los pozos de shale gas (Kennedy, et al., 2012):

- ◆ Terminación en agujero revestido.
- ◆ Terminación en agujero descubierto.

La diferencia entre ambos tipos de terminaciones radica en el tiempo de operación: una semana para agujero revestido y un día para agujero descubierto. Se han realizado estudios sobre el impacto del tipo de terminación en la producción inicial y se ha concluido que no existe una diferencia apreciable (Kennedy, et al., 2012).

5.1. Terminación en Agujero Revestido

La terminación en agujero revestido (**Figura 5.9**) consiste en bajar y cementar la última etapa de la tubería de revestimiento a través de la lateral del pozo horizontal. Esto permite la estabilidad del pozo, el control directo del comienzo del fracturamiento y mayor utilidad del pozo. Posteriormente se baja un tapón con pistolas a cierta profundidad cerca de la punta del pozo (**Figura 5.1**).

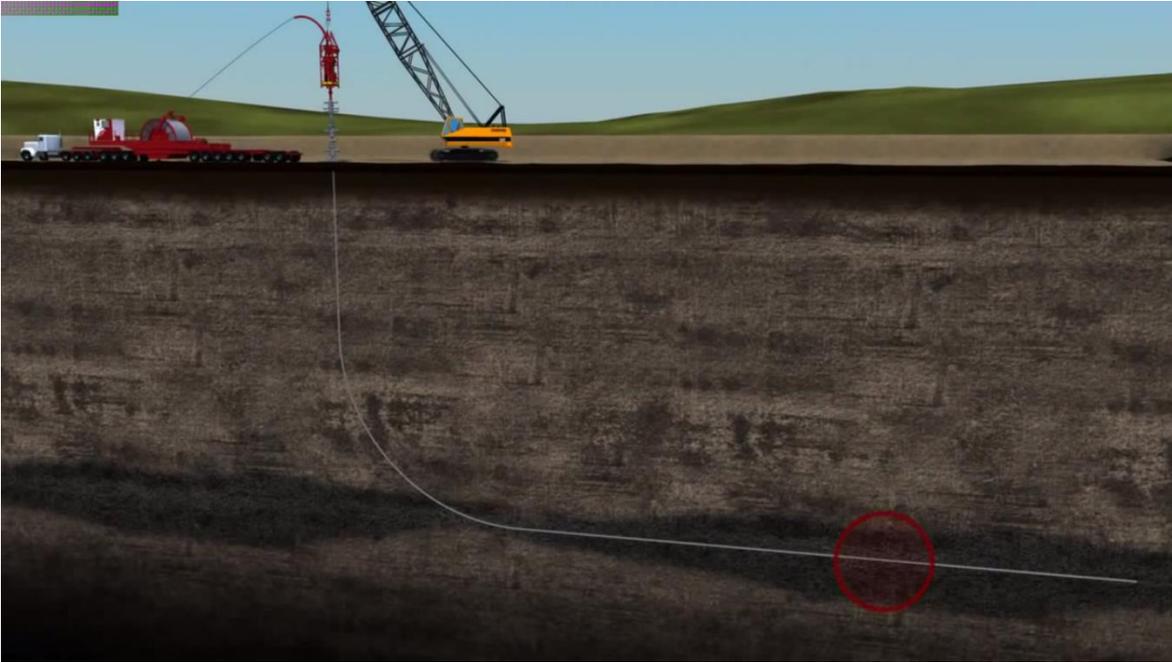


Figura 5.1 Agujero Revestido Listo para Terminación (Weatherford, 2014)

Se enchufa el tapón y se perfora la zona (**Figura 5.2**). Después se sacan las pistolas y se bombea el fluido fracturante (**Figura 5.3**).



Figura 5.2 Perforación de la Tubería de Revestimiento (Weatherford, 2014)

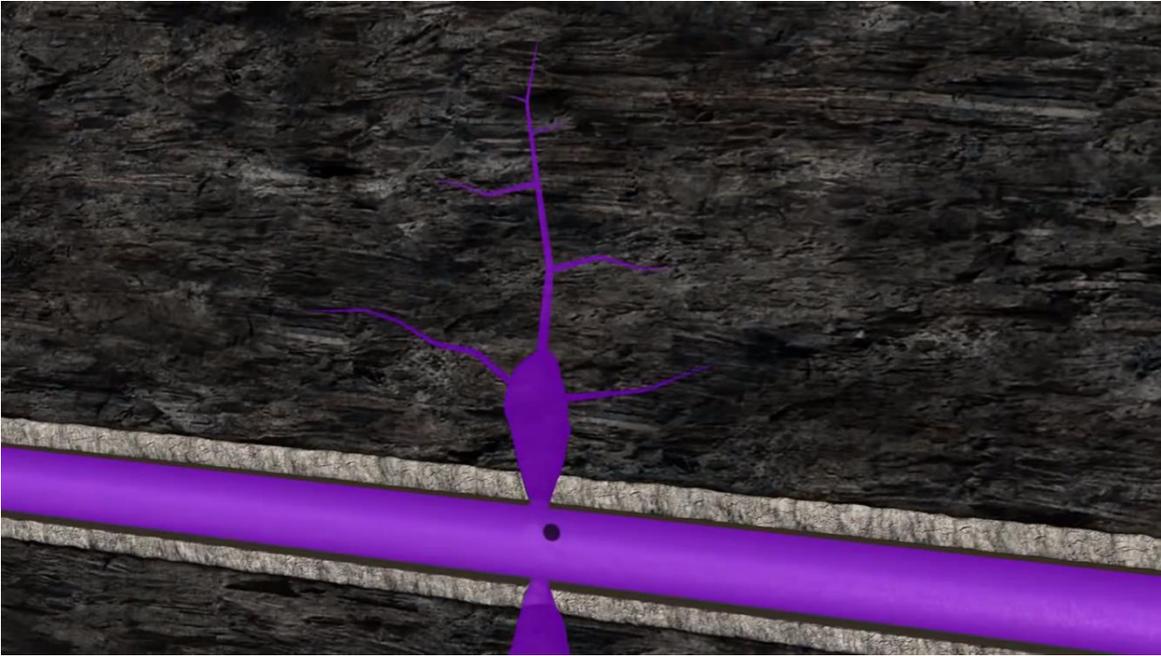


Figura 5.3 Bombeo de Fluido Fracturante (Weatherford, 2014)

El tapón es el encargado de dirigir los fluidos hacia los disparos para que ingresen en la formación. Al acabar la etapa se baja el siguiente juego de tapón y pistolas para disparar y fracturar la próxima etapa y así sucesivamente (**Figura 5.4**, **Figura 5.5**, **Figura 5.6** y **Figura 5.7**). Una vez finalizadas las etapas se muelen los tapones y se induce en producción el pozo (**Figura 5.8**) (EERC, 2015).



Figura 5.4 Colocación del Siguiete Tapón (Weatherford, 2014)

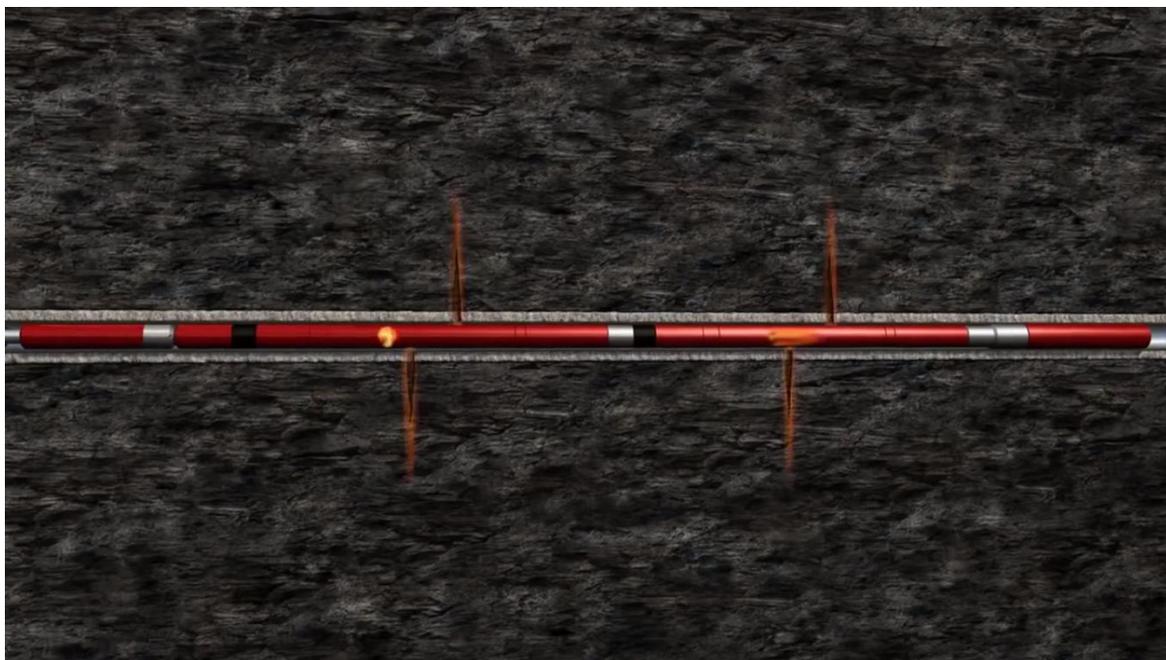


Figura 5.5 Disparo de la Siguiete Zona (Weatherford, 2014)

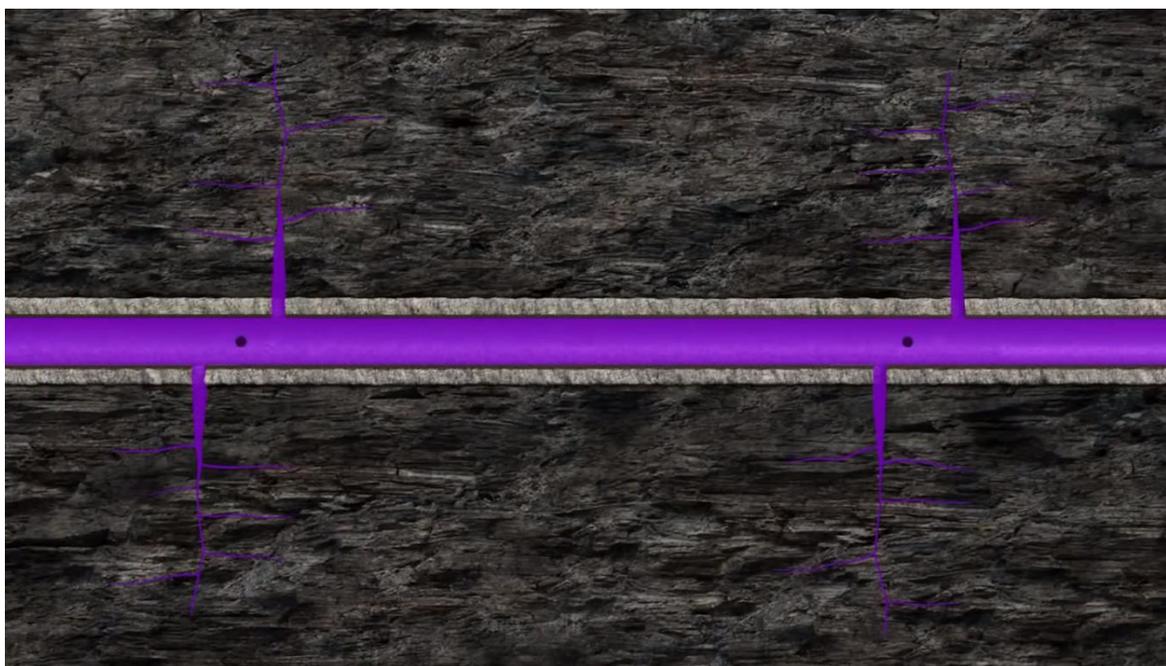


Figura 5.6 Bombeo de Fluido Fracturante en la Siguiete Zona (Weatherford, 2014)

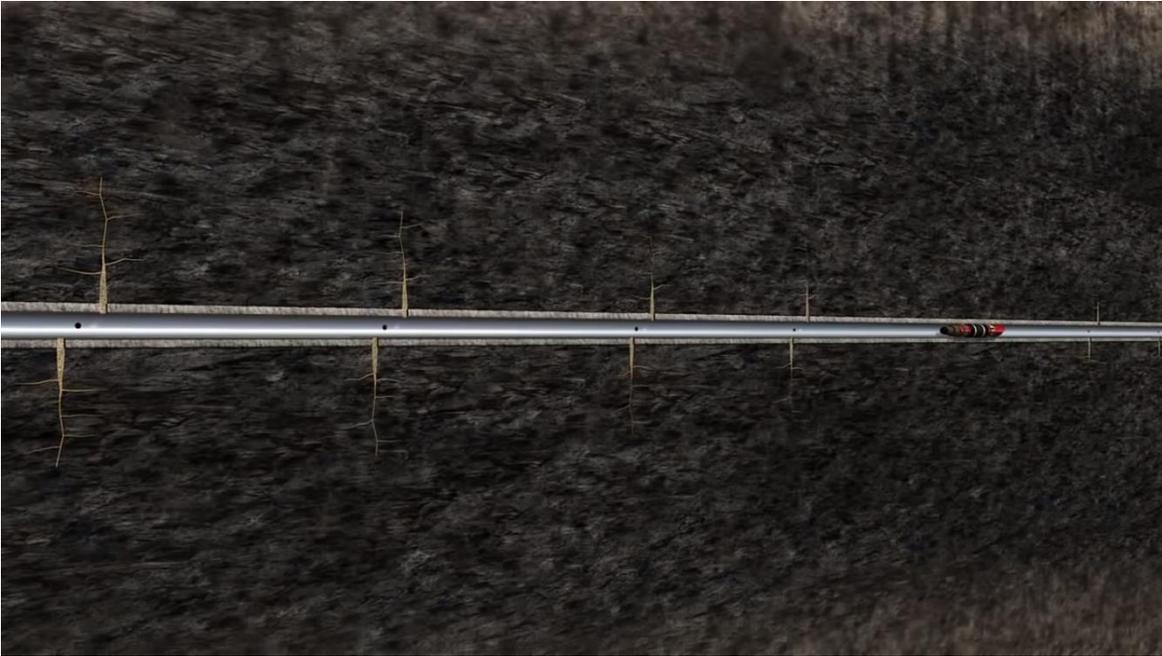


Figura 5.7 Continuación del Proceso de Terminación (Weatherford, 2014)



Figura 5.8 Molienda de los Tapones (Weatherford, 2014)

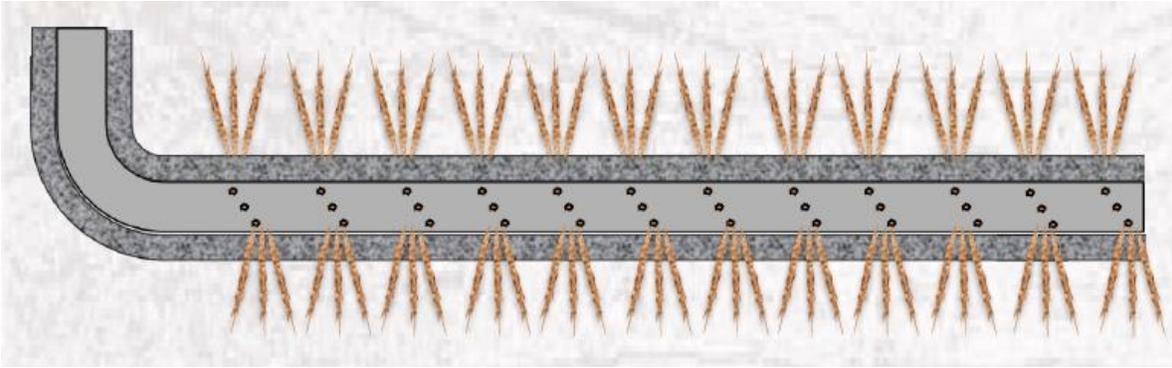


Figura 5.9 Terminación en Agujero Revestido (Fitzsimmons, 2013)

5.2. Terminación en Agujero Descubierta

La terminación en agujero descubierto consiste en bajar un aparejo de tubería corta con un sistema de mangas de fracturamiento instaladas entre empacadores de aislamiento (**Figura 5.14**). Los empacadores aíslan el pozo horizontal en etapas de fracturamiento (**Figura 5.10**).



Figura 5.10 Instalación de los Empacadores (Baker Hughes, 2010)

Se lanza una canica al fluido y se bombea hacia el aparejo hasta asentarse en la manga. Debido a esta acción, la manga quedará abierta y el fluido fracturante será desviado hacia la formación creando así la fractura en esa zona aislada (**Figura 5.11**).



Figura 5.11 Asentamiento de la Canica y Fracturamiento del Intervalo (Baker Hughes, 2010)

El sistema opera mediante el bombeo progresivo de canicas de mayor tamaño operando las mangas de fracturamiento desde la punta de la lateral hasta la base (**Figura 5.12**). Posteriormente el pozo es limpiado por el retorno del flujo. Las canicas y sus asientos pueden ser molidos mediante tubería flexible (**Figura 5.13**) (EERC, 2015).

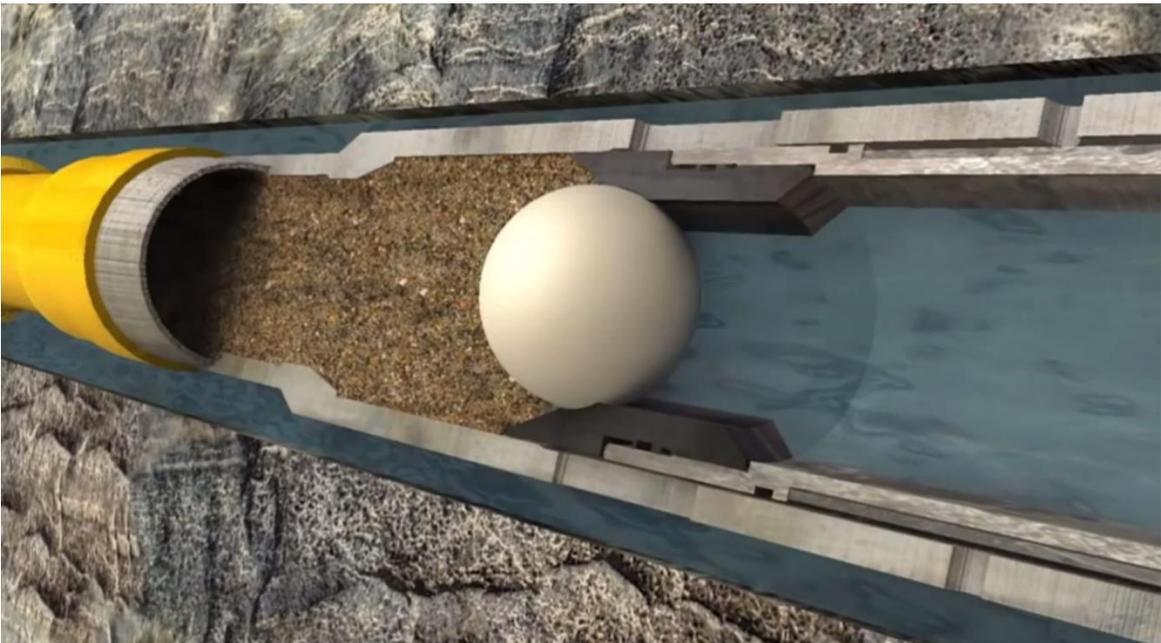


Figura 5.12 Aislamiento de Intervalos Mediante el Uso de Canicas (Baker Hughes, 2010)

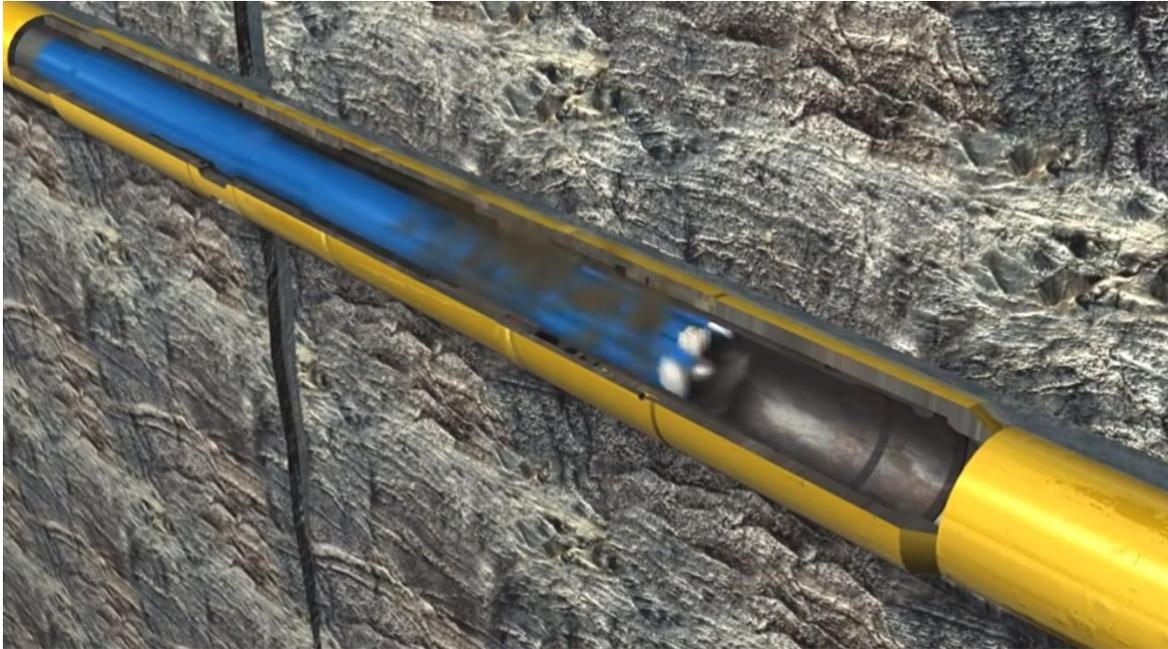


Figura 5.13 Molienda de Canicas y Asientos (Baker Hughes, 2010)

Este método permite un rápido y eficiente fracturamiento hidráulico al minimizar el uso de fluidos, reducir los viajes que se realizan al fondo del pozo y coordinar la operación de bombeo. Los desafíos incluyen el potencial de una limitada introducción del aparejo y la falla de las canicas y sus asientos en la apertura de las mangas de fracturamiento.

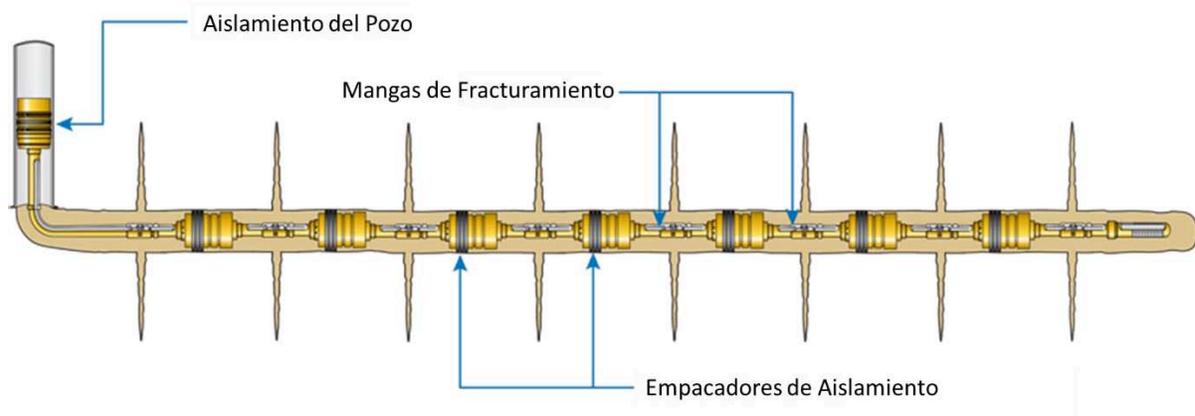


Figura 5.14 Terminación en Agujero Descubierta (Modificado de EERC, 2015)

5.3. Fracturamiento Hidráulico

El fracturamiento hidráulico es un proceso de estimulación al yacimiento que ha existido en la industria petrolera por más de 60 años. Sin embargo, la combinación de este método con la perforación horizontal, que ha existido en la industria por incluso más tiempo, ha resultado en el

auge de los yacimientos de shale (Kennedy, et al., 2012). Para lograr la explotación económica de estos yacimientos, los pozos horizontales fracturados en múltiples etapas se han convertido en la práctica estándar.

El fracturamiento hidráulico se logra mediante el bombeo de un fluido de transporte con apuntalante hacia la formación, usualmente a una alta presión, hasta que se excede la presión de fractura de la formación. Así se crea una fractura que es aproximadamente perpendicular al pozo horizontal y es práctico asumir que es e igual longitud en ambos lados del pozo (Arogundade & Sohrabi, 2012). La longitud de la fractura de un lado del pozo es conocida como la longitud media de la fractura. En la **Figura 5.15** se observa el esquema de un fracturamiento hidráulico. El término x_f es la longitud media de la fractura y el término y_e es la distancia de la fractura a la frontera.

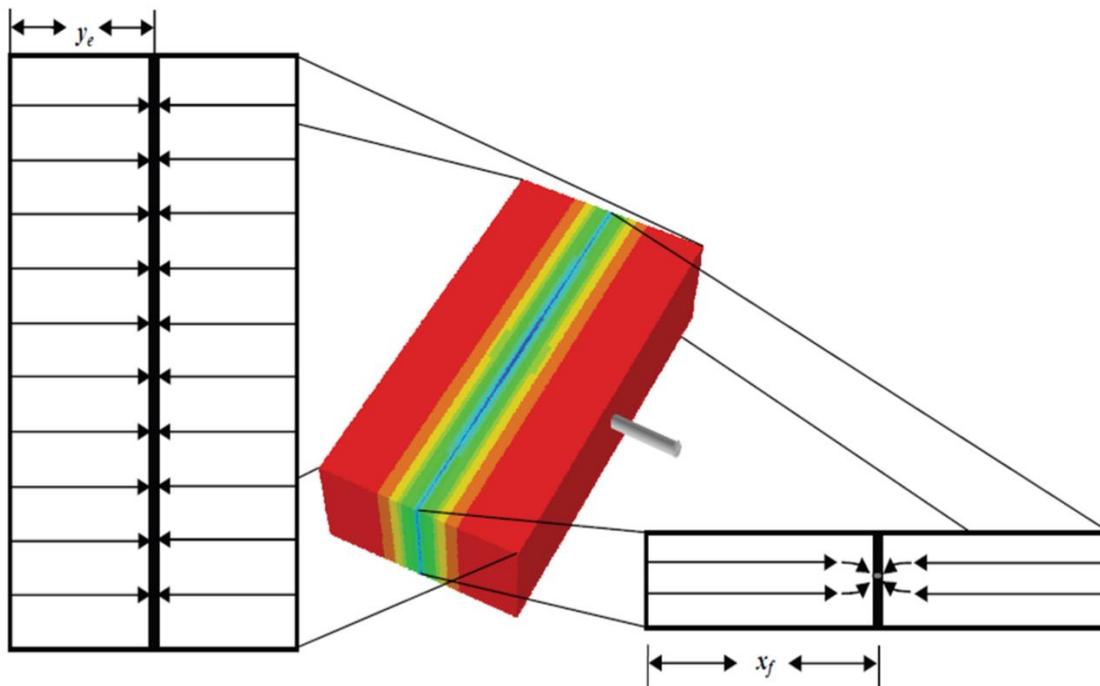


Figura 5.15 Esquema de una Fractura Hidráulica (Ambrose, et al., 2011)

El fracturamiento hidráulico tiene la posibilidad de reactivar fracturas naturales y mejorar la producción considerablemente.

La cantidad de apuntalante que se utiliza es directamente proporcional a la longitud de la fractura programada. Debido a esto, el tonelaje de apuntalante que se utilice debe ser optimizado. Una gran fractura puede ser perjudicial para la economía del proyecto. Además corre el riesgo de atravesar un acuífero dentro del yacimiento. Estos factores son la principal razón por la que se prefieren

programa un gran número de fracturas cortas en lugar de pocas fracturas grandes (Arogundade & Sohrabi, 2012).

5.4. Proceso del Fracturamiento Hidráulico

El proceso del fracturamiento hidráulico consiste en cinco etapas (Kennedy, et al., 2012). En la primera etapa se bombea el colchón, el cual consiste principalmente fluido cuya función es quebrar la roca para crear fracturas que acepten el apuntalante.

La segunda etapa consiste en bombear la lechada. Se bombea fluido fracturante y el apuntalante que se encarga de mantener la fractura recién creada abierta. Esta etapa dura aproximadamente dos horas. Posteriormente en la tercera etapa se circula un fluido de limpieza para quitar el apuntalante de las tuberías y accesorios.

Una vez apagadas las bombas, en la cuarta etapa se libera la presión del pozo para permitir que las fracturas se cierren sobre el apuntalante. Finalmente, se recupera el fluido inyectado mediante el flujo de retorno del pozo en la última etapa. Típicamente se recupera hasta el 30% del fluido de fracturamiento.

5.5. Relación de Poisson

En las formaciones de shale dúctiles, normalmente se requiere de una presión muy alta para vencer a la presión de fractura. Esto ocurre debido a que la formación primero se deforma antes de ser fracturada. Esto puede resultar en la creación de una red de fracturas ineficiente. Por otro lado, en las formaciones de shale deleznable, no se requiere de altas presiones para crear redes de fracturas muy eficientes. Éstas son las formaciones que se prefieren explotar (Norton, et al., 2010).

Lo anterior puede ser explicado por la relación de Poisson (**Ec. 5.1**), la cual se puede interpretar como la relación de cuarzo-arcilla en la formación. Si la relación de Poisson es alta (baja relación de cuarzo-arcilla) indica que existe una formación dúctil. En cambio si la relación de Poisson es baja (alta relación de cuarzo-arcilla) indica que la formación es deleznable. Una alta relación de cuarzo-arcilla es indicadora de una alta porosidad y que se requerirán de bajas presiones para fracturar la formación (Norton, et al., 2010).

$$\sigma = 1/2 (V_p^2 - 2V_s^2)/(V_p^2 - V_s^2) \quad (5.1)$$

5.6. Diseño del Fracturamiento Hidráulico

Al diseñarse el arreglo que seguirán las múltiples etapas de fracturamiento hidráulico, se siguen una serie de reglas de dedo basadas en las experiencias de fracturamientos previos. Las fracturas que se crean debido a esto son denominadas como “fracturas geométricas”. Por ejemplo, el separar de 76.2 a 106.7 metros de distancia cada etapa de fracturamiento y con 4 a 8 disparos por etapa. Como se observa en lo anterior, este enfoque ignora por completo los cambios de las características del yacimiento a lo largo de las laterales del pozo (que van desde 1219.2 hasta 1524 metros). Las fracturas geométricas se emplean cuando los cambios no son conocidos cuantitativamente a lo largo de la formación (Kennedy, et al., 2012).

En las laterales no se corren registros ni se realizan caracterizaciones las cuales podrían brindar mayor información sobre como diseñar el fracturamiento (donde colocar las etapas, donde disparar y que zonas evitar). Kennedy et al 2012 sugiere que se hagan adquisiciones de registros durante la perforación con herramientas de visualización debido a su bajo costo y su transparencia con los perforadores. Las herramientas de visualización pueden detectar fracturas naturales, fallas, planos de estratificación e incluso fracturas inducidas por pozos cercanos. El inconveniente de correr estos registros es que como se vio anteriormente, en la perforación de la lateral se acostumbra utilizar lodos base aceite y las herramientas de visualización se deben correr un lodo base agua o una emulsión inversa con partes de agua para lograr obtener datos significativos.

Otros métodos para caracterizar la lateral incluyen el análisis de carbono orgánico total y mineralogía de los cortes de perforación y los isotopos de los gases del registro del lodo.

La tendencia de los diseños del fracturamiento hidráulico son (Kennedy, et al., 2012):

- ◆ Distancia entre etapas de fracturamiento = 1 a 1.5 veces la altura de la formación (76.2 – 106.7 metros).
- ◆ Distancia entre disparos = 10.7 a 15.2 metros.
- ◆ Longitud de los disparos = 4 veces el tamaño del pozo (0.3 a 0.6 metros).
- ◆ Número de disparos en cada etapa = 4 a 8.
- ◆ Número de etapas = depende de la longitud de la lateral, normalmente van de 4 a 20 etapas.
- ◆ El fluido fracturante depende del tipo de producción:
 - Agua aceitosa o gel lineal = gas seco o con pocos fluidos.

- Fluidos híbridos = gas y condensado o líquidos.
- Fluidos reticulados = aceite o altos RGAs.

Los primeros fluidos de fracturamiento hidráulico que se utilizaron fueron los geles de fracturamiento. Eventualmente estos fueron reemplazados por los exitosos fluidos de agua aceitosa. Los fluidos de fracturación de agua aceitosa están compuestos por un 94% de agua que es el fluido fracturante, 0.3% de químicos (reductores de fricción, surfactantes, biosidas y estabilizadores de arcillas) y 5.6% de apuntalante (arena o sintético). Este fluido se bombea a altos gastos y es más barato que los geles de polímeros fracturantes.

5.7. Bloque de Agua

Los yacimientos de shale normalmente son muy ricos en arcillas, debido a esto después de un fracturamiento hidráulico puede generarse daño a la formación por migración de partículas, hinchamiento de arcillas y/o retención de fluidos. Cuando se utilizan fluidos convencionales de fracturamiento que son base agua, se disminuye la permeabilidad relativa del gas (Arogundade & Sohrabi, 2012). La **Figura 5.16** muestra como la permeabilidad relativa del gas es afectada debido al incremento de la saturación de agua más allá de la saturación de agua congénita.

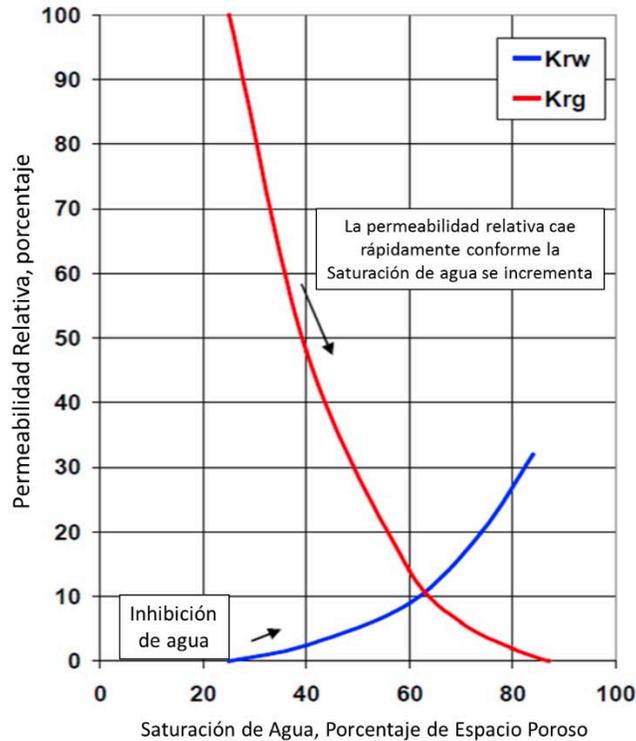


Figura 5.16 Consecuencia de la Inhibición de Agua en la Permeabilidad Relativa del Gas (Modificado de Satya Gupta, 2009)

Las formaciones de shale son características por sus altas fuerzas capilares. En consecuencia, los fluidos fracturantes son retenidos en la formación y a este fenómeno se le denomina inhibición capilar. Alrededor de la fractura se genera una región de alta saturación de agua que reduce la permeabilidad relativa del gas creándose así un bloque de agua. Los fenómenos de retención capilar e hinchamiento de arcilla se pueden prevenir mediante la inyección de fluidos de CO₂ para fracturar el yacimiento (Satya Gupta, 2009).

El fluido de espuma de CO₂ minimiza la retención de agua mediante la disminución substancial de la tensión interfacial. Esto mejora la eficiencia de la capacidad de la formación para devolver el fluido de tratamiento hacia la superficie. El hinchamiento de arcilla se puede reducir mediante la implementación de aditivos (etanol) al fluido espumante. Utilizar fluidos espuma de CO₂, además, mejora la eficiencia del limpiado del pozo (Arogundade & Sohrabi, 2012).

Por lo tanto, los métodos actuales para crear fracturas hidráulicas en yacimientos de shale gas pueden ser mejorados mediante el uso de agua aceitosa combinada con un 30% de CO₂ como fluidos fracturantes que resultará en una recuperación mejorada del fluido de tratamiento y por lo tanto, una producción mejorada (Arogundade & Sohrabi, 2012).

5.8. Microsísmica

Después de un fracturamiento hidráulico, la geometría de la fractura que se crea puede variar desde una fractura simple hasta una red de fracturas complejas (**Figura 5.17**). Esto causa que los pronósticos que se realicen del pozo varíen considerablemente. La aplicación del mapeo microsísmico de los pozos de shale gas minimiza la incertidumbre que existe sobre la propagación de las fracturas en el yacimiento (Cipolla, et al., 2010).

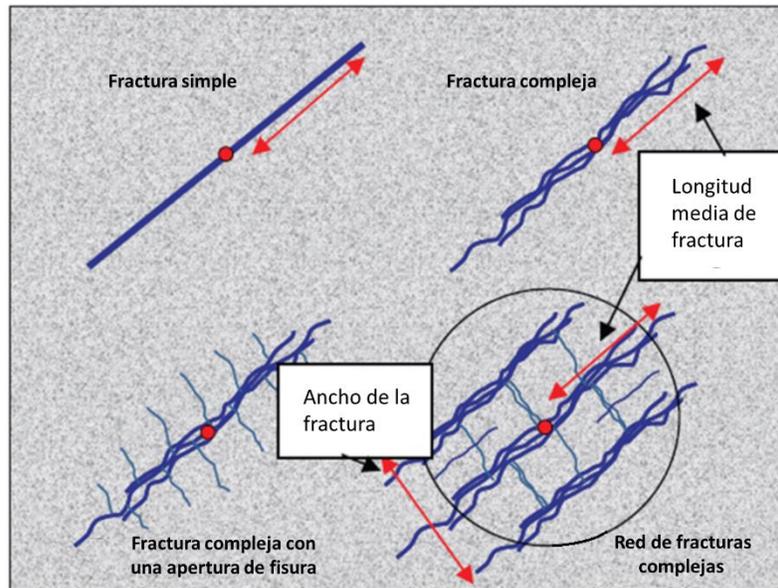


Figura 5.17 Diferentes Geometrías de Fracturas (Modificado de Clarkson, et al., 2011)

La microsísmica es de gran utilidad durante el fracturamiento hidráulico dado que se monitorea en tiempo real la propagación de la fractura. El monitoreo requiere de un pozo observador donde se corren sondas para recabar la información. La microsísmica analiza en tiempo real la dirección y altura de la fractura y si el tratamiento se propaga hacia zonas no deseadas como acuíferos o fallas. Esto brinda la posibilidad de detener el tratamiento si el desarrollo no es el óptimo. La microsísmica no indica donde se queda el apuntalante o hacia donde migra el fluido. Además, la síntesis de la simulación del yacimiento con los datos de la microsísmica mejoran los diseños de fracturamiento hidráulico y ayudan a optimizar el tamaño y la complejidad de la red de fracturas (Arogundade & Sohrabi, 2012).

La microsísmica se deriva de los principios de terremotos sismológicos y un detallado proceso de sentir, ubicar y procesar eventos sísmicos infinitesimales inducidos por el proceso de fracturamiento de la formación (Cipolla, et al., 2010).

Durante el mapeo microsísmico (**Figura 5.18**), la longitud de la fractura se determina mediante la diferencia de tiempos de llegada de las ondas-P y ondas-S de un evento microsísmico mientras que la profundidad de cada evento se obtiene mediante la determinación del tiempo en el que las ondas llegan a los sensores. La orientación de cada evento sísmico se obtiene por la polarización de la onda. Normalmente, un pozo observador se perfora entre dos pozos que serán sometidos a tratamientos de fracturamiento a una distancia aproximada de 304.8 a 914.4 metros de cada uno (Cipolla, et al., 2010).

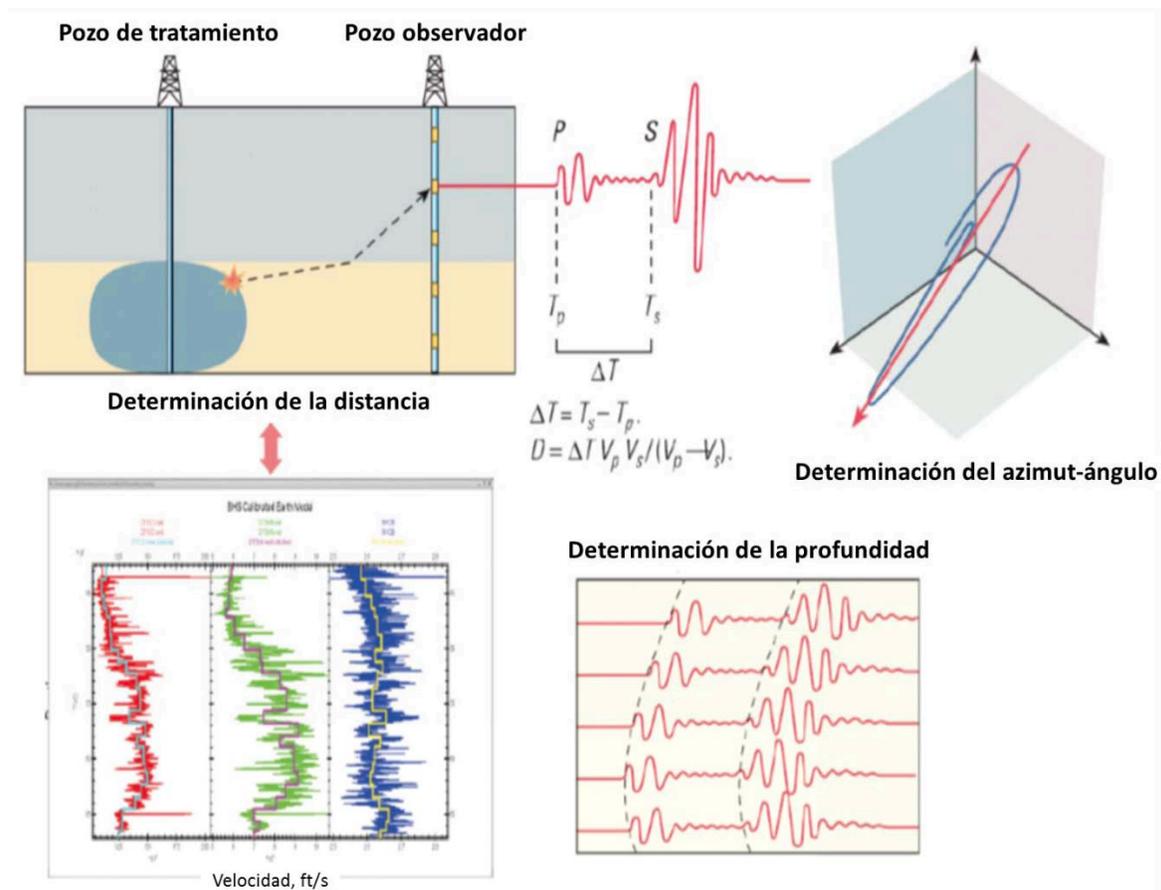


Figura 5.18 Principio del Mapeo Microsísmico (Modificado de Cipolla, et al., 2010)

Las principales aplicaciones del mapeo microsísmico son:

- ◆ Determinar la longitud, altura y orientación de las fracturas.
- ◆ Estimar la ubicación de las fracturas.
- ◆ Determinar la complejidad de la red de fracturas.
- ◆ Análisis en tiempo real del crecimiento de la fractura durante el proceso de fracturamiento hidráulico.

6. Producción en Shale Gas

La fase de producción inicia una vez que los pozos son conectados a las instalaciones superficiales. Como se verá en el capítulo 8, las instalaciones manejarán la producción de múltiples pozos, sobre los cuales quedará instalado un árbol de producción. Durante la producción, se debe administrar la producción de hidrocarburos y sus desechos.

La etapa de producción es la más larga en el ciclo de vida de un pozo (pudiendo llegar hasta 30 años) (Speight, 2013). Como se vio anteriormente, la producción en un pozo de shale gas sufre una elevada declinación en el primer año y posteriormente mantiene una baja producción por un gran periodo de tiempo. En algunos casos, se puede llegar a repetir la estimulación de fracturamiento hidráulico, a esto se le llama “refracturamiento”.

Una vez llegado al fin de su vida productiva, los pozos de shale gas son abandonados cuando ya no son económicamente viables. Al abandonarse los pozos, las instalaciones deben ser desmanteladas y la zona debe ser regresada a su estado natural. Secciones del pozo son cementadas para prevenir la fuga de gas hacia acuíferos cercanos.

6.1. Objetivos de la Producción

Los principales objetivos de la fase de producción son (Kennedy, et al., 2012):

- ◆ Monitorear y optimizar los gastos de producción.
- ◆ Administrar el Ciclo del Agua
- ◆ Reducir la corrosión, depositación de sólidos y contaminación bacterial en los pozos e instalaciones.
- ◆ Proteger el medio ambiente.

6.2. Optimización de la Producción

El primer paso para la optimización de la producción de los pozos radica en la administración y el control de los gastos del flujo de retorno. Los pozos fracturados hidráulicamente en múltiples etapas requieren de un periodo de flujo después del fracturamiento para acondicionar el pozo antes de ser puesto en producción. Este es uno de los momentos más críticos en la vida del pozo, incluso más para un pozo de shale gas (Arogundade & Sohrabi, 2012).

Excesivos gastos de flujo de retorno son causantes del regreso del apuntalante o del colapso de la fractura recién creada. La administración del flujo de retorno puede generar una gran mejora en el rendimiento a lo largo de la vida productiva del pozo cuando esta es correctamente llevada a cabo (Crafton & Gunderson, 2007).

Arogundade et al (2012) establecen que en la formación de Haynesville, en Estados Unidos, se han llevado a cabo prácticas en los pozos donde se restringe la producción de estos. Los resultados han reflejado que la tasa de declinación de la producción ha caído de manera menos abrupta. Al realizar el análisis de curvas de declinación en estos pozos, se ha pronosticado un volumen de reserva recuperable mayor que el que se había estimado inicialmente. Esta técnica de restricción en la producción actualmente se está estudiando ya que podría lograr desacelerar la precipitada declinación inicial en la producción.

La producción total de un fracturamiento hidráulico de múltiples etapas puede ser monitoreada, pero aún no existe un método efectivo para cuantificar la producción individual de cada etapa. En algunos casos se ha probado el uso de herramientas de registro de producción (PLT) en pozos horizontales (Heddleston, 2009).

Estos registros de producción confirmaron que no todas las etapas dentro de un pozo horizontal están produciendo. Aproximadamente del 30 al 50% de las etapas no producen gas. La solución a esto es refracturar esas etapas pero esto no asegura que en las etapas entren en producción.

Otro método que se ha utilizado para monitorear la producción individual de las etapas es mediante el Sensor de Distribución de Temperaturas. Son pocos los pozos que han implementado este método debido a que el cable de fibra óptica debe ser instalado como parte de la terminación del pozo y comparado con los beneficios, tiene un alto costo (Kennedy, et al., 2012).

6.3. Administración del Ciclo del Agua

El Ciclo del Agua en los pozos de shale gas consiste en:

1. Abastecer el agua requerida para la perforación y el fracturamiento.
2. Recolección del agua proveniente de flujo de retorno del pozo.
3. Tratamiento del flujo de retorno.
4. Manejo del agua tratada.
5. Reuso y/o desecho del agua.

Abastecer de agua las múltiples etapas de fracturamiento hidráulico de un pozo horizontal típico de shale gas requiere en promedio de tres a cuatro millones de galones de agua por pozo. Debido a esto, la administración del agua es una consideración crítica durante la etapa de planeación de las instalaciones superficiales (Boschee, 2012).

Como ya se vio anteriormente, los pozos de shale gas no son productores de agua congénita. El agua que se debe de tratar en estos pozos es la que se inyecta durante el fracturamiento hidráulico. A pesar de que no toda el agua que es inyectada regresa a superficie (aproximadamente el 30%), al regresar esta trae consigo sales, sólidos y algunas veces radiación de bajo nivel (NORM, materiales radioactivos naturales) (Kennedy, et al., 2012).

6.4. Tratamiento del Agua

El agua del flujo de retorno del fracturamiento contiene (Speight, 2013):

- ◆ Algunos de los químicos que se utilizan en el proceso de fracturamiento hidráulico.
- ◆ Metales.
- ◆ Minerales.
- ◆ Hidrocarburos extraídos de la roca.
- ◆ Altos niveles de salinidad.
- ◆ En algunos casos, los minerales que acarrea pueden ser débilmente radioactivos.

Por lo tanto, después de almacenar el agua de flujo de retorno en un contenedor seguro. Esta debe ser tratada ya sea para reusarla o para desecharla. Lo más recomendable es que esta agua sea reusada debido a la situación actual del agua en el mundo. Existen técnicas de tratamiento para el agua de flujo de retorno y agua producida.

6.4.1. Reciclamiento del Agua

El método más efectivo de tratamiento del agua es el que utiliza tecnología de electro-coagulación para remover solidos suspendidos y metales pesados del agua de flujo de retorno y la producida (Kennedy, et al., 2012).

El principio de electro-coagulación es similar al de la coagulación química. Se insertan unos electrodos en el agua a tratarse y se hace pasar a través de ellos una corriente eléctrica. Debido a esto se liberan cationes de metal a través de la disolución de los electrodos de metal. Al mismo

tiempo, reacciones paralelas remueven el material floculado del agua (**Figura 6.1**) (Vepsäläinen, 2012).

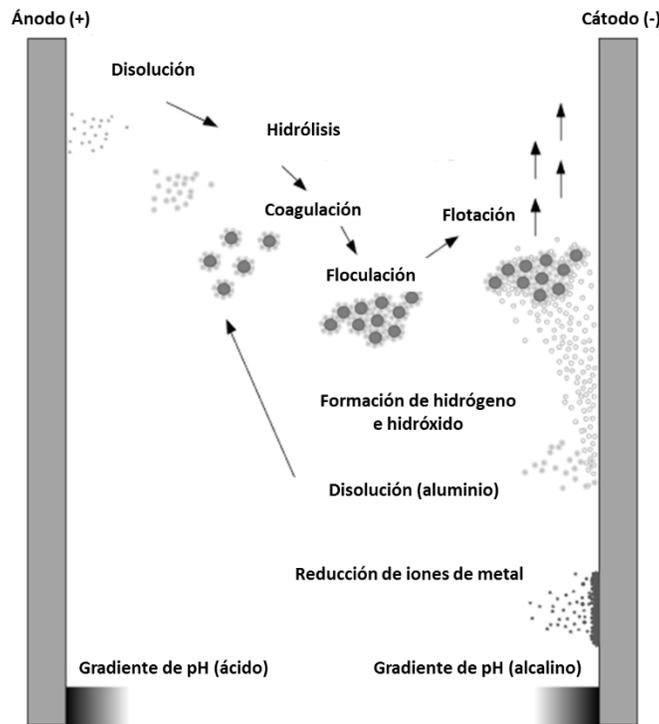


Figura 6.1 Tratamiento por Electro-Coagulación (Modificado de Vepsäläinen, 2012)

Una vez tratada el agua esta puede ser reusada en los procesos de fracturamiento hidráulico. Además, durante el fracturamiento hidráulico de los pozos no se requiere necesariamente de agua dulce para realizar el tratamiento, la salmuera y el agua de mar son utilizadas como alternativas. Químicos adicionales se añaden a estos fluidos debido a sus altas salinidades.

6.4.2. Disposición del Agua

El agua de flujo de retorno puede ser desechada de diversas maneras (Speight, 2013):

- ◆ Reúso en un nuevo pozo, con o sin tratamiento.
- ◆ Inyección en pozos letrina.
- ◆ Transporte hacia una planta de tratamiento de aguas residuales (la mayoría de las plantas de tratamiento de aguas residuales no tienen la capacidad de tratar los contaminantes de derivados de los pozos de shale gas).
- ◆ Descarga hacia un cuerpo de agua superficial cercano.

6.5. Protección Ambiental

Existen barreras que impiden la correcta identificación y evaluación de los problemas ambientales de los proyectos de shale gas. Uno de los más grandes desafíos consiste en reunir y lograr la comunicación de las múltiples disciplinas involucradas con el proyecto. La sinergia profesional es importante para coordinar la planeación y la operación de las instalaciones superficiales y de esto depende la exitosa obtención de los permisos regulatorios necesarios para el proyecto (Boschee, 2012).

El desarrollo moderno de los yacimientos de shale gas ha sufrido un cambio en términos sociales con respecto a los problemas ambientales; la forma en que se afecta al medio ambiente tanto en zonas urbanas como rurales debido a las actividades petroleras ha sido un tema que actualmente la sociedad ha puesto bajo la lupa (Boschee, 2012).

Cuando se planean u operan las instalaciones superficiales, es importante identificar no sólo los problemas ambientales sino también las causas fundamentales de estos. Tomar una visión a largo plazo durante la planeación de las instalaciones superficiales es crítico para el manejo de las contingencias ambientales. Los impactos ambientales que son causados al terminar un pozo de shale gas se muestran a continuación (Universidad Autónoma de Tamaulipas, 2015):

- ◆ Disminución de disponibilidad del agua en ecosistemas y para uso y consumo de los seres humanos.
- ◆ Contaminación de los acuíferos.
- ◆ Contaminación del suelo.
- ◆ Contaminación por radioactividad de aguas de retorno en procesos de extracción de hidrocarburos a partir de fractura hidráulica.
- ◆ Contaminación al aire y contribución al cambio climático.
- ◆ Afectación a la infraestructura carretera y habitacional.
- ◆ Pérdida de la biodiversidad.

Como ya se ha visto, la perforación horizontal es el método predominantemente empleado para la extracción de hidrocarburos de los pozos de shale y ha sido criticado de forma extensa, debido a su asociación con el fracturamiento hidráulico y los efectos potenciales que tiene sobre el medio ambiente. Arthur et al (2009), demostraron las diferencias en el impacto ambiental que existen entre la perforación horizontal y la perforación vertical.

Un análisis que se realizó en el campo de Fayetteville en Estados Unidos estimó que un pozo vertical de gas en Arkansas requerirá de una localización de perforación temporal de 8,093.7 metros cuadrados, 160.9 metros de camino de acceso y 885.1 metros de pasillo de servicio. Un total de 19,424.9 metros cuadrados de tierra se alteraría por pozo. Un pozo horizontal de gas requerirá de una localización de perforación temporal de aproximadamente 14,164 metros cuadrados. Con los caminos de acceso y el pasillo de servicio, el total de área requerida se estima que sería de 27,923.3 metros cuadrados (Arthur, et al., 2009).

A pesar de lo anterior, el pozo horizontal tiene la capacidad de drenar al menos cuatro veces el área de un pozo vertical. Comparando el área alterada, 27,923.3 (horizontal) contra 19,424.9 (vertical) se requerirían cuatro pozos verticales para lograr el drenaje equivalente al de un pozo horizontal. Utilizando localizaciones de perforación temporales con múltiples pozos en la perforación horizontal se puede reducir el impacto ambiental mientras se incrementa la producción (Arthur, et al., 2009).

El análisis de Arthur et al en 2009 demostró que la reducción del impacto ambiental gracias a la perforación horizontal incluye:

- ◆ Menor área de tierra necesaria.
- ◆ Menor pérdida de vegetación.
- ◆ Menor disturbio al ecosistema.
- ◆ Menor erosión y compactación del suelo.
- ◆ Reducción de la cantidad de construcciones necesarias.
- ◆ Disminución del ruido y polvo causados por la perforación.
 - El empleo de pantallas acústicas y supresores de polvo en los caminos de grava pueden reducir aún más estos impactos

Además del agua de flujo de retorno, la perforación de los pozos de shale gas genera lodo de perforación y recortes los cuales deben de ser administrados y dispuestos. El volumen de lodo que se utiliza es aproximadamente el mismo que el que posee el pozo perforado; por lo cual, un pozo horizontal generará hasta el doble de desechos de perforación en comparación a un pozo vertical (Boschee, 2012). Sin embargo, como se mencionó anteriormente, un pozo horizontal reemplaza a 4 pozos verticales.

Los desechos de la perforación pueden administrarse in situ en fosas o tanques de lodo. Cada fosa está diseñada para evitar que los fluidos se filtren hacia los acuíferos someros de agua dulce. A pesar

de que las fosas in situ son una práctica estándar en la industria, no son apropiadas para usarse en todas partes. Éstas pueden ser grandes y perturbar la tierra por mucho tiempo (Boschee, 2012).

Cuando se planean las fosas se deben considerar los siguientes factores:

- ◆ La posible contaminación del agua localizada en acuíferos cercanos.
- ◆ Daño al ecosistema.
- ◆ La distancia requerida para mantener las fosas alejadas de las zonas urbanas.
- ◆ Cuerpos de agua superficiales que pudieran ser afectados.
- ◆ Cierre de las fosas.

Los métodos de cierre dependen del contenido de sólidos, solidificación de los fluidos de desecho, mezclado de los fluidos con los sólidos y si se dejará una tubería corta en el lugar. Colocar tierra encima de la fosa para reforestar puede prevenir la contaminación del agua subterránea y la destrucción de la vegetación en el largo plazo (Boschee, 2012).

6.6. Regulación de las Actividades de Explotación de Shale Gas

En Estados Unidos la regulación de las actividades, principalmente del fracturamiento hidráulico, está compuesto por regulaciones federales, estatales y locales las cuales se traslapan unas con otras. Estas regulaciones cubren diversos aspectos del desarrollo y producción de un pozo de shale gas. Al combinarse, se busca mitigar el impacto que pudiese ser ocasionado por el pozo sobre el medio ambiente y los suministros de agua (Speight, 2013).

Las leyes federales gobiernan la mayor parte de los aspectos ambientales en el desarrollo de un yacimiento de shale gas. Estas son:

- ◆ Clean Water Act.
 - Regula las descargas superficiales de agua asociada con la perforación y producción.
- ◆ Safe Drinking Water Act (SDWA).
 - Dirige la inyección subterránea de los fluidos derivados de actividades de shale gas.
- ◆ Clean Air Act.
 - Limita las emisiones al aire de los motores, el equipo de tratamiento de gas y otras fuentes asociadas con la perforación y producción.
- ◆ National Environmental Policy Act (NEPA).

- El impacto ambiental debe ser ampliamente analizado al explorar y producir de tierras federales.

Sin embargo, debido a que las agencias federales estadounidenses no tienen los recursos para administrar todos los programas ambientales en todas las localizaciones de gas, los estados pueden crear programas que reemplacen las regulaciones federales.

6.7. Fase de Rejuvenecimiento

El desafío de la fase de rejuvenecimiento consiste en reparar a los pozos con baja producción y que ya no son económicamente rentables. Los principales objetivos de esta fase son (Kennedy, et al., 2012):

- ◆ Evaluar pozos para un refracturamiento.
- ◆ Analizar el campo para una posible perforación de pozos relleno.

Kennedy et al (2012) consideran que el refracturamiento es la clave para lograr el rejuvenecimiento del yacimiento. Los gastos de producción después de un refracturamiento han igualado, y en algunos casos excedido, aquellos que se obtuvieron después del fracturamiento original (**Figura 6.2**). El éxito del refracturamiento es atribuido a los siguientes mecanismos (Vincent, 2010):

- ◆ Geometría de fractura ampliada, la cual mejora el contacto con el yacimiento.
- ◆ Mejora en el espesor neto debido al incremento de la altura de la fractura en pozos verticales.
- ◆ Cobertura lateral más extensa en los pozos horizontales o creación de más fracturas transversales.
- ◆ Incremento en la conductividad de la fractura en comparación con la fractura original.
- ◆ Restauración de la pérdida de conductividad de la fractura debido al empotramiento, esfuerzo cíclico, degradación del apuntalante, daño del gel, escala, precipitación de asfaltenos.
- ◆ Incremento en la conductividad de porciones de la fractura previamente sin apuntalar o con un apuntalamiento inadecuado.
- ◆ Mejora del perfil de producción del pozo.
- ◆ Uso de un fluido de fracturamiento más adecuado.
- ◆ Reactivación de fracturas naturales.

- Reorientación debido a las alteraciones de esfuerzos del campo, lo que lleva al contacto de una nueva roca.

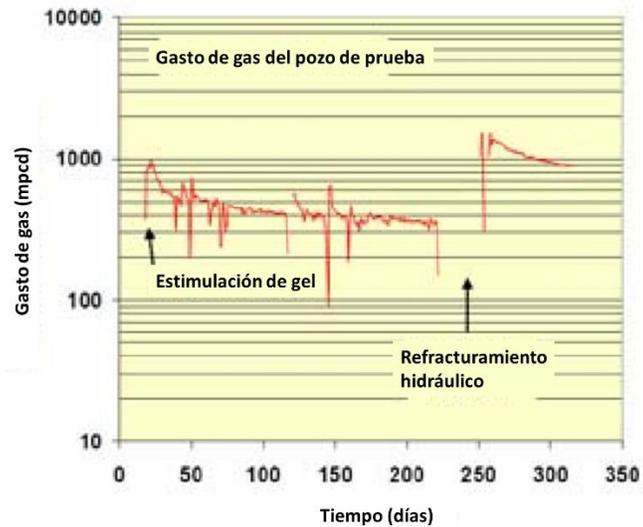


Figura 6.2 Refracturamiento de un Pozo de la Formación Barnett (Modificado de Cipolla, 2005)

El nuevo desarrollo de un campo de shale gas involucrará la perforación de pozos en las áreas no explotadas disminuyendo así el espaciamiento original (Kennedy, et al., 2012). Esta actividad en los presentes campos de shale gas no ha sido desarrollada.

7. Instalaciones Superficiales Convencionales

7.1. Tratamiento del Gas

El tratamiento del gas (también conocido como refinamiento del gas) normalmente involucra la separación de:

- ◆ Aceite.
- ◆ Agua.
- ◆ Elementos tales como azufre, helio y dióxido de carbono.
- ◆ Líquidos naturales del gas.

Además, es necesario la instalación de depuradores y calentadores en o cerca de la cabeza del pozo cuya función principal es remover la arena y otras impurezas de partículas grandes. Los calentadores aseguran que la temperatura del gas natural no caiga y forme hidratos con el vapor de agua que existe en la corriente del gas (Mokhatab, et al., 2006).

Existen muchos procesos químicos para el tratamiento o refinamiento del gas natural. Sin embargo, hay muchas variables en la secuencia del tratamiento que dictan los procesos elegir, estas son (Speight, 2013):

- ◆ El tipo y la concentración de los contaminantes en el gas.
- ◆ El grado deseado de eliminación del contaminante.
- ◆ La selección de gas ácido a eliminarse.
- ◆ La temperatura, presión, volumen y composición del gas que será tratado.
- ◆ La relación de dióxido de carbono-ácido sulfhídrico en el gas.
- ◆ La recuperación deseada de azufre.

Además del ácido sulfhídrico y dióxido de carbono, otros contaminantes que puede contener el gas natural son los mercaptanos (RSH) y el sulfuro de carbonilo (COS). La presencia de estas impurezas pueden inhibir el proceso de endulzamiento debido a que algunos procesos eliminan grandes cantidades de gas ácido pero no a una concentración lo suficientemente baja. En cambio, si la concentración de gases ácidos es baja o mediana, el nivel de gases ácidos será muy bajo después del proceso de endulzamiento (Speight, 2013).

El objetivo de las instalaciones de tratamiento de gas, ya sea de campo o en plantas de tratamiento, es asegurar que el producto final cumpla con las especificaciones de calidad para transferencia de custodia y venta. Mientras que en la mayoría de los casos se extraen los contaminantes y los hidrocarburos de peso molecular más pesados (también conocidos como líquidos del gas natural o condensados) de la corriente, existen pocas instancias donde se permite que algunos hidrocarburos pesados se mezclen en la corriente (Speight, 2013).

El tratamiento del gas natural comienza en la cabeza del pozo. Debido a que la composición del gas natural “bruto” que se extrae de los pozos productores está en función del tipo, profundidad, localización y geología del yacimiento, el tratamiento debe ofrecer opciones para adaptarse al cambio en la composición del gas extraído (Speight, 2013).

Existen pocas ocasiones en las que el gas natural que se produce en la cabeza del pozo o en las instalaciones de campo, tiene la calidad necesaria para ser transportado por tubería. En otros casos cuando el gas natural producido no cumple con las especificaciones de calidad, se colocan instalaciones de campo referidas como “plantas montadas en patines” que se encargan de deshidratar y descontaminar el gas natural bruto, convirtiéndolo así en gas que cumple con la calidad para ser transportado por tubería (Speight, 2013).

El patín es una estructura de acero en la que se instala el equipo portátil para facilitar la manipulación con grúas o camiones con semirremolques. Éste es robusto y está diseñado con puntos para ser anclado en el suelo. Por lo general cuenta con dos vigas que facilitan el desplazamiento del equipo (Schlumberger, 2015). Los patines se pueden personalizar para procesar el tipo de gas que se está produciendo y es una alternativa relativamente barata para transportar el gas natural hacia instalaciones de gran escala que se encuentran lejanas.

El tratamiento del gas consiste en separar todos los componentes hidrocarburos y no hidrocarburos (como el dióxido de carbono y ácido sulfhídrico) y condensados (Mokhatab, et al., 2006). La secuencia de tratamiento de gas general se muestra en la **Figura 7.1**.

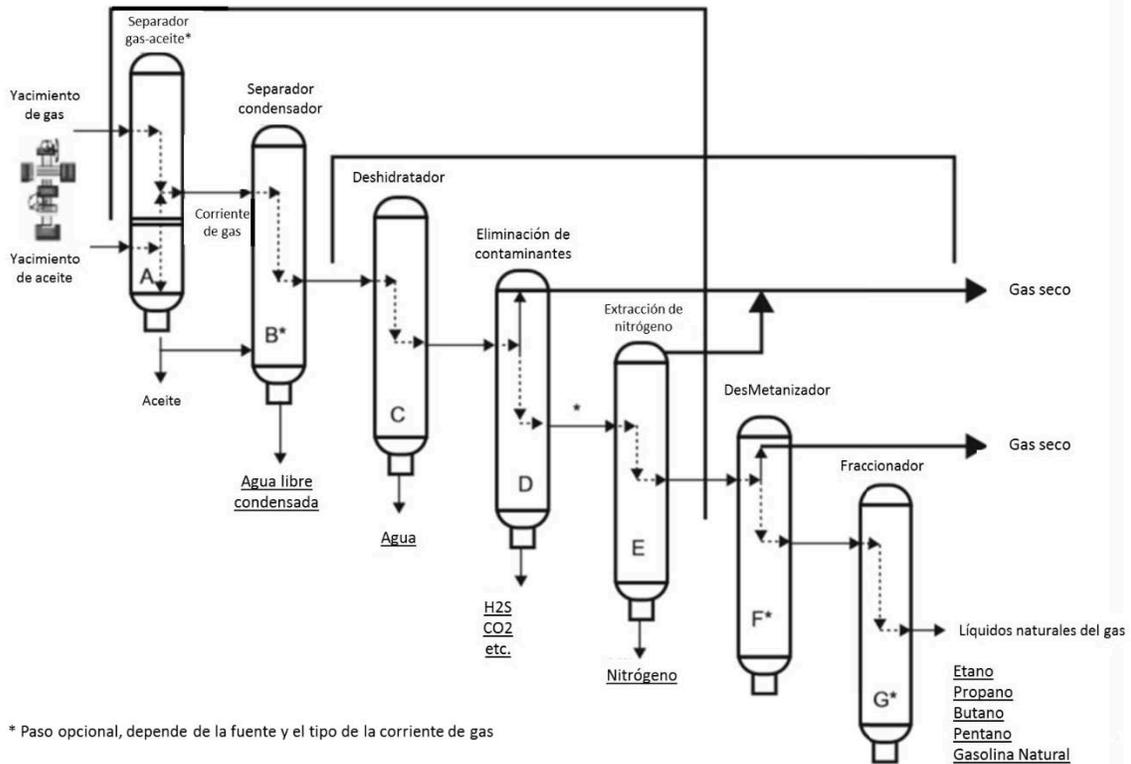


Figura 7.1 Esquema General de Flujo para el Tratamiento de Gas (Modificado de Speight, 2013)

El tratamiento del gas natural depende de cuatro procesos básicos, algunos de estos procesos se pueden tratar en campo pero en algunos casos, el gas se manda a una planta para ser tratado; estos procesos son (Beggs, 1984):

1. La separación del gas de los líquidos libres tales como el petróleo crudo, hidrocarburos condensados, agua y sólidos arrastrados.
2. Tratamiento del gas para remover el vapor condensable de hidrocarburos.
3. Tratamiento del gas para eliminar el vapor de agua condensable, debido a que bajo ciertas condiciones puede formar hidratos.
4. Tratar el gas para eliminar componentes no deseables tales como el ácido sulfhídrico o dióxido de carbono.

Las tuberías principales de transporte usualmente imponen restricciones en la composición del gas natural que entrará a la corriente. Esto significa que antes de transportar el gas natural este debe ser purificado. A pesar de que el etano, propano, butano y pentanos hayan sido removidos del gas natural, esto no significa que sean productos desechables (Mokhatab, et al., 2006).

El gas natural bruto se genera de tres tipos de pozos: pozos de aceite, pozos de gas y pozos de condensado. El gas asociado es aquel gas que se encuentra disuelto en el petróleo. El gas no asociado o gas libre es aquel que a condiciones de yacimiento ha sido liberado. Sin importar la fuente del gas, una vez que se separa del aceite existe en mezcla con otros hidrocarburos, principalmente etano, propano, butano y pentano. Además contiene vapor de agua, ácido sulfhídrico, dióxido de carbono, helio, nitrógeno y otros componentes (**Tabla 7.1**). Los hidrocarburos asociados (líquidos del gas natural) son productos muy valiosos del tratamiento del gas natural. Los líquidos del gas natural incluyen el etano, propano, butano, isobutano y la gasolina natural (Speight, 2013).

Tabla 7.1 Rango de la Composición del Gas Natural (Modificado de Speight, 2013)

Componentes	Nomenclatura	Porcentaje
Metano	CH ₄	70-90%
Etano	C ₂ H ₄	0-20%
Propano	C ₃ H ₈	
Butano	C ₄ H ₁₀	
Pentano e hidrocarburos más altos	C ₅ H ₁₂	0-10%
Dióxido de carbono	CO ₂	0-8%
Oxígeno	O ₂	0-0.2%
Nitrógeno	N ₂	0-5%
Ácido sulfhídrico, sulfuro de carbonilo	H ₂ S, COS	0-5%
Gases raros: argón, helio, neón, xenón	A, He, Ne, Xe	Trazadores

7.2. Separación del Gas y el Líquido

En el tratamiento de gas, la separación es el primero y más común de los procesos y el más crítico. Un separador bien diseñado logrará una buena separación de la corriente de gas y los líquidos libres que vienen arrastrados por esta. Las funciones de un separador son (Beggs, 1984):

1. Generar una separación de la fase primaria de los hidrocarburos principalmente líquidos de aquellos que son principalmente gaseosos.
2. Enriquecer la separación primaria mediante la eliminación de la mayor parte de niebla acarreada por el gas.

3. Eliminar el gas acarreado por el líquido.
4. Descargar el gas separado y el líquido del separador y asegurar que no haya reentrada de ninguno hacia el otro.

Para lograr estas funciones, el diseño básico del separador debe:

- ◆ Controlar y disipar la energía de la corriente del pozo al entrar al separador.
- ◆ Asegurar que las velocidades del gas y del líquido sean lo suficientemente bajas para que puedan ocurrir la segregación por gravedad y el equilibrio de vapor-líquido.
- ◆ Minimizar la turbulencia en la sección de gas del separador y reducir la velocidad de flujo.
- ◆ Controlar la acumulación de espumas en el separador.
- ◆ Eliminar la reentrada de gas separado y de líquido.
- ◆ Proveer una salida para los gases, con controles adecuados para mantener la presión de operación establecida.
- ◆ Proveer salidas para los líquidos a través de adecuados controles de nivel de líquido.
- ◆ En caso de ser necesario, proveer puertos de limpieza en zonas donde se puedan acumular sólidos.
- ◆ Proveer válvulas de alivio para liberar el exceso de presión en caso de que se cierren las salidas del separador.
- ◆ Contar con elementos (válvulas de presión, termómetros, etc.) para verificar visualmente que el separado opera de manera correcta.

Normalmente el grado de separación está en función del equipo de tratamiento y de las condiciones a las que llega el flujo del pozo. Se puede diseñar un separador de tal forma que el grado de separación sea del 100%, pero el costo y el tiempo de residencia que requeriría serían muy alto, lo que provocaría un incremento en los costos de esta operación, debido a la necesidad de incrementar el número de equipos disponibles para llevar a cabo este proceso. En la práctica se optimiza el costo con el grado de separación deseado. Para llevar a cabo un correcto dimensionamiento del separador se deben considerar los siguientes factores (Beggs, 1984):

- ◆ Gasto de líquido (aceite y agua), barriles por día y el gasto instantáneo máximo.
- ◆ Gasto de gas, millones de pies cúbicos estándar por día (MMscf).
- ◆ Densidades relativas del aceite, agua y gas.
- ◆ Tiempo de retención de los fluidos dentro del separador, el tiempo de retención es una función de las propiedades físicas de los fluidos.

- ◆ Temperatura y presión a la cual operará el separador y presión de diseño.
- ◆ Si el separador será bifásico (separará gas y aceite) o trifásico (separará gas, aceite y agua).
- ◆ Si existen impurezas sólidas, tales como arenas y parafinas.
- ◆ Si existe la tendencia a generar espumas.

7.2.1. Tipos de Separadores

Existen tres tipos de separadores bifásicos, cada uno con sus ventajas y desventajas, que se utilizan en la separación de gas y aceite (Beggs, 1984):

- ◆ Separador vertical (**Figura 7.2**)
- ◆ Separador horizontal (**Figura 7.3**)
- ◆ Separador horizontal de doble barril (**Figura 7.4**)

El separador vertical se utiliza comúnmente cuando se tienen de bajas a medias relaciones de gas-aceite y periódicos baches de aceite. Un fondo cónico puede ser ajustado en el separador para manejar la producción de arena. Este separador ocupa poco espacio horizontal, por lo que es ideal para operaciones costa afuera. El flujo natural del gas en un envase es de elevarse hacia la cima de este, por lo que se opone a la caída de las gotas de líquido y se requiere de un mayor tiempo para lograr la separación. Debido a esto, un separador vertical puede llegar a ser más grande y más costoso que uno horizontal de la misma capacidad.

Durante su operación, los fluidos que entran al separador chocan con una placa desviadora que esparce y crea una delgada película y al mismo tiempo, imparte un movimiento centrífugo sobre los fluidos. Esto provee la reducción de movimiento necesario para permitir que el gas se escape de la película de aceite. El gas se eleva a la cima y el aceite se deposita en el fondo. Algunas partículas de líquido son arrastradas hacia la cima por la corriente de gas. Estas partículas son separadas mediante un extractor de niebla instalado debajo de la salida de gas (Beggs, 1984).

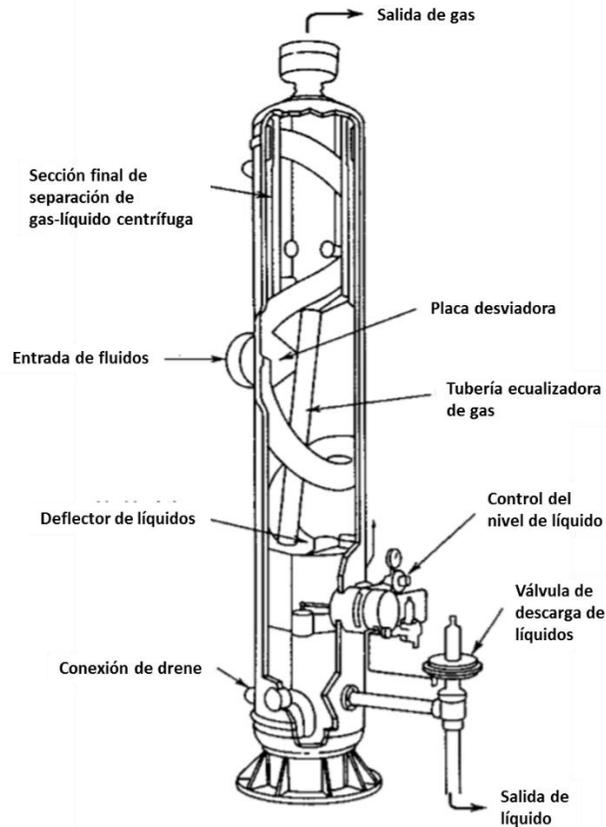


Figura 7.2 Separador Vertical Convencional (Modificado de Ikoku, 1984)

Los separadores horizontales tienen una interfaz gas-líquido más amplia que la de los separadores verticales. Se utilizan principalmente para fluidos con alta relación gas-aceite, fluidos espumosos y para la separación de líquido-líquido. Además son fáciles de instalar, dar mantenimiento y transportar.

En la operación, el gas fluye de manera horizontal y, al mismo tiempo, cae hacia la superficie del líquido. En algunos separadores se instalan extractores de niebla que se extienden a lo largo del separador. El gas fluye sobre la superficie de los extractores y crea una película de líquido la cual es drenada hacia la sección de líquido del separador. Los extractores deben ser más largos que la distancia que toma la trayectoria del líquido a la velocidad de diseño del gas (Beggs, 1984).

Para lograr una mejor separación de gas y del líquido, se pueden instalar mallas de 10.16 a 20.32 centímetros de espesor a lo largo de la sección de gas del separador o en la boquilla de la salida del gas. Al utilizar las mallas, hay que asegurar que no se taponen por depositación de parafinas o por los sólidos que vienen acarreados por la corriente.

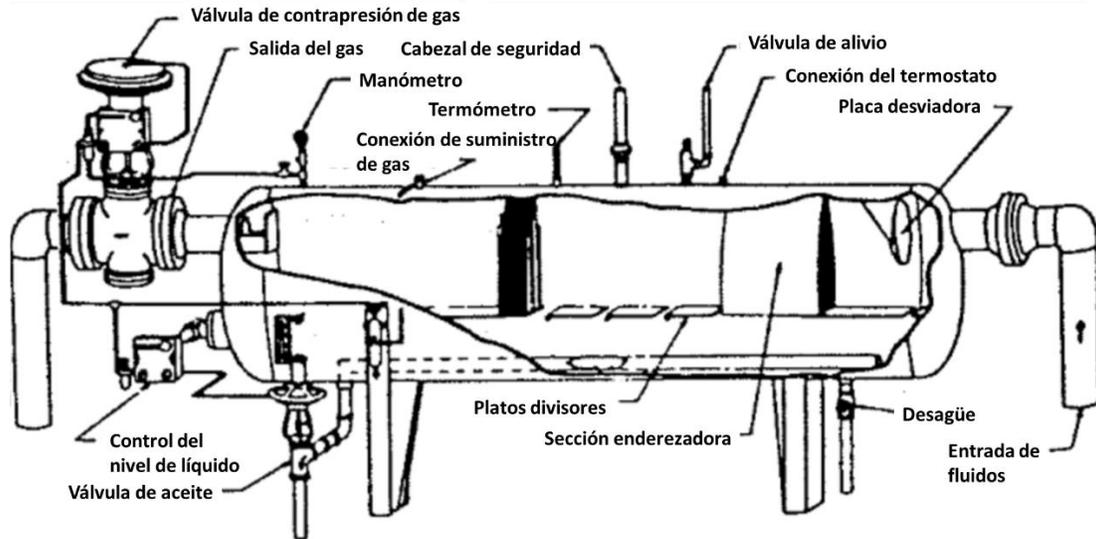


Figura 7.3 Separador Horizontal de Aceite y Gas de Alta Presión (Modificado de Beggs, 1984)

El separador horizontal de doble barril tiene todas las ventajas de un separador horizontal y además ofrece una mayor capacidad de líquido. El líquido libre es inmediatamente removido hacia el barril inferior y el gas atraviesa a una velocidad más alta la sección de gas, la cual tiene instalado extractores de niebla (Beggs, 1984).

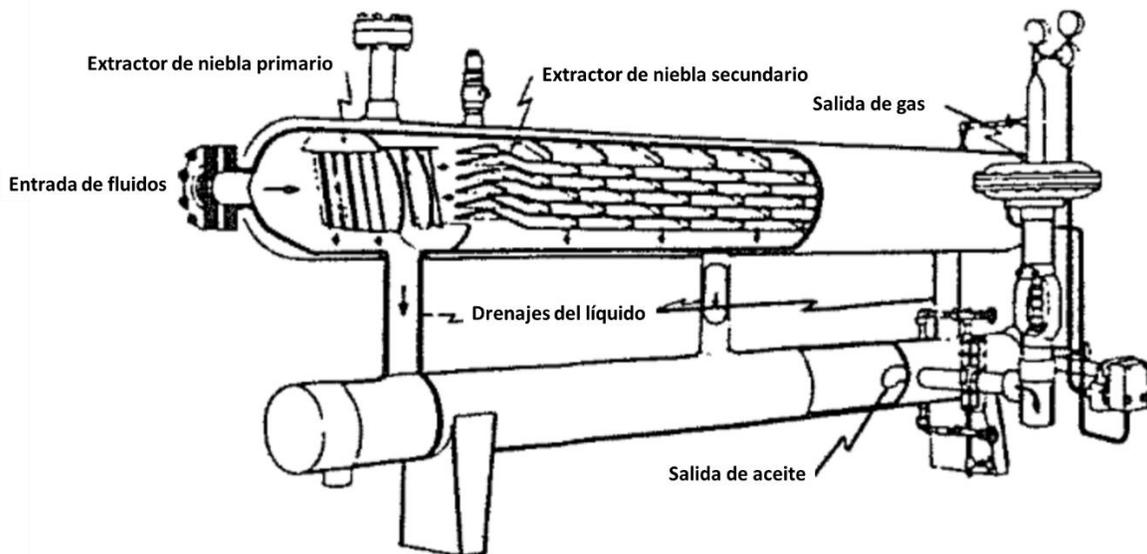


Figura 7.4 Separador Horizontal de Doble Barril de Aceite y Gas (Modificado de Beggs, 1984)

Los separadores trifásicos horizontales separan el aceite, el gas y el agua de la corriente que viene del pozo. Tiene dos salidas de líquidos. Se utiliza principalmente en pozos de prueba y en casos donde el agua se separa rápidamente del aceite y del condensado. Los separadores trifásicos son

idénticos a los bifásicos excepto por un compartimento de agua, un nivel de control extra y una válvula de descarga (Beggs, 1984).

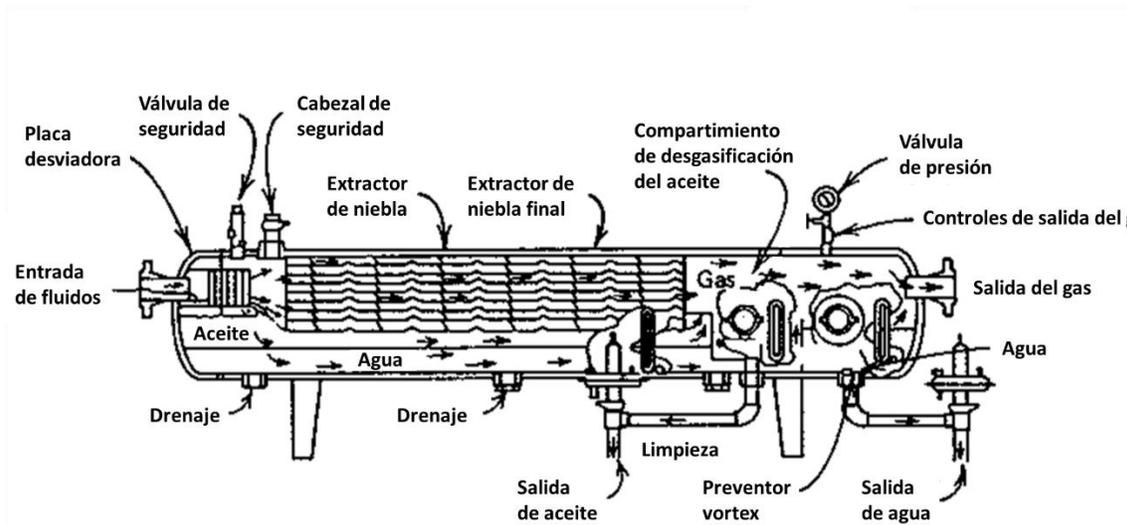


Figura 7.5 Separador Horizontal Trifásico Convencional (Modificado de Ikoku, 1984)

7.2.2. Control del Separador

La presión dentro del separador se controla mediante una válvula de regulación de la contrapresión del gas. La temperatura comúnmente no se regula. Si el sistema de separación es de baja temperatura, entonces esta debe ser controlada. La seguridad y protección contra la sobrepresión es provista por una válvula de alivio ajustada a la presión de operación.

El nivel de líquido dentro del separador debe estar entre los límites razonables para evitar la descarga de líquido hacia la línea de gas o la descarga de gas hacia la línea de líquido. Además, el nivel de líquido asegura el correcto funcionamiento y flujo a través de la parte interna del separador.

7.2.3. Separación por Etapas

La separación por etapas es un proceso en el cual la corriente que viene del pozo es separada en fase líquida y fase gaseosa mediante dos o más etapas de liberación diferencial de gas en presiones consecutivamente menores (Beggs, 1984).

Como se observa en la **Figura 7.6**, la separación de dos etapas consiste de un separador y el tanque de almacenamiento, la separación de tres etapas requiere de dos separadores y el tanque de almacenamiento y, la separación de cuatro etapas requerirá de tres separadores y un tanque de almacenamiento. El tanque de almacenamiento es considerado como la etapa final del proceso

debido a que en el ocurrirá la última liberación diferencial de gas y el equilibrio entre las fases es alcanzado.

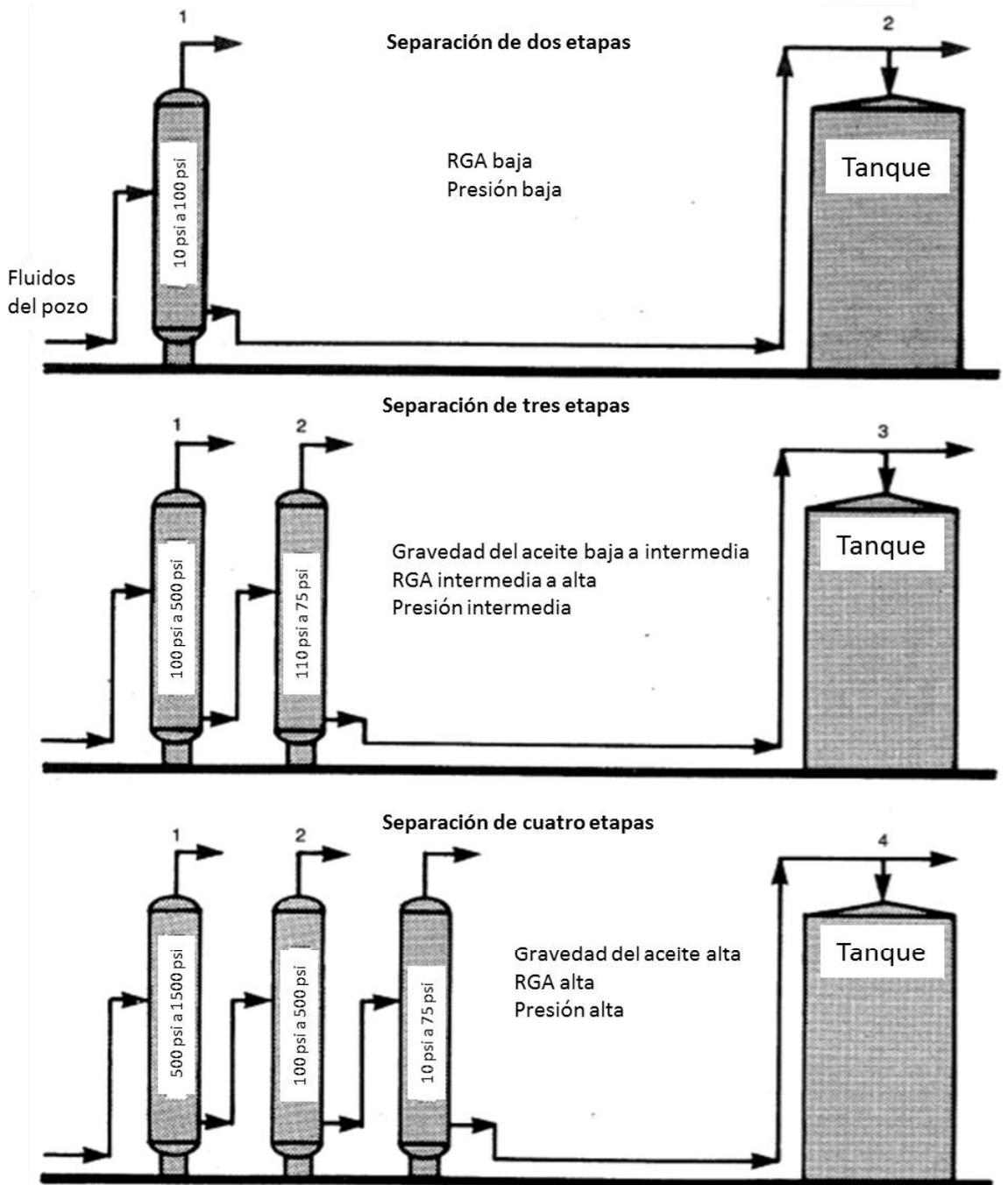


Figura 7.6 Separación por Etapas (Modificado de Beggs, 1984)

El objetivo de la separación por etapas es reducir la presión de los fluidos del yacimiento gradualmente, de manera que el fluido que se deposite en tanque de almacenamiento sea más estable. Los hidrocarburos a altas presiones contienen grandes cantidades de propano, butano y

pentano disueltos. Estos se vaporizan al disminuir la presión. Esto puede causar una disminución en el volumen del fluido en el tanque. La manera para maximizar el volumen final de líquido es mediante un número infinito de separadores donde en cada decremento de la presión el gas liberado es extraído (Beggs, 1984).

7.2.4. Separación a Baja Temperatura

El sistema de separación a baja temperatura es el método más eficiente en la separación de gas y condensado. Éste fue desarrollado en 1948 con el propósito de deshidratar el gas. Sus principales funciones son (Beggs, 1984):

- ◆ Separación de agua e hidrocarburos líquidos de la corriente del pozo.
- ◆ Recuperación de más líquidos del gas a comparación de la recuperada con separadores de temperatura normal.
- ◆ Deshidratación del gas.

La separación a baja temperatura consiste en la formación de hidratos de manera intencional y su disolución. El gas que entra en el separador es enfriado mediante su expansión, ocasionada por la disminución de la presión, causando que el agua y los hidrocarburos líquidos se condensen. Si se forman hidratos estos son disueltos inmediatamente. Al final, el separador descarga a condiciones controladas: gas seco, condensado y agua libre (Beggs, 1984) (**Figura 7.7**).

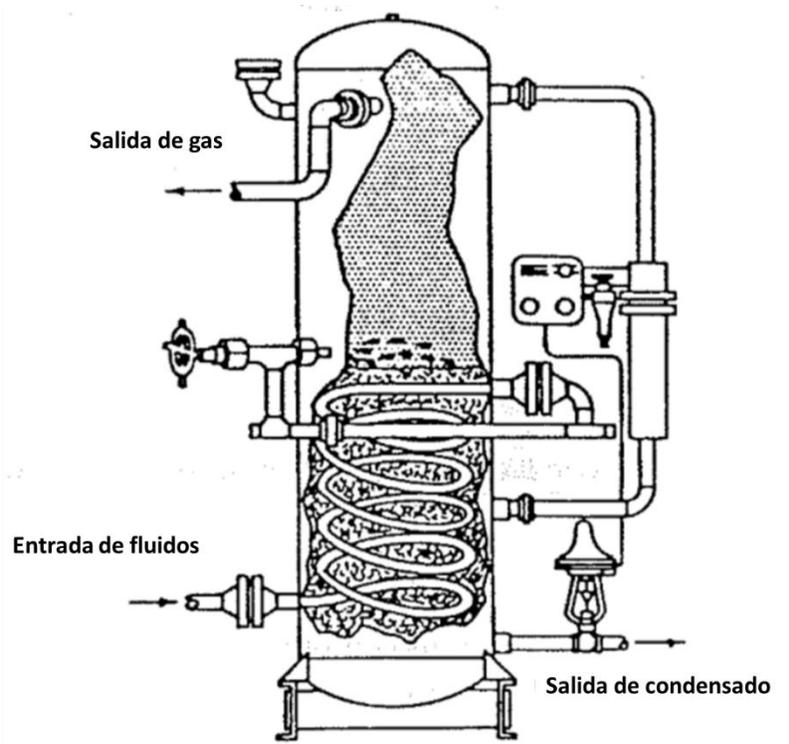


Figura 7.7 Separador a Baja Temperatura Típico (Modificado de Beggs, 1984)

Debido a que este sistema de separación permite condiciones de operación que se encuentran por debajo de la temperatura de formación de hidratos, la recuperación de hidrocarburos líquidos es mayor a aquella que se deriva de separadores convencionales. Además, la deshidratación del gas se logra debido a que se consigue la condensación de un porcentaje mayor de vapor de agua.

Para prevenir la formación de hidratos en el separador de baja temperatura, se utilizan dos métodos (Beggs, 1984):

- ◆ Fluir la corriente caliente del pozo en el separador por una tubería (Figura 7.7), esto incluye la instalación de un calentador en la boca del pozo.
- ◆ Inyección de inhibidores de hidratos antes del separador.

7.3. Deshidratación del Gas

Existen tres métodos que se ocupan para deshidratar el gas:

- ◆ Mediante desecantes sólidos
- ◆ Mediante desecantes líquidos
- ◆ Mediante enfriamiento

7.3.1. Adsorción de Vapor de Agua Mediante Descantes Sólidos

Las plantas deshidratadoras que utilizan desecantes sólidos (**Figura 7.8**) remueven prácticamente toda el agua (hasta 1 ppm). Se utilizan cuando se requiere de una alta eficiencia de deshidratación. El principio de deshidratación de los desecantes sólidos es la adsorción. Ikoku en 1984 define a la adsorción como la habilidad de una sustancia de retener gas o líquidos en su superficie. Ésta habilidad se manifiesta en cierto grado en todas las superficies.

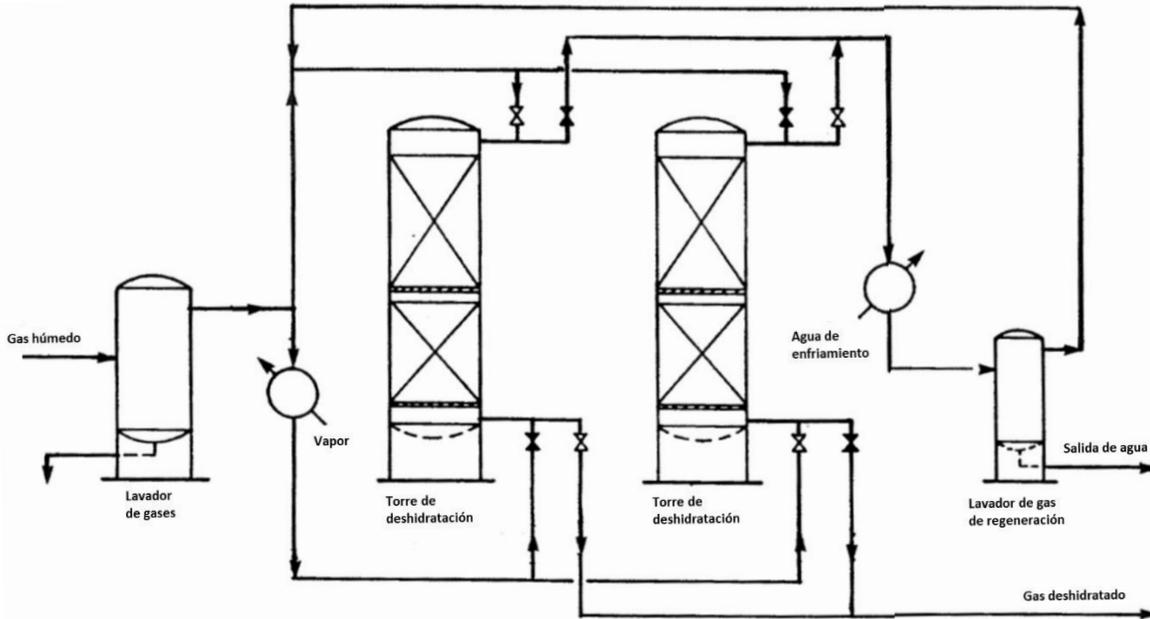


Figura 7.8 Unidad de Deshidratación Mediante Desecante Sólido Típica (Modificado de Beggs, 1984)

En la deshidratación por adsorción, el vapor de agua del gas es concentrado y retenido en la superficie del desecante sólido. Los desecantes sólidos poseen grandes áreas superficiales por unidad de masa, de manera que aprovechan sus fuerzas superficiales. Los adsorbentes sólidos más comunes son: gel de sílice, alúmina y algunos silicatos conocidos como tamices moleculares (Ikoku, 1984).

Durante la operación de una unidad de deshidratación mediante desecante sólido, el gas húmedo de entrada debe ser limpiado, preferentemente mediante un separador de filtro, para remover todos los contaminantes sólidos y líquidos. Posteriormente el gas ya filtrado entra a la torre de deshidratación. En el interior, el gas fluye de la cima de la torre hacia la base atravesando las capas de desecante sólido (**Figura 7.9**). Este arreglo de flujo disminuye la perturbación de las capas causada por la alta velocidad del gas durante la etapa de deshidratación. Mientras una torre

deshidrata el gas, la otra es regenerada por una corriente caliente de gas. Finalmente el gas deshidratado es descargado de la base de la torre (Ikoku, 1984).

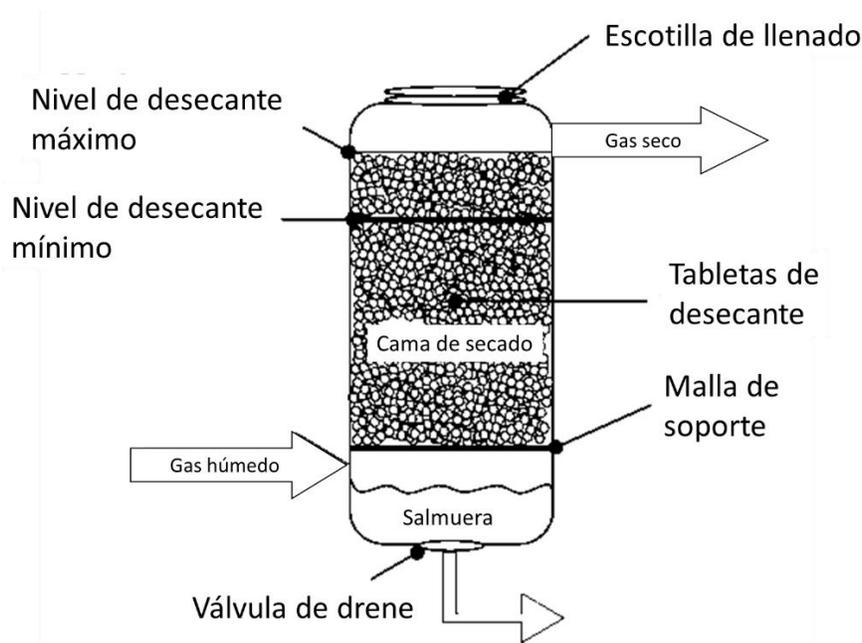


Figura 7.9 Torre de Adsorción (Modificado de U.S. Environmental Protection Agency, 2007)

Las ventajas de la deshidratación mediante desecantes sólidos son:

- ◆ Amplio rango de condiciones de operación con menores puntos de rocío del agua.
- ◆ Se produce gas prácticamente seco (hasta 1 ppm).
- ◆ Algunos adsorbentes pueden soportar temperaturas de contacto más altas (gel de sílice).
- ◆ Gran adaptabilidad para cambios repentinos de carga.
- ◆ La unidad puede resumir operaciones de manera rápida después de ser apagada.
- ◆ Se puede adaptar para recuperar ciertos hidrocarburos líquidos en conjunto con las funciones de deshidratación.

Sin embargo, también existen problemas de operación:

- ◆ Los desecantes sólidos se degeneran con el uso y eventualmente deben ser reemplazados.
- ◆ La cantidad de vapor de agua adsorbida por regeneración disminuye con el uso. Los contaminantes pueden disminuir la pérdida de capacidad.
- ◆ Una torre debe ser regenerada, enfriada y preparada para entrar en operación mientras la otra torre se agota. Si se utilizan más torres la operación se complica.

7.3.2. Absorción de Vapor de Agua Mediante Desecantes Líquidos

Las plantas deshidratadoras que utilizan desecantes líquidos (**Figura 7.10**) operan mediante el principio de absorción. Speight en 2013 define a la absorción como el método en el cual el gas absorbido es distribuido a través del absorbente (líquido). Este proceso depende solamente de la solubilidad física y puede incluir reacciones químicas en la fase líquida.

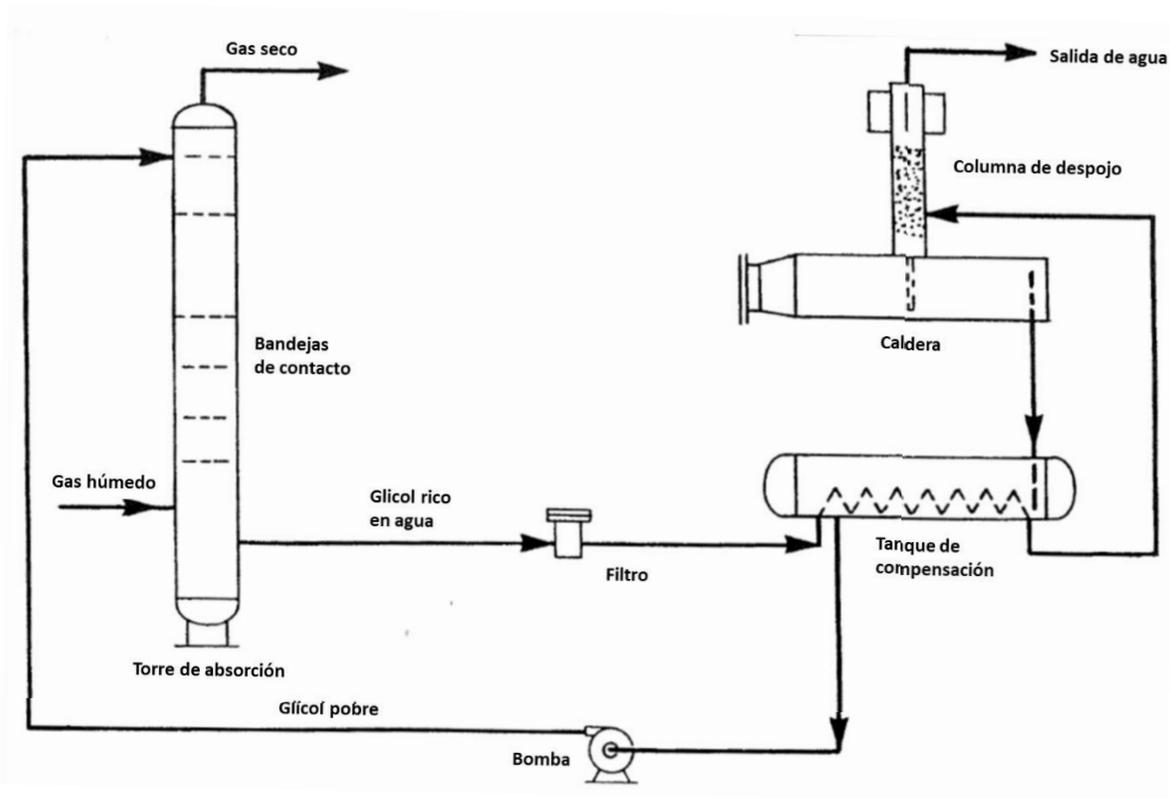


Figura 7.10 Unidad de Deshidratación Mediante Desecante Líquido (Modificado de Beggs, 1984)

En la deshidratación por absorción, el vapor de agua es removido del gas mediante un proceso de contacto continuo con un desecante líquido higroscópico (Ikoku, 1984). El contacto se lleva a cabo en bandejas instaladas en las torres de deshidratación (**Figura 7.11**).

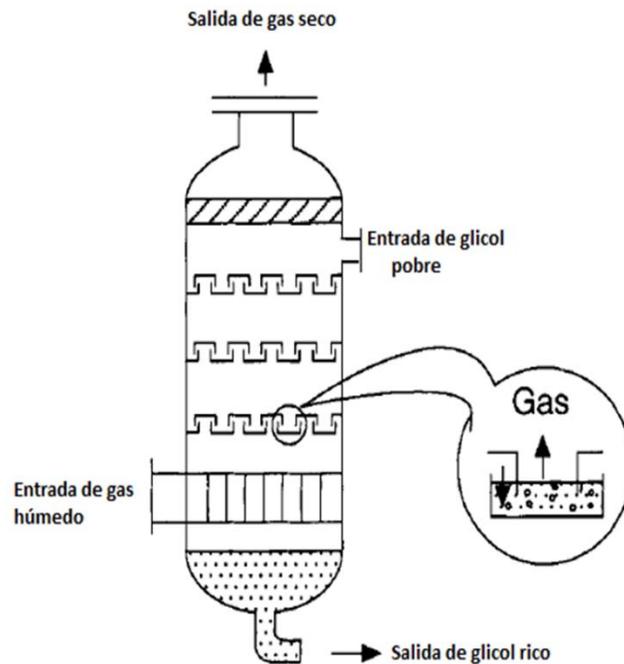


Figura 7.11 Torre de Absorción con Glicol (Zamora, 2015)

Los desecantes líquidos que han sido más efectivos en la deshidratación del gas son los glicoles. Existen cuatro tipos de glicoles que han exitosamente deshidratado el gas natural (Ikoku, 1984), estos son:

- ◆ Etilenglicol (EG)
- ◆ Dietilenglicol (DEG)
- ◆ Trietilenglicol (TEG)
- ◆ Tetraetilenglicol (T₄EG)

Durante el diseño de una planta de deshidratación por glicoles, se utiliza un solo tipo de glicol puro para la operación. El trietilenglicol (TEG) es el glicol más aceptado para deshidratar debido a su eficiencia, superior punto de rocío, costo de operación y confiabilidad (Ikoku, 1984). La cantidad de agua removida y el punto de rocío son funciones de la concentración de glicol regenerado, el gasto del glicol, el número de bandejas de contacto en la torre de absorción y la temperatura del gas de entrada.

Como se observa en la Figura 7.10, el gas entra en la base de la torre de absorción y fluye hacia la cima a contracorriente del flujo de glicol, el cual fluye de la cima de la torre hacia la base. El agua que se encuentra en el gas es absorbida por el glicol y son expulsados del fondo de la torre. Posteriormente el glicol rico en agua fluye hacia la columna de desalajo donde es separado del agua

mediante calor. El agua sale de la cima de la columna y del sistema en forma de vapor. El glicol regresa al tanque de compensación para reiniciar el ciclo (Beggs, 1984).

A pesar de que la deshidratación mediante desecantes líquidos no produce gas totalmente seco, requiere de menor mantenimiento en la regeneración del glicol y resulta económicamente más atractiva que la deshidratación mediante desecantes sólidos cuando ambos procesos son capaces de alcanzar el punto de rocío requerido, e. g., una planta de desecante sólido diseñado para procesar 280,000 metros cúbicos de gas cuesta aproximadamente 53% más que una planta de deshidratación por trietilenglicol (TEG) (Ikoku, 1984).

7.3.3. Deshidratación por Enfriamiento

Existen dos métodos para deshidratar el gas mediante enfriamiento: por condensación y a baja temperatura. La base de ambos métodos es que al bajar la temperatura a presión constante la capacidad del gas natural para contener vapor de agua es reducida.

Enfriar el gas únicamente para deshidratarlo puede ser económico si la temperatura del gas es inusualmente alta. Por lo general, el enfriamiento se utiliza en conjunto con otros procesos de deshidratación. La limitante de este método es que el gas debe encontrarse a condiciones por encima del punto de rocío, en caso contrario habría de elevarse la temperatura o reducirse la presión (Ikoku, 1984).

Durante el método de enfriamiento por condensación, el vapor de agua es condensado y removido del gas natural en las estaciones de compresión mediante los enfriadores de descarga de los compresores. El método utiliza el efecto de Joule-Thomson de enfriamiento por expansión para condensar el vapor de agua y los hidrocarburos líquidos del gas.

Este método permite intencionalmente la formación de hidratos al expandir el gas (bajando la presión de la cabeza del pozo a la que se encuentra en la tubería). Los fluidos producidos (gas seco, hidratos y agua condensada) entran a un separador que contiene espirales por donde se fluye corriente caliente proveniente del pozo para derretir los hidratos (Ikoku, 1984).

Si la presión de la cabeza del pozo no es suficiente para lograr la deshidratación necesaria sólo por expansión del gas, se puede inyectar etilenglicol (EG) o dietilenglicol (DEG) en la corriente que viene del pozo para mejorar la deshidratación. La deshidratación por expansión puede ser atractiva debido a la recuperación de hidrocarburos líquidos valiosos.

7.4. Endulzamiento del Gas

Como se observó en la Tabla 7.1, el gas natural puede contener ácido sulfhídrico (H_2S) y dióxido de carbono (CO_2). A estos gases se les denomina “gases ácidos” debido a que forman ácidos o soluciones ácidas en presencia de agua. Debido a esto deben ser removidos de la corriente de gas, principalmente en ácido sulfhídrico (Ikoku, 1984).

El ácido sulfhídrico en presencia con el agua es extremadamente corrosivo y puede causar una falla prematura en las válvulas, tubería y contenedores sujetos a presión. Las especificaciones de las tuberías establecen el límite de presencia de ácido sulfhídrico en 0.25 gramos por pie cubico (4 ppm). Además, es un gas tóxico y venenoso que no debe contenerse en gases que pueden utilizarse para uso doméstico.

Ikoku en 1984 define el término de “gas amargo” como aquel gas que contiene ácido sulfhídrico en cantidades mayores a los límites aceptados por la industria. En consecuencia, el “gas dulce” es el gas libre de ácido sulfhídrico o aquel gas que ha sido endulzado por tratamiento.

El dióxido de carbono es corrosivo en presencia del agua y al ser un gas inerte, no tiene poder calorífico. Normalmente no es necesario remover el dióxido de carbono del gas natural. La mayoría de los procesos de tratamiento que remueven el ácido sulfhídrico también remueven el dióxido de carbono, por lo tanto, el volumen de dióxido de carbono en la corriente debe ser sumado al volumen de ácido sulfhídrico para obtener el volumen total de gas ácido que serán removidos (Ikoku, 1984).

Existen cuatro procesos que se utilizan comúnmente para remover los gases ácidos:

- ◆ Endulzamiento por aminoalcoholes
- ◆ Proceso de glicol/amina
- ◆ Proceso de sulfinol
- ◆ Endulzamiento por esponja de hierro

7.4.1. Endulzamiento por aminoalcohol

Los aminoalcoholes son compuestos orgánicos que incluyen a la etanolamina (MEA), dietanolamina (DEA) y trietanolamina (TEA). Estos son los materiales más comúnmente usados en la eliminación de los gases ácidos. Además resultan en los bajos residuos de gases ácidos que especifican las tuberías. El proceso de endulzamiento por aminoalcoholes (**Figura 7.12**) no es selectivo y debe diseñarse para la eliminación del gas ácido total (ácido sulfhídrico y dióxido de carbono).

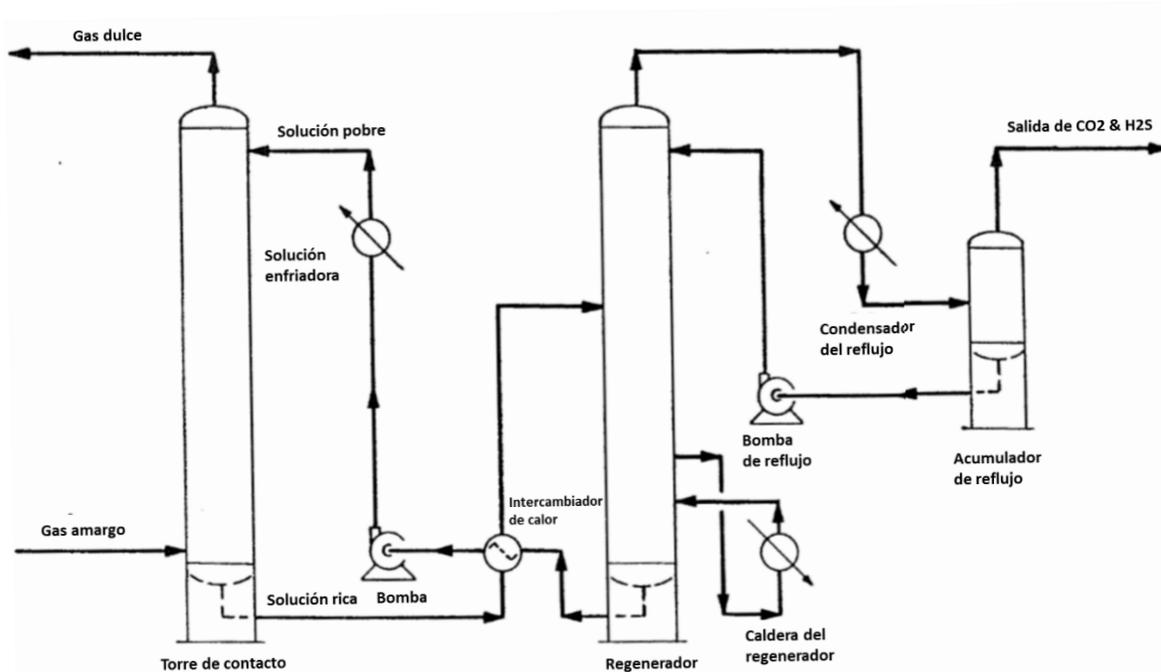
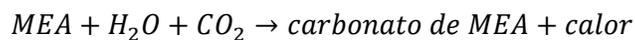
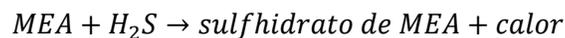


Figura 7.12 Diagrama de Flujo Típico de una Unidad de Endulzamiento (Modificado de Beggs, 1984)

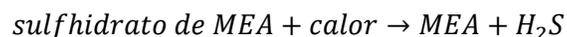
La etanolamina (MEA) es generalmente más utilizada sobre la dietanolamina (DEA) o la trietanolamina (TEA) debido a que es una base más fuerte y es más reactiva que estas. También tiene un peso molecular menor, lo que hace que requiera de menos circulación para mantener la relación mole entre aminas y gas ácido. Asimismo, la etanolamina tiene una mayor estabilidad y puede recuperarse fácilmente de una solución contaminada mediante una destilación semicontinua (Ikoku, 1984).

Las reacciones típicas del gas ácido con la etanolamina (MEA) son:

Absorción



Regeneración



Como se observa en la Figura 7.12, el gas natural amargo entra en el fondo de la torre de contacto y fluye hacia la cima en sentido contrario del flujo de la solución de etanolamina (MEA). Una vez alcanzados los niveles de ácido sulfhídrico requeridos, el gas endulzado es descargado de la torre de contacto. La solución de etanolamina rica en ácido sulfhídrico fluye hacia el regenerador donde los gases ácidos son separados mediante la aplicación de calor. Después, la solución de etanolamina pobre es enfriada mediante un intercambiador de calor para posteriormente ser bombeada de vuelta a la torre de contacto. El gas ácido y vapor de agua separados por el regenerador pasan a través de un enfriador de gas ácido donde la mayor parte del vapor de agua es condensado y bombeado de vuelta al regenerador como reflujo. Finalmente, el gas ácido es expulsado del acumulador del reflujo (Beggs, 1984).

7.4.2. Proceso de Glicol/Amina

El proceso de glicol/amina remueve vapor de agua, ácido sulfhídrico y dióxido de carbono del gas natural. Para lograrlo utiliza una solución compuesta por 10-30% de etanolamina (MEA), 45-85% de glicol y 5-25% de agua (Ikoku, 1984).

Debido a que este proceso combina la deshidratación y el endulzamiento del gas, se reduce el costo del equipo de tratamiento que el que se necesitaría utilizando una unidad estándar de etanolamina (MEA) y un deshidratador de glicol por separado. Las principales desventajas de este proceso son:

- ◆ El incremento de pérdida de etanolamina por vaporización, consecuencia de las altas temperaturas de la regeneración y que impacta en la recuperación, la cual deberá ser por destilación en vacío.
- ◆ Problemas de corrosión en las unidades y su aplicación, la cual se produce en corrientes de gas donde no se requieran puntos de rocío bajos (Ikoku, 1984).

7.4.3. Proceso de Sulfinol

El proceso de sulfinol utiliza una mezcla de solvente que actúa de manera tal que el proceso de disolución es tanto químico como físico. El solvente está compuesto por sulfolano, diisopropanolamina (DIPA) y agua. El sulfolano actúa como el disolvente físico mientras que la diisopropanolamina actúa como el disolvente químico (Ikoku, 1984).

Las principales ventajas del sulfinol son:

- ◆ Bajos gastos de circulación.
- ◆ Menor tamaño de equipo.

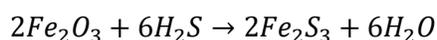
- ◆ Bajo costo de la planta de tratamiento.
- ◆ Baja capacidad calorífica del solvente.
- ◆ Bajos costos de servicios.
- ◆ Bajo ritmo de degradación.
- ◆ Bajo ritmo de corrosión.
- ◆ Baja tendencia a formar espumas.
- ◆ Alta eficiencia en la remoción de sulfuro de carbonilo (COS), sulfuro de carbono (CS₂) y mercaptanos.
- ◆ Baja pérdida de solvente por vaporización.
- ◆ Baja tendencia del intercambiador de calor a ensuciarse.
- ◆ Al congelarse el solvente no se expande.

La desventaja del sulfinol es la absorción de hidrocarburos pesados y aromáticos y su costo.

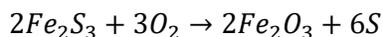
7.4.4. Endulzamiento por Esponja de Hierro

Algunos gases pueden contener pequeñísimas cantidades de ácido sulfhídrico pero la concentración puede superar varias veces las especificadas por las tuberías. En tales casos se utilizan materiales llamados esponjas de hierro para remover el ácido sulfhídrico. El proceso de las esponjas de hierro es un proceso por lotes. La esponja está compuesta por óxido de hierro (Fe₂O₃) almacenado en virutas de madera (Beggs, 1984).

La reacción entre la esponja y el ácido sulfhídrico es:



El óxido férrico es presentado en forma hidratada. Sin la hidratación del agua la reacción no podría ocurrir. Debido a esto, la temperatura de la unidad debe mantenerse por debajo de los 49 °C, en caso contrario se deberá rociar agua suplementaria. La regeneración de la capa de óxido de hierro se hace mediante la adición de aire (O₂). Debido a que el azufre se queda en la capa, el número de pasos de regeneración es limitado y eventualmente la capa debe ser reemplazada (Ikoku, 1984). La reacción de la regeneración es:



8. Instalaciones Superficiales de Shale Gas

8.1. Tratamiento del Shale Gas

Como se observó en el capítulo 2, las formaciones shale tienen una gran variación en sus propiedades. Así mismo, el capítulo 5 establece la incertidumbre de los parámetros de fractura durante el diseño del fracturamiento hidráulico. Este amplio rango de características del yacimiento determina el gasto y el volumen de la producción de gas. Así mismo, en el capítulo 4 se definen tres periodos de flujo que se presentan durante la producción.

Por lo tanto, los yacimientos de shale gas son muy complejos, dado que muestran una gran variedad de características del yacimiento. Adicionalmente, la porosidad cambia a diferentes gastos en diferentes regiones y formaciones. Por otra parte, el gas en estas formaciones se encuentra almacenado en fase libre y adsorbido en la materia orgánica. Debido a estas variaciones de propiedades en el yacimiento, se debe anticipar que existirán diferencias en la composición y propiedades del gas producido.

A pesar de ser una nueva e importante fuente de gas natural y líquidos asociados, el shale gas definitivamente no posee las mismas características de un yacimiento a otro. Se ha observado que el shale gas producido muestra una amplia variación en la composición (**Tabla 8.1**), un gran rango en los máximos y mínimos del valor calorífico y mayores niveles de vapor de agua y otras sustancias que exceden las especificaciones de las tuberías. Debido a estas variaciones en la composición del gas, cada formación de shale gas puede llegar a tener requerimientos únicos de tratamiento de gas producido (Speight, 2013).

Tabla 8.1 Variaciones de la Composición del Gas con Posicionamiento de los Pozos en Formaciones de Shale Gas en Estados Unidos (Modificado de Bullin & Krouskop, 2008)

Pozo	C ₁	C ₂	C ₃	CO ₂	N ₂
Shale gas de Antrim					
1	27.5	3.5	1.0	0.0	65.0
2	57.3	4.9	1.9	0.3	5.9
3	77.5	4.0	0.9	3.3	14.3
4	85.6	4.3	0.4	9.0	0.7
Shale gas de Barnett					
1	80.3	8.1	2.3	1.4	7.9
2	81.2	11.8	5.2	0.3	1.5
3	91.8	4.4	0.4	2.3	1.1
4	93.7	2.6	0.0	2.7	1.0
Shale gas de Fayetteville					
1	97.3	1.0	0.0	1.0	0.7
Shale gas de Haynesville					
1	95.0	0.1	0.0	4.8	0.1
Shale gas de Marcellus					
1	79.4	16.1	4.0	0.1	0.4
2	82.1	14.0	3.5	0.1	0.3
3	83.8	12.0	3.0	0.9	0.3
4	95.5	3.0	1.0	0.3	0.2
Shale gas de New Albany					
1	87.7	1.7	2.5	8.1	0.0
2	88.0	0.8	0.8	10.4	0.0
3	91.0	1.0	0.6	7.4	0.0
4	92.8	1.0	0.6	5.6	0.0
<i>Las composiciones han sido normalizadas a los compuestos reportados.</i>					

El tratamiento del gas empieza en la cabeza del pozo. En este punto los condensados y el agua libre normalmente son separados en la cabeza del pozo utilizando separadores convencionales montados

sobre patines. Posteriormente, el gas, agua y condensado son separados mediante un separador que recibe de varios pozos, la corriente de gas posterior a la primera etapa de separación.

Debido al poco volumen de agua libre y condensado que son extraídos de la separación, estos son mandados a tanques de almacenamiento para después ser transportados mediante camiones hacia la planta de tratamiento de agua (en el caso del agua libre) y hacia plantas de gas (donde se maneja la producción de condensado).

Asimismo, el gas fluye hacia una red de recolección. Una vez removido el agua libre, el gas sigue saturado por vapor de agua y, dependiendo de las condiciones de presión y temperatura, puede necesitar ser deshidratado o tratado con metanol para prevenir la formación de hidratos a medida que la temperatura disminuye (Speight, 2013).

El shale gas es considerado como un gas amargo pero no en el sentido convencional de tener un alto contenido de ácido sulfhídrico, sino que se trata como amargo debido a la variación que existe de formación a formación (incluso de pozo a pozo). El shale gas con frecuencia contiene cantidades diversas de ácido sulfhídrico con un contenido de dióxido de carbono muy variable. Debido a esto, el gas no está listo para fluir por tuberías inmediatamente después de salir del pozo.

El desafío en tratar estos gases radica en la baja relación de ácido sulfhídrico-dióxido de carbono y la necesidad de alcanzar las especificaciones para ser transportado a través de las tuberías. En el endulzamiento del gas a boca de pozo, la alcoholamina que se utiliza más frecuentemente para eliminar el ácido sulfhídrico es la metildietanolamina (MDEA) (Mokhatab, et al., 2006).

Por lo tanto, existe una necesidad de evaluar las operaciones de endulzamiento del gas y la habilidad de una planta de tratamiento para tratar una variedad de gases, provenientes de yacimientos de shale, para transporte a través de tubería. Algunos parámetros del endulzamiento y de diseño que deben considerarse son (Weiland & Hatcher, 2012):

- ◆ Selección de solvente.
 - La metildietanolamina (MDEA) es el solvente que mejores resultados ha generado en el tratamiento del shale gas.
- ◆ Fuerza de reacción.
 - La concentración del solvente indica la fuerza con la que reaccionará en presencia de ácido sulfhídrico. Además se pueden agregar aditivos para mejorar la eficiencia en los procesos de absorción.

- ◆ Temperatura.
 - La temperatura del gas antes del tratamiento es uno de los parámetros que más influencia tienen en el tratamiento. La disminución de esta implicaría la necesidad de instalar un intercambiador de calor.
- ◆ Gasto de circulación.
 - Disminuir el gasto de circulación en las bandejas de contacto permite más tiempo para las reacciones. Esto ha resultado en una gran eliminación del ácido sulfhídrico. También cabe mencionar que se recomienda que el patrón de flujo del solvente sea en forma de niebla (fase continua de gas y el solvente disperso en gotas) para una mejor eficiencia.
- ◆ Tipo y cantidad de internos en la torre de contacto.
 - Un mayor número de bandejas aumenta la eficiencia de eliminación de ácido sulfhídrico. Además, las bandejas con múltiples conductos se están convirtiendo en la nueva tenencia en selección de internos debido a que permiten una mejor transferencia de masa durante las reacciones.

8.2. Enfoque de las Instalaciones Superficiales para Shale Gas

Durante la producción, el comportamiento de un yacimiento de shale gas no es convencional pero esto no sólo aplica a lo que ocurre en el subsuelo sino también a las instalaciones superficiales que se encargarán de tratar el gas proveniente de estos intervalos de interés. A primera vista, las instalaciones superficiales de producción pueden parecer convencionales en comparación con lo que se ha visto previamente. Sin embargo, las actividades de desarrollo en la superficie para los proyectos de shale gas necesitan de un enfoque diferente al convencional.

En un yacimiento de gas convencional, el hidrocarburo a explotar puede ser analizado para determinar su composición, diagramas de fase, propiedades, así como sus curvas de declinación, gastos y comportamiento de la producción de pozo a pozo y la producción total del campo. De esta manera se conoce exactamente cómo se comportará al cambiar la presión y temperatura a lo largo de la producción y la cantidad de volumen que debe ser manejado. Las instalaciones superficiales convencionales se diseñan en base a estos parámetros.

Sin embargo, como se observó previamente, en los yacimientos de shale gas la composición del gas natural y su comportamiento a través del tiempo varía de manera muy considerable. Además, la

caída en la producción de cada pozo es muy precipitada y la producción a nivel de campo no presenta el comportamiento que se esperaría de un yacimiento convencional. Debido a esto el desarrollo de las instalaciones superficiales no puede ser abordado de la misma manera que en un yacimiento convencional.

El desarrollo de la infraestructura superficial puede llegar a ser muy complejo debido a que la red de recolección debe ser construida y expandida dinámicamente para aceptar y tratar el gas y condensados de cientos de agrupaciones de cabezales de pozo a baja presión (Mancini, et al., 2011). Estas agrupaciones de cabezales de pozos son denominadas como macroperas.

Mancini et al (2011) sugieren que el desarrollo superficial de shale gas debe ser abordado con una mentalidad no convencional enfocada en una serie de conceptos clave:

- ◆ Integración multidisciplinaria. Debe existir una sinergia entre las diferentes áreas de yacimientos, perforación, terminación y producción para sincronizar la realización de las instalaciones en función del plan de desarrollo del campo.
- ◆ Expansión gradual. Las instalaciones deben estar diseñadas para recibir y manejar dinámicamente la producción de cientos de pozos al momento de ser conectados a la red de recolección.
- ◆ Optimización de la fase de conexión de los pozos. Los pozos de shale gas tienen una alta producción inicial por lo que la infraestructura debe estar preparada para recibir estos nuevos incrementos de producción sin afectar a la producción total del campo.
- ◆ Modularidad. El tratamiento del gas, que inicia desde la boca del pozo, es visto como la unión de varios procesos. De esta manera se crean trenes paralelos de tratamiento para manejar la producción de gas de diferentes composiciones.
- ◆ Diseño del costo. Un costo límite debe ser planteado para optimizar los diseños.
- ◆ Estandarización. Los diseños óptimos deben ser repetidos en cientos de equipos e instalaciones.
- ◆ Eficiencia en la cadena de suministros. Al optimizar los diseños, los requerimientos de los materiales deben ser expresados hacia los proveedores para crear conseguir elementos de alta calidad y bajo costo.
- ◆ Experiencia operativa. Los desafíos en la aplicación del modelo teórico de las instalaciones superficiales requiere de visión y conocimientos previos en explotación de yacimientos, así como, la flexibilidad para adaptarse a la heterogeneidad del campo.

8.3. Macroperas y Equipo de Producción

El desarrollo completo de la infraestructura superficial de un yacimiento de shale gas requiere de cientos de pozos, esparcidos en una gran área, que son productores de gas y líquidos asociados. Un campo típico de shale gas está compuesto por decenas de macroperas, cada macropera administra del orden de 4 a 20 pozos (Mancini, et al., 2011).

En una macropera, la producción recibe un tratamiento muy limitado. Este tratamiento está compuesto principalmente por separadores bifásicos, para separar gas-agua, pero si existe una producción considerable de condensados pueden utilizarse separadores trifásicos. Cada cabezal de pozo es provisto de un separador montado en un patín (**Figura 8.1**). Esto permite un mejor control de la producción y un mejor manejo del agua de flujo de retorno y arena (ambos resultado del fracturamiento hidráulico previo) (Mancini, et al., 2011).



Figura 8.1 Separadores Bifásicos y Tanques de Almacenamiento de Agua (Mancini, et al., 2011)

Los separadores de gas deben ser instalados con un equipo removedor de arena y con herramientas internas limpiadoras de arena para prevenir la posible obstrucción debido a la depositación de arena (Guarnone, et al., 2012).

La **Figura 8.2** muestra un esquema de dispositivos removedores de arena. La corriente que fluye del pozo atraviesa un desarenador donde se separan las partículas de arena más grandes (>100 micrones) (1). Al entrar en el separador, la corriente es sometida a un sistema removedor de arena (2). Después de la separación, el gas continúa con su tratamiento, los condensados son almacenados

en tanques y el agua es sujeta a una separación de sólidos finos (1-50 micrones) antes de ser almacenada (3). Las suspensiones extraídas del desarenador y del separador atraviesan un segundo desarenador que se encarga de remover las partículas menores a 5 micrones (4). El agua producida en esta etapa es combinada con la corriente proveniente del separador. Finalmente un sistema de limpieza de arena se encarga de preparar la arena para su disposición (5) (FMC Technologies, 2010).

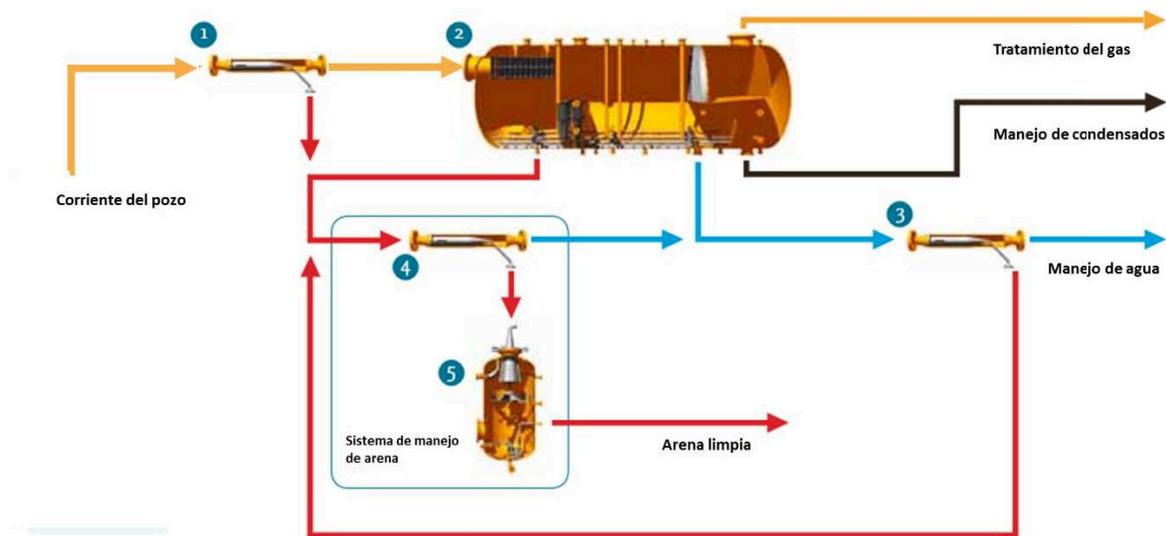


Figura 8.2 Esquema de Dispositivos Removedores de Arena en un Separador Trifásico (Modificado de FMC Technologies, 2010)

A pesar de que las macroperas pueden ser consideradas como una pieza de equipo superficial estándar, estas deben ser construidas e instaladas cientos de veces durante el avance del plan de desarrollo. Por lo tanto, deben de ser simples, seguras, económicas y adaptable a las diferentes operaciones que se desarrollen en el subsuelo (Mancini, et al., 2011).

El diseño típico de una macropera está caracterizado por un amplio espacio libre. Los cabezales de pozo se encuentran en el centro y las instalaciones de producción están en el borde de la macropera (Guarnone, et al., 2012). Esto se debe al espacio que requieren los equipos de perforación y de fracturamiento para realizar sus operaciones. Estas actividades se pueden realizar cuando el equipo de producción ya ha sido instalado (**Figura 8.3**).



Figura 8.3 Macropera con Cabezales de Pozo Instalados Realizando una Actividad de Fracturamiento (Dominguez, 2013)

Además, en la macropera se debe contar con un suministro de inyección de gas en caso de que la producción de agua puede llegar a ser muy elevada (principalmente en los primeros meses de producción). Esto ocasionaría que los pozos solo produzcan agua y se paren cuando la presión del yacimiento es incapaz de vencer la columna de agua. La inyección de gas es necesaria para incrementar la producción de gas o arrancar los pozos cuando estos han sido inundados por líquidos.

El sistema de inyección de gas está compuesto por un compresor recíprocante de múltiples etapas de gas el cual es instalado directamente dentro de la macropera (Guarnone, et al., 2012). Este dispositivo es posteriormente desinstalado y colocado en una nueva localización, debido a que sólo se requiere durante los primeros meses.

Los hidrocarburos gaseosos de la macropera normalmente son enviados por tubería a una planta central de tratamiento (**Figura 8.4**). En este lugar reciben los procesos de tratamiento faltantes de deshidratación y endulzamiento. Si existe condensación de hidrocarburos estos pueden ser dirigidos hacia la planta de tratamiento o directamente a una refinería (Mancini, et al., 2011).

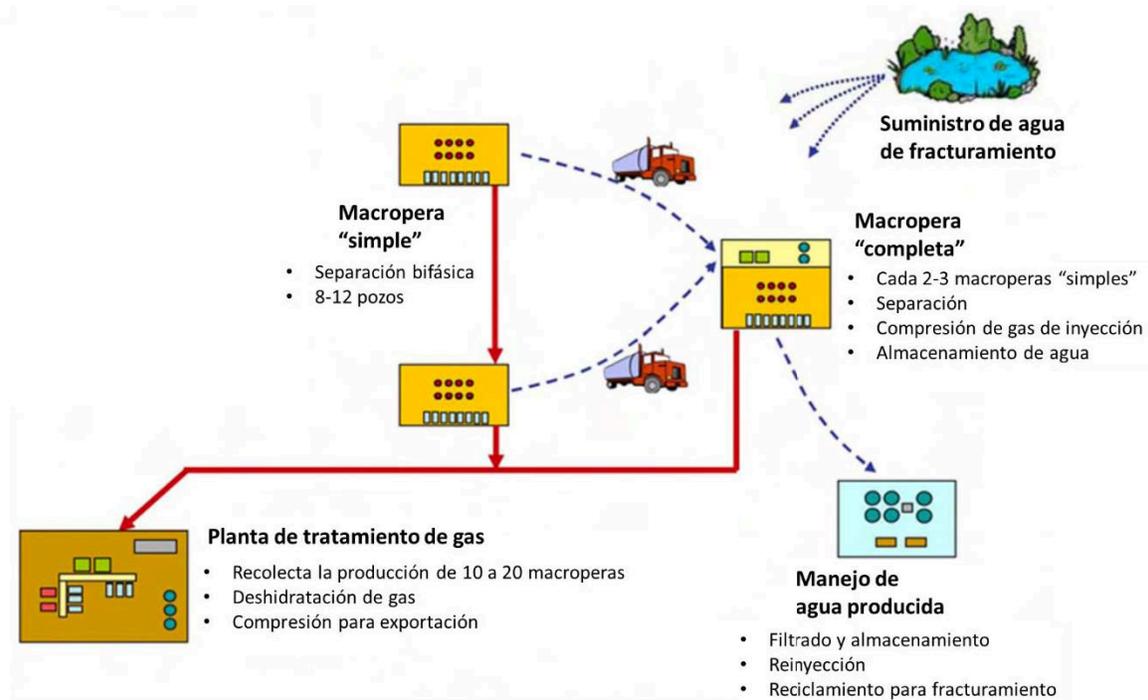


Figura 8.4 Esquema de la Arquitectura Superficial de un Campo de Shale Gas (Modificado de Mancini, et al., 2011)

Los líquidos separados pueden ser transportados por tubería, lo cual implicaría una red articulada de tuberías, o pueden ser almacenados en tanques para posteriormente ser transportados por camiones, esto requiere de una correcta logística de los camiones (Mancini, et al., 2011).

El agua salada producida generalmente es desechada mediante pozos de reinyección pero, como se vio en el capítulo 6, la administración del ciclo del agua busca evitar la reinyección y, en su lugar, optimizar el suministro de agua para actividades de fracturamiento hidráulico mediante su reciclamiento.

8.4. Red de Recolección y Plantas de Tratamiento

Debido a que todos los pozos necesarios para producir un yacimiento de shale gas no pueden ser puestos en producción al mismo tiempo, estos son conectados a la producción conforme se van finalizando las actividades de perforación y terminación a través de la vida del yacimiento, el resultado es un perfil de producción multifacético con un periodo de incremento muy largo (Guarnone, et al., 2012). La **Figura 8.5** muestra un incremento gradual de la producción que durará varios años y una producción constante la cual se logrará si se siguen perforando e incorporando pozos.

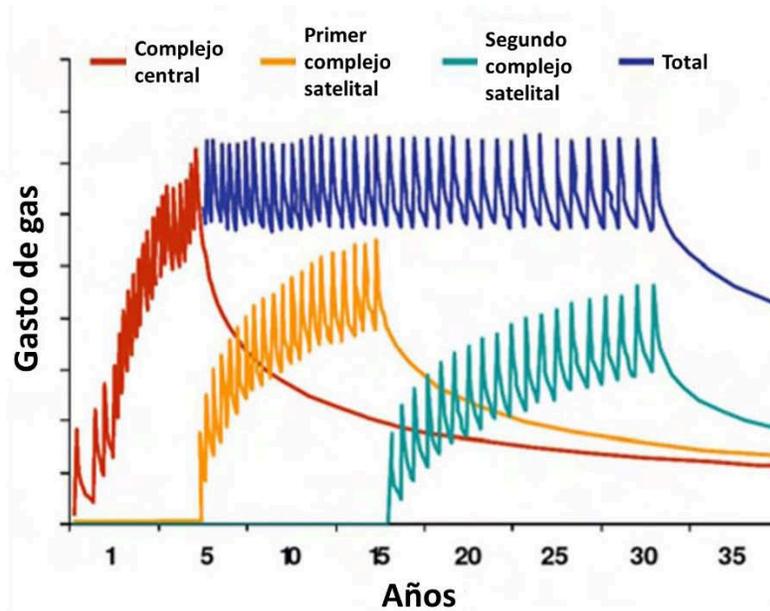


Figura 8.5 Ejemplo de Perfiles de Producción Totales (Modificado de Mancini, et al., 2011)

El gas producido debe ser recolectado y enviado a una planta de tratamiento central. Es ahí donde se tratará hasta cumplir con las especificaciones de exportación. Las plantas de tratamiento deberían ser “convencionales” en el tratamiento de hidrocarburos pero deben manejar una producción con gastos muy variables, por lo que requieren de una mayor flexibilidad que en la de proyectos de gas convencionales (Mancini, et al., 2011).

Las plantas de tratamiento de gas manejan el gas con cierta flexibilidad debido a que, como se observó en la Figura 8.5, la producción total del campo se incrementa conforme se van agregando pozos a las redes. La repercusión de esto es que las plantas de tratamiento pueden ser diseñadas para manejar cierto rango en función de la producción total. A pesar de que los gastos individuales de los pozos caen rápidamente, el gasto total del campo se eleva gradualmente hasta llegar a una “constante”.

Si el gas es seco y dulce, el proceso de tratamiento se limita a una deshidratación convencional seguida de compresión. Una composición diferente del gas requiere de endulzamiento y/o extracción de líquidos del gas natural. Además, el agua producida debe ser dirigida hacia la planta de tratamiento de agua para su reinyección o reúso (Guarnone, et al., 2012).

La red de recolección de gas debe ser diseñada para operar a bajas presiones (aproximadamente 72.52 psia). Lo anterior debido a que el perfil de presión típico cae precipitadamente después de los

primeros meses de producción. Mantener una baja presión de operación en la red de recolección permite que haya un gasto de producción más elevado por un periodo de tiempo más largo. Sin embargo, el gas requiere de una mayor potencia de compresión y los diámetros de las tuberías son más grandes (Guarnone, et al., 2012).

El grado de desarrollo de la red de recolección y la red de transporte es una de las condiciones necesarias para el exitoso desarrollo de un yacimiento de shale gas. En Estados Unidos una de las condiciones que propició el auge de los campos de shale gas fue la desarrollada red nacional de gas (**Figura 8.6**). Esto evitó la necesidad de realizar fuertes inversiones al principio de la explotación de los campos, para instalar tuberías que conectaran las centrales de tratamiento con las redes de transporte de gas.

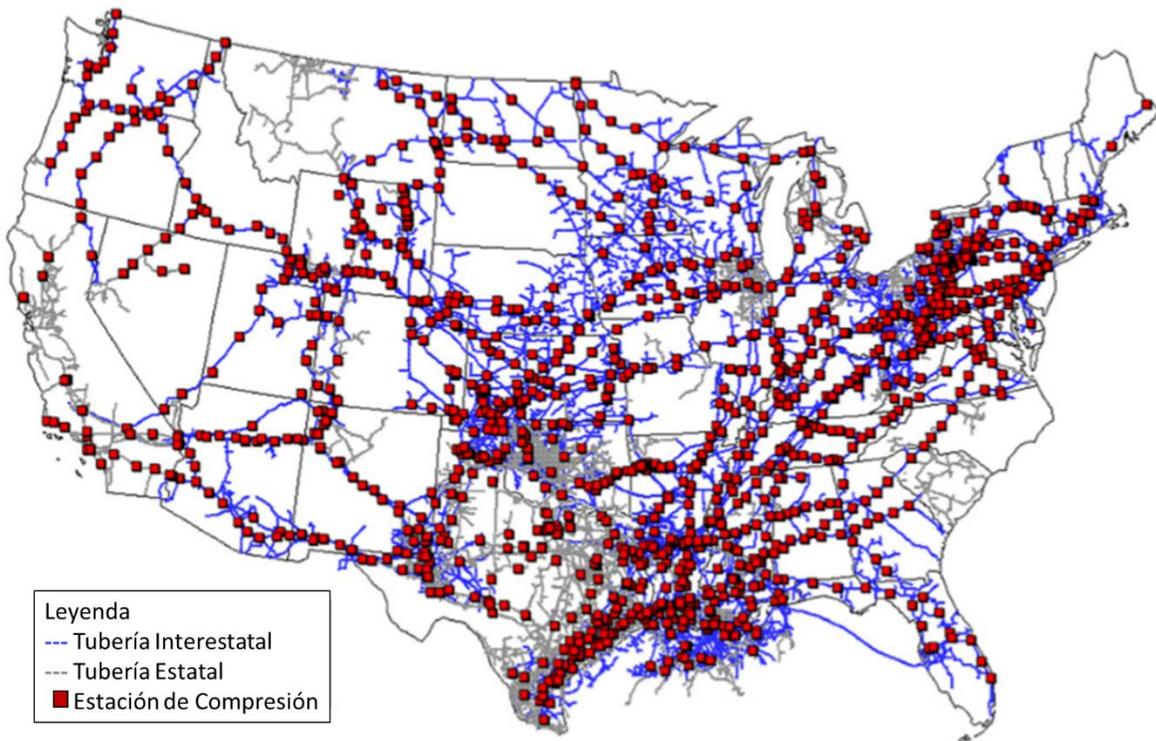


Figura 8.6 Red Extensiva de Tratamiento y Transporte de Gas en Estados Unidos (Modificado de EIA, 2011)

8.5. Modelado de Instalaciones Superficiales

El desarrollo de las instalaciones superficiales para yacimientos de shale gas se logra ensamblando unas cuantas instalaciones típicas: macroperas, plantas de tratamiento y tuberías. Esto implica un enfoque de modularidad.

La modularidad se aplica tanto a nivel de campo como dentro de las instalaciones típicas. Dentro de las mismas instalaciones, la modularidad se aplica en los equipos de tratamiento que operan de manera paralela (Figura 8.1). La modularidad es el factor clave que permite que las instalaciones superficiales sean expandidas de manera dinámica en tiempo y espacio dándole seguimiento a la conexión de nuevos pozos.

Mancini et al (2011) determinaron que este enfoque modular tiene como objetivo la optimización del costo y la estandarización. Replicar cientos de veces las mismas instalaciones superficiales causa que el ahorro o incremento del costo del proyecto sea amplificado. Por lo tanto, al optimizar el costo de las instalaciones (diseñar las instalaciones con un costo limite) este se convierte en una variable independiente cuya optimización deriva en la estandarización de la ingeniería, los materiales y la construcción de las instalaciones. Es así como el diseño de las instalaciones superficiales deja de ser una fase única en el plan de desarrollo y que continúa a lo largo de la vida del proyecto, paralelo al programa de perforación y terminación de pozos.

Los beneficios del enfoque modular en el diseño de instalaciones superficiales son (Guarnone, et al., 2012):

- ◆ Evitar el trabajo de volver a diseñar nuevas instalaciones personalizadas a las nuevas producciones.
- ◆ Simplificar la adquisición de bienes y servicios, logrando significativos ahorros en el costo.
- ◆ Acelerar el proceso de aprobación por el equipo de diseño, debido a la familiaridad con las instalaciones.

A nivel de campo se han identificado tres bloques de construcción: macroperas, tuberías y plantas de tratamiento. Este modelado permite que el desarrollo de las instalaciones superficiales se logre mediante el ensamblado de los bloques de construcción, expandiendo gradualmente el área de drenado del campo.

Un “complejo” (**Figura 8.7**) está compuesto por 20 macroperas (160 pozos) que manda sus efluentes a una planta de tratamiento a través de tuberías. Si se asume un espaciamiento razonable de 804 metros cuadrados, el complejo descrito drenaría aproximadamente 100 kilómetros cuadrados con 160 pozos.

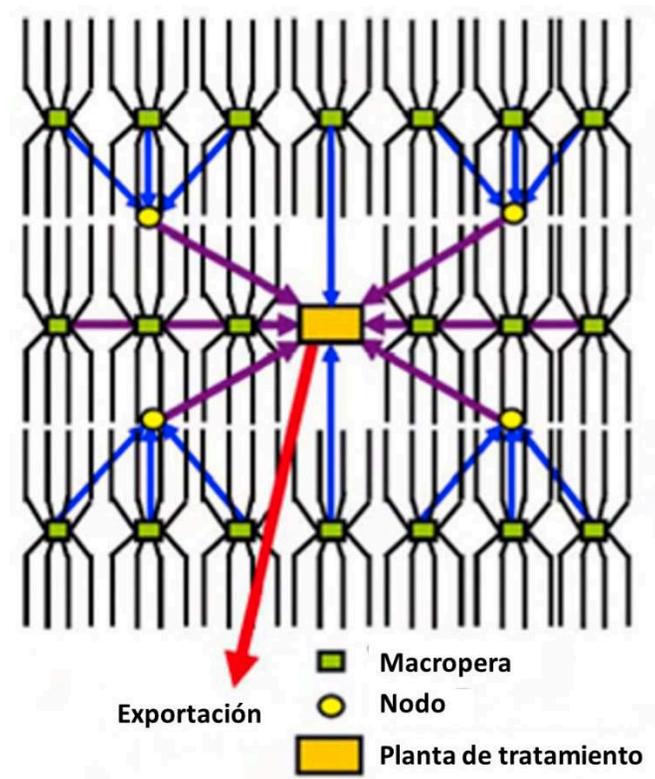


Figura 8.7 Esquema de un "Complejo" Repetible (Modificado de Mancini, et al., 2011)

La ventaja de desarrollar los complejos mediante bloques radica en la flexibilidad con la que se pueden desconectar las macroperas sin generar un impacto en la producción total (esto debido a la elevada declinación que ocurre en los pozos individualmente). Asimismo, realizar el tratamiento de gas en trenes paralelos desde el cabezal de pozo, mitiga la necesidad de adaptar los procesos a los cambios en la composición del gas natural que ya se han mencionado anteriormente.

La ampliación del desarrollo del campo se logra mediante la construcción secuencial de múltiples complejos (**Figura 8.8**). En tales casos solo una planta de tratamiento realiza el proceso hasta llegar a la calidad de exportación. Las plantas restantes elevan la presión del gas y manejan el agua producida (Guarnone, et al., 2012).

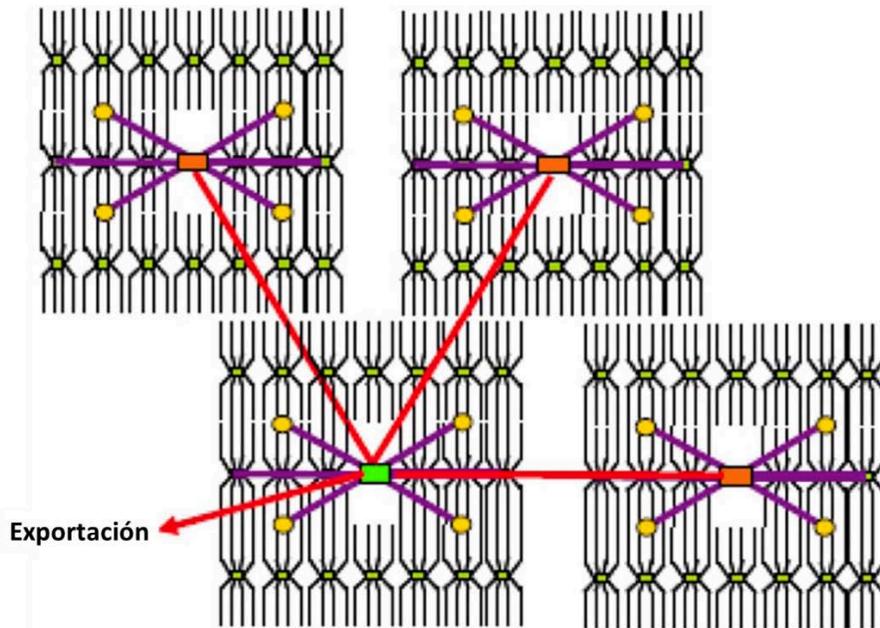


Figura 8.8 Escenario de Múltiples "Complejos" (Modificado de Guarnone, et al., 2012)

Guarnone et al (2012) resaltan un desafío no convencional que se deriva debido a este desarrollo modular. El número óptimo de macroperas que deben ser conectadas a una planta de tratamiento.

Muy pocas macroperas por complejo no justificarían una planta de tratamiento centralizada y se generaría un mayor costo de tratamiento del gas. Demasiadas macroperas por complejo resultaría en una mayor distancia por la cual debe ser transportado el gas desde los cabezales de pozo hasta la planta de tratamiento, lo que requeriría de mayor energía y/o tuberías de mayor diámetro para las macroperas periféricas, lo que generaría mayores costos de operación.

8.6. Adaptación del Modelo

Después de realizar el diseño conceptual, el modelo teórico debe ser adaptado a la realidad. Esta es una actividad muy demandante debido a la presencia de varios parámetros los cuales deben de ser ajustados (Mancini, et al., 2011):

- ◆ Optimización del costo y estandarización.
- ◆ Cuestiones de salud, seguridad y protección ambiental.
 - Diseños estándar.
 - Manejo de agua y NORM (materiales radioactivos naturales).
 - Logística.
 - Destrucción de los hábitats.

- Efecto en las comunidades locales.
- Impacto ambiental.
- ◆ Evaluación de las características de la arquitectura del campo.
- ◆ Número de pozos por macropera (trabajo multidisciplinario).
- ◆ Número de macroperas conectadas a las plantas de tratamiento.
- ◆ Configuración de la red de recolección.

Además, en comparación con los campos de gas y aceite convencionales, las desviaciones entre el modelado teórico son más frecuentes debido principalmente a dos razones (**Figura 8.9**) (Guarnone, et al., 2012):

- ◆ La heterogeneidad entre los pozos y las áreas productivas, la cual puede llegar a ser bastante alta.
- ◆ El plan de desarrollo inicial cubre un periodo más grande de campañas de perforación y de pozos de relleno, lo que ocasiona que el plan a largo plazo sea bastante genérico y flexible, dejando espacio para ajustes anuales.



Figura 8.9 Distribución Irregular de Macroperas en Luisiana (Guarnone, et al., 2012)

Conclusiones y Recomendaciones

- ◆ Los yacimientos de shale gas, al ser yacimientos no convencionales, requieren de una mentalidad no convencional al momento de explotarlos. Esta mentalidad impacta la planificación y el desarrollo tanto de lo que ocurre en el subsuelo como en la superficie.
- ◆ Como se observó, las variables que se utilizan durante la exploración para caracterizar el yacimiento son mayores que las empleadas para yacimientos convencionales. Además, las técnicas de medición de propiedades del yacimiento, tales como la porosidad, permeabilidad, saturación, presión capilar, son erróneas y se están desarrollando nuevas técnicas para lograr una mayor precisión.
- ◆ La única manera de explotar comercialmente un yacimiento de shale gas es mediante la aplicación y continua incorporación de nuevas tecnologías tales como: la perforación horizontal y el fracturamiento hidráulico.
- ◆ El plan de desarrollo, que se encarga de la programación de las perforaciones y terminaciones de pozos, tiene un impacto directo en la producción total del campo.
- ◆ Los pozos de shale gas tienen una muy elevada declinación (hasta el 70% el primer año) pero se calcula que producirán hasta 30 años. Esto causa que el diseño de las instalaciones superficiales sea más complejo que para un campo convencional debido a la adición constante de nuevos pozos y la declinación de los “viejos”.
- ◆ Visto desde una perspectiva individual, las instalaciones que se encargan del tratamiento del gas desde la boca del pozo, son las mismas que las que se utilizan en un tratamiento de gas y aceite convencional. Sin embargo, este tratamiento no puede ser replicado de la misma manera para todos los pozos debido a las grandes variaciones en su composición que sufre el gas al ser explotado de estos yacimientos.
- ◆ El diseño de las instalaciones superficiales en los campos de shale gas se realiza con el objetivo de la modularidad. Esto significa que los componentes que integran las instalaciones superficiales son divididos en “bloques de construcción”.
- ◆ Al replicar cientos de veces las mismas instalaciones durante el desarrollo del campo, la optimización del costo derivando en la estandarización de las instalaciones es un factor importante en la economía del proyecto.

- La modularidad se puede aplicar tanto a nivel de macropera (cabezal de pozo, separadores, inyección de gas, líneas) como a nivel de campo (macroperas, tuberías y plantas de tratamiento).
- Al diseñar las instalaciones a nivel de campo se planean como complejos (160 pozos, 20 macroperas y una planta de tratamiento). Esto permite que cada tren paralelo de tratamiento reciba el proceso que requiere derivando todos en una misma planta que se encarga de los procesos restantes. Además, esta división de bloques permite la desconexión de pozos (e inclusive macroperas enteras) para realizar actividades en la macropera sin afectar a la producción total del campo.
- Se recomienda para trabajos futuros investigar el comportamiento de la variación de composición a través del tiempo de explotación en los pozos de shale gas. Los trabajos que se han realizado al respecto toman la medida a tiempos distintos desde que se inició la explotación del pozo. El análisis de estas variaciones pueden llegar a caracterizar mejor la composición del fluido para optimizar de esta manera las instalaciones superficiales por donde será tratado y transportado.

Bibliografía

- Addis, M. A. & Yassir, M., 2010. *An Overview of Geomechanical Engineering Aspects of Tight Gas Sand Developments*. Paper SPE 136919. Al-Khabor.
- Aguilera, R., 2010. *Flow Units*. Paper SPE 132845. Port of Spain.
- Ambrose, R. J. y otros, 2011. *Life-Cycle Decline Curve Estimation for Tight/Shale Reservoirs*. Paper SPE 140519. The Woodlands(Texas).
- Andrade, J., Civan, F., Devegowda, D. & Sigal, R., 2010. *Accurate Simulation of Shale Gas Reservoirs*. Paper SPE 135564. Florencia.
- Arogundade, O. & Sohrabi, M., 2012. *A Review of Recent Developments and Challenges in Shale Gas Recovery*, Paper SPE 160869. Al-Khobar.
- Arps, J. J., 1945. *Analysis of Decline Curves*.
- Arthur, J. D., Bohm, B. & Cornue, D., 2009. *Environmental Considerations of Modern Shale Gas Development*. Paper SPE 122931. New Orleans(Louisiana).
- Baker Hughes, 2010. *YouTube*. Recuperado de <https://youtu.be/s5ZQCRRZzXE>
- Beggs, H. D., 1984. *Gas Production Operations*.
- Boschee, P., 2012. *Shale Plays: Environmental Issues Related to Surface Facilities*.
- Bullin, K. & Krouskop, P., 2008. *Composition variety complicates processing plans for US shale gas*. Houston(Texas).
- Castellanos, F., 2015. *Caracterización Dinámica de Yacimientos No Convencionales de Gas*. Distrito Federal.
- CGG, 2015. *Compagnie Générale de Géophysique*. Recuperado de <http://www.cgg.com/default.aspx?cid=3527>
- Cheng, Y., 2010. *Impact of Water Dynamics in Fractures on the Performance of Hidaulically Fractured Wells in Gas Shale Reservoirs*. Paper SPE 127863. Lafayette(Louisiana).
- Cipolla, C. L., 2005. *The Truth About Hydraulic Fracturing - It's More Complicated Than We Would Like to Admit*. Paper SPE 108817.

Cipolla, C. L. & Lolon, E. P., 2010. *Reservoir Modelling in Shale Gas Reservoirs*. Paper SPE 125530. Charleston(West Virginia).

Cipolla, C. L., Mack, C. & Maxwell, S., 2010. *Reducing Exploration and Appraisal Risk in Low-Permeability Reservoirs Using Microseismic Fracture Mapping*. Paper SPE 137437. Calgary(Alberta).

Clarkson, C. R., Jensen, J. L. & Blasingame, T. A., 2011. *Reservoir Engineering for Unconventional Reservoirs*. Paper SPE 145080. The Woodlands(Texas).

Core Lab, 2015. *Routine Rock Properties*. Recuperado de <http://www.corelab.com/cli/routine-rock/pulse-decay-permeameter-pdp-200>

Crafton, J. W. & Gunderson, D., 2007. *Stimulation Flowback Management: Keeping a Good Completion Good*. Paper SPE 110851. Anaheim(California).

Crain, R., 2015. *Crain's Petrophysical Handbook*. Recuperado de <https://www.spec2000.net/09-coresatr.htm>

Davis Jr, R., 1992. *Depositional Systems: An Introduction to Sedimentology and Stratigraphy*. New York(New York).

DOE, U. S., 2009. *Modern Shale Gas Development in the United States*.

Dominguez, G. C., 2013. *Aspectos Tecnológicos de la Explotación de Gas de Lutitas*. Distrito Federal.

Economides, M. & Martin, T., 2007. *Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production*. Houston(Texas).

EERC, 2015. *Beyond the Boom*. Recuperado de <http://www.undeerc.org/bakken/completiontechnologies.aspx>

EIA, 2011. *Review of Emerging Resources*.

EIA, 2013. *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources*.

Fazelipour, W., 2011. *Innovative Modelling And Simulation of Unconventional Shale Gas Reservoirs Powered by Microseismic Data*. Paper SPE 141877. Muscat.

Fitzsimmons, M., 2013. *Seeking Alpha*. Recuperado de <http://seekingalpha.com/article/1769682-whitings-g3-cemented-liners-plug-n-perf-completion-technique-should-lead-to-higher-valuation>

- FMC Technologies, 2010. *Solids Handling*.
- Guarnone, M. y otros, 2012. *An Unconventional Mindset for Shale Gas Surface Facilities*.
- Heddleston, D., 2009. *Horizontal Well Production Logging Deployment and Measurement Techniques for US Land Shale Hydrocarbon Plays. Paper SPE 103356*. Oklahoma City(Oklahoma).
- Holditch, S. A., 2006. *Tight Gas Sands, Paper SPE 103356*.
- Holditch, S. A., 2011. *Unconventional Oil and Gas go for the Source*.
- Ikoku, C. U., 1984. *Natural Gas Production Engineering*. Malabar(Florida).
- Jacobi, D. y otros, 2009. *Effective Geomechanical and Geomechanical Characteristics of Shale Gas Reservoirs from the Wellbore Environment. Paper SPE 124231*. Nuevo Orleans(Luisiana).
- Jarvie, D. M., Hill, R. J., Ruble, T. E. & Pllastro, R. M., 2007. Unconventional Shale Gas Systems. *AAPG Bulletin*, 91(4), pp. 475-499.
- Javadpour, F., Fisher, D. & Unsworth, M., 2007. Nanoscale Gas Flow in Shale Gas Sediments. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 46(10).
- Jenkins, C. D. & Boyer, C. M., 2008. *Coalbed- and Shale-Gas Reservoirs. Paper SPE 103514*.
- Kennedy, R. L., Knecht, W. N. & Georgi, D. T., 2012. *Comparisons and Contrasts of Shale Gas and Tight Gas Developments, North American Experience and Trends. Paper SPE 160855*. Al-Khobar.
- King, G. E., 2010. *Thirty Years of Gas Shale Fracturing: What Have We Learned? Paper SPE 133456*. Florencia.
- Klinkenberg, L. J., 1941. *The Permeability of Porous Media to Liquids and Gases*.
- Kundert, D. & Mullen, M., 2009. *Proper Evaluation of Shale Gas Reserves Leads to a More Effective Hydraulic Fracture Stimulation. Paper SPE 123586*. Denver(Colorado).
- Kuuskra, V., Stevens, S., Van Leeuwen, T. & Moodhe, K., 2011. *World Shale Gas Resources*. Washington, DC.
- Mancini, F. y otros, 2011. *Surface Facilities for Shale Gas: A Matter of Modularity, Phasing and Minimal Operations*. Raverina.

Martin, A. N. & Eid, R., 2011. *The Potential Pitfalls of Using North American Tight and Shale Gas Development Techniques in the North African and Middle Eastern Enviroments. Paper SPE 141104.* Manama.

Martin, S. O., Holditch, S. A., Ayers, W. B. & McVay, D. A., 2008. *PRISE: Petroleum Resource Investigation Summary and Evaluation, Paper SPE 117703.* Pittsburgh(Pennsylvania).

Melrose, J. C., 1987. *Use of Water Vapour Desorption Data in the Determination of Capillary Pressures. Paper SPE 16286.*

Mokhatab, S., Poe, W. A. & Speight, J. G., 2006. *Handbook of Natural Gas Transmission and Processing.* Amsterdam.

Newsham, K. E. y otros, 2004. *A Comparative Study of Laboratory Techniques for Measuring Capillary Pressures in Tight Gas Sands.* Houston(Texas).

Nome, S. & Jonston, P., 2008. *From Shale to Shing Shale A Primer on North American Shale Gas Plays. Deutsche Bank.*

Norton, M., Hovdebo, W., Cho, D. & Maxwell, S., 2010. *Surface Seismic to Microsismic: An Integrated Case Study from Exploration to Completion in the Montney Shale of NE British Columbia, Canada.*

Novlesky, A., Kumar, A. & Merkle, S., 2011. *Shale Gas Modelling Workflow. Paper SPE 148710.* Calgary(Alberta).

Passey, Q. R. y otros, 2010. *From Oil-Prone Source Rock to Gas Producing Shale Reservoir. Paper SPE 131350.* Beijing.

PEMEX, 2013. *Anuario Estadístico.*

PESGB, 2008. *Exploration and Production in a Mature Basin.* Aberdeen.

Prioul, R. y otros, 2011. *Improving Fracture Initiation Predictions on Arbitrarily Oriented Wells in Anisotropic Shales. Paper SPE 147462.* Calgary(Alberta).

Rahmanian, M., Solano, N. & Aguilera, R., 2010. *Storage and Output Flow From Shale and Tight Gas Reservoirs. Paper SPE 133611.* Anaheim(California).

-
- Ravensbergen, J. E., 2011. *Cased-Hole Multistage Fracturing: A New Coil-Tubing-Enabled Completion*. Paper SPE 143250. The Woodlands(Texas).
- Rushing, J. A., Newsham, K. E. & Blasingame, T. A., 2008. *Rock Typing*. Paper SPE 114164. Keystone(Colorado).
- Rushing, J. A., Newsham, K. E. & Fraasen, K. C., 2003. *Measurement of the Two-Phase Gas Slippage Phenomenon and its Effect on Gas Relative Permeability in Tight Gas Sands*. Paper SPE 84297. Denver(Colorado).
- Rushing, J. A., Perego, A. D., Sullivan, R. B. & Blasingame, T. A., 2007. *Estimating Reserves in Tight Gas Sands at HP/HT Reservoir Conditions: Use and Misuse of an Arps Decline Curve Methodology*. Paper SPE 109625. Anaheim(California).
- Satya Gupta, D. V., 2009. *Unconventional Fracturing Fluids for Tight Gas Reservoirs*. Paper SPE 119424. The Woodlands(Texas).
- Schlumberger, 2015. *Oilfield Glossary*. Recuperado de <http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/skid.aspx>
- Schlumberger, 2015. *Oilfield Glossary*. Recuperado de http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/c/coal_bed_methane.aspx
- SPE, 2015. *Petrowiki*. Recuperado de http://petrowiki.org/Measurement_of_capillary_pressure_and_relative_permeability#Porous-plate_methods
- Speight, J. D., 2013. *Shale Gas Production Processes*.
- Strickland, R., Purvis, D. & Blasingame, T., 2011. *Practical Aspects of Reserve Determinations for Shale Gas*. Paper SPE 144357. The Woodlands(Texas).
- U.S. Environmental Protection Agency, 2007. *Natural Gas Dehydration*. Texas.
- Universidad Autónoma de Tamaulipas, 2015. *Comentarios a la Guía de Criterios Ambientales para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos Contenidos en Lutitas*. Reynosa(Tamaulipas).
- Vassilellis, G. D., Li, C., Seager, R. & Moos, D., 2010. *Investigating the Expected Long-Term Production Performance of Shale Reservoirs*. Paper SPE 138134. Calgary(Alberta).
-

Vepsäläinen, M., 2012. *Electrocoagulation in the treatment of industrial waters and wastewaters*.

Vincent, M. C., 2010. *Refracs - Why Do They Work, and Why Do They Fail? In 100 Published Field Studies? Paper SPE 134330*. Florencia.

Weatherford, 2014. *YouTube*. Recuperado de <https://www.youtube.com/watch?v=Z-vCBV1AhBs>

Weiland, R. H. & Hatcher, N. A., 2012. Overcome challenges in treating shale gas. *Hydrocarbon Process.*, 91(1), pp. 45-48.

Williams, H. y otros, 2011. *Flexible, Expanding Cement System (FECS) Successfully Provides Zonal Isolation Across Marcellus Shale Gas Trends. Paper SPE 149440*. Calgary(Alberta).

Zamora, M. d. I. A., 2015. *Conceptos Fundamentales de la Ingeniería de Producción de Gas Natural*. Distrito Federal.