



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

Hidrocarburos No Convencionales y su Impacto Ambiental

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A N

Erick Higareda Salazar

José Luis Landeros Ramírez

DIRECTOR DE TESIS

Mtro. José Luis Ortiz Camargo



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2017

Agradecimientos

Erick Higareda Salazar

A mi madre, Judith Salazar Munive, por darme la vida, todo su amor, su apoyo, su dedicación, su esfuerzo y siempre guiarme por el mejor camino, por darme la mayor herencia que es mi educación, gracias, mamá, eres la mejor.

A mi padre, Francisco Higareda Juárez, por siempre estar conmigo y apoyarme en todo, por cada uno de los conocimientos que me has transmitido, por todo el esfuerzo, gracias, papá.

A mi hermana, Thalía Ileana Higareda Salazar, por la confianza y todo el apoyo que me has brindado, por la comprensión y cada uno de tus consejos, por mostrarme el camino a seguir en la vida, por ser mi amiga y mi hermana, gracias, hermanita.

A mi abuelo, Ángel Salazar Jaime, por los grandiosos momentos compartidos, por las enseñanzas, por todo el apoyo y esfuerzo que diste hasta el último día, siempre vivirás en mi corazón.

A mi director de tesis, José Luis Ortiz Camargo, por haber confiado en mí y dedicar todo el tiempo necesario para la dirección de este trabajo.

A mis amigos, por recorrer conmigo este camino y haber hecho de mi estancia universitaria una experiencia inolvidable.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, en especial a la Facultad de Ingeniería por haberme dado la oportunidad de formarme profesionalmente a través de los conocimientos de cada uno de mis profesores.

Agradecimientos

José Luis Landeros Ramírez

*A mi madre, María Guadalupe
Ramírez Cervantes por su
apoyo incondicional y
enseñarme que todo es posible
con invertir un granito de
arena más.*

*A mi abuelo, Antonio Rodríguez
por sus enseñanzas sobre el
trabajo, el esfuerzo y sus frutos,
además de siempre buscar hacer
las cosas de la mejor manera
posible.*

*A mi abuela, Mónica Cervantes
García por sus cuidados y
dedicación durante mi vida
estudiantil, además de sus
consejos de vida.*

*A JL, por la dirección de este
trabajo y su ayuda para crecer
profesionalmente.*

Resumen

La naturaleza dual de los hidrocarburos no convencionales (HNC); como solución a la demanda mundial de energéticos y fuente de contaminación media a severa del medio ambiente hace evidente la necesidad de mejorar el entendimiento de los mismos. Se les denomina no convencionales debido a que representa un reto tecnológico e ingenieril para su extracción, dadas las características propias de estos recursos se requiere de un esfuerzo muy grande para su desarrollo a escala comercial. En este trabajo se definen algunos de ellos y se muestran algunas de las herramientas de cálculo que van desde correlaciones hasta sofisticados modelos de simulación que permiten aproximar el comportamiento de los HNC, además del impacto ambiental que genera su desarrollo, como la contaminación del agua, aire y suelo, también se muestran localizaciones de estos recursos en el territorio mexicano.

Abstract

The dual nature of unconventional hydrocarbons (NCH) as a solution to the global demand for energy sources and medium to severe pollution of the environment makes evident the need to improve their understanding. They are called non-conventional because it represents a technological and engineering challenge for their extraction, given the characteristics of these resources requires a very large effort for their development on a commercial scale. In this work some of them are defined and some of the calculation tools are shown that go from correlations to sophisticated simulation models that allow to approximate the behavior of the NCH, in addition to the environmental impact generated by its development, such as water pollution, air and soil, are also shown locations of these resources in the Mexican territory.

Contenido

Agradecimientos.....	I
Resumen	III
Abstract.....	III
Contenido.....	IV
Lista de tablas.....	XII
Lista de figuras	XIII
Introducción.....	1
Capítulo 1: Introducción a los hidrocarburos no convencionales	4
1.1 Reservas mundiales probadas de gas.....	5
1.2 Reservas mundiales probadas de aceite.....	6
1.3 Proyecciones de la demanda mundial hidrocarburos	7
1.4 Importancia de los hidrocarburos no convencionales	8
Capítulo 2: Hidratos de gas natural.....	9
2.1 Introducción.....	9
2.2 Clasificación de los hidratos	10
2.2.1 Estructura tipo I.....	10
2.2.2 Estructura tipo II.....	11
2.2.3 Estructura tipo H	12
2.3 Herramientas para determinar las condiciones P-T para la formación de hidratos	12
2.3.1 Correlación de Ostergaard.....	12
2.3.2 Correlación de Makogon	13
2.3.3 Correlación de Kobayashi	13
2.3.4 Método del factor K.....	13
2.3.4.1 Algoritmos tipo flash	14
2.3.4.2 Incipiente formación de sólidos	14
2.3.5 Correlación de Wilcox	14
2.3.6 Correlación de Sun	14
2.3.7 Correlación de Mottie.....	14
2.3.8 Correlación de Towler y Mokhatab.....	14
2.3.9 Modelo de Parrish y Prausnitz	15
2.4 Condiciones de estabilidad de los hidratos.....	15
2.5 Procesos para producir gas de los hidratos.....	18

Contenido

2.5.1 Despresurización	18
2.5.2 Estimulación térmica	18
2.5.3 Inyección de inhibidores.....	18
2.6 Aspecto Ambiental	19
2.7 Hidratos de gas en el golfo de México.....	23
Capítulo 3: Gas de lutitas (Shale gas)	24
3.1 Introducción.....	24
3.2 Origen	24
3.2.1 Contenido orgánico total (COT)	25
3.2.2 Madurez térmica	25
3.2.3 Gas adsorbido	25
3.3 Mecanismos de extracción	25
3.3.1 Perforación horizontal	25
3.3.2 Uso de macro peras (Pad Drilling)	26
3.3.3 Pozos paralelos (Stacked Wells).....	27
3.3.4 Perforación multilateral	27
3.3.5 Fracturamiento hidráulico.....	27
3.3.5.1 Fracturamiento en etapas múltiples.....	27
3.4 Herramientas de cálculo.....	28
3.4.1 Isotherma de Langmuir	28
3.4.2 Isotherma BET	29
3.4.3 Efecto Klinkenberg.....	30
3.4.4 Flujo no Darciano.....	31
3.5 Aspecto ambiental.....	31
3.5.1 Contaminación del aire	32
3.5.2 Contaminación del agua	32
3.5.2.1 Consumo de agua	33
3.5.2.2 Calidad del agua	34
3.5.2.3 Tratamiento del agua.....	34
3.5.2.4 Reciclado de agua.....	35
3.5.2.5 Eliminación del agua	35
3.5.3 Manejo de fluidos.....	36
3.5.4 Actividad sísmica inducida	36

3.6 Gas de lutitas en México	37
Capítulo 4: Yacimientos de gas en carbón mineral.....	38
4.1 Introducción.....	38
4.2 Procesos de formación del carbón, composición y su influencia en las propiedades del yacimiento.....	38
4.2.1 Condiciones de formación.....	39
4.2.1.1 Temperatura.....	40
4.2.1.2 Presión.....	40
4.2.2 Composición	40
4.3 Características del sistema	42
4.3.1 Porosidad.....	42
4.3.1.1 Porosidad primaria	42
4.3.1.2 Porosidad secundaria.....	43
4.3.2 Permeabilidad	44
4.3.3 Contenido de gas.....	45
4.3.4 Volumen de agua a remover	45
4.4 Herramientas de cálculo para los yacimientos de gas en carbón mineral	46
4.4.1 Isoterma de Langmuir modificada	46
4.4.2 Modelo tipo aceite negro para yacimientos de gas en carbón mineral	48
4.5 Formas de extracción.....	49
4.6 Aspecto ambiental.....	49
4.6.1 Agua producida.....	49
4.6.2 Filtraciones de metano.....	50
4.6.3 Perturbaciones superficiales	50
4.6.4 Ruido	51
4.6.5 Contaminación del aire	51
4.6.6 Recuperación mejorada de gas en capas de carbón (ECBM)	52
4.7 Yacimientos de gas en carbón mineral en México: Cuenca de sabinas.....	53
4.7.1 Desastre minero de pasta de conchos	53
Capítulo 5 Yacimientos de gas compactos.....	54
5.1 Introducción.....	54
5.2 Características	54
5.2.1 Porosidad.....	54

Contenido

5.2.2 Saturación de agua.....	55
5.2.3 Presiones anormales	56
5.2.4 Permeabilidad.....	57
5.3 Técnicas de extracción.....	58
5.3.1 Fracturamiento térmico	58
5.3.2 Diferencias del fracturamiento hidráulico entre yacimientos compactos y lutitas ...	59
5.4 Herramientas de cálculo.....	60
5.4.1 Aproximación de yacimiento compartimentalizado.....	60
5.4.2 Funciones de flujo multifásico para yacimientos de gas compactos.....	60
5.5 Aspecto ambiental.....	61
5.5.1 Uso de fluidos base aceite	61
5.5.1.1 Aceite libre	62
5.5.1.2 Diesel.....	63
5.5.1.3 Benceno.....	63
5.6 Yacimientos de gas compactos en México: Paleocanal de Chicontepec.....	65
Capítulo 6: Lutitas aceiteras (Shale Oil).....	66
6.1 Introducción.....	66
6.2 Propiedades del sistema.....	67
6.2.1 Tipos de lutitas aceiteras	67
6.2.1.1 Lutitas aceiteras de ambiente terrestre.....	67
6.2.1.2 Lutitas aceiteras lacustres	67
6.2.1.3 Lutitas aceiteras marinas.....	67
6.2.2 Grado de las lutitas aceiteras.....	68
6.2.3 Porosidad y permeabilidad.....	68
6.3 Formas de extracción.....	69
6.3.1 Minería.....	70
6.3.2 Retorta directa	70
6.3.3 Retorta indirecta.....	71
6.3.4 Retorta In situ	71
6.3.5 Reacciones minerales de baja (>450 °C) y alta temperatura (>1000°C)	72
6.4 Aspecto ambiental.....	73
6.4.1 Calidad del aire.....	74
6.4.2 Calidad del agua.....	75

Contenido

6.4.3 Calidad de la tierra.....	76
6.4.4 Ruido, vibración y visibilidad	76
6.5 Lutitas aceiteras en México: Cuenca de Veracruz	77
Capítulo 7: Arenas bituminosas y aceite extra pesado.....	78
7.1 Introducción.....	78
7.2 Formas de extracción	79
7.2.1 Proceso del agua caliente.....	79
7.2.2 Producción de aceite pesado con arena en frío (CHOPS).....	79
7.4 Aspecto ambiental.....	81
7.4.1 Contaminación del aire	82
7.4.2 Contaminación del agua	82
7.4.3 Emisiones tóxicas al aire durante el transporte y refinación	83
7.5 Aceite extra pesado en México: Campeche Oriente	85
Capítulo 8: Otros no convencionales	86
8.1 Yacimientos de gas volcánico	86
8.2 Yacimientos compactos de aceite (Tight oil).....	87
8.3 Síntesis de Fischer–Tropsch	87
8.4 Despolimerización térmica (TDP)	88
Conclusiones	89
Referencias	91
Anexo A: Modelos y correlaciones utilizados para determinar la formación de hidratos	97
A.1 Correlación de Ostergaard.....	97
A.2 Correlación de Makogon	98
A.3 Correlación de Kobayashi	98
A.4 Factor K	99
A.5 Algoritmo tipo flash utilizando la definición del factor K	99
A.6 Incipiente formación de sólidos (Presión de formación dada una temperatura).....	100
A.7 Incipiente formación de sólidos (Temperatura de formación dada una presión).....	101
A.8 Correlación de Wilcox	101
A.9 Correlación de Sun	101
A.10 Correlación de Mottie	101
A.11 Correlación de Towler y Mokhatab.....	102

Contenido

A.12 Modelo de Parrish y Prausnitz	102
Anexo B: Propiedades del gas natural y agua de formación	108
B.1 Factor Z	108
B.2 Compresibilidad isotérmica del gas.....	108
B.3 Viscosidad del gas	109
B.4 Factor volumétrico del gas	109
B.5 Factor de volumen del agua.....	110
B.6 Viscosidad del agua.....	110
B.7 Compresibilidad isotérmica del agua.....	110
Anexo C: Calculo de la pseudo presión y el pseudo tiempo	111
C.1 Pseudo presión.....	111
C.1.1 Regla del trapecio	111
C.1.2 Regla de Simpson.....	111
C.1.3 Algoritmo de Klins	111
C.2 Pseudo tiempo.....	114
C.2.1 Regla del trapecio	114
C.2.2 Regla de Simpson.....	114
Anexo D: Deshidratación de pozos de gas (Gas Well Deliquification)	115
D.1 Sarta de velocidad	115
D.2 Compresión	116
D.3 Émbolo viajero (Plunger lift)	116
D.4 Bombeo neumático (BN).....	117
D.5 Bombeo electro centrífugo (BEC)	118
D.6 Bombeo hidráulico (BH).....	119
D.7 Bombeo por chorro (BC) (Jet Pumping).....	120
D.8 Bombeo por cavidades progresivas (BCP)	121
D.9 Bombeo mecánico (BM)	122
Anexo E: Modelos de simulación	123
E.1 Modelado de procesos miscibles	123
E.2 Modelo tipo aceite negro.....	123
E.2.1 Modelado de procesos miscibles con simuladores tipo aceite negro	123
E.2.2 Modelado de yacimientos de carbón mineral con simuladores tipo aceite negro	124
E.3 Modelo de doble permeabilidad	124

Contenido

E.4 Modelado de procesos térmicos	125
E.5 El modelo composicional	126
E.6 Modelos de transporte de masa electrocinéticos.....	126
E.6.1 Modelo de Shapiro	126
E.6.2 Modelo de Alshawabkeh y Acar.....	127
Anexo F: Procesos de recuperación mejorada	128
F.1 Métodos térmicos.....	128
F.1.1 Combustión in situ	128
F.1.1.1 Inyección de aire de punta a talón (THAI)	129
F.1.2 Inyección de vapor.....	130
F.1.2.1 Drene gravitacional asistido por vapor (SAGD)	130
F.2 Métodos miscibles.....	131
F.2.1 Empuje por vaporización y condensación	132
F.2.1.1 Empuje por condensación	132
F.2.1.2 Empuje por vaporización	132
F.2.1.3 VAPEX.....	132
F.2.2 Inyección alterna de gas y agua (WAG).....	133
F.2.3 Inyección de dióxido de carbono.....	133
F.2.4 Inyección de nitrógeno y gases de combustión.....	133
F.3 Recuperación mejorada con microbios (MEOR).....	134
F.4 Inyección de polímeros y métodos químicos	135
F.4.1 Inyección de polímeros	135
F.4.2 Inyección de polímero miscelar.....	135
F.4.3 Inyección de agentes alcalinos	135
F.5 Recuperación mejorada por medio de electrocinética (EEOR)	136
F.6 Criterios de selección	137
F.6.1 Profundidad	137
F.6.2 Viscosidad	138
F.6.3 Permeabilidad.....	138
Anexo G: Balance de materia	139
G.1 Ecuación de balance de materia para yacimientos de gas en carbón mineral	139
G.1.1 Determinación del área de drene	139
G.1.2 Determinación de la presión de yacimiento y el gas in situ.....	141

Contenido

G.1.3 Algoritmos de predicción	141
G.2 Aproximación de yacimiento compartimentalizado	142
G.2.1 Método de Payne (Esquema explícito)	143
G.2.2 Método de Hagoort y Hoogstra (Esquema implícito)	144
G.3 Energy plot	144
G.4 Ecuación de balance de materia fluyente	145
G.5 Funciones de flujo multifásico en yacimientos compactos	147

Lista de tablas

Tabla 1.1 Países con mayor cantidad de reservas de gas de lutitas Modificado de Referencia 32	6
Tabla 1.2 Relación reserva-producción en algunos países Modificado de Referencia 32	8
Tabla 2.1 Clatratos comunes, modificado de: Referencia 17	9
Tabla 4.1 Propiedades del carbón de la cuenca de Sabinas, Modificado de Referencia 51 ..	53
Tabla 5.1 Composición de algunos lodos de perforación Recuperado de Referencia 35	64
Tabla 5.2 Composición de algunos lodos base aceite Recuperado de Referencia 35.....	65
Tabla 6.1 Cambios en la porosidad y permeabilidad con respecto a la temperatura en diferentes muestras de lutitas aceiteras Modificado de: Referencia 62	69
Tabla A.1 Valores de a para la correlación de Ostergaard et al. Recuperado de: Referencia 69	103
Tabla A.2 Valores de a para la correlación de Kobayashi et al. Recuperado de: Referencia 1	103
Tabla A.3 Valores de a para la correlación de Wilcox et al. Recuperado de: Referencia 11	103
Tabla A.4 Valores de a para la correlación de Sloan Recuperado de: Referencia 76	104
Tabla A.5 Valores de a y b para la el modelo deParrish y Prausnitz calculados con la de estado SRK (Hidratos Tipo I). Recuperado de: Referencia 76	105
Tabla A.6 Valores de a y b para la el modelo deParrish y Prausnitz calculados con la de estado SRK (Hidratos Tipo II). Recuperado de: Referencia 76	105
Tabla A.7 Valores de a y b para la el modelo deParrish y Prausnitz calculados con la de estado SRK (Hidratos Tipo H). Recuperado de: Referencia 76.....	105
Tabla A.8 Valores de a y b para la el modelo deParrish y Prausnitz calculados con la de estado PR (Hidratos Tipo I). Recuperado de: Referencia 76.....	106
Tabla A.9 Valores de a y b para la el modelo deParrish y Prausnitz calculados con la de estado PR (Hidratos Tipo II). Recuperado de: Referencia 76.....	106
Tabla A.10 Valores de a y b para la el modelo deParrish y Prausnitz calculados con la de estado PR (Hidratos Tipo H). Recuperado de: Referencia 76.....	106
Tabla A.11 Parámetros para la transición de fase desde agua líquida hasta hidrato ΔC_p se asume independiente de la temperatura, las otras cantidades se encuentran a 273.15K. Recuperado de: Referencia 76	107
Tabla B.1 Valores de a para la de Dranchuk-Abu-Kassem	109
Tabla B.2 Valores de a para calcular el factor de volumen del agua (agua libre de gas).....	110
Tabla B.3 Valores de a para calcular el factor de volumen del agua (agua saturada con gas)	110
Tabla F.1 Productos bacterianos y sus efectos Modificado de: Referencia 65	134

Lista de figuras

Figura 1.1 Clasificación de los HNC.Modificado de: Referencia 24.....	4
Figura 1.2 Reservas mundiales de gas.Modificado de: Referencia 32	5
Figura 1.3 Reservas mundiales de aceite.Modificado de: Referencia 32	7
Figura 2.1 Estructura I: a) general, b) dodecaedro pentagonal, c) tetracaidecaedro, recuperado de: Referencia 19.....	11
Figura 2.2 Estructura tipo II: a) general, b) hexacaedro, c) dodecaedro, recuperado de: Referencia 19	11
Figura 2.3 Estructura tipo H: a) general, b) dodecaedro pentagonal, c) icosaedro, d) dodecaedro irregular, recuperado de: Referencia 19	12
Figura 2.4 Región de estabilidad, composición:100% metano	16
Figura 2.5 Región de estabilidad, composición: 75% metano, 25% etano	16
Figura 2.6 Región de estabilidad, composición: 75% metano, 15% etano, 10% propano	17
Figura 2.7 Región de estabilidad, composición: 2.38% CO ₂ , 0.58% N ₂ , 73.95% C ₁ , 7.51% C ₂ , 4.08% C ₃ , 0.61% i-C ₄ , 1.58% n-C ₄ , 0.5% i-C ₅ , 0.74% n-C ₅ , 0.89% C ₆ y 7.18% C ₇₊	17
Figura 2.8 Escenarios del uso de biomasa y gas natural para reducir las emisiones de CO ₂ , modificado de: Referencia 19	20
Figura 3.1 Ejemplo entre un pozo(línea negra) buzamiento hacia arriba(derecha), buzamiento hacia abajo (izquierda)Recuperado de: Referencia 56.....	26
Figura 3.2 Uso de macro peras en combinación con pozos paralelos (diferentes vistas) Recuperado de: Energy&Capital Practical Investmen Analysis in the New Energy Economy27	
Figura 3.3 Fracturamiento en etapas múltiples Recuperado de: Referencia 16	28
Figura 3.4 Isotermas de adsorción para diferentes formaciones en los Estados Unidos Modificado de: Referencia 16	29
Figura 3.5 Efecto kilnkenberg (k=0.1 mD).....	30
Figura 3.6 Composición típica de un fluido de fracturamiento Modificado de: Royal Society and Royal Academy of Engineering report (2012).....	33
Figura 4.1 Relación entre la profundidad y la permeabilidad (Región verde). Modificado de: Referencia 24	39
Figura 4.2 Rango del carbón y etapas de la maduración del querógeno (superior), Efecto rango del carbón sobre la capacidad de almacenar gas (Inferior). Modificado de: Referencia 24	41
Figura 4.3 Dinámica de flujo del gas en el carbón (esquema) Modificado de: Referencia 69	43
Figura 4.4 Método USBM para determinar el volumen de gas perdido Modificado de: Referencia 69	45

Lista de figuras

Figura 4.5 Gráfico de V vs V/p Modificado de: Referencia 69	47
Figura 4.6 Isotherma de Langmuir para un sistema con: presión de abandono de 100 psia, presión crítica de desorción 648 psia, presión de yacimiento 1620 psia, $V_m = 465.2$ scf/ton y $b = 0.0263$ psia ⁻¹ . El contenido de gas in situ (línea morada) es de 292 scf/ton y el volumen de gas de abandono (línea naranja) 100 scf/ton	47
Figura 4.7 Comparativa entre el comportamiento de la isoterma de Langmuir y la relación de solubilidad para un modelo aceite negro.....	48
Figura 5.1 Escuelas de pensamiento de los yacimientos compactos: Modificado de: Referencia 78	55
Figura 5.2 Saturación normal de agua (Izquierda), saturación sub normal (Derecha): Modificado de: Referencia 6	55
Figura 5.3 Lentes de arena Modificado de: Referencia 6	56
Figura 5.4: Curvas de permeabilidad relativa y presión capilar para un yacimiento convencional (izquierda) y un yacimiento compacto (derecha) Modificado de: Referencia 3757	
Figura 5.5 Efecto del tipo de fluido empleado durante perforación en el daño a la formación Modificado de: Referencia 6	58
Figura 5.6 Esquema del modelo de yacimiento compartimentalizado Modificado de: Referencia 70	60
Figura 5.7 Curvas de permeabilidad relativa (superior) y presión capilar (inferior) para un sistema con $S_{gc} = 0.07$, $S_{wi} = 0.49$, $k_a = 0.05$ mD y $\lambda = 0.815$	61
Figura 5.8 Composición promedio de los fluidos de perforación base aceite y agua en % peso (Sin agentes modificadores de la densidad) Modificado de Referencia 35.....	62
Figura 6.1 Equipo de retorta de combustión de gas Modificado de: Referencia 62	71
Figura 7.2 Ciclos de producción del proceso CHOPS Modificado de: Referencia 65	81
Figura A.1 Factores b y k de la correlación: Modificado de: Referencia 69	98
Figura D.1 Ciclo de funcionamiento del embolo viajero Recuperado de: Referencia 71.....	116
Figura D.2 Bombeo Neumático Modificado de: Referencia 8.....	117
Figura D.3 Bombeo Electro centrífugo Modificado de: Referencia 8	118
Figura D.4 Bomba hidráulica Modificado de: Referencia 8.....	119
Figura D.5 Esquema de una bomba de chorro Modificado de: Referencia 8.....	120
Figura D.6 Bombeo por cavidades progresivas Modificado de: Referencia 8.....	121
Figura D.7 Bombeo mecánico Modificado de: Referencia 8.....	122
Figura F.1 THAI (Esquema) Modificado de: Referencia 65	129
Figura F.2 Procesos involucrados en la inyección de vapor Modificado de: Referencia 65	130
Figura F.3 SAGD y sus variantes (Esquema) Modificado de: Referencia 65.....	131
Figura F.4 Calentamiento resistivo Modificado de: Referencia 13.....	137

Lista de figuras

Figura F.5 Criterio de la profundidad para la selección de un método de recuperación mejorada Modificado de: Referencia 65.....	137
Figura F.6 Criterio de la viscosidad para la selección de un método de recuperación mejorada Modificado de: Referencia 65.....	138
Figura F.7 Criterio de la permeabilidad para la selección de un método de recuperación mejorada Modificado de: Referencia 65.....	138
Figura G.1 Determinación gráfica del área de drene.....	140
Figura G.2 Determinación gráfica del gas in situ y valores para corregir la presión original de yacimiento Recuperado de: Referencia 69	141
Figura G.3: Energy plot de un sistema BCGA, se pueden observar dos tendencias de presión.....	145
Figura G.4: Método de validación para EPS Modificado de Referencia 33	146
Figura G.5: Obtención de b_{pss} (* P_p se refiere a la pseudo presión) Modificado de Referencia 33	147

Introducción

La presente investigación se refiere al tema de los hidrocarburos no convencionales (HNC) y su impacto ambiental, los HNC pueden ser definidos como aquellos que aunque existen en grandes acumulaciones, dadas sus características físicas y localización no pueden ser explotados a escala económica con la tecnología convencional y necesitan procedimientos especiales para su recuperación, sin embargo, el desarrollo de los mismos implica modificaciones en el medio ambiente que puede ser desde buenas hasta extremadamente malas.

Para analizar esta problemática es necesario mencionar que la razón fundamental para el estudio de los HNC deriva de las grandes cantidades de los mismos, la creciente demanda mundial de energía y un posible escenario de desabasto de petróleo y gas natural a largo plazo.

Se espera que los HNC sean la solución a los problemas energéticos antes mencionados, sin embargo, existen dos escenarios medio ambientales posibles: el primero de ellos plantea utilizar el gas natural no convencional como fuente de energía y secuestrar CO₂ para disminuir las emisiones de dicho gas, mientras que el segundo plantea un calentamiento global acelerado puesto que la extracción de aceite no convencional tiene como sub producto el dióxido de carbono; cabe mencionar que en ambos escenarios se usaría excesivamente el agua, en operaciones que van desde la extracción de los HNC hasta el procesamiento de los mismos.

En este trabajo se consideran dos grupos: los hidrocarburos gaseosos y los líquidos; a su vez el primero grupo se subdivide con base en el mecanismo de almacenamiento: adsorción (hidratos de gas, gas de lutitas y gas del carbón mineral) y almacenamiento en poros (yacimientos de gas compacto). El segundo grupo se subdivide con base en la roca matriz: lutita (lutitas aceiteras) y arenisca (arenas bituminosas). Adicionalmente se mencionan otros HNC, que pueden ser divididos en naturales (yacimientos de gas volcánico y yacimientos compactos de aceite) y sintéticos (líquidos de Fischer-Tropsch y despolimerización térmica).

El tema del capítulo uno es la importancia de los hidrocarburos no convencionales y, se presentan cifras importantes como las reservas probadas y la prospección energética futura, donde el 90% de la misma provendrá de fuentes como el petróleo, gas natural y carbón.

En el capítulo dos se habla sobre los hidratos de gas natural, esto es debido a que la mayor parte de la reserva mundial de gas se clasifica como no convencional y a su vez gran parte del gas no convencional se encuentra en forma de hidratos, sin embargo, existen diversas consideraciones que deben ser tomadas en cuenta para su desarrollo. En este trabajo se presenta una definición sobre los hidratos, la clasificación de los mismos con base en su estructura cristalina, algunas herramientas que permiten determinar la región de estabilidad donde existen y formas de como extraerlos, todo ello aunado al impacto ambiental que pueden generar; como acelerar el calentamiento global a través de emisiones de metano o bien como una alternativa para el secuestro de dióxido de carbono.

Posteriormente en el capítulo tres se aborda el gas de lutitas, la importancia del mismo radica en ser la segunda fuente no convencional con más reservas de gas, en este trabajo se presenta una definición de esta clase de recursos y el por qué son consideradores no convencionales, también se describe brevemente algunas operaciones especiales utilizadas para su extracción, como la perforación horizontal y el fracturamiento hidráulico, además se mencionan algunas herramientas empleadas para modelar esta clase de yacimientos y se habla sobre el impacto ambiental que el gas de lutitas genera; por parte de impacto negativo se sabe que pueden existir emisiones fugitivas lo cual se traduce en que la cantidad de gases de efecto invernadero como el metano se incremente, también los fenómenos asociados a la contaminación del agua y el suelo y la posible actividad sísmica inducida. Por parte del impacto positivo se sabe que esta clase de yacimientos son candidatos ideales para el secuestro de dióxido de carbono como una manera de incrementar la producción de gas.

Después, en el capítulo cuatro se habla sobre el gas del carbón mineral, la tercer fuente no convencional gaseosa con mayor cantidad de reservas, se presenta una

definición sobre el carbón, los procesos que modifican algunas propiedades del sistema, algunas herramientas útiles para modelar los procesos del yacimiento y los problemas asociados como el volumen de agua a remover para poder producir gas y el agua producida simultáneamente. En lo que respecta al aspecto ambiental se habla sobre la contaminación del agua, la eliminación de la misma, la contaminación del aire y el potencial de secuestro de dióxido de carbono (en los capítulos 2,3 y 4 se habla sobre esto debido a que se aprovecha el fenómeno de sustitución química debida a la adsorción).

El capítulo cinco trata sobre los yacimientos de gas compactos, se presenta una definición, una breve clasificación, los problemas asociados a la extracción de los mismos tales como el bloqueo por agua, también se mencionan algunas herramientas de cálculo útiles y el impacto ambiental que esta clase de recursos presenta, en particular el uso de lodos base aceite.

Dentro del segundo grupo de estudio, en el capítulo seis se habla sobre las lutitas aceiteras, cabe resaltar que ocupan el primero lugar en reservas de aceite no convencional, se menciona la clasificación de las mismas con base en su ambiente de depósito y la valoración de Fischer, también se habla sobre los procesos superficiales y sub superficiales para extraer aceite de las mismas así como sus efectos negativos sobre el ambiente.

Posteriormente en el capítulo siete se habla acerca de las arenas bituminosas y el aceite extra pesado, los procesos de extracción así como el impacto que tienen las operaciones de transporte y procesamiento de esta clase de recursos, dado que algunos efectos son muy nocivos para la población.

Y finalmente en el capítulo ocho se mencionan otros hidrocarburos no convencionales entre los cuales destaca el grupo de los sintéticos, se les denomina así debido a que provienen ya sea de degradar químicamente el carbón o bien del tratamiento térmico de biomasa y/o sustancias de desecho.

Capítulo 1: Introducción a los hidrocarburos no convencionales

Los hidrocarburos no convencionales (HNC) son recursos que presentan cierta dificultad para su extracción por tecnologías actuales y medios convencionales, sin embargo, se estima una gran cantidad de reservas de los mismos. Entre los HNC se encuentran dos grupos principales: El gas no convencional, en el que destacan los hidratos de gas natural, el gas de lutitas y el gas del carbón mineral; y el aceite no convencional, donde cabe resaltar a las arenas bituminosas y las lutitas aceiteras.

Para este trabajo la clasificación de los HNC se hace con base en la **figura 1.1**

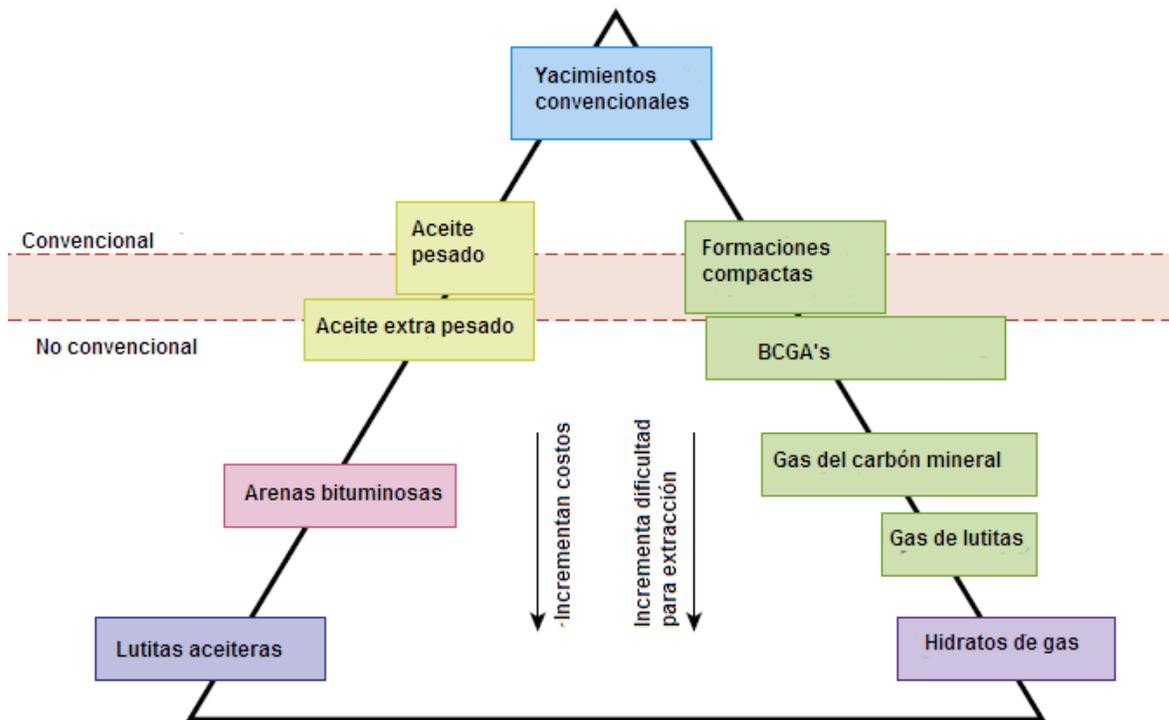


Figura 1.1 Clasificación de los HNC. Modificado de: Referencia 24

1.1 Reservas mundiales probadas de gas

Con base en el trabajo de Islam (2014) sobre el primer grupo de los HNC, se puede apreciar en la **figura 1.2** que la distribución de las reservas mundiales de gas se encuentra de la siguiente manera: Gas convencional (120 trillones de pies cúbicos), gas del carbón mineral (960 Tpc), gas de lutitas (1500 Tpc) e hidratos de gas más de (3×10^9 Tpc).

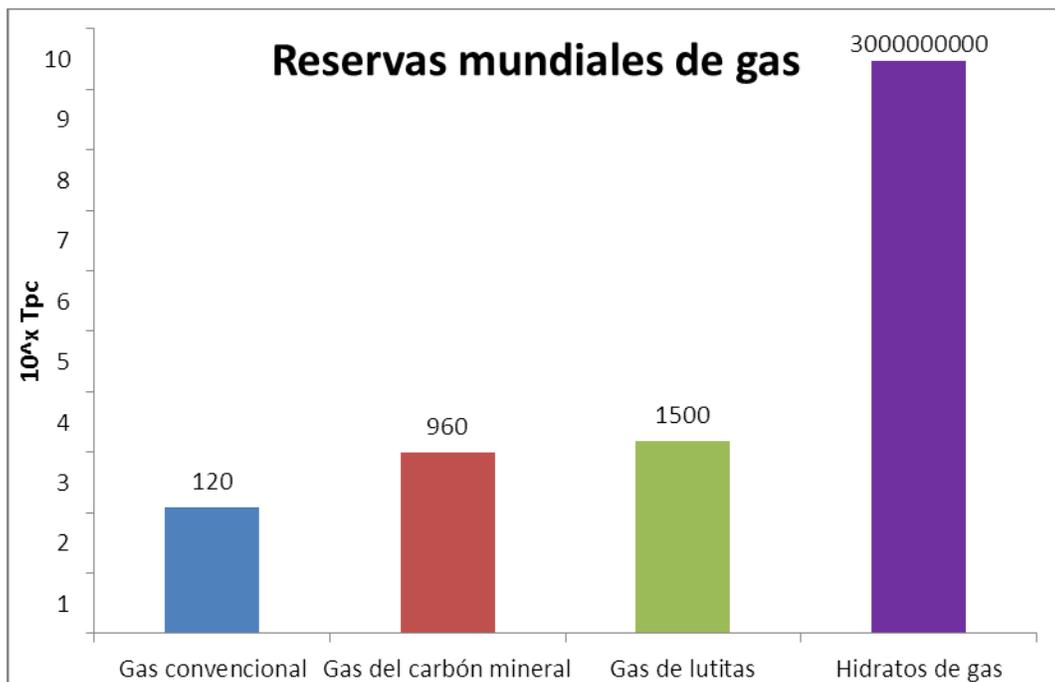


Figura 1.2 Reservas mundiales de gas. Modificado de: Referencia 32

Analizando el caso particular del gas de lutitas, en la **tabla 1.1** se muestra el top 10 de países con mayor cantidad de dichos recursos, entre los cuales destaca México en el lugar número 6, si bien se encuentra en el lugar 32 del gas convencional, el gas de lutitas representa una gran oportunidad.

Tabla 1.1 Países con mayor cantidad de reservas de gas de lutitas Modificado de Referencia 32

País	Posición a nivel mundial en reservas de gas de lutitas	Posición a nivel mundial en reservas de gas convencional	Reservas de gas de lutitas (Tpc)
China	1	12	1115
Argentina	2	39	802
Argelia	3	10	707
Canadá	4	4	665
EUA	5	19	573
México	6	32	545
Australia	7	25	437
Sudáfrica	8	78	390
Rusia	9	1	285
Brasil	10	34	245

1.2 Reservas mundiales probadas de aceite

Ahora, comparando el grupo de los HNC líquidos, Islam (2014) menciona que las reservas mundiales de dichos recursos se encuentran distribuidas de la siguiente manera: Aceite convencional (22 billones de barriles), aceite pesado (107 billones de barriles), aceite extra pesado (457 billones de barriles) y aceite extraíble de lutitas aceiteras (2800 billones de barriles), como se muestra en la **figura 1.3**.

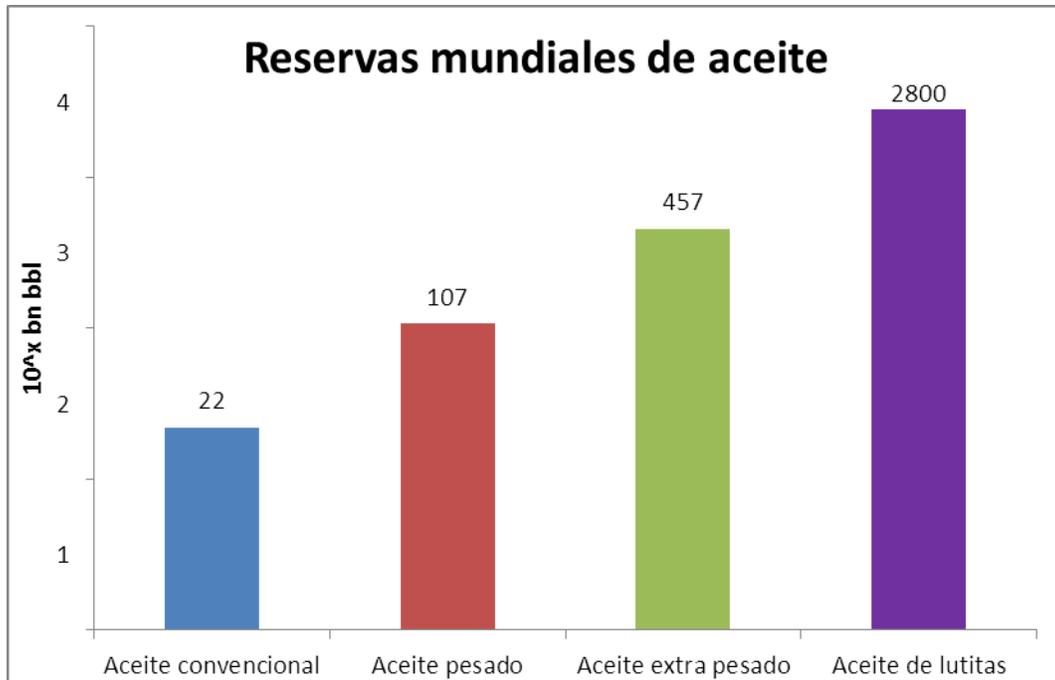


Figura 1.3 Reservas mundiales de aceite. Modificado de: Referencia 32

1.3 Proyecciones de la demanda mundial hidrocarburos

Con base en el trabajo de la comisión europea (2017) y según las proyecciones efectuadas, durante el período 2000 a 2030 la demanda mundial de energía aumentará a un ritmo aproximado del 1,8% anual, el sistema energético mundial seguirá estando dominado por los combustibles fósiles, los cuales representarán casi el 90% del suministro total de energía en 2030.

Las reservas de petróleo a escala mundial bastarán para satisfacer la demanda proyectada para las tres próximas décadas. Sin embargo, es posible que la disminución de reservas convencionales de petróleo constituya un motivo de preocupación a partir de 2030. Esta situación sólo se ve parcialmente compensada por el aumento de las reservas de petróleo no convencionales. Las reservas de gas natural son abundantes y se prevé que aumenten en cerca del 10% (Comisión europea, 2017).

1.4 Importancia de los hidrocarburos no convencionales

Como se ha visto anteriormente en las figuras 1.2 y 1.3, más del 90% de las reservas mundiales de hidrocarburos se encuentran clasificadas como no convencionales, en el caso particular del gas más del 95% se encuentra en forma de hidratos, por otra parte, analizando los hidrocarburos líquidos se puede apreciar que más del 80% es aceite de lutitas y que el aporte de los yacimientos convencionales es inferior al 1%.

Además, de acuerdo con la comisión europea y sus proyecciones hasta 2030, se espera que la disminución en las reservas mundiales sea motivo de preocupación de no explotarse. En la **tabla 1.2** se muestra la relación reserva producción de algunos países y sus oportunidades para la recuperación mejorada, antes tales oportunidades reducidas se espera que la solución ante un escenario de desabasto sean los HNC.

Tabla 1.2 Relación reserva-producción en algunos países Modificado de Referencia 32

Rango	País	Reservas 10 ⁹ (barriles)	Relación reserva- producción (años)	Extracción con recuperación mejorada 10 ⁹ (barriles)	Oportunidad de la recuperación mejorada con tecnología actual
1	Venezuela	296.5	387	44.5	Baja
2	Arabia Saudita	265.4	81	39.8	Media
3	Canadá	175	178	26.25	Baja
4	Irán	151.2	101	22.7	Baja
5	Iraq	143.1	163	21.5	Baja
6	Kuwait	101.5	121	15.2	Baja
7	Emiratos Árabes Unidos	136.7	165	20.5	Baja

Capítulo 2: Hidratos de gas natural

2.1 Introducción

Los hidratos son sólidos cristalinos formados por agua y moléculas pequeñas, son una subdivisión del grupo conocido como clatratos o compuestos de inclusión (Carroll, 2002) están formados por la asociación entre una molécula huésped y un grupo de moléculas anfitrión que posee cavidades vacías, en la **tabla 2.1** se muestran algunos clatratos y las moléculas huésped y anfitrión que los conforman.

Los hidratos se forman en los poros de los sedimentos cuando las condiciones presión-temperatura lo permiten (fondo oceánico a partir de 500 (m), debajo del permafrost y en regiones de bajo gradiente geotérmico) y pueden estar presentes en forma de cementante, nodos o estratos (Demirbas, 2010).

Tabla 2.1 Clatratos comunes, modificado de: Referencia 17

Anfitrión	Molécula presente en el clatrato	
	Huésped	
Urea	Hidrocarburos lineales	
Tiourea	Hidrocarburos ramificados y cíclicos	
Dinitrodifenil	Derivados de difenil	
Fenol	H ₂ S, SO ₂ , acetileno	
Agua	Halógenos, gases nobles, SF ₆ , hidrocarburos ligeros, CO ₂ , SO ₃ , N ₂ , H ₂ S, etc.	
Níquel	Benceno	
Dicianobenceno	Cloroformo	
Minerales arcillosos	Sustancias hidrofílicas	
Zeolitas	Un amplio rango de sustancias adsorbidas	
Grafito	O ₂ , hidrocarburos, metales alcalinos	
Celulosa	Agua, hidrocarburos, yodo	

Para que los hidratos puedan formarse se deben cumplir las siguientes condiciones:

1. La combinación adecuada de presión y temperatura: La formación de hidratos se favorece cuando la presión aumenta y la temperatura disminuye.
2. Un formador de hidratos: Se refiere a la correcta combinación de las moléculas huésped y anfitrión (tabla 1, molécula de agua).
3. La cantidad suficiente de agua.
4. Agua libre: Favorece la formación de hidratos pues la interfaz agua-gas funciona como un sitio de nucleación.

2.2 Clasificación de los hidratos

Los hidratos son clasificados por el arreglo de las moléculas de agua en la estructura cristalina, existen dos tipos de hidratos comúnmente encontrados en la industria petrolera, los tipo I y II, algunas veces referidos como estructura tipo I y II, a veces puede ser encontrada la estructura tipo H pero es poco común (Carroll, 2002).

2.2.1 Estructura tipo I

La estructura tipo I contiene 46 moléculas de agua por cada celda, la celda está formada por 8 cavidades: 2 dodecaedros y seis tetracaidecaedros (**figura 2.1**); que puede admitir a 8 moléculas huésped como máximo de hasta 5.8 (Å) de diámetro. Los hidratos tipo I usualmente están formados por moléculas pequeñas como el metano, etano y dióxido de carbono (Demirbas, 2010).

Cada kilogramo de hidrato totalmente ocupado contiene alrededor de 187 litros de metano a presión atmosférica. Formadores tipo I: CH₄, CO₂ y H₂S.

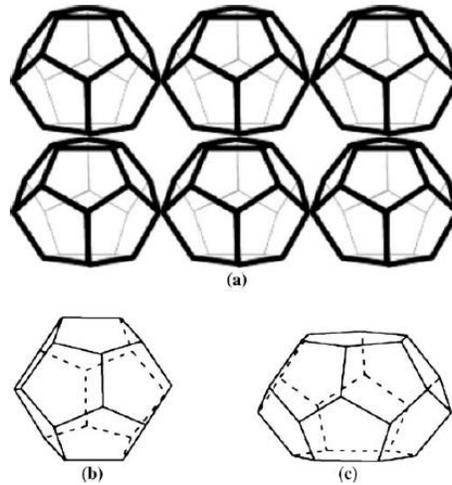


Figura 2.1 Estructura I: a) general, b) dodecaedro pentagonal, c) tetraedro, recuperado de: Referencia 19

2.2.2 Estructura tipo II

La estructura tipo II contiene 136 moléculas de agua por celda, cada celda contiene 24 cavidades: 16 dodecaedros y 8 hexacaedros (**figura 2.2**); que permiten almacenar hasta 24 moléculas huésped con un diámetro máximo de 6.9 (Å), esto permite la inclusión del propano e iso-butano, además del metano y el etano. Los hidratos tipo II usualmente están compuestos por moléculas grandes (Demirbas, 2010).

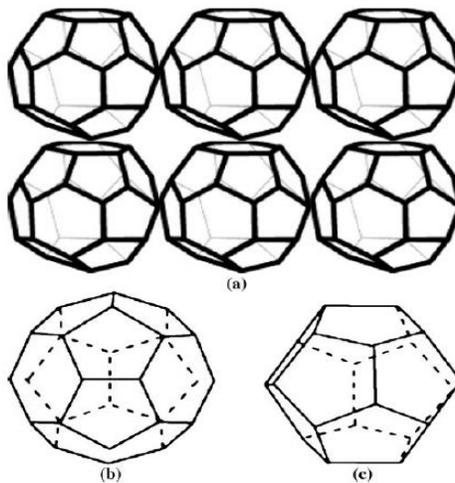


Figura 2.2 Estructura tipo II: a) general, b) hexacaedro, c) dodecaedro, recuperado de: Referencia 19

2.2.3 Estructura tipo H

La estructura tipo H contiene 34 moléculas de agua por cada celda, cada celda está compuesta por 6 cavidades: tres dodecaedros pentagonales, dos dodecaedros irregulares y un icosaedro (**figura 2.3**). Esta estructura puede acomodar moléculas tan grandes como el iso-pentano o el metilciclohexano, pero solo en presencia de moléculas pequeñas (Demirbas, 2010).

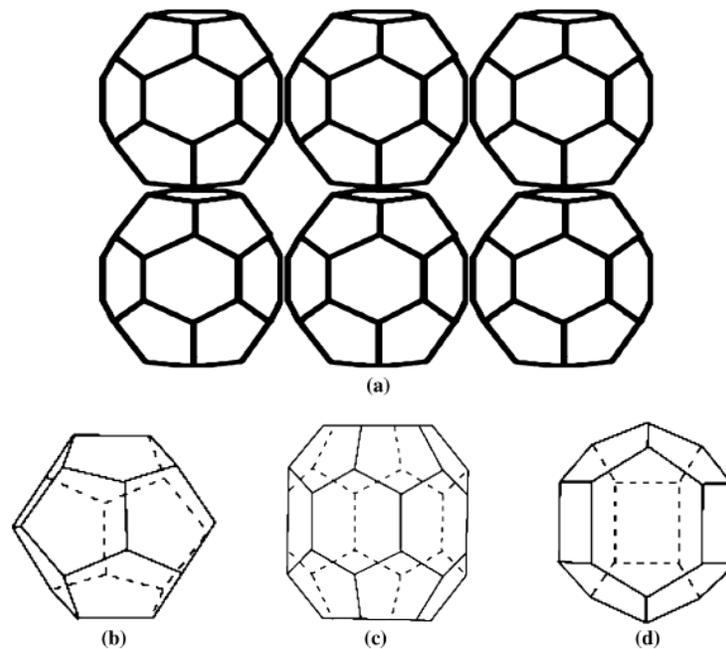


Figura 2.3 Estructura tipo H: a) general, b) dodecaedro pentagonal, c) icosaedro, d) dodecaedro irregular, recuperado de: Referencia 19

2.3 Herramientas para determinar las condiciones P-T para la formación de hidratos

2.3.1 Correlación de Ostergaard

Permite predecir la zona libre de hidratos en un amplio rango de fluidos, Ostergaard et al proponen separar a los componentes en dos grupos: Formadores y no formadores de hidratos. Esta correlación permite determinar la presión de disociación de hidratos en el rango de 32 a 68 (°F), además considera que el N₂ tanto como el CO₂ no obedecen la tendencia de los hidrocarburos y su presencia debe ser corregida, sin embargo no considera los efectos del H₂S. (**Anexo A**)

2.3.2 Correlación de Makogon

Considera que existe una relación analítica entre las condiciones de presión y temperatura del hidrato y la densidad relativa del gas que lo forma (Anexo A). Limitaciones: Temperatura [32-68] (°F), densidad relativa del gas [0.552-1], no considera los efectos del H₂S

2.3.3 Correlación de Kobayashi

Basado en las curvas de Katz, Kobayashi et al propusieron una ecuación (Anexo A) que relaciona a la temperatura de formación de un hidrato con la presión y la densidad del gas formador. La correlación no es recomendada para temperaturas mayores a 62 (°F), presiones mayores a 1500 (psia) y densidades relativas del gas formador mayores a 0.9, no considera los efectos del H₂S.

2.3.4 Método del factor K

El factor K (propuesto por Carson y Katz) se define como la distribución de un componente entre el hidrato y el gas, dichas fracciones molares se encuentran en un análisis libre de agua (se supone que existe suficiente agua en el medio para formar un hidrato, pero el agua no se considera en los cálculos).

Originalmente se tienen gráficas que permiten determinar el factor K para los formadores, Sloan desarrolló un ajuste a dichas gráficas para obtener K por medio de una expresión analítica (Anexo A).

El método del factor K presenta 3 variantes útiles en el estudio de los hidratos, algoritmos tipo flash para calcular la composición de las fases coexistentes dadas temperatura y presión, calcular la temperatura de formación de los hidratos dada una presión y calcular la presión de formación de los hidratos dada una temperatura.

Las metodologías basadas en el factor K son recomendables para temperaturas de 32 a 68 (°F) y presiones de 100 a 1000 (psia), sin embargo, son ideales para gases amargos.

2.3.4.1 Algoritmos tipo flash

El objetivo de esta metodología es encontrar la composición de las fases que coexisten en equilibrio a una presión y temperatura conocidas. La función objetivo se encuentra en la forma Rachford-Rice, por lo cual puede ser resuelta con ayuda del método de Newton-Rhapson (Anexo A).

2.3.4.2 Incipiente formación de sólidos

Esta metodología permite encontrar la presión o la temperatura a la cual se formará un hidrato, para ello se proponen dos funciones objetivo, una para presión y otra para temperatura, los cálculos para ello son equivalentes a encontrar el punto de rocío de un sistema (Anexo A).

2.3.5 Correlación de Wilcox

Wilcox et al. (1941) Consideraron que la presión de formación de los hidratos es una función de la temperatura y definieron tres rangos de presión: alta, media y baja (Anexo A). Esta ecuación no considera la densidad relativa del gas, por lo cual otorga la misma presión de formación a la misma temperatura para diferentes gases.

2.3.6 Correlación de Sun

Sun et al. (2003) Consideraron que la temperatura de formación de un hidrato depende de la presión y la densidad relativa del gas formador (Anexo A), esta correlación si considera los efectos del H_2S , además, resulta adecuada para gases amargos.

2.3.7 Correlación de Mottie

La temperatura de formación de los hidratos es función de la temperatura y la densidad relativa del gas, no considera al ácido sulfhídrico (Anexo A).

2.3.8 Correlación de Towler y Mokhatab

Esta correlación permite conocer la temperatura de formación de los hidratos en función de la presión y la densidad relativa del gas formador. No es adecuada para gases amargos (Anexo A).

2.3.9 Modelo de Parrish y Prausnitz

Uno de los primeros modelos con el rigor requerido para los cálculos de ingeniería fue el de Parrish y Prausnitz, hay dos diferencias principales entre el original de Van der Waals y Platteeuw y el propuesto por Parrish y Prausnitz (Anexo A): Primero extendieron el modelo a mezclas multi componentes de formadores de hidratos y después reemplazaron la presión parcial con la fugacidad (Carroll, 2002).

Para este modelo la fugacidad se considera como una presión corregida, debido a las no idealidades del sistema.

Para la formación de hidratos se consideran dos pasos:

1. La formación de un hidrato vacío a partir del agua (Este paso es hipotético).
2. El llenado de las cavidades vacías.

Para que los hidratos se formen se debe cumplir que la energía libre de Gibbs sea mínima, además de que el llenado de las cavidades es un proceso análogo a la adsorción, modelada con la teoría de Langmuir.

2.4 Condiciones de estabilidad de los hidratos

Bajo ciertas condiciones de presión-temperatura los hidratos pueden existir, estas condiciones serán características de la composición del gas que lo forme dado que puede existir el fenómeno de azeotropía, es decir que una mezcla de gases puede generar un hidrato a una menor o mayor presión que la de un componente puro.

En un diagrama Temperatura-Presión, la región que se encuentra antes de la curva de disociación es la región de estabilidad de los hidratos, como se puede ver en los siguientes diagramas esa curva cambia respecto a la correlación que se elija utilizar.

En la **figura 2.4** se muestran los resultados obtenidos para la región de estabilidad del metano, en las **figuras 2.5** y **2.6** se muestran las regiones de estabilidad para un sistema de dos y tres componentes respectivamente, y finalmente en la **figura 2.7** se muestra dicha región para un sistema de gas y condensados.

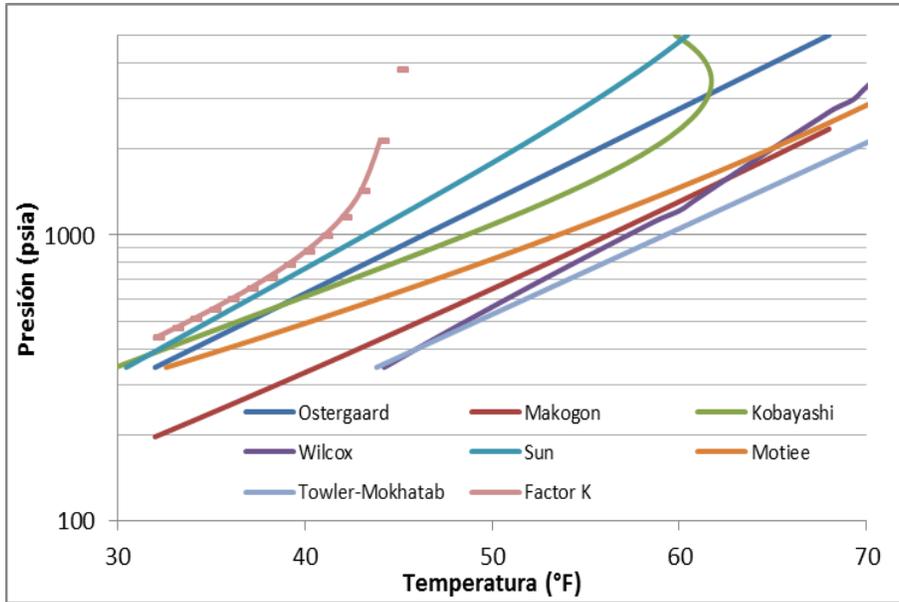


Figura 2.4 Región de estabilidad, composición: 100% metano

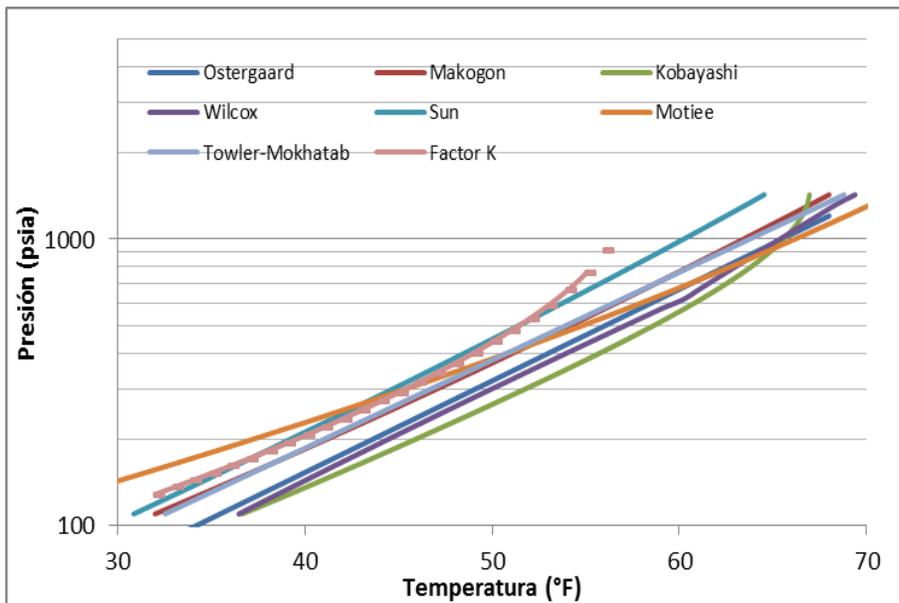


Figura 2.5 Región de estabilidad, composición: 75% metano, 25% etano

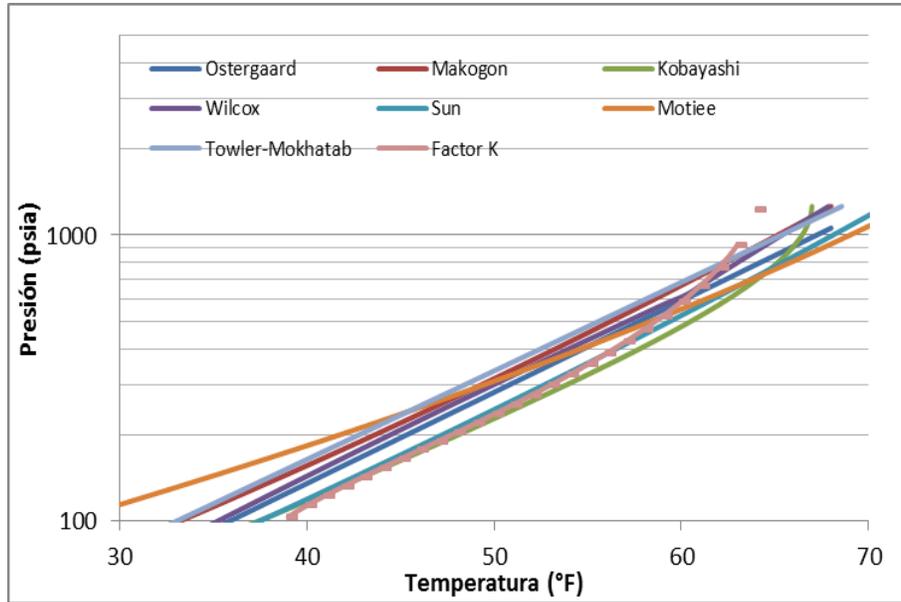


Figura 2.6 Región de estabilidad, composición: 75% metano, 15% etano, 10% propano

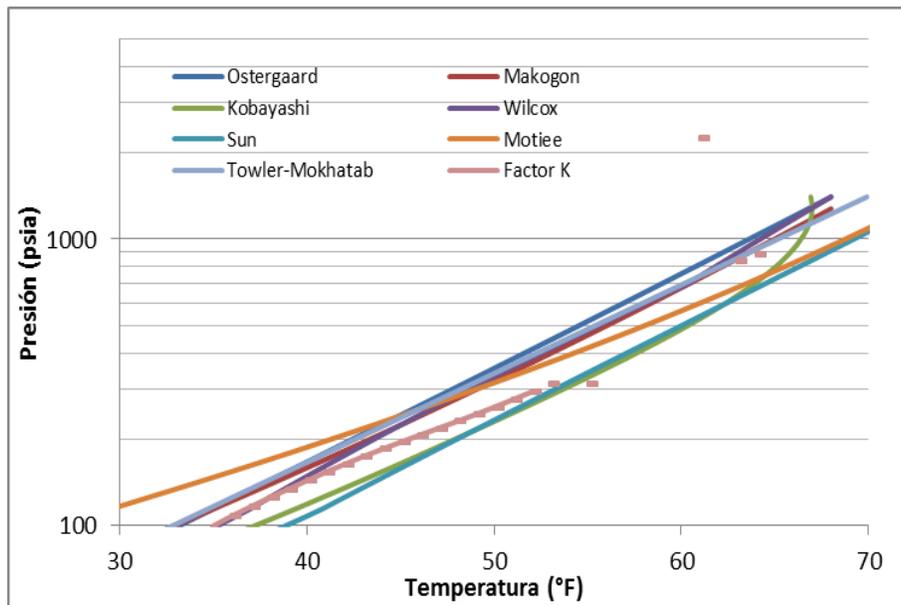


Figura 2.7 Región de estabilidad, composición: 2.38% CO₂, 0.58% N₂, 73.95% C₁, 7.51% C₂, 4.08% C₃, 0.61% i-C₄, 1.58% n-C₄, 0.5% i-C₅, 0.74% n-C₅, 0.89% C₆ y 7.18% C₇₊

2.5 Procesos para producir gas de los hidratos

Actualmente se conocen diversos métodos para la extracción de gas a partir de sedimentos oceánicos y permafrost, entre ellos cabe destacar la despresurización, estimulación térmica e inyección de inhibidores de hidratos.

2.5.1 Despresurización

Este mecanismo se basa en la disociación del hidrato mediante una reducción en la presión del sistema, logrando así la separación del agua y el gas natural que posteriormente será recuperado por métodos convencionales.

El método de despresurización implica la perforación de pozos horizontales en la zona de gas libre subyacente, a medida que se elimina el gas libre, el hidrato se desestabilice progresivamente y se descomponga en gas libre.

Este método es aplicable solamente a los hidratos que existen en las regiones polares debajo del permafrost y cuando existe una fase de gas libre por debajo de la acumulación de hidratos.

2.5.2 Estimulación térmica

En este proceso se aplica a la zona de estabilidad del hidrato una fuente de calor directa, en forma de vapor inyectado o agua caliente u otro líquido calentado, o indirectamente a través de medios eléctricos o sónicos, para elevar su temperatura, provocando que el hidrato se disocie.

2.5.3 Inyección de inhibidores

Este método busca desplazar la condición de equilibrio del hidrato más allá de las condiciones termodinámicas de la zona de estabilidad a través de la inyección de un químico inhibidor líquido adyacente al hidrato.

Existen dos enfoques basados en este concepto:

1. Sustitución química: Consiste en reemplazar metano por dióxido de carbono, recuperando así el metano mientras se secuestra dióxido de carbono al mismo tiempo. El dióxido de carbono puede ponerse en contacto con el hidrato en fase gaseosa, en fase líquida, o potencialmente disuelto en el agua circulante.

2. Inyección de productos químicos: Consiste en poner en contacto un agente que desestabilice al hidrato modificando las condiciones de equilibrio, agentes como metanol, etileno, glicol y salmueras.

2.6 Aspecto Ambiental

Los hidratos pueden afectar el clima puesto que al desestabilizarse se disocian en agua y gas natural cuyo principal componente es el metano, uno de los gases de efecto invernadero que calienta el planeta. La liberación de grandes cantidades de metano en la atmósfera causa el calentamiento global. Está bien documentado que los niveles de metano en la atmósfera fueron menores durante los periodos glaciales que durante los periodos interglaciares (Chapellaz, 1993; Blunier, 1995; Brook, 1996).

El metano es muchas veces más efectivo como gas de efecto invernadero que el dióxido de carbono. El metano tiene 21 veces más el potencial de calentamiento global como una misma masa de dióxido de carbono. Recientemente se ha sugerido que hasta el 18% del metano en la atmósfera es emitido desde los yacimientos. (St. Louis, 2000). Si el flujo de metano hacia la atmósfera proveniente de la disociación de hidratos es una cantidad suficiente puede causar calentamiento global.

El cambio climático mundial es un tema en el que las cuestiones energéticas son objeto de considerable actividad política internacional, como se notó en la conferencia de Kyoto ocurrida en diciembre de 1997 en la que más de 160 países asistieron debido a que sus gobiernos, desde ese entonces, consideraban una necesidad abordar la cuestión.

Según el Protocolo de Kyoto (**figura 2.8**), estos países debían reducir sus emisiones de seis gases de efecto invernadero en al menos un 5% en comparación con los niveles de 1990 entre 2008 y 2012. Este protocolo ofrece mecanismos flexibles como la implementación conjunta y mecanismos de desarrollo limpio, basados en proyectos para mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero.

El calentamiento global, el Protocolo de Kyoto, la emisión de gases de efecto invernadero y el agotamiento de los combustibles fósiles son los temas de las discusiones ambientales en todo el mundo.

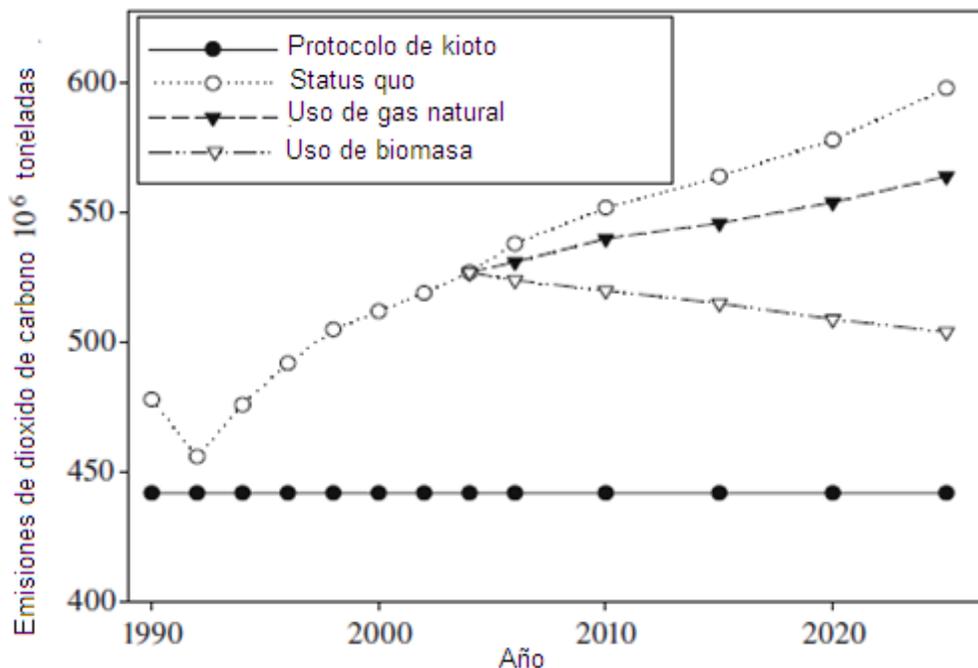


Figura 2.8 Escenarios del uso de biomasa y gas natural para reducir las emisiones de CO₂, modificado de: Referencia 19

A medida que la Tierra se calienta, el aumento de la temperatura del agua en el fondo podría causar la disociación de los hidratos en diversas partes de la plataforma marina, lo que causaría un mayor calentamiento global debido al efecto invernadero del gas que se libera.

El metano es liberado de los hidratos a la atmósfera si el nivel del mar aumenta. Un aumento en el nivel del mar resultará en aguas oceánicas relativamente cálidas cubriendo estratos árticos fríos. El desglose resultante de hidratos estables dentro del sedimento será la liberación de gas a la atmósfera.

La estabilidad de los hidratos es desconocida. Si los hidratos se descomponen esto causaría una liberación masiva de metano en la atmósfera. Según algunas estimaciones, hay 3000 veces la cantidad de metano en formaciones de hidrato que la que se encuentra en la atmósfera. Dado el tamaño de estas formaciones y la

capacidad del metano para absorber la radiación infrarroja, esto podría incrementar el efecto invernadero dramáticamente. La descomposición de estos hidratos en el fondo del océano podría causar deslizamientos de tierra masivos, lo que podría causar problemas a cualquier instalación de extracción construida cerca, por lo tanto, la falta de conocimiento sobre la estabilidad de las formaciones de hidrato nos impide construir cualquier tipo de instalación de extracción en este momento.

El escenario de grandes liberaciones de metano a la atmósfera puede ser verificado mediante el análisis de concentraciones en núcleos de hielo polar.

Las altas concentraciones de metano en la atmósfera no permanecen por mucho tiempo porque el metano tiene un tiempo de residencia atmosférico de sólo 10 años, para después ser oxidado a dióxido de carbono.

Los pozos de petróleo y gas perforados a través del permafrost o en costa afuera para alcanzar los yacimientos convencionales de petróleo y gas pueden encontrarse con hidratos, que las compañías generalmente intenta evitar debido a la falta de comprensión detallada de las propiedades mecánicas y térmicas de los sedimentos que contienen hidratos. Para mitigar el peligro potencial en estos casos, los pozos cuentan con una tubería de revestimiento para separarlos y protegerlos de los hidratos en las zonas menos profundas a medida que la perforación continúa.

Una vez que la producción de aceite comienza, los fluidos provenientes del yacimiento por su temperatura podrían calentar los sedimentos que contienen hidratos y causar la disociación, así como el gas liberado puede generar presión sobre la tubería y causar daños.

Algunos observadores sugieren que explotar los recursos de hidratos mediante la estimulación térmica o la despresurización implica los mismos riesgos que la perforación a través de los hidratos para alcanzar yacimientos convencionales de petróleo y gas (Milkov and Dzou, 2007).

El metano, después del dióxido de carbono, es el segundo gas de efecto invernadero más importante en la atmósfera y ha causado dramáticos cambios climáticos en los últimos millones de años (Dickens, 2000; Hinrichs, 2003).

Los hidratos mantienen los peligros naturales asociados con la estabilidad en el fondo marino y la liberación del metano al océano y a la atmósfera, y los hidratos perturbados durante la perforación son un problema de seguridad.

La descomposición de los hidratos puede desencadenar deslizamientos submarinos y generación de tsunamis. Desde la formación de los hidratos hasta su descomposición dentro de los sedimentos también afectan las propiedades físicas de este.

Cambios en la presión y temperatura llevan a la descomposición de hidratos sólidos a gas y agua, lo que puede conducir a la inestabilidad y debilidad del sedimento (Gupta, 2004).

Las temperaturas más altas provocadas por el calentamiento global conducen a la disociación de los hidratos y la posterior liberación de metano a la atmósfera. Se estima que el doble de la cantidad de energía se almacena en los hidratos que en todos los yacimientos juntos de petróleo, gas y carbón.

La producción de los hidratos es peligrosa, así como para las actividades convencionales de petróleo y gas que colocan pozos y tuberías en permafrost o sedimentos marinos.

Las operaciones de perforación costa afuera que perturban los sedimentos que contienen hidratos podrían romper o interrumpir los sedimentos del fondo marino y comprometer el pozo, tuberías y otros equipos involucrados en la producción de petróleo y gas desde el lecho marino (Folger, 2008).

Diferentes estudios han indicado que los hidratos tienen el potencial de afectar el clima global y el entorno geológico en una escala catastrófica.

2.7 Hidratos de gas en el golfo de México

El 1 de febrero de 2008, el Servicio de Administración de Minerales publicó una evaluación de las reservas de hidratos de gas para el Golfo de México, el informe da una estimación media de más de 21.000 TCF¹.

El informe señala que los yacimientos de arenisca porosa y permeable tienen un mayor potencial para producir gas a partir de hidratos, y da una estimación promedio de más de 6.700 TCF de gas, aproximadamente el 30% de la estimación media total para el Golfo de México. Sin embargo, incluso en el caso de los yacimientos de arenisca, las estimaciones in situ para los hidratos de gas en el Golfo de México superan con creces lo que puede ser comercialmente recuperable con la tecnología actual.

La estimación de reservas se basa en la evaluación del volumen de la zona de estabilidad de hidratos de gas y la concentración en sedimentos, se calcula que el volumen total de gas es 100 veces menor que el previsto anteriormente.

¹ Trillones de pies cúbicos

Capítulo 3: Gas de lutitas (Shale gas)

3.1 Introducción

Durante los últimos años el gas de lutitas ha cobrado importancia dentro de la industria petrolera debido a su potencial, algunos analistas esperan que esta fuente pueda suministrar la mitad del consumo de gas de Estados Unidos y Canadá para el año 2020 (Devold, 2013).

Normalmente las lutitas no tienen la permeabilidad requerida para la producción comercial del gas natural (10 a 100 nD). En el pasado el gas solo podía ser producido cuando la roca estuviera naturalmente fracturada, con los recientes avances en la tecnología de extracción se ha implementado la combinación de pozos horizontales y fracturamiento hidráulico para mantener así el flujo de gas.

3.2 Origen

Por definición el gas de lutitas son todos los hidrocarburos gaseosos presentes en las rocas orgánicas, de grano fino y de origen sedimentario (lutitas y litofacies asociadas). El gas es generado y almacenado in situ, el gas almacenado puede ser encontrado de dos formas: adsorbido en la materia orgánica y libre en las fracturas. (Speight, 2013).

El gas de lutitas difiere de los recursos convencionales debido a que la lutita actúa como roca generadora y almacén, además, la forma en que se depositan las lutitas en conjunto con la litificación generan una roca con una permeabilidad horizontal limitada y una permeabilidad vertical aún más limitada (NETL, 2013).

Además de la permeabilidad, es necesario considerar otras propiedades clave del sistema para determinar el potencial del mismo, dichas propiedades son:

1. Contenido orgánico total.
2. Madurez térmica.
3. Cantidad de gas adsorbido.

3.2.1 Contenido orgánico total (COT)

Es la cantidad total de materia orgánica presente en la roca, expresada como un porcentaje en peso. Generalmente, cuanto mayor sea el contenido orgánico total, mejor será el potencial de generación de hidrocarburos.

3.2.2 Madurez térmica

Es una medida del grado en que la materia orgánica contenida en la roca se ha calentado con el tiempo y se ha convertido potencialmente en hidrocarburos líquidos y/o gaseosos.

3.2.3 Gas adsorbido

Es el gas acumulado en la superficie de un material sólido, en el caso particular del gas de lutitas se refiere al gas acumulado en la superficie de las partículas orgánicas.

3.3 Mecanismos de extracción

Actualmente se conocen dos formas para la producción de este tipo de yacimientos, la primera de ellas es por medio de la perforación horizontal u otras variantes, la segunda es con ayuda del fracturamiento hidráulico. En general se utiliza la combinación entre ambas así como la optimización de la red de fracturas que permite mejorar la permeabilidad (NETL, 2013).

La producción de este tipo de yacimientos usualmente requiere de la perforación continua de nuevos pozos, debido a que la vida útil de los mismos es poca, para mantener la producción.

3.3.1 Perforación horizontal

La perforación horizontal (**figura 3.1**) es una técnica que permite que el pozo entre en contacto con áreas significativamente más grandes de roca, como resultado de este contacto aumentado, la tasa de producción y el factor de recuperación pueden ser incrementados.

La mayoría de los pozos horizontales comienzan en la superficie como un pozo vertical, la perforación progresa hasta que la barrenase encuentre a unos cientos de pies sobre la unidad de roca objetivo, en ese punto, se extrae la sarta de perforación

del pozo y se agrega un motor de fondo. El motor de fondo funciona gracias al flujo del lodo de perforación y permite rotar la barrena sin que rote el resto de la sarta. Ya instalado el motor se baja la sarta y comienza la desviación del pozo, una vez que el pozo se encuentra en el ángulo de desviación correcto se continua con la perforación directa (Speight, 2013).

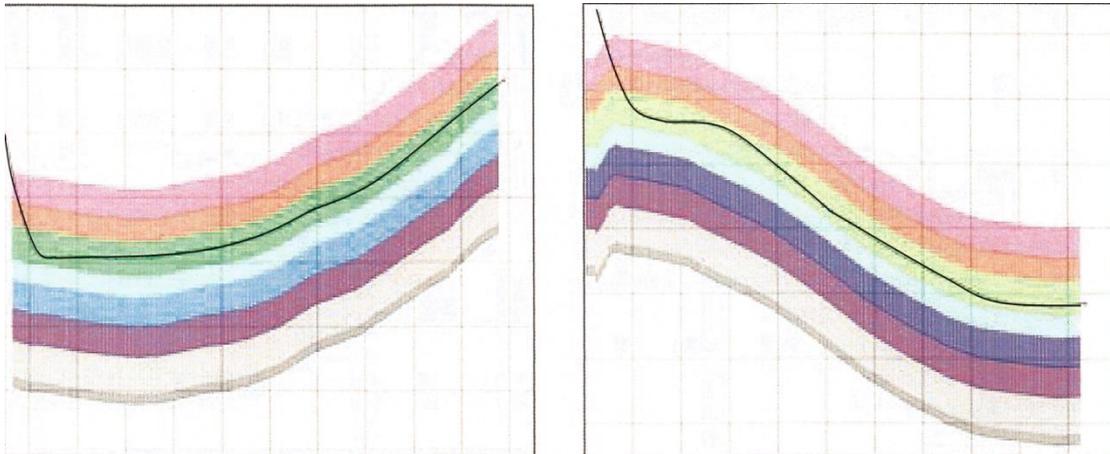


Figura 3.1 Ejemplo entre un pozo(línea negra) buzamiento hacia arriba(derecha), buzamiento hacia abajo (izquierda) Recuperado de: Referencia 56

3.3.2 Uso de macro peras (Pad Drilling)

Esta técnica permite la perforación de 6 hasta 8 pozos horizontales en la misma localización. El enfoque permite a una empresa desarrollar dos formaciones separadas en dos localizaciones separadas simultáneamente, aumentando así la eficiencia de producción. De acuerdo con los expertos esta técnica minimiza el impacto ambiental (Mason et al. 2015).

En la **figura 3.2** se puede apreciar el uso de macro peras en conjunto con la técnica de pozos paralelos.

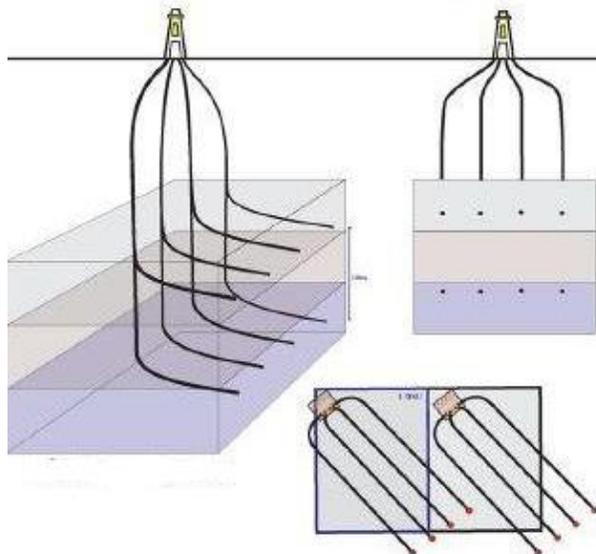


Figura 3.2 Uso de macro peras en combinación con pozos paralelos (diferentes vistas)
Recuperado de: *Energy&Capital Practical Investmen Analysis in the New Energy Economy*

3.3.3 Pozos paralelos (Stacked Wells)

Requiere de utilizar un pozo vertical para producir gas a partir de 2 o más pozos horizontales que se encontraran a diferentes profundidades (Speight, 2013) (figura 3.2).

3.3.4 Perforación multilateral

Implica la perforación de dos o más pozos horizontales desde el mismo pozo vertical. Con la perforación multilateral, los pozos horizontales acceden a diferentes áreas de la lutita a la misma profundidad, pero en direcciones diferentes (Speight, 2013).

3.3.5 Fracturamiento hidráulico

El fracturamiento hidráulico es una tecnología que implica bombear agua, arena y una pequeña cantidad de aditivos químicos en el pozo para fracturar la roca, liberando así el gas natural (Speight, 2013).

3.3.5.1 Fracturamiento en etapas múltiples

Este procedimiento consiste en dividir la parte horizontal en secciones que serán fracturadas independientemente (**figura 3.3**), durante la etapa del fracturamiento

cada sección es aislada del resto utilizando varios tipos de tapones y empaques (CSUG, 2010).

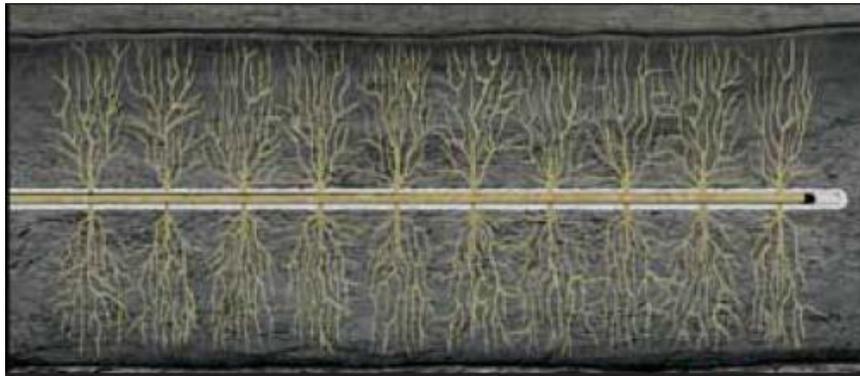


Figura 3.3 Fracturamiento en etapas múltiples Recuperado de: Referencia 16

3.4 Herramientas de cálculo

Dentro de las herramientas de cálculo más utilizadas en los yacimientos de gas en lutitas resaltan la isoterma de Langmuir, la isoterma BET, el efecto Klinkenber, el flujo no Darciano (mencionadas en este capítulo) y el modelo de doble permeabilidad (**Anexo E**)

3.4.1 Isotherma de Langmuir

El modelo de adsorción de Langmuir es el modelo matemático empírico más utilizado para cuantificar la cantidad de gas adsorbido como una función de la presión a temperatura constante.

Esta analogía proviene del desarrollo de modelos para los yacimientos de gas en carbón mineral (capítulo 4), cabe resaltar que el comportamiento de la adsorción difiere en las lutitas y el carbón. La **ecuación 3.1** representa que la cantidad de gas desorbido es función de la presión de yacimiento.

$$G = \frac{V_L P}{P + P_L}, \quad \dots(3.1)$$

Donde V_L es el volumen de Langmuir en (scf/ton), P_L es la presión de Langmuir, definida como la presión a la cual el 50% del gas es desorbido en (psi).

Análogamente al rango del carbón en los yacimientos de gas en carbón mineral, la cantidad de gas depende de contenido orgánico total (**figura 3.4**)

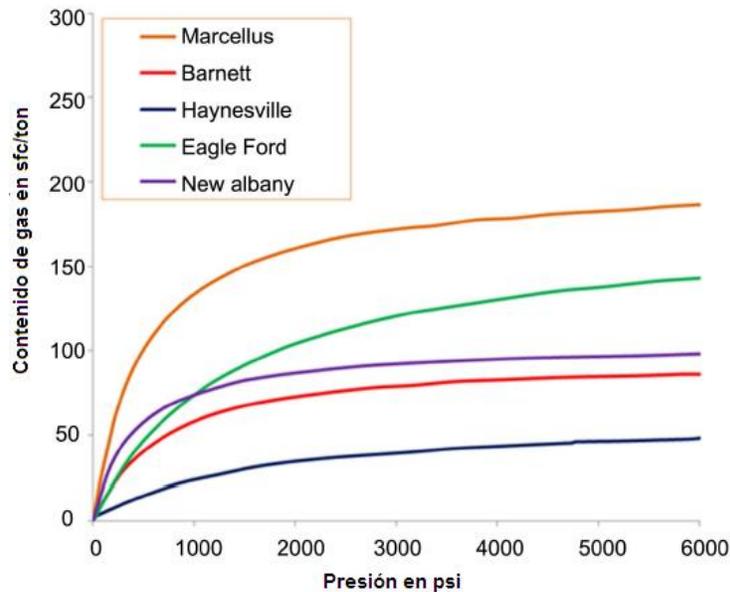


Figura 3.4 Isotermas de adsorción para diferentes formaciones en los Estados Unidos
Modificado de: Referencia 16

3.4.2 Isoterma BET

La isoterma BET asume la adsorción en capas múltiples, en contraste con la isoterma de Langmuir que es un modelo mono capa.

$$G = \frac{v_m C p}{(p_0 - p) \left[1 + (C - 1) \frac{p}{p_0} \right]}, \quad \dots(3.2)$$

$$C = \left(\frac{E_1 - E_L}{RT} \right), \quad \dots(3.3)$$

Donde v_m es la cantidad máxima de gas adsorbida en una capa y C simboliza una constante de calor, E_1 y E_L denotan la cantidad de calor absorbida por la capa 1 y la última capa respectivamente.

3.4.3 Efecto Klinkenberg

A diferencia de los yacimientos convencionales, la distribución del tamaño de los poros de las lutitas se encuentra en el orden de micrones a nanómetros, esto causa la filtración de las moléculas de gas que predominan el flujo (Wang et al, 2015).

Bajo tales condiciones la permeabilidad de la formación ya no es constante y depende de la presión (**figura 3.5**), el deslizamiento de gas es conocido como efecto Klinkenberg y no se puede ignorar mientras se modela el flujo de gas en este tipo de yacimientos (Wang et al, 2015).

$$k_{res} = k \left(1 + \frac{b_k}{p} \right), \quad \dots(3.4)$$

$$b_k = 12.639(k)^{-0.33}, \quad \dots(3.5)$$

$$k_{res} = k \left[1 + \left(\frac{b_k}{p} \right)^2 \left(\frac{L_{Ke}}{\lambda} \right) \right], \quad \dots(3.6)$$

Donde L_{Ke} explica la energía cinética de las moléculas que rebotan y λ es la trayectoria media libre de las moléculas de gas.

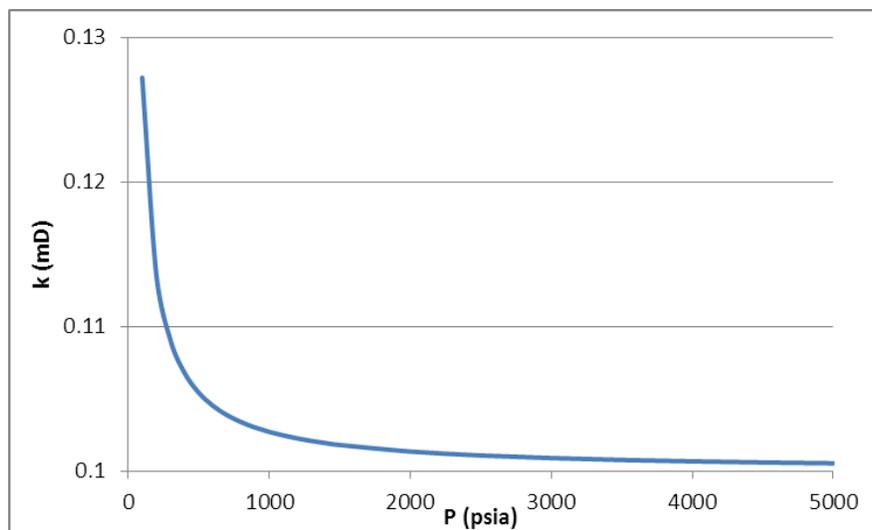


Figura 3.5 Efecto Klinkenberg ($k=0.1$ mD)

3.4.4 Flujo no Darciano

El flujo de gas que converge en el pozo alcanza velocidades que exceden el número de Reynolds para el flujo laminar o flujo de Darcy y da como resultado un flujo turbulento (**ecuación 3.7**). Como la mayoría del flujo turbulento tiene lugar cerca del pozo en las formaciones en producción, el efecto del flujo no darciano es un factor de daño dependiente del flujo.

$$-\frac{dp}{dx} = \frac{\mu}{k}v + \rho\beta v^2 \quad \dots(3.7)$$

$$\beta = ak^{-b} \quad \dots(3.8)$$

Con $10^9 < a < 10^{12}$, $0.8 < b < 1.2$.

3.5 Aspecto ambiental

La producción de gas natural de formaciones de lutitas ricas en hidrocarburos es una de las tendencias que tienen una rápida expansión en cuanto a su exploración y producción en tierra, en áreas en donde se ha visto muy poca o nula actividad en el pasado.

Los impactos ambientales relacionados con desarrollo del gas de lutitas ocurren a niveles locales y globales. Estos incluyen los impactos al cambio climático, calidad del aire local, disponibilidad y calidad del agua, sismicidad y comunidades locales (Clark, 2012).

La rápida expansión de la producción del gas de lutitas ha dado lugar a preocupaciones respecto al impacto de las operaciones en las áreas como las emisiones de gas de efecto invernadero, agua, caminos, calidad del aire y sismicidad.

El proceso del fracturamiento hidráulico en pozos de gas de lutitas requiere volúmenes significantes de agua y causa emisiones adicionales de gas de efecto invernadero a comparación de pozos de gas convencionales (Spellman, 2013).

Ya existe una gran resistencia del desarrollo del gas de lutitas debido a estas preocupaciones por el agua y las emisiones en algunas partes de Estados Unidos y Europa oriental.

3.5.1 Contaminación del aire

Actividades de producción del gas de lutitas pueden producir cantidades significativas de contaminación del aire que pueden impactar la calidad del aire local en áreas de desarrollo concentrado.

Además de las emisiones de gas de efecto invernadero, emisiones fugitivas de gas natural pueden liberar compuestos orgánicos volátiles y contaminantes peligrosos del aire, como el benceno. El Óxido de nitrógeno es otro contaminante de preocupación, que durante la perforación, fracturamiento hidráulico y equipos de compresión producen estas emisiones.

Las emisiones de gases de efecto invernadero y otras emisiones de aire procedentes de sitios de pozos de gas de lutitas son una preocupación ambiental clave.

3.5.2 Contaminación del agua

En términos de recursos de agua, el problema es la aplicación del fracturamiento hidráulico para liberar el gas de la formación de lutitas. Los problemas relacionados con el agua desafían potencialmente la expansión de la producción del gas de lutitas y aumentar sus costos operacionales.

Para la mayoría de los pozos de gas de lutitas el agua se obtiene de cuerpos de agua superficiales como ríos y lagos, acuíferos subterráneos, suministro de agua municipal y aguas residuales tratadas.

El agua utilizada en el fracturamiento hidráulico contiene aditivos químicos (**figura 3.6**) que ayudan a transportar el apuntalante y puede venir enriquecida con sales tras haber sido inyectada en formaciones de lutitas, por lo que debe de ser tratada o eliminada de manera segura. También puede contener altos niveles de metales sólidos disueltos totales y materiales radioactivos naturales.

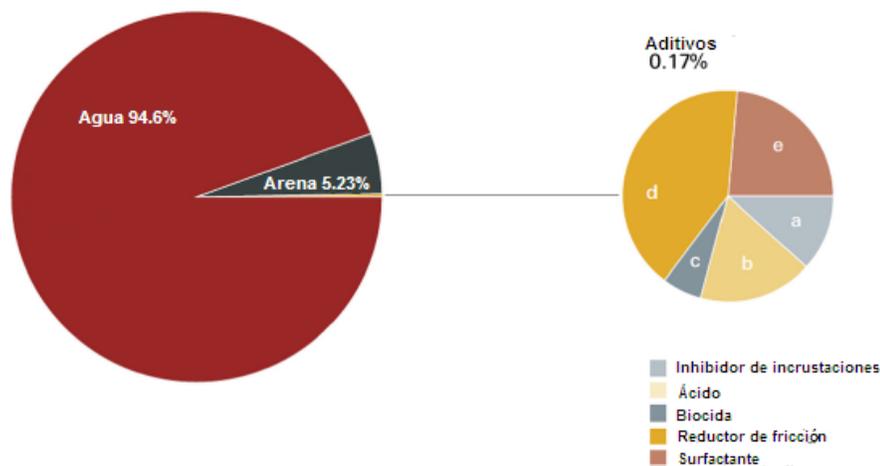


Figura 3.6 Composición típica de un fluido de fracturamiento Modificado de: Royal Society and Royal Academy of Engineering report (2012)

La posible contaminación de las aguas subterráneas es otra preocupación ambiental aunque la tubería de revestimiento del pozo proporciona una barrera protectora contra la contaminación potencial del fluido de fracturamiento hidráulico, sin embargo, algunos de los riesgos para la calidad del agua se producen por derrames terrestres superficiales.

3.5.2.1 Consumo de agua

El agua se utiliza en varias etapas del ciclo de vida del gas de lutitas, la mayoría del agua se consume durante la etapa de producción, esto se debe principalmente a los grandes volúmenes de agua (2.3 – 5.5 millones de galones) requeridos para el fracturamiento hidráulico de un pozo (Clark, 2011).

Agua en cantidades desde 190 000 hasta 310 000 galones es utilizada para perforar y cementar un pozo de gas de lutitas durante su construcción (Clark, 2011).

Después del fracturamiento del pozo, entre el 5-20% del volumen original del fluido volverá a la superficie dentro de los primeros 10 días como flujo de retorno. Un volumen adicional de agua, equivalente entre el 10 y el 300% del volumen inyectado, regresará a la superficie como agua producida durante toda la vida del pozo.

El gasto en que el agua retorna a la superficie es altamente dependiente de la geología de la formación. La administración del agua y su reutilización son

cuestiones locales y muchas veces dependen de la calidad y cantidad de agua y de la disponibilidad y asequibilidad de las opciones de administración (Veil, 2010).

Durante un ciclo de vida de 30 años, suponiendo que un pozo es fracturado hidráulicamente 3 veces durante este periodo de tiempo, la construcción y producción de gas de lutitas consume entre 7 090 000 y 16 810 000 galones de agua por pozo.

3.5.2.2 Calidad del agua

Las preocupaciones sobre la calidad del agua hacen énfasis en la posible contaminación del agua potable por metano o los fluidos utilizados en el fracturamiento hidráulico.

Las posibles vías para la contaminación incluyen fugas subterráneas desde el pozo hasta los acuíferos de agua potable y la eliminación inadecuada o fugas accidentales de fluidos del fracturamiento hidráulico a cuerpos de agua en superficie.

Para formaciones profundas, la contaminación del agua puede ocurrir debido a defectos en el pozo como un mal sello entre la tubería de revestimiento y la geología circundante durante la construcción del pozo.

Además de la construcción de pozos defectuosos, los pozos abandonados y sin tubería de revestimiento pueden proporcionar vías para que ocurra la migración del metano (Osborn, 2011).

La mayoría de los yacimientos de gas de lutitas se encuentran a 4600 (ft) por debajo de la superficie, mientras que los acuíferos comúnmente no se encuentran a más de 1550 (ft) por debajo de la superficie.

3.5.2.3 Tratamiento del agua

El tratamiento de las aguas residuales es un problema crítico para la producción de gas no convencional, especialmente en el caso de las grandes cantidades de agua utilizadas para el fracturamiento hidráulico. Después de ser inyectado en el pozo, parte del fluido de fracturamiento se devuelve como flujo de retorno con metales, minerales e hidrocarburos provenientes de la formación. Altos niveles de salinidad

son bastante comunes y, en algunos yacimientos, los minerales pueden ser radioactivos por lo que se requieren precauciones específicas en la superficie.

Los retornos de agua requieren un almacenamiento seguro en el lugar ya que representan una amenaza potencial para el medio ambiente local a menos que se manejen adecuadamente.

3.5.2.4 Reciclado de agua

Grandes volúmenes de agua son necesarios para el desarrollo de yacimientos de gas de lutitas. Actualmente la mayor parte del fluido de retorno procedente de las operaciones de fracturamiento hidráulico se transporta desde el sitio en donde se encuentra el pozo para su eliminación o se procesa para su reutilización en otras operaciones.

Los sólidos suspendidos en el agua deben de ser removidos antes de su reutilización. El reciclado de esta agua es costoso pero es un punto importante de algunos grupos ambientales. Se han desarrollado diferentes tecnologías que permiten que el fluido utilizado en el fracturamiento hidráulico sea reutilizado en el mismo sitio reduciendo costos.

El fracturamiento hidráulico no requiere el uso de agua potable con buena calidad, por lo que la utilización de aguas residuales ayuda a conservar el agua y ofrece oportunidades como el ahorro de costos.

3.5.2.5 Eliminación del agua

Cuando el agua retorna a la superficie de la perforación de un pozo de gas de lutitas, esta puede ser eliminada de diferentes maneras: reutilizada en un nuevo pozo con o sin tratamiento, llevada a una planta de tratamiento de aguas residuales en la localidad o a una instalación comercial de tratamiento de aguas residuales industriales, inyectada en un pozo de inyección más cercano a la localización o descargada en un cuerpo superficial de agua cercano.

3.5.3 Manejo de fluidos

Una gran variedad de fluidos de desecho se generan en los pozos de gas de lutitas. Los residuos durante la perforación pueden ser manejados en la localización tanto en pozos como en tanques de acero, estos son requeridos para almacenar el lodo de perforación para no generar daños.

Los tanques de acero no son adecuados, por supuesto, en todos los escenarios, pero en las áreas rurales, donde el espacio está disponible en el sitio del pozo, los tanques de acero por lo general no son necesarios (Arthur, 2008).

El desarrollo de la perforación horizontal tiene el poder de reducir el número de sitios de pozos y agruparlos para que las instalaciones de manejo de fluidos se puedan utilizar para varios pozos.

3.5.4 Actividad sísmica inducida

La eliminación del agua de retorno del fracturamiento hidráulico depende de la disponibilidad de pozos de inyección. El aumento de la actividad de inyección se ha relacionado con eventos sísmicos o terremotos. Un pozo de inyección bien localizado no causará terremotos. Deben de estar presentes diversos factores para inducir eventos sísmicos en un sitio de inyección.

Para que ocurran terremotos debe de existir una falla cercana y estar en un estado de tensión próximo al fallo. El pozo de inyección debe de tener una vía de comunicación a la falla y el gasto de fluido en el pozo debe de ser en una cantidad y presión suficientes por un tiempo suficientemente largo para causar un daño en la falla o el sistema de fallas.

Un reciente estudio del Consejo Nacional de Investigación concluye que la mayoría de los pozos de eliminación de aguas residuales del fracturamiento hidráulico no representan un peligro para la sismicidad inducida. Este informe también concluye que el proceso de fracturamiento hidráulico no plantea un alto riesgo de inducir eventos sísmicos (NRC, 2012).

Sin embargo ha habido casos de terremotos asociados con la producción de gas no convencional, los terremotos fueron pequeños, de una magnitud de 2 en escala de Richter, lo que nos indica que no son perceptibles por los seres humanos y no causaron ningún daño en la superficie, debido a que crea fracturas en rocas que se encuentran a una profundidad muy grande por debajo de la superficie, el fracturamiento hidráulico siempre generará pequeños eventos sísmicos (Speight, 2013).

3.6 Gas de lutitas en México

El papel protagónico que se ha dado al gas de lutitas, obedece al gran nivel de recursos que se ha dicho dispone el país, a pesar de que aún no se conoce con certeza el nivel de reservas (De la Vega y Ramírez, 2015).

Basta mencionar que Pemex inició la evaluación del potencial de gas de lutitas en 2010 identificando cinco provincias geológicas: Chihuahua, Sabinas-Burro-Picachos, Burgos, Tampico-Misantla y Veracruz, detectando un potencial entre 150 y 459 Bpc², un dato evidentemente poco preciso (De la Vega y Ramírez, 2015).

La Secretaría de Energía (Enero, 2013) por su parte apunta que los recursos ascienden a 300 Bpc, siendo Sabinas, Burro-Picachos, Burgos, Tampico-Misantla y Veracruz las principales provincias geológicas. Los datos de estas dependencias contrastan con los 545 Bpc que el último informe de la EIA (2013) otorga al país (De la Vega y Ramírez, 2015).

² Billones de pies cúbicos

Capítulo 4: Yacimientos de gas en carbón mineral

4.1 Introducción

Los yacimientos de carbón contienen grandes cantidades de gas natural adsorbido en la matriz (carbón) y requieren técnicas de extracción similares a las del gas de lutitas, usualmente este tipo de yacimientos posee una gran cantidad de agua por lo cual después del proceso de terminación y fracturamiento debe ser removida, este proceso permite la desorción del gas y este a su vez puede ser producido (Devold, 2013).

El gas hidrocarburo se forma en capas de carbón durante el proceso del metamorfismo, su principal componente es el metano cuya concentración en la mezcla es alrededor del 80 al 98%, el gas en capas de carbón puede ser libre o adsorbido. El metano es conocido por su capacidad de ser reactivo con el aire. Es por eso que la desgasificación, es decir, la extracción del gas es una parte integral del desarrollo del campo en las minas de carbón. La primera técnica de producción, se denomina "mining", los volúmenes de gas producidos son pequeños y se utilizan principalmente para las necesidades internas de la mina.

La segunda técnica de producción es comercial, el gas es considerado como un mineral fósil propio. En el caso de la producción comercial es posible suministrar a toda la región gas como fuente de energía y materia prima, además, las operaciones de minería de carbón se vuelven más seguras (Landeros, 2016).

4.2 Procesos de formación del carbón, composición y su influencia en las propiedades del yacimiento

En un sentido amplio el carbón se compone esencialmente de materia orgánica (restos vegetales principalmente) expuesta a gran presión y temperatura durante el sepultamiento (Flores, 2014).

La palabra carbón se refiere a una roca sedimentaria que contiene más de 50% en peso y 70% en volumen de materiales orgánicos, que son depositados como turba en los ambientes pantanosos. El sepultamiento y el incremento de la temperatura

producen cambios físicos y químicos, que se conocen con el nombre de hullificación. Debido al contenido orgánico del carbón, no puede ser clasificado como un mineral, los tipos principales de carbón: antracita, carbón bituminoso y lignito, pueden diferenciarse por su dureza y su contenido energético, que son afectados por su contenido orgánico y por las condiciones de su formación (Glosario de Schlumberger, 2017).

4.2.1 Condiciones de formación

Los procesos de transformación que son responsables de la conversión de la turba en carbón se logran durante el sepultamiento simultáneamente con el aumento en las condiciones térmicas, de presión y tectónicas. Dichos procesos son principalmente físicos y químicos, ya que implican cambios en la química y las propiedades físicas de la materia orgánica de la turba en un carbón más denso, seco, rico en carbono y duro (Flores, 2014).

En la **figura 4.1** se muestra la relación existente entre la permeabilidad del carbón y la profundidad a la que se encuentra, cabe destacar que los cambios de presión y temperatura (debidos a la profundidad) impactan significativamente en las propiedades del yacimiento.

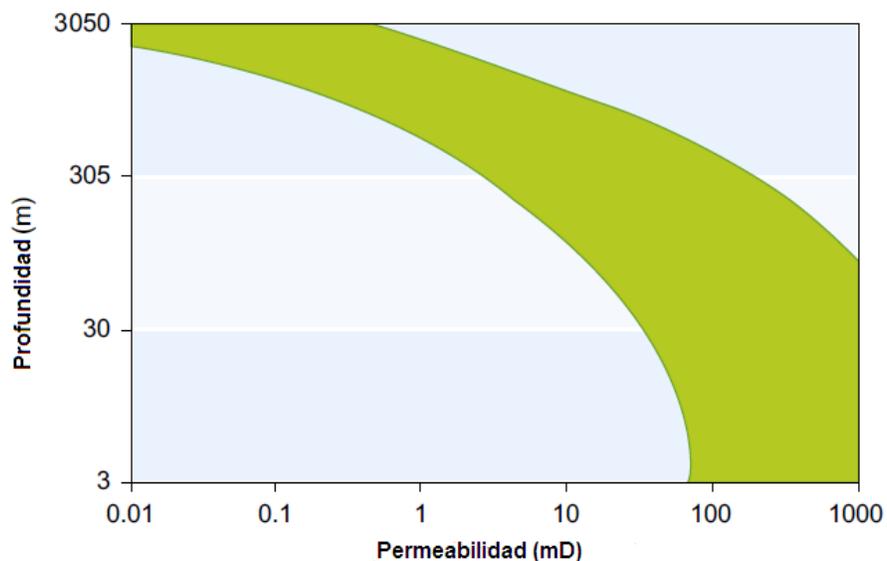


Figura 4.1 Relación entre la profundidad y la permeabilidad (Región verde). Modificado de: Referencia 24

4.2.1.1 Temperatura

El incremento de temperatura que se aplica directa o indirectamente a la turba durante el sepultamiento es el mecanismo de formación del carbón más aceptado, el calor puede ser aplicado indirectamente por el incremento de temperatura relacionado al gradiente geotérmico y la conductividad térmica de las rocas o directamente por medio de un fluido o cuerpos intrusivos ígneos (Flores, 2014).

4.2.1.2 Presión

Los efectos de la presión sobre la formación del carbón son difíciles de separar de los efectos de la temperatura, sin embargo se acepta que el plegamiento contribuye a la formación del carbón.

4.2.2 Composición

La composición del carbón es una variable muy importante puesto que regulará las políticas de explotación del yacimiento, las variables que controla son las siguientes:

1. La arquitectura interna y la compartimentación.
2. La disponibilidad de poros para la adsorción de gas.
3. La capacidad de flujo del gas.
4. La tendencia a encogerse o hincharse.
5. Gas in situ.
6. La capacidad de recuperación de gas.
7. El potencial para la recuperación mejorada de gas y el secuestro de dióxido de carbono.

En la **figura 4.2** se muestran los efectos de la presión, temperatura y composición (Clasificación ASTM) del carbón en la capacidad de almacenamiento de gas.

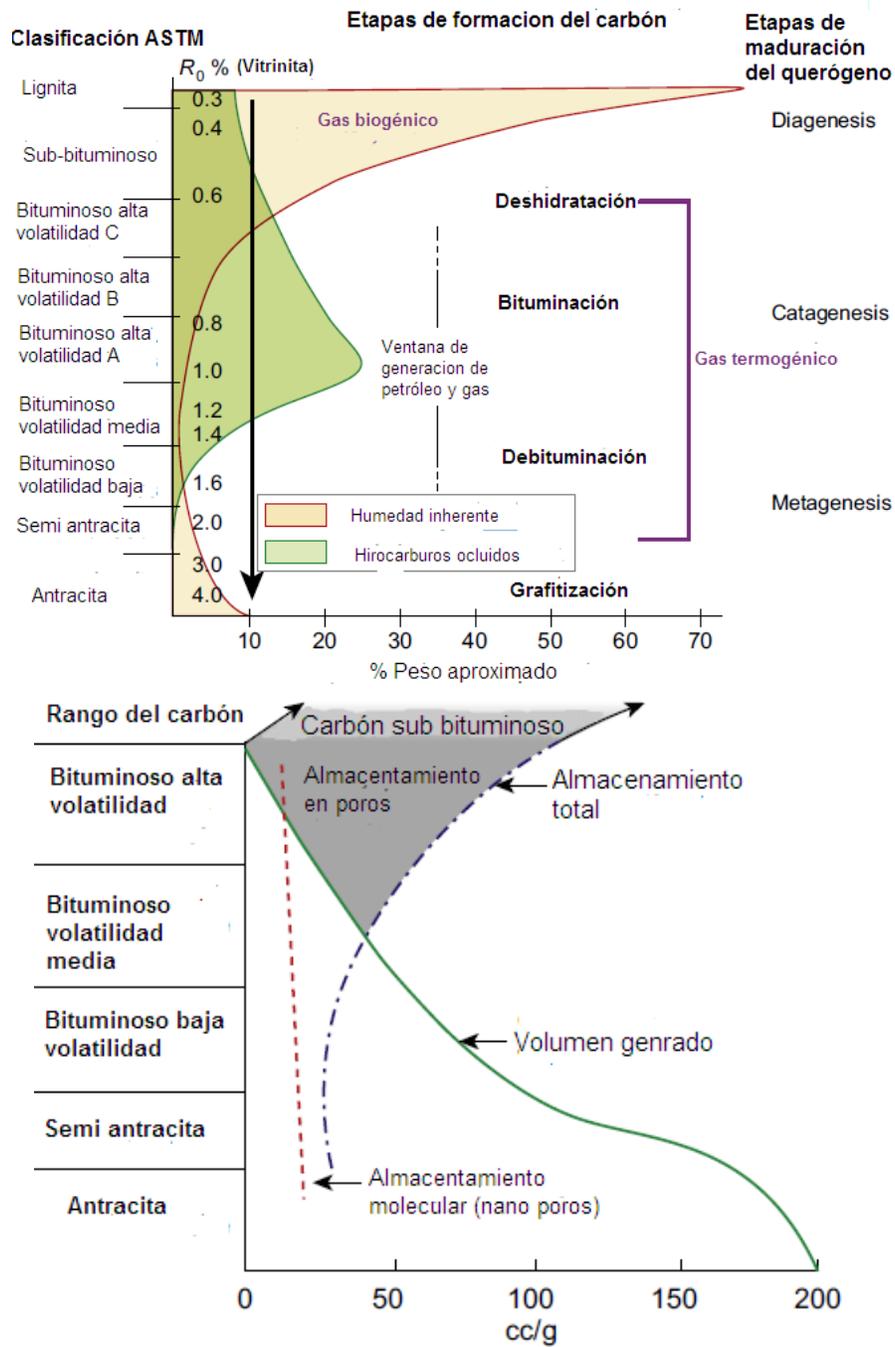


Figura 4.2 Rango del carbón y etapas de la maduración del querógeno (superior), Efecto rango del carbón sobre la capacidad de almacenar gas (Inferior). Modificado de: Referencia 24

4.3 Características del sistema

El desarrollo económico de un yacimiento de gas en capas de carbón depende de cuatro características esenciales:

1. Contener una cantidad suficiente de gas adsorbido.
2. Tener una permeabilidad adecuada para producir el gas.
3. Tener suficiente presión para el almacenamiento adecuado del gas.
4. El tiempo de desorción es tal que permite el desarrollo económico.

4.3.1 Porosidad

La caracterización de los yacimientos de gas en capas de carbón es un proceso complicado puesto que son naturalmente fracturados y el sistema posee doble porosidad (primaria y secundaria).

Inicialmente se considera que la porosidad secundaria se encuentra saturada con agua y para poder llevar a cabo la producción del gas es necesario remover el agua.

La producción en este tipo de yacimientos está controlada por cuatro pasos que son los siguientes:

1. Eliminar el agua de la porosidad secundaria para alcanzar la presión de desorción del gas, este proceso es llamado deshidratación del yacimiento.
2. Desorción de la porosidad primaria.
3. Difusión en la porosidad secundaria.
4. Flujo a través de la porosidad secundaria hacia el pozo.

En la **figura 4.3** se muestran los pasos del 2 al para para que la producción suceda.

4.3.1.1 Porosidad primaria

La porosidad primaria se refiere a la porosidad de la matriz, en estos yacimientos la matriz está compuesta de granos muy finos que generan micro poros con una permeabilidad extremadamente pequeña.

Dichos micro poros poseen un área grande de la superficie interna sobre la cual pueden adsorberse cantidades sustanciales de gas, debido a esto la matriz es

impermeable para el gas e inaccesible para el agua, sin embargo, el gas puede fluir a través de la porosidad matricial por el proceso de difusión (Tarek 2005).

4.3.1.2 Porosidad secundaria

La porosidad secundaria del sistema (macro poros) consiste en toda la red de fracturas inherentes en el carbón, la porosidad secundaria provee la permeabilidad para el flujo de fluidos y actúa como un conducto para la producción, la red de fracturas posee dos componentes: la cara y el extremo (Tarek, 2005).

La cara es la sección continua de la fractura que permite drenar grandes áreas mientras que el extremo posee una capacidad del drene pequeña, debido a que es pequeño (figura 4.3).

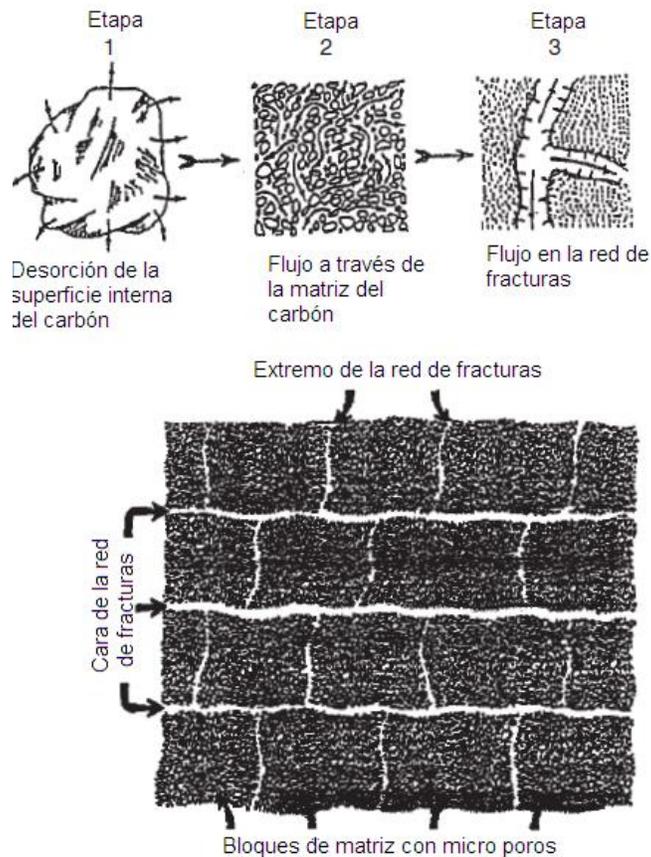


Figura 4.3 Dinámica de flujo del gas en el carbón (esquema) Modificado de: Referencia

4.3.2 Permeabilidad

La permeabilidad en el carbón está controlada por la magnitud neta de los esfuerzos en el yacimiento, la variación en el esfuerzo neto a través del carbón causa variaciones locales en la permeabilidad (**ecuaciones 4.7 y 4.8**). Durante la etapa de producción la porosidad y permeabilidad de la red de fracturas están sometidas a cambios entre los cuales pueden resaltar dos:

1. Disminución de la porosidad y permeabilidad debido a la compactación y reducción del esfuerzo neto (**ecuación 4.6**)
2. Incremento de la porosidad y permeabilidad por el encogimiento de la matriz debido a la desorción de gas (ecuación 4.6).

$$\Delta\sigma = \sigma_0 - \sigma = s(p_0 - p) = s\Delta p, \quad \dots(4.1)$$

$$\sigma = 0.572h, \quad \dots(4.2)$$

$$\Delta\sigma = 0.572\Delta p, \quad \dots(4.3)$$

$$\bar{c}_p = \frac{1}{p_0 - p} \int_p^{p_0} c_p dp, \quad \dots(4.4)$$

$$A = \frac{\phi_0}{1 + \phi_0} \exp(-s\bar{c}_p(\Delta p)) \quad \dots(4.5)$$

$$\phi = \frac{A}{1 + A}, \quad \dots(4.6)$$

$$k = k_0 \left(\frac{\phi}{\phi_0} \right)^3, \quad \dots(4.7)$$

$$k = k_0 \left[\exp\left(\frac{-0.003\Delta\sigma}{k_0^{0.1}} \right) + 0.0002(\Delta\sigma)^{\frac{1}{3}} (k_0)^{\frac{1}{3}} \right]. \quad \dots(4.8)$$

4.3.3 Contenido de gas

Para evaluar la cantidad de gas se requieren muestras frescas del yacimiento dispuestas en recipientes herméticos para posteriormente llevar a cabo pruebas de desorción, la desventaja que presenta es que el volumen de gas desorbido medido no es igual al contenido del gas ya que una gran cantidad del mismo se pierde comúnmente por la desorción durante la recuperación de la muestra. Para corregir esta pérdida de gas se usa el método USBM (**figura 4.4**), que consiste en elaborar un gráfico del volumen de gas desorbido contra la raíz del tiempo en escala cartesiana y extrapolar hasta el tiempo cero, esta técnica funciona para yacimientos someros (Tarek, 2005).

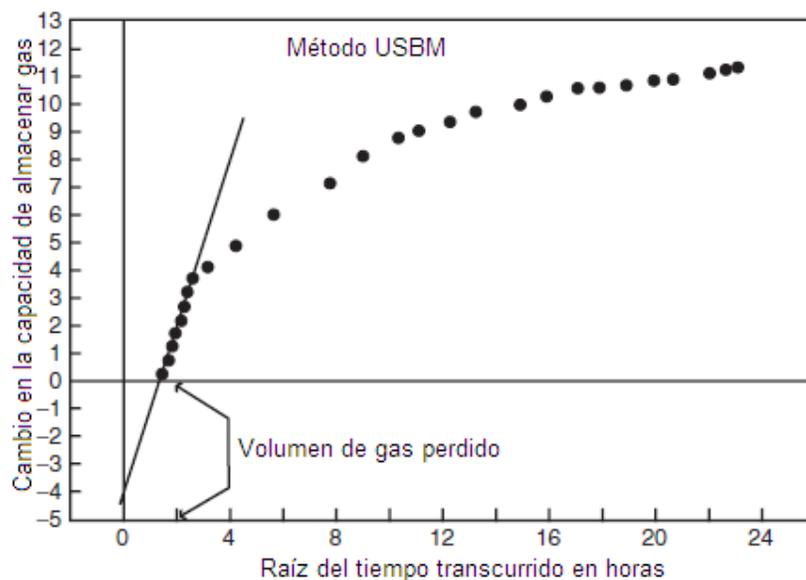


Figura 4.4 Método USBM para determinar el volumen de gas perdido Modificado de:
Referencia 69

4.3.4 Volumen de agua a remover

Como se ha mencionado anteriormente, la consideración de las fracturas saturadas o no por agua depende de la presión de desorción del sistema, análogamente a la presión de burbuja, si la presión de desorción es mayor que la presión de yacimiento se considera un yacimiento bajo saturado, si es menor se considera saturado (Doucet, 2005).

Para un yacimiento bajo saturado el volumen total de agua que debe ser removido (**ecuación 4.10**) para alcanzar la presión de desorción puede ser estimado mediante el coeficiente de compresibilidad isotérmica (**ecuación 4.9**).

$$c_t = \frac{1}{W_i} \frac{W_p}{p_i - p_d}, \quad \dots(4.9)$$

$$W_p = c_t W_i (p_i - p_d). \quad \dots(4.10)$$

4.4 Herramientas de cálculo para los yacimientos de gas en carbón mineral

4.4.1 Isotherma de Langmuir modificada

Un método común para evaluar la cantidad de gas adsorbido en el carbón es utilizando una isoterma de adsorción, debido a que la cantidad de gas adsorbido no depende linealmente de la presión. La herramienta más utilizada es la isoterma de Langmuir modificada (**ecuación 4.11**) (**figura 4.6**), donde la cantidad de gas adsorbido depende del grado del carbón (Clasificación ASTM).

Las constantes V_m y b son obtenidas al realizar un gráfico de V (scf/ton) vs V/p , donde b será el recíproco negativo de la pendiente de la recta y V_m la ordenada al origen (**figura 4.5**).

La desorción del gas incrementa la compresibilidad total del sistema, por lo cual es necesario calcular la compresibilidad aparente de desorción (**ecuación 4.12**) para corregir a la compresibilidad total y calcular el tiempo necesario para alcanzar el estado pseudo estacionario, debido a que el gas desorbido comenzará a fluir hacia la red de fracturas una vez alcanzado un régimen pseudo-estacionario (**ecuación 4.14**).

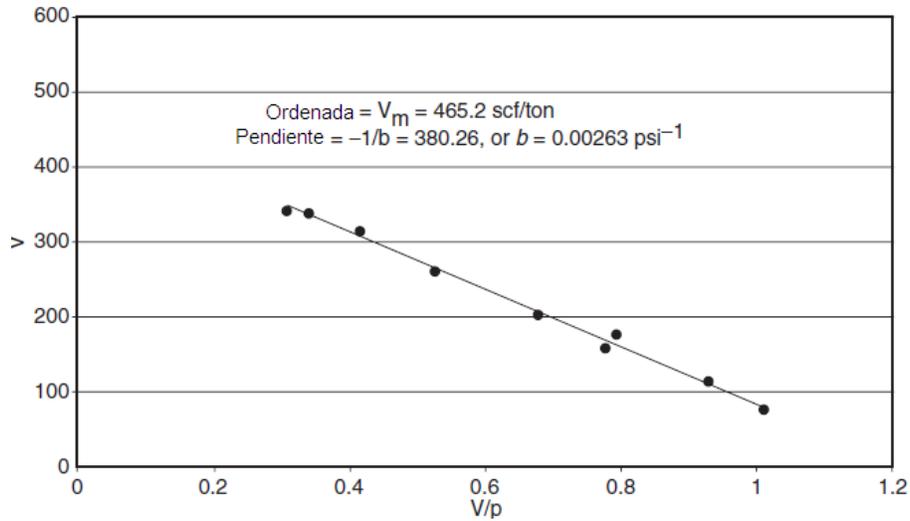


Figura 4.5 Gráfico de V vs V/p Modificado de: Referencia 69

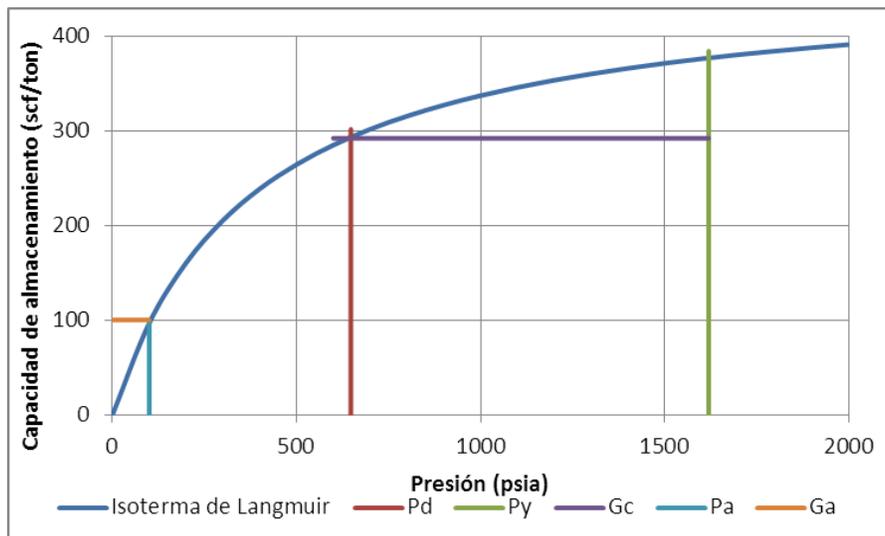


Figura 4.6 Isoterma de Langmuir para un sistema con: presión de abandono de 100 psia, presión crítica de desorción 648 psia, presión de yacimiento 1620 psia, $V_m = 465.2$ scf/ton y $b = 0.0263$ psia⁻¹. El contenido de gas in situ (línea morada) es de 292 scf/ton y el volumen de gas de abandono (línea naranja) 100 scf/ton

$$V = V_m \frac{bp}{1+bp}, \quad \dots(4.11)$$

$$c_s = \frac{0.17525B_g V_m \rho_B b}{\phi(1+bp)^2}, \quad \dots(4.12)$$

$$C_t = C_p + C_w S_w + C_g S_g + C_s, \quad \dots(4.13)$$

$$t = \frac{\phi(\mu_g C_t)_i A \cdot t_{DA}}{2.637 \times 10^{-4} k_g}, \quad \dots(4.14)$$

Con la viscosidad del gas en (cp), la permeabilidad en (mD), el área en (ft²), la densidad del carbón en (g/cm³) y la compresibilidad total en psi⁻¹.

4.4.2 Modelo tipo aceite negro para yacimientos de gas en carbón mineral

El uso del modelo aceite negro en este tipo de yacimientos parte de la comparación de la isoterma de Langmuir con la relación de solubilidad en un sistema gas-aceite (**figura 4.7**), para ello se sugiere una serie de correcciones para ajustar el modelo. Esta metodología considera que el aceite se encontrara inmóvil siempre (Anexo E).

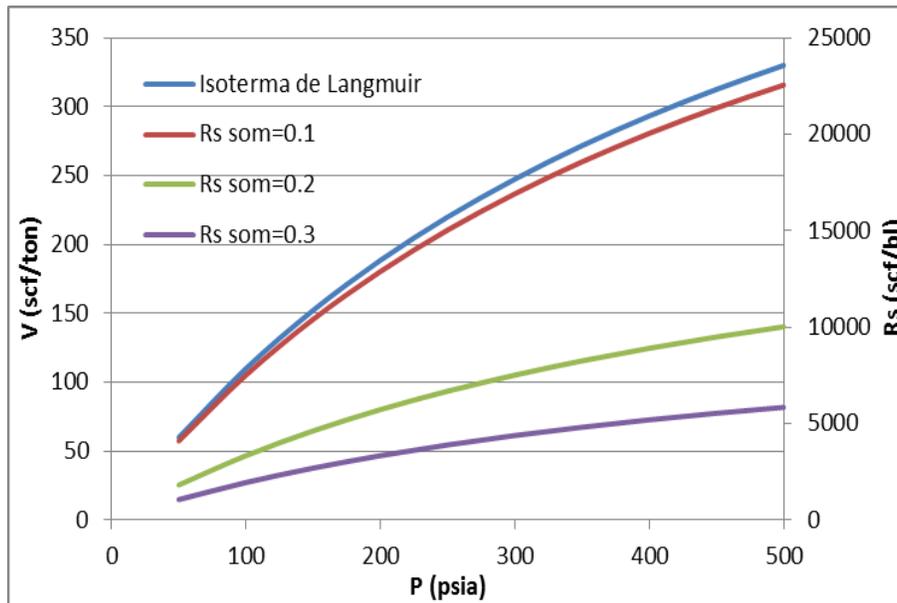


Figura 4.7 Comparativa entre el comportamiento de la isoterma de Langmuir y la relación de solubilidad para un modelo aceite negro.

4.5 Formas de extracción

En los yacimientos de gas en carbón mineral es necesario utilizar las tecnologías de deshidratación de pozos de gas (**Anexo D**) para remover un cierto volumen de agua y con ello alcanzar la presión de desorción, además de evitar los problemas asociados a la carga de líquidos. Debido a las características del sistema y con base en el trabajo de Flores (2014) se ha demostrado que la mejor forma de deshidratar el yacimiento es utilizando el sistema de bombeo por cavidades progresivas y el bombeo mecánico. Todo ello aunado a la perforación horizontal (en alguna de sus variantes) y el fracturamiento hidráulico.

4.6 Aspecto ambiental

4.6.1 Agua producida

Como con cualquier desarrollo, el desarrollo de los yacimientos de gas en carbón mineral puede afectar la tierra, el agua, la vida silvestre y las comunidades de diversas maneras.

El volumen de agua producida al explotar estos yacimientos crea un gran problema de eliminación. Dependiendo de la salinidad del agua, esta se elimina mediante la inyección en pozos letrina, formaciones geológicas, o a través de la evaporación, la dispersión en los caminos y descargas superficiales (Mastalerz et al, 1999).

Si el agua producida cuenta con una alta salinidad y esta es dispersada en un camino, puede dañar la vegetación y la infiltración de sales puede contaminar las aguas subterráneas poco profundas.

Si el agua producida tiene una alta proporción de sodio, calcio y magnesio, incluso el agua de baja salinidad puede ser perjudicial para los suelos y la vegetación. Esto se debe a que las aguas con una relación elevada de sodio, calcio y magnesio alteran la composición química de las arcillas y pueden reducir la permeabilidad del suelo.

La descarga superficial es el medio menos costoso así como el más controversial para la eliminación del agua producida. En regiones áridas, la descarga superficial de agua incluso de alta calidad puede dañar el medio ambiente. Esta descarga puede

alterar en gran medida el comportamiento hidrográfico natural de las corrientes superficiales de las regiones, amenaza a los peces y otras especies acuáticas, puede alterar el clima local al aumentar la humedad y provocar erosión (Mastalerz et al, 1999).

Con base en la experiencia de las operaciones convencionales de producción de petróleo y gas, la eliminación de agua producida por inyección en formaciones geológicas es la opción más favorable.

Otra preocupación ambiental en la producción de gas de carbón mineral es que la producción de agua a partir del carbón se reflejará en la reducción de las aguas subterráneas poco profundas.

El retiro de agua subterránea de los acuíferos es un tema particularmente sensible para los propietarios de los predios que utilizan el agua subterránea para su ganado y para el riego. La estimación de la reducción del agua subterránea nos indica que puede ser localmente severa.

4.6.2 Filtraciones de metano

El movimiento de metano desde el yacimiento hasta la superficie es de gran preocupación ambiental.

La filtración de metano puede contaminar las aguas subterráneas poco profundas, afectar la vegetación y producir un riesgo de incendio y explosión dentro de las instalaciones. La filtración puede tener lugar a través de fracturas naturales, espacios anulares no cementados, pozos de agua y pozos de exploración de petróleo y gas abandonados incorrectamente (Rakowski et al, 1983).

Otro de los problemas asociados a la filtración del metano es el agotamiento de oxígeno en los suelos, lo que provoca la destrucción de los árboles cercanos al yacimiento.

4.6.3 Perturbaciones superficiales

El desarrollo de yacimientos de metano en carbón mineral es similar a cualquier otro desarrollo de yacimientos de aceite y gas, puede fragmentar las tierras agrícolas,

perturbar la vida silvestre, interrumpir operaciones ganaderas. En áreas en donde toma lugar un extenso y rápido desarrollo, estos cambios pueden alterar completamente el paisaje con la construcción de las instalaciones y los caminos de acceso a las localizaciones (Ohga et al, 1993).

La perturbación de la superficie puede conducir a un aumento de la erosión del suelo, la introducción de especies de plantas indeseables y la destrucción del hábitat de vida silvestre.

4.6.4 Ruido

La producción de yacimientos de metano en carbón mineral requiere la operación de equipos de pozos los cuales generan ruido y aunque a menudo se trata de un zumbido bajo, este puede ser un problema para las comunidades cercanas. Para llevar el gas a un punto de comercialización, este debe de ser comprimido. Los compresores son el aspecto más ruidoso del desarrollo de estos yacimientos.

El tránsito de vehículos pesados en las vías de acceso a las localizaciones también produce ruido además de polvo.

El ruido del equipo puede ser mitigado a través de la instalación de silenciadores y posiblemente, estructuras de reducción de ruido. Adicionalmente, las localizaciones elegidas para las estaciones de compresión pueden seleccionarse cuidadosamente para minimizar su impacto en el entorno acústico.

El tránsito vehicular es un problema aún más difícil. La reducción de los impactos sobre la vida silvestre puede requerir programar el tránsito para mitigar su impacto en las actividades de vida silvestre tales como reproducción y alimentación. Los límites de velocidad y el mantenimiento de la superficie de la carretera son de importancia para mitigar el polvo.

4.6.5 Contaminación del aire

La contaminación del aire acompaña a cualquier desarrollo de petróleo y gas. Las preocupaciones se incrementan por el gran número de pozos que se proyecta perforar durante un tiempo relativamente corto. El uso de motores de combustión

interna para la perforación de pozos, compresión de gas y proporcionar transporte producirá emisiones de monóxido de carbono, dióxido de azufre, óxido de nitrógeno, dióxido de carbono, hidrocarburos y partículas. Estas emisiones tendrán un impacto en la calidad del aire.

La contaminación atmosférica de fuentes estacionarias también es una preocupación. El procesamiento del gas de carbón requiere un aumento en las plantas de procesamiento para manejar el volumen de metano extraído. Cada una de estas plantas de procesamiento emitirá metano y dióxido de carbono.

4.6.6 Recuperación mejorada de gas en capas de carbón (ECBM)

La captura y almacenamiento geológico de CO₂ es ampliamente reconocido como una fuente potencial de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de origen antropogénico, se conocen dos tipos de almacenamiento: en formaciones salinas y campos petroleros.

Otra opción para almacenar CO₂ es la de inyectar dicho gas en capas de carbón ricas en metano pero no explotables, a esta opción se le conoce con el nombre de Enhanced Coalbed Methane Recovery (ECBM) y consiste en aunar el almacenamiento de dióxido de carbono con la recuperación del metano, ya que el primer gas desplaza fácilmente al segundo.

4.7 Yacimientos de gas en carbón mineral en México: Cuenca de sabinas

Dentro de las cuencas de la región carbonífera de Coahuila la de Sabinas es la mejor conocida debido a su intensa explotación de carbón, tiene 62 kilómetros de longitud, con un ancho máximo de 24 kilómetros. La profundidad máxima a la que se encuentra el manto de carbón es de 490 m, en la **tabla 4.1** se muestran algunas propiedades del carbón y del gas de la cuenca.

Tabla 4.1 Propiedades del carbón de la cuenca de Sabinas, Modificado de Referencia 51

Característica	Cuenca de Sabinas
Rango	Bituminoso de volatilidad media
Contenido de gas	200 a 300 ft ³ /ton
Calidad del gas	98% CH ₄ , 0.5% CO ₂ , 0.5% C ₂ H ₆ , 0.5% C ₃ H ₈ , 0.5% i-C ₄ H ₁₀
Permeabilidad	33.6 mD
Recursos	0.9 a 13.8 Tpc

4.7.1 Desastre minero de pasta de conchos

La mina de carbón pasta de conchos se encuentra en la región de Nueva Rosita, Coahuila (Cuenca de Sabinas), el incidente ocurrió debido a las altas concentraciones de gas natural que ocasiono una explosión.

Capítulo 5 Yacimientos de gas compactos

5.1 Introducción

Actualmente los yacimientos compactos de gas natural han cobrado importancia dentro de la industria petrolera, en muchos de los casos esta clase de yacimientos pueden ser desarrollados con mayor facilidad que los yacimientos de lutitas ya que las rocas que los conforman poseen un mayor contenido de cuarzo y son más frágiles (Zee et al ,2016).

Los yacimientos compactos son una extensión de los yacimientos convencionales pero con menor permeabilidad (menor a 1 mD) y porosidad efectiva, históricamente han representado un reto para su desarrollo a escala económica pero gracias a los avances en tecnología de estimulación la producción ha sido posible (Heikal, 2008). Con base en el trabajo de Bahrami (2013) se puede decir que esta clase de formaciones es susceptible al daño durante las operaciones de perforación, terminación, estimulación y producción.

5.2 Características

Existen dos escuelas de pensamiento sobre los procesos geológicos que se encuentran en los yacimientos compactos, la primera de ellas se refiere a acumulaciones de gas continuas centradas en la cuenca (BCGA) y la segunda a la acumulación de gas en areniscas compactas en una trampa convencional (**figura 5.1**) (Zee et al, 2016).

5.2.1 Porosidad

Los yacimientos compactos presentan una porosidad de matriz muy baja debido a los procesos de depósito, post depósito o diagenéticos, si el yacimiento se encuentra naturalmente fracturado entonces el flujo de gas será controlado principalmente por las facturas abiertas no dañadas que se encuentran conectadas al pozo (Bahrami, 2013).

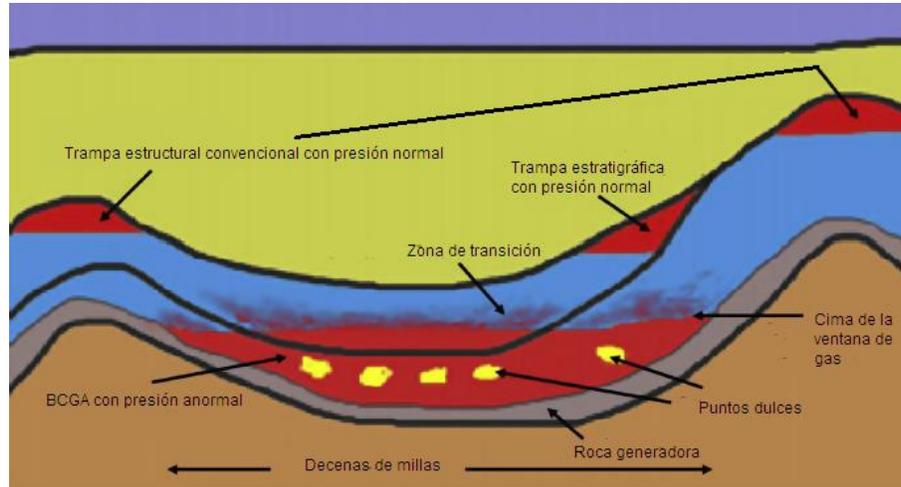


Figura 5.1 Escuelas de pensamiento de los yacimientos compactos: Modificado de: Referencia 78

La matriz está compuesta principalmente de micro poros donde la garganta de poro posee una apertura muy pequeña, esto causa una tremenda energía de succión debida a la presión capilar, esto genera que la saturación crítica de agua y la saturación de agua irreductible sean altas.

5.2.2 Saturación de agua

La saturación inicial S_{wi} en los yacimientos compactos cambia en función de la migración del gas, además este tipo de yacimientos pueden tener una saturación inicial de agua normal ($S_{wi} \sim S_{wc}$) o en algunos casos subnormal ($S_{wi} \ll S_{wc}$) (figura 5.2) debido a la vaporización del agua dentro del gas, esto causa que la permeabilidad relativa al gas sea muy cercana a la permeabilidad absoluta (Bahrami, 2013).

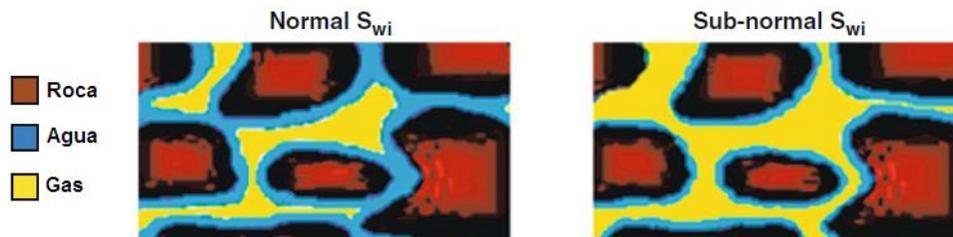


Figura 5.2 Saturación normal de agua (Izquierda), saturación sub normal (Derecha): Modificado de: Referencia 6

5.2.3 Presiones anormales

Los intervalos productores de los yacimientos compactos generalmente poseen presiones anormales, en general cuando se generan los hidrocarburos gaseosos en este tipo de formaciones, el gas no puede escapar fácilmente y causa un incremento en la presión. Cuando un poco del gas escapa de la zona con presión anormalmente alta, dicho gas viaja y puede generar una zona con presión anormalmente baja en los alrededores de una zona de presión anormalmente alta (Zee et al, 2016).

Burnie et al (2008) discutieron el mecanismo para las presiones anormalmente altas y bajas en yacimientos compactos. Las areniscas de baja permeabilidad encerradas en lutitas (lentes de arena) (**figura 5.3**) se pueden cargar con gas, esto hace que la presión del sistema se incremente debido a que una barrera impermeable impide que el gas viaje, una vez que se alcanza un cierto umbral de presión el gas comenzará a filtrarse por dicha barrera y escapará, esto reducirá la presión del sistema hasta un estado normal y posteriormente a un estado depresionado.

Antes que la materia llegue a madurar la presión del sistema es normal, a medida que madura la presión del sistema se incrementa, posterior a la generación la presión del sistema disminuye y eventualmente el sistema se convierte en depresionado.

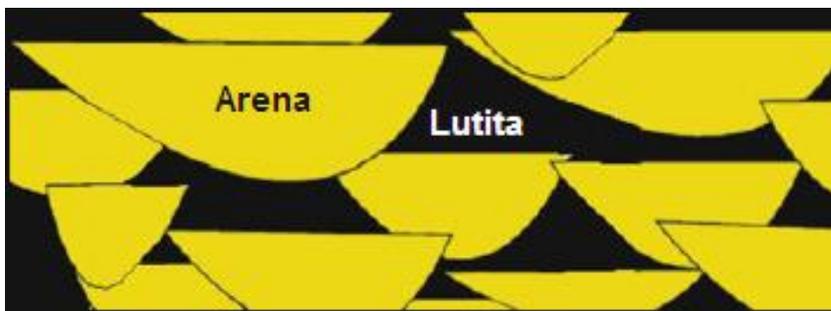


Figura 5.3 Lentes de arena Modificado de: Referencia 6

5.2.4 Permeabilidad

En los yacimientos convencionales la saturación de agua crítica y agua irreducible poseen valores similares, bajo estas condiciones la producción de agua puede ser nula, sin embargo, en los yacimientos compactos la saturación de agua crítica e irreducible pueden tener valores muy diferentes (**figura 5.4**). En el caso de los yacimientos de gas convencionales existe un rango de saturaciones de agua en las que tanto el agua como el gas pueden fluir, pero en los yacimientos compactos existe un rango en el cual el agua y el gas no pueden fluir, además en esta clase de yacimientos prácticamente no hay una fase de agua móvil incluso son saturaciones de agua muy altas (Law y Curtis, 2002).

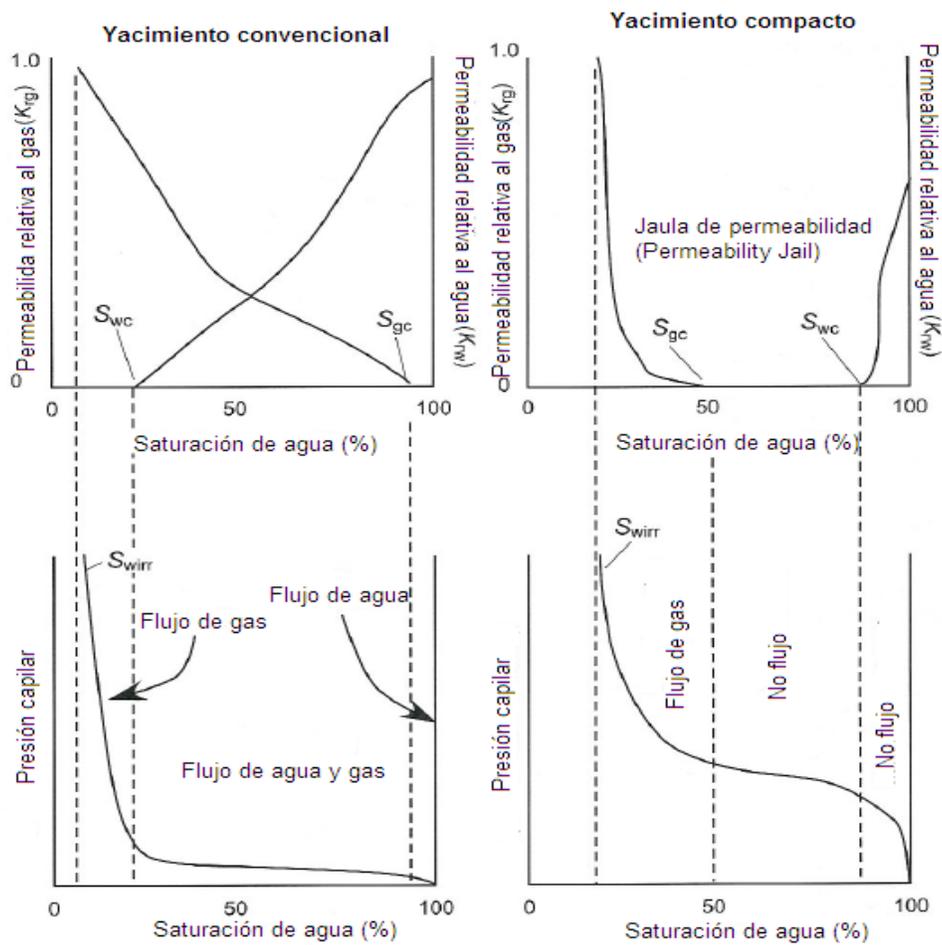


Figura 5.4: Curvas de permeabilidad relativa y presión capilar para un yacimiento convencional(izquierda) y un yacimiento compacto (derecha) Modificado de: Referencia 37

5.3 Técnicas de extracción

Al igual que para el desarrollo del gas en lutitas es necesario utilizar técnicas especiales de perforación, como la horizontal en caso de que se trate de un yacimiento lenticular, así como el fracturamiento hidráulico, todas ellas con el fin de incrementar el contacto del yacimiento con el pozo o generar canales que faciliten el flujo de gas.

Debido a la naturaleza de los yacimientos compactos el fracturamiento hidráulico puede ser una operación problemática debido que el agua utilizada puede ser atrapada por el fenómeno de succión ocasionado por la presión capilar y esto a su vez puede generar un daño a la formación por bloqueo por agua (**figura 5.5**), problema que también se puede presentar durante la perforación si se trata de un lodo base agua (Bahrami, 2013).

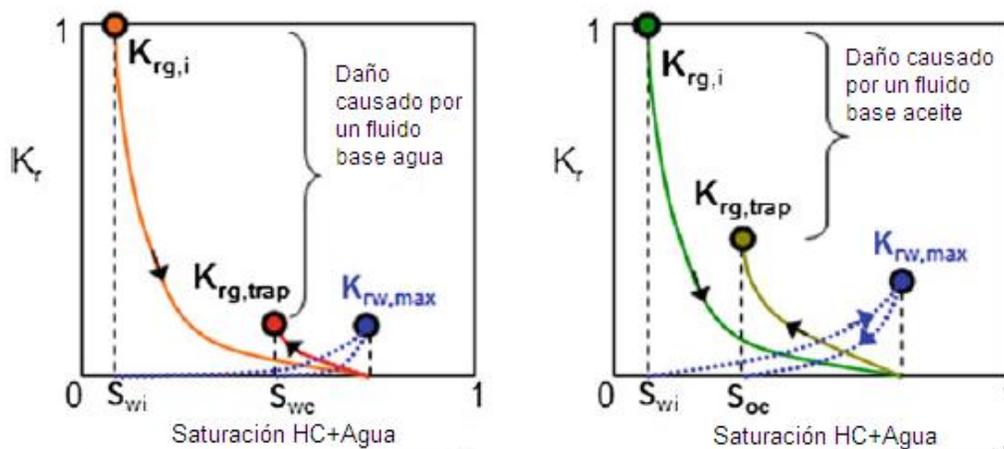


Figura 5.5 Efecto del tipo de fluido empleado durante perforación en el daño a la formación

Modificado de: Referencia 6

5.3.1 Fracturamiento térmico

Consiste en la inyección de un líquido frío que no dañe a la formación, un ejemplo de ello es el CO_2 , esto hace que la formación se enfríe y contraiga formando fracturas, a medida que el CO_2 entra en la formación gradualmente cambia de estado líquido a gaseoso y por lo tanto no causa daño alguno en la permeabilidad relativa y la presión capilar.

5.3.2 Diferencias del fracturamiento hidráulico entre yacimientos compactos y lutitas

En el caso de las formaciones de lutitas las operaciones de fracturamiento solo abren las fracturas naturales que la roca posee, además dichas fracturas se encuentran conectadas entre sí, lo cual se traduce en un volumen significativo de roca fracturado.

Al abrirse los canales de flujo con ayuda de la porosidad relativamente alta de la roca generan un flujo de gas elevado durante la etapa temprana de explotación (flujo debido a las fracturas), a medida que el volumen de gas en las fracturas disminuye y el gas comienza a viajar desde la matriz lo cual se traduce en una caída dramática de la producción. A medida que el gas de las fracturas interconectadas es drenado (“gas fácil”) la producción cae a una fracción pequeña de la producción inicial.

Por otra parte, los yacimientos compactos poseen pocas fracturas naturales y no se encuentran intercomunicadas, además, gran parte de los canales de flujo se generan por medio del fracturamiento. Debido a que existe una cantidad pequeña de fluidos en las fracturas, la producción en los yacimientos compactos suele ser menor que en las formaciones de lutitas, esto también se debe a que la densidad de fracturas es menor, están menos dispersas y la penetración de las mismas es menor.

Además, una vez que las fracturas se han efectuado, aunque la permeabilidad es baja, la producción suele mantenerse estable durante un periodo de tiempo más largo.

5.4 Herramientas de cálculo

Dentro de las herramientas utilizadas, cabe destacar el uso de la ecuación de balance de materia: en la forma denominada energyplot y la aproximación de yacimiento compartimentalizado; y las pseudo funciones de saturación.

5.4.1 Aproximación de yacimiento compartimentalizado

Un yacimiento compartimentalizado se define como aquel en el cual existen dos o más regiones distintas que se encuentran comunicadas entre sí (**figura 5.6**), cada compartimento se describe por su propio balance de materia que se acopla al de los compartimentos vecinos a través de flujos de entrada y salida por medio de las fronteras (Tarek, 2005).

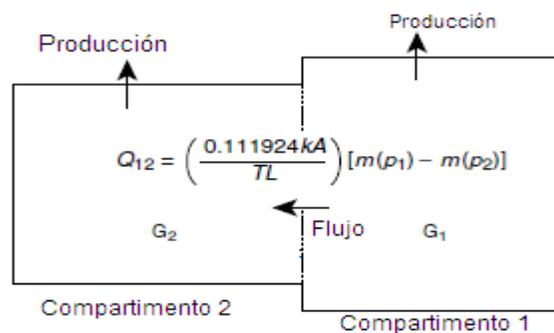


Figura 5.6 Esquema del modelo de yacimiento compartimentalizado Modificado de:Referencia70

Los modelos derivados de esta aproximación se muestran en el anexo G.

5.4.2 Funciones de flujo multifásico para yacimientos de gas compactos

Son herramientas que permiten la construcción de las curvas de permeabilidad relativa y presión capilar en función de la saturación de agua inicial y la saturación de gas crítica (**figura 5.7**) (Anexo G)

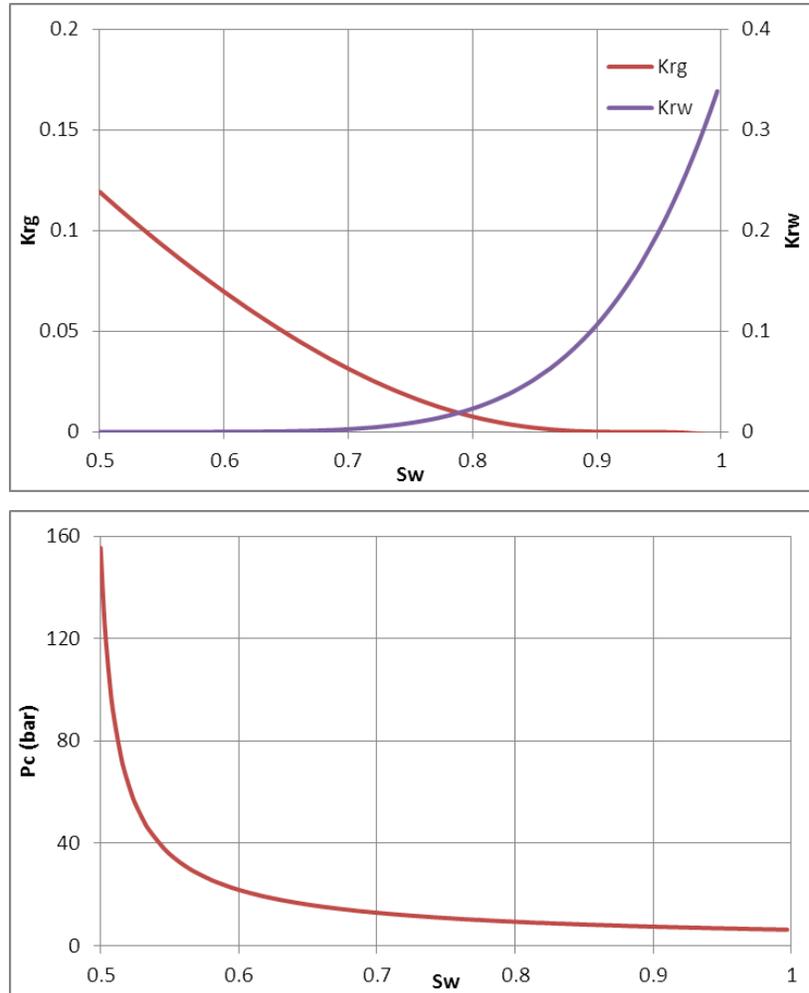


Figura 5.7 Curvas de permeabilidad relativa (superior) y presión capilar (inferior) para un sistema con $S_{gc}=0.07$, $S_{wi}=0.49$, $k_a=0.05$ mD y $\lambda=0.815$

5.5 Aspecto ambiental

5.5.1 Uso de fluidos base aceite

Los fluidos base aceite se utilizan como una alternativa para minimizar el daño durante la perforación en los yacimientos compactos, sin embargo pueden tener efectos negativos en el medio ambiente. En la **tabla 5.1** y **figura 5.8** se puede observar la composición de los fluidos de perforación, mientras que en la **tabla 5.2** la composición de algunos fluidos base aceite.

5.5.1.1 Aceite libre

Su presencia en el agua disminuye la transferencia de oxígeno entre la fase agua y aire, lo cual provoca desoxigenación, causando efectos de calentamiento con el agua cuando las películas de grasas son de espesor considerable y están expuestas a los efectos solares. Lo anterior provoca la muerte de organismos acuáticos existentes (Khan e Ibrahim, 2007).

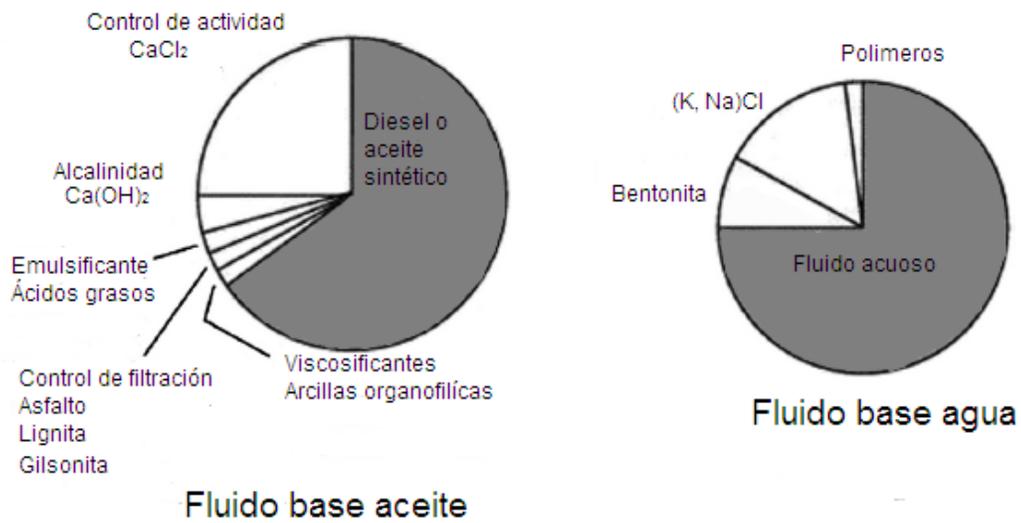


Figura 5.8 Composición promedio de los fluidos de perforación base aceite y agua en %peso (Sin agentes modificadores de la densidad) Modificado de Referencia 35

Lo anterior provoca cambios en los ecosistemas en lo referente a cantidad, diversidad y composición de las especies. El primer efecto debido a la presencia de aceite en el agua de consumo es el rechazo, al perder atractivo para el consumo humano, además de los riesgos que representan sus constituyentes tóxicos asociados (Lee, Speigth y Loyalka 2007).

En la agricultura dificulta el proceso de aireación de los terrenos de cultivo y las condiciones de vida de la fauna que favorece la producción agrícola. En lo que se refiere a la apicultura, esta es dañada al ser rechazada la miel para consumo humano por estética, por el sabor desagradable adquirido y obviamente por los efectos nocivos a la salud humana (Lee, Speigth y Loyalka 2007).

5.5.1.2 Diésel

En reglamentaciones internacionales, se prohíbe la descarga de fluidos y recortes de perforación conteniendo aceite diésel. Este material durante su uso puede producir hidrocarburos aromáticos polinucleares, (benzo(a)pireno, metilnafteno, metilfenantreno, y otras formas alquiladas) los cuales parecen ser los constituyentes más tóxicos de productos del petróleo (Lee, Speigth y Loyalka 2007).

Los hidrocarburos aromáticos policíclicos están presentes en la base primaria del petróleo y pueden ser generados e introducidos al ambiente durante el uso del aceite diésel. Varios de estos compuestos tienen estructuras primarias de cuatro a seis anillos, son conocidos por su carácter carcinógeno y mutágeno.

5.5.1.3 Benceno

El benceno es un compuesto aromático volátil, componente del aceite mineral, gasolina y otros productos. Es bastante dañino para la salud, dependiendo de la concentración provoca modificaciones del cuadro hemático, daño a cromosomas hasta leucemia

Tabla 5.1 Composición de algunos lodos de perforación Recuperado de Referencia 35

Producto	Composición	Concentración
Fluido base	Agua, montmorillonita sódica, hidróxido de sodio	La necesaria
Aditivos	Lignosulfato, fosfatos, restos de plantas (uso predominante del quebracho), lignita	1-2.7 (kg/bbl)
Control de densidad	Barita, calcita, siderita, hematita y metales pesados	0-317.5 kg/bbl
Control de pérdidas de fluido	Almidón (maíz o papas), polímero de celulosa polianiónico, goma xantana, lignita	<0.45-4.5 kg/bbl
Control de pérdidas de circulación	Cascaras de nuez, micas, celofán	0.9-13.6 kg/bbl
Inhibidores de corrosión e incrustaciones	Sulfito de sodio, cromato de zinc, aminas, hidróxido de sodio, fosfatos, bactericidas	0.11-2.7 kg/bbl
Solventes	Isopropanol, glicerol, isobutanol, diésel, ésteres alcoholes	-
Lubricantes	Asfaltos, diésel, gilsonita, aceites minerales mejorados, aceites sintéticos (sin contenido de aromáticos)	0.09-2.7 kg/bbl

Tabla 5.2 Composición de algunos lodos base aceite Recuperado de Referencia 35

Fluidos base aceite	Principales componentes	Características generales
Aceite	Aceite crudo oxidado, crudo asfáltico, jabón, agua (2-5%)	Costo moderado, utilizado en terminaciones y reparaciones en pozos de baja presión
Asfáltico	Diésel, asfalto, emulsificantes, agua (2-5%)	Costo moderado, cualquier aplicación hasta 600 (°F)
Emulsión inversa	Diésel, aceite mineral de baja toxicidad, emulsificantes, arcillas organofílicas, resinas modificadas, jabones, salmuera (5-40%)	Costo elevado, cualquier aplicación hasta 450 (°F), bajo costo de mantenimiento
Sintético	Hidrocarburos sintéticos o ésteres, otro productos similares a los usados en la emulsión inversa	Costo mayor que la emulsión inversa, cualquier aplicación hasta 450 (°F), bajo costo de mantenimiento

5.6 Yacimientos de gas compactos en México: Paleocanal de Chicontepec

La Formación Chicontepec es una secuencia de turbiditas depositadas en aguas profundas, en un cañón submarino, con abanicos submarinos, compuesta por la alternancia de capas de areniscas, calizas y compuestos cementados de arcilla, arena, arenisca, lutita y calizas(Avalos, 2013).

Los depósitos del paleocanal de Chicontepec están considerados como No Convencionales y son del tipo Yacimientos Compactos, denominados así en el ámbito petrolero(Avalos, 2013).

Con base en el trabajo de Avalos (2013) se sabe que en las formaciones con alta estratificación de Chicontepec no hay permeabilidad vertical, debido a que los núcleos y registros de imágenes muestran intervalos de multicapa y multi laminación de lutita y arena, por lo tanto se requiere del uso de nuevas tecnologías (Capítulo 2).

Capítulo 6: Lutitas aceiteras (Shale Oil)

6.1 Introducción

Las lutitas aceiteras representan una enorme fuente de hidrocarburos, como las arenas bituminosas (capítulo 7) y los yacimientos de gas en carbón (capítulo 4) son considerados hidrocarburos no convencionales debido a que su producción comercial implica retos.

La materia orgánica contenida en las lutitas es llamada querógeno, un material sólido íntimamente enlazado con la matriz mineral. Esta clase de yacimientos se encuentran ampliamente distribuida en el mundo y su variedad es tal que pueden encontrarse desde yacimientos pequeños no comerciales hasta aquellos que son tan grandes que pueden contener billones de barriles potencialmente explotables (Speight, 2012).

Se cree que las lutitas aceiteras se forman cuando las algas y sedimentos se depositan en lagos, lagunas y pantanos donde un ambiente anaeróbico evita la descomposición de la materia orgánica, permitiéndole así acumularse en capas gruesas. Estas capas se cubrieron posteriormente con roca, para ser sometidas a una alta temperatura y presión. Sin embargo, el calor y la presión fueron menores que en los yacimientos de petróleo y gas (Devold, 2013).

Las lutitas aceiteras difieren del carbón, debido a que en el mismo existe una proporción de materia orgánica a inorgánica de más de 4, mientras que en las lutitas existe un mayor contenido de sedimentos (Devold, 2013).

6.2 Propiedades del sistema.

6.2.1 Tipos de lutitas aceiteras

Mezcladas con una variedad de sedimentos durante un largo tiempo geológico, las lutitas forman una roca que oscila entre el color marrón claro y el negro, sobre la base de sus colores aparentes las lutitas pueden ser referidas negra o marrón (Devold, 2013).

No es común clasificar a las lutitas por su color, generalmente se hace por el ambiente de depósito como lo menciona Hutton (1987, 1991), dichos ambientes son: terrestre, marino y lacustre. Esta clasificación refleja las diferencias en la composición de la materia orgánica y la cantidad de aceite extraíble de la lutita.

6.2.1.1 Lutitas aceiteras de ambiente terrestre

Los precursores de las lutitas aceiteras terrestres se depositaron en aguas estancadas y con poco oxígeno (como pantanos formadores de carbón y ciénagas), los formadores están compuestos de resinas, esporas, ceras, tejidos derivados de plantas vasculares.

Esta clase de lutitas aceiteras es rica en sustancias generadoras de aceite y aunque se encuentran en yacimientos pequeños también son de una gran calidad.

6.2.1.2 Lutitas aceiteras lacustres

Contienen materia orgánica rica en lípidos derivada de algas que vivían en lagos de agua dulce, salobre o salada, son yacimientos comúnmente pequeños pero de una calidad extremadamente alta.

6.2.1.3 Lutitas aceiteras marinas

Están compuestas de materia orgánica rica en lípidos derivada de algas marinas, acritarcas³ y dinoflagelados marinos.

³ Grupo de micro fósiles esférico de pared celular orgánica que fueron encontrados en rocas del Eón precámbrico

6.2.2 Grado de las lutitas aceiteras

El método utilizado comúnmente en los Estados Unidos es la valoración de Fischer modificada (ASTMD3904), consiste en calentar una muestra de 100 g triturada a malla 8 (2.38 mm) en una pequeña retorta de aluminio a 500 °C (a un ritmo de 12 °C por minuto durante 40 minutos) (Speight, 2012).

Los vapores destilados se condensan y se reportan los porcentajes en peso de aceite, agua, lutita y el gas (y sus pérdidas).

6.2.3 Porosidad y permeabilidad

Con base en el trabajo de Chilingarian y Yen (1978) no es posible determinar la porosidad de las lutitas aceiteras por métodos convencionales, sin embargo, las partículas inorgánicas forman una estructura de micro poros que genera una porosidad aproximada de 2.36 a 2.66%, además, las partículas minerales tienen una superficie apreciable de 4.24 a 4.72 m²/g que le da a las lutitas la capacidad de producir desde 29 hasta 75 galones por tonelada en la valoración de Fischer (**tabla 6.1**).

La permeabilidad de las lutitas aceiteras es esencialmente cero debido a que los poros están llenos con materiales orgánicos no desplazables, sin embargo, al ser calentadas hasta 510 °C la porosidad y permeabilidad se incrementarán, es decir, la porosidad y permeabilidad incrementan a medida que incrementan las reacciones de pirólisis.

Estas porosidades aumentadas constituyen esencialmente los espacios combinados representados por la pérdida de la materia orgánica y la descomposición de los carbonatos minerales. También se produce el recorte de las partículas debido a la desvolatilización de la materia orgánica que aumenta la presión de vapor interna de los poros grandes no permeables a una medida tal que la resistencia mecánica de las partículas ya no puede contener. La liberación de dióxido de carbono a partir de la descomposición del carbonato mineral también contribuye a la acumulación de presión en los poros (Speight, 2012).

Tabla 6.1 Cambios en la porosidad y permeabilidad con respecto a la temperatura en diferentes muestras de lutitas aceiteras Modificado de: Referencia 62

Valoración de Fischer Galones/tonelada	Porosidad (%)		Posición con respecto al plano de estratificación	Permeabilidad (md)	
	Lutita Cruda	Calentada a 815 °C		Lutita Cruda	Calentada a 815 °C
1	9	11.9	Perpendicular	0.36	
			Paralelo	0.56	
6.5	5.5	12.5	Perpendicular	0.21	
			Paralelo	0.65	
13.5	0.5	16.4	Perpendicular	4.53	
			Paralelo	8.02	
20	<0.03	25	Perpendicular		
			Paralelo		
40	<0.03	50	Perpendicular		
			Paralelo		

6.3 Formas de extracción

Como lo menciona Speight (2007) en su trabajo, para la producción de hidrocarburos de las lutitas se necesita descomponer térmicamente el querógeno en aceite y gases, en comparación con el carbón, la materia orgánica de las lutitas aceiteras posee una mayor cantidad de hidrógenos y pueden producir más aceite y gas al descomponerse térmicamente que el carbón. En principio existen dos procesos: los de baja temperatura como la retorta o el semi coque (500 °C) y los procesos de alta temperatura como el del coque (1000-1200 °C).

Los procesos de producción para el tratamiento térmico de las lutitas para producir aceite se clasifican en dos categorías: La producción ex situ, que involucra la minería y procesamiento en superficie y los métodos de producción in situ, además de los procesos de recuperación mejorada (**Anexo F**)

6.3.1 Minería

Consiste en la extracción de las lutitas por medio de excavaciones, posteriormente las lutitas son trituradas y separadas por rango debido a que son sometidas a diferentes procesos de retorta. Existe una relación directamente proporcional entre el tamaño de las partículas resultantes de la trituración y el tiempo de las mismas en la retorta, a menor tamaño menor tiempo.

Existen dos formas para extraer de lutitas: minas a cielo abierto y minas subterráneas, la primera de ellas es utilizada cuando la profundidad del recurso objetivo es favorable para el acceso a través de la remoción de estratos superiores. La remoción de dichos estratos puede requerir voladuras si la roca está bien consolidada, de lo contrario la remoción se hace con excavadoras (Speight, 2012).

Cuando la profundidad objetivo es muy grande se utiliza la minería subterránea, la cual requiere de accesos verticales, horizontales o direccionales a los estratos de lutitas. Para utilizar la minería subterránea se necesita que la formación tenga un techo fuerte para evitar el colapso de las galerías, también se debe proporcionar ventilación y se deben planificar rutas de evacuación de emergencia y refugios (Speight, 2012).

6.3.2 Retorta directa

Con base en el trabajo de Bartis et al (2005) la retorta superficial (directa) involucra el transporte de las lutitas aceiteras extraídas y trituradas por medio de la minería hasta las instalaciones de la retorta, los procesos de retorta, la recuperación del aceite de las lutitas, procesar el aceite para hacerlo comercial, el manejo de las lutitas residuales, remediación de la región minada.

Para obtener un barril de aceite se requiere más de una tonelada de lutitas, durante el proceso de retorta las lutitas son calentadas a más de 450 °C para que el querógeno se descomponga en una mezcla de líquido y productos gaseosos (**figura 6.1**)

Los principales objetivos de cualquier proceso de retorta son altos rendimientos, alta eficiencia energética, bajo tiempo de residencia y confiabilidad, además, las propiedades del aceite dependen en gran medida de la naturaleza del proceso.

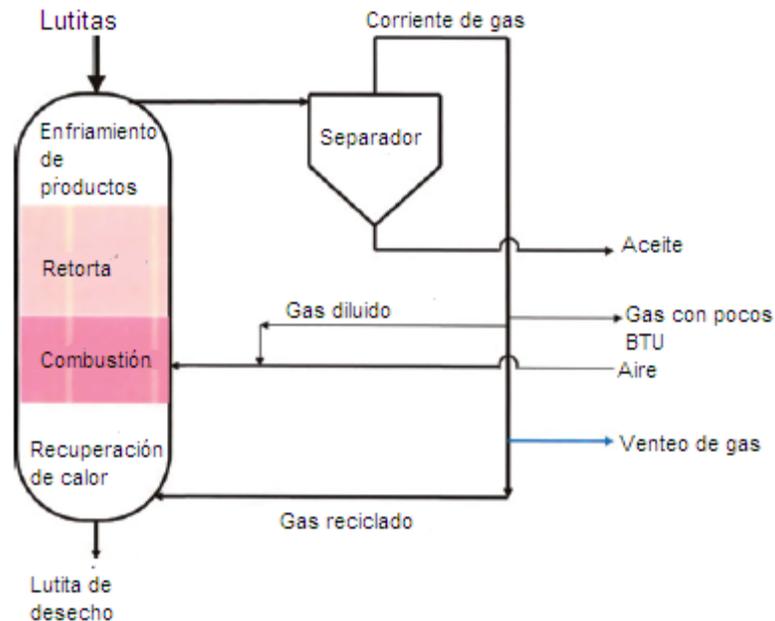


Figura 6.1 Equipo de retorta de combustión de gas Modificado de: Referencia 62

6.3.3 Retorta indirecta

En la retorta indirecta (superficial) calentada con gas, las lutitas se calientan a través de una pared, este tipo de retorta fue usado principalmente antes de 1960 y no se ha desarrollado más debido a su pequeña capacidad, transferencia de calor costosa, y baja eficiencia térmica (Speight, 2013).

6.3.4 Retorta In situ

Durante los años setenta y ochenta del boom de las lutitas implicó la deshidratación, y fracturamiento del yacimiento para aumentar la permeabilidad, calentar las lutitas inyectando un fluido caliente o hacer entrar en combustión una porción del yacimiento (o algún método de recuperación térmico (**Anexo F**)), recuperando aceite y gases producidos a través de pozos, y transportando el líquido a refinación (Bartis et al, 2005).

A pesar que este proceso evita la necesidad de extraer las lutitas, requieren que se suministre calor al yacimiento y que el producto sea recuperado de una roca relativamente no porosa (Karanikas et al., 2005; Mut, 2005).

El proceso implica el uso de tecnología de enfriamiento para establecer una barrera subterránea (barrera fría) alrededor del perímetro de la zona de extracción. La barrera fría se crea bombeando fluido refrigerante a través de una serie de pozos perforados alrededor de la zona de extracción. La barrera fría impide que las aguas subterráneas entren en la zona de extracción y mantiene los hidrocarburos y otros productos generados en el perímetro del proyecto.

Los procesos in situ evitan los problemas de evacuación de lutita residual debido a que la lutita permanece en el subsuelo, pero por otro lado, contiene líquidos que pueden lixiviar en las aguas subterráneas y los vapores producidos durante la retorta pueden escapar a los acuíferos (Karanikaset al., 2005).

Existen modificaciones al proceso in situ y están diseñados para mejorar el rendimiento exponiendo más el yacimiento objetivo a la fuente de calor, mejorando el flujo de gases y líquidos a través de la formación e incrementando los volúmenes y la calidad del aceite producido. Estos procesos involucran la minería bajo el yacimiento antes del calentamiento y también requieren perforar y fracturar el yacimiento para permitir el flujo de fluidos (Speight, 2013).

6.3.5 Reacciones minerales de baja (>450 °C) y alta temperatura (>1000°C)

La calidad del aceite depende de la temperatura (a mayor temperatura mayor calidad), sin embargo al incrementar la temperatura pueden surgir diversas consecuencias como la desestabilización de los carbonatos presentes en la arcilla, dados que esto libera CO₂. A continuación se presentan diversos minerales y sus cambios debido a la temperatura.

Analcima (Baja temperatura)



Siderita (Baja temperatura)



Illita (Baja temperatura)



Dolomita (Alta temperatura)



Calcita (Alta temperatura)



Las lutitas pueden contener minerales preciosos como la Nahcolita ($NaHCO_3$) y la Dawsonita ($NaAlCO_3^*(OH)_2$), que son recuperados por medio de la minería de soluciones.

6.4 Aspecto ambiental

Por desgracia, las lutitas aceiteras contribuirá a la contaminación ambiental, incluyendo fenómenos como la lluvia ácida, el efecto invernadero y supuestamente al calentamiento global (cambio climático global) (Speight, 2008).

Las lutitas aceiteras se considera inofensivas y no representan ningún riesgo cuando permanece in situ donde se formaron y depositaron hace millones de años, aunque la mineralogía podría influir en las propiedades del agua subterránea (Lee, Speighth y Loyalka 2007).

La producción de lutitas aceiteras tiene diversos impactos en la tierra como en la atmósfera, generando diversos contaminantes. Independientemente de su método de extracción y su utilización en la industria, las lutitas aceiteras producen tres tipos distintos de contaminantes: gaseosos, líquidos y contaminantes sólidos.

La minería de estos recursos como la minería del carbón, sigue siendo una actividad peligrosa (Speight, 2013). La producción de partículas de polvo en al aire es un problema importante en las minas subterráneas donde las explosiones de polvo, debido a todos los gases liberados, son la principal preocupación, aunque también

otras partículas finas se pueden transportar lejos de la mina y contaminar otras áreas.

Tóxicos, incluidos carcinógenos, mutágenos, contaminantes prioritarios y otras sustancias peligrosas, se han reportado en varios tipos de desechos de procesamiento de lutitas.

6.4.1 Calidad del aire

La calidad del aire se ve amenazada por el polvo que escapa, los gases ácidos y los productos de combustión de calentadores y generadores eléctricos.

Las lutitas pueden tener carbonatos que cuando se calientan a 450-500°C liberan dióxido de carbono además del aceite producido a partir del craqueo térmico del querógeno y gases de hidrocarburos (Lee, Speigth y Loyalka 2007).

Las tecnologías de limpieza de gas que se utilizan actualmente en la generación de energía eléctrica y en las instalaciones de refinación de petróleo han ido mejorando a lo largo de los años y deberían ser eficaces para controlar las emisiones de óxidos y partículas provenientes de los proyectos de lutitas aceiteras.

La producción de partículas de polvo en el aire es un problema importante en las minas subterráneas, donde las explosiones de polvo, con o sin la liberación de gases, son la principal preocupación. Además de que las partículas finas pueden ser transportadas para contaminar áreas lejanas de su fuente (Lee, Speigth y Loyalka 2007).

Las emisiones gaseosas como el sulfuro de hidrógeno (H_2S), el amoníaco (NH_3), el monóxido de carbono (CO), el dióxido de azufre (SO_2) y los óxidos de nitrógeno (NO_x) son fuentes de contaminación atmosférica en las operaciones de procesamiento de las lutitas. El nivel de severidad en este caso es mucho menor que el de las operaciones de procesamiento de otros combustibles fósiles. El mismo argumento se puede hacer para la emisión de dióxido de carbono, que es un importante gas causante de efecto invernadero. La vida de estos contaminantes en la

atmósfera es relativamente corta, y si se distribuyen uniformemente sus efectos nocivos serán mínimos.

6.4.2 Calidad del agua

Los sólidos en suspensión se producirán principalmente en el agua de los sistemas de control de polvo utilizados en las operaciones de extracción y trituración de las lutitas.

Los compuestos orgánicos disueltos surgen en gran parte de los compuestos orgánicos en las lutitas. Los minerales tóxicos y las sustancias que se exponen durante la remoción de la sobrecarga incluyen materiales ácidos, materiales altamente alcalinos y concentraciones diluidas de metales pesados. Estos materiales pueden tener un efecto adverso en la vida silvestre creando un ambiente hostil al envenenamiento de las vías fluviales y, en algunos casos, causando la destrucción de especies. Por lo tanto, el diseño de la mina debe incluir planes para acomodar las sustancias potencialmente nocivas generadas por los desechos (Lee, Speigth y Loyalka 2007).

Un factor limitante en el desarrollo es la disponibilidad de agua. Se estima que el agua requerida para la retorta es de uno a tres barriles de agua por barril de aceite. Para una industria que produce 2.5 millones de barriles por día, esto equivale entre 105 y 315 millones de galones de agua por día, dependiendo de la localización y de los procesos utilizados.

Las lutitas comúnmente contienen entre 2 y 5 galones de agua por tonelada, aunque algunas lutitas pueden contener como 30 o 40 galones de agua por tonelada. Mucha de esta agua congénita se puede recuperar durante el procesamiento y se utiliza para apoyar las operaciones de extracción, eliminación o recuperación. Aunque el agua producida contendrá sustancias orgánicas e inorgánicas, sus impurezas pueden eliminarse utilizando tecnologías de tratamiento de agua convencionales. El reciclaje y reutilización de agua de proceso ayudará a reducir los requerimientos de agua (US DOE, 2006).

El agua producida de otras operaciones convencionales y no convencionales de petróleo y gas también puede proporcionar una fuente de agua.

6.4.3 Calidad de la tierra

La subsidencia es un costoso impacto económico de la minería subterránea porque crea un desplazamiento horizontal y vertical de la superficie, lo que generalmente causa daños estructurales a edificios, carreteras y ferrocarriles, así como rupturas de tuberías.

La destrucción de la superficie puede reducirse mediante el relleno de los trabajos abandonados con material o desechos sólidos de la mina.

Se debe contar con un plan de mina el cual debe incluir todas las medidas técnicas necesarias para manejar todos los problemas ambientales desde la recolección inicial de datos hasta el cierre de la mina y la recuperación de la superficie afectada.

La preparación del sitio o la separación de la sobrecarga de la formación de lutitas provocan daño al medio ambiente. La vegetación se elimina, la flora y los microorganismos son perturbados y/o destruidos, el suelo y el subsuelo son removidos, los estratos subyacentes son rotos y desplazados y la superficie está expuesta a la intemperie (Lee, Speigth y Loyalka 2007).

La minería puede causar daños en el hábitat de la vida silvestre y algunas especies pueden no ser capaces de adaptarse a estos cambios, y no regresar a las tierras restauradas.

6.4.4 Ruido, vibración y visibilidad

El ruido de las operaciones mineras subterráneas no tiene un impacto ambiental significativo en una población, pero puede ser peligroso para los mineros que se encuentran trabajando en las cavernas subterráneas.

Las comunidades en la localidad de las minas a cielo abierto a menudo encuentran que la calidad de vida disminuye debido a los efectos del ruido de las operaciones, las vibraciones causadas por el tráfico pesado continuo. Además, las nubes de polvo

pueden reducir la visibilidad y aumentar la neblina, produciendo severa angustia y molestia.

Estas condiciones adversas pueden mejorarse en cierta medida limitando la excavación a una sección de la zona minera en cualquier momento, la construcción de barreras y el uso de maquinaria de bajo ruido provista de un escape silenciador efectivo. La aplicación de técnicas respetuosas con el medio ambiente ha servido para establecer mejores relaciones públicas entre las empresas mineras y la población local (Lee, Speigth y Loyalka 2007).

6.5 Lutitas aceiteras en México: Cuenca de Veracruz

El área prospectiva para el Play Turoniano Maltrata tiene como antecedente una importante cantidad de pozos con manifestaciones de aceite y de gas, sin embargo, estudios geológicos y geoquímicos recientes indican una riqueza orgánica regular con una madurez térmica del querógeno baja y una complejidad tectónica alta del área debido a que está relacionada con el frente tectónico sepultado de la Sierra Madre Oriental. Consecuentemente esta área será evaluada en el mediano y largo plazo considerando que su potencial está asociado al concepto de lutitas aceiteras (Maldonado, 2014).

Capítulo 7: Arenas bituminosas y aceite extra pesado

7.1 Introducción

Es interesante observar que una cantidad muy significativa de las reservas mundiales de petróleo están en forma de arenas petrolíferas, también denominadas arenas bituminosas (Satter e Iqbal, 2016).

Los componentes de las arenas bituminosas son bitumen, arcilla, arena y agua, una delgada capa de agua envuelve las partículas de arena y a su vez el bitumen envuelve al agua (Devold, 2013) (**figura 7.1**). Se estima que más de 1.75 billones de barriles de petróleo se depositan en forma de arenas bituminosas; Siendo las principales áreas de acumulación Canadá y Venezuela (Satter e Iqbal, 2016).

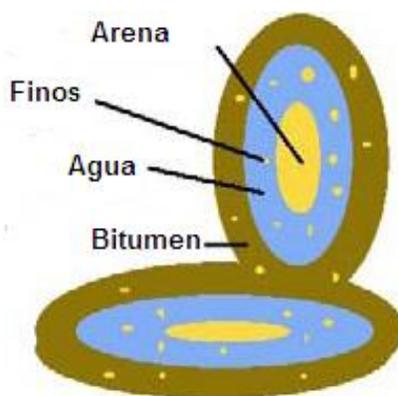


Figura 7.1 Arenas bituminosas Modificado de: Referencia 14

Los yacimientos de arenas bituminosas en Alberta, Canadá, cubren un área mayor que Inglaterra, las arenas bituminosas venezolanas, a veces denominadas petróleo extra pesado, pueden alcanzar los 235 mil millones de barriles, en los Estados Unidos, las arenas bituminosas se encuentran en Utah, los recursos estimados son de unos 19 millones de barriles, las arenas de bituminosas también se encuentran en el Medio Oriente (Satter e Iqbal, 2016).

La viscosidad de las arenas de petróleo es extremadamente alta y se encuentra en miles de centipoise o más, por lo cual no puede utilizarse la tecnología convencional de extracción (Devold, 2013).

7.2 Formas de extracción

Al igual que en las lutitas aceiteras, existen dos formas de extraer aceite de las arenas bituminosas: los procesos ex situ y los procesos in situ. Dentro de los procesos ex situ se puede destacar el proceso del agua caliente, mientras que los procesos in situ son esencialmente recuperación mejorada (Anexo F), y con base en el trabajo de Chilingar y Haroun (2014) se sabe que los procesos EEOR son especialmente buenos para la producción de aceite extra pesado. Los procesos de recuperación mejorada pueden ser modelados con ayuda de las ecuaciones del anexo E.

7.2.1 Proceso del agua caliente

Es un proceso superficial y para poder llevarse a cabo requiere el uso de minería (Capítulo 6) para extraer las arenas bituminosas y posteriormente tratarlas para extraer el bitumen y separarlo de la arena.

El proceso utiliza la variación lineal y no lineal de la densidad del bitumen y la densidad del agua, con respecto de la temperatura, de modo que el bitumen que es más pesado que el agua a temperatura ambiente se hace más ligero que el agua a 808 °C. Los materiales tensoactivos en las arenas bituminosas también contribuyen al proceso (Speight ,2006).

Así, en el proceso de extracción de agua caliente, la arena se introduce en un tambor de acondicionamiento, en este paso la arena se calienta, se mezcla con agua, y comienza la aglomeración de las partículas de aceite. El acondicionamiento se lleva a cabo en un tambor de rotación lenta que contiene un sistema de rociado de vapor para el control de la temperatura, así como dispositivos de mezcla para ayudar en la reducción del tamaño de los terrones y un eyector de tamaño en el extremo de salida. Los terrones de arena se reducen en tamaño por acción de ablación y mezcla, la arena acondicionada se deposita en el fondo de una celda, la mayor parte del bitumen flota hacia la superficie y se retira como espuma (Speight ,2006).

7.2.2 Producción de aceite pesado con arena en frío (CHOPS)

Como su nombre sugiere, CHOPS es un método no térmico para producir aceite pesado donde se permite que la arena produzca junto con el aceite. Como resultado,

en el yacimiento se crean "agujeros de gusano" o cavidades, es decir, canales de alta permeabilidad que conducen a un aumento dramático en el flujo de aceite extra pesado.

La productividad de los pozos se ve reforzada por el proceso de extracción, cabe mencionar que los intentos de filtrar la arena en el pozo, como se practica comúnmente en pozos convencionales, pueden cerrar completamente la producción de los yacimientos de arenas bituminosas (Satter e Iqbal, 2016).

Debe tenerse en cuenta que las propiedades críticas del yacimiento incluyendo la porosidad, permeabilidad y compresibilidad cambian constantemente a medida que se forma la red de agujeros de gusano en la proximidad del pozo y luego se propagan profundamente dentro del yacimiento, ya que estos afectan la dinámica del flujo en el yacimiento y en el pozo. Otro factor importante que contribuye es la naturaleza espumosa del aceite que conduce a una mayor movilidad, las burbujas de gas que se producen a partir de aceite no se unen en una fase continua libre, sino que permanecen dispersas en la fase aceite. El hinchamiento del aceite tiene como resultado una viscosidad más baja y la adición de energía motriz para una producción mejorada. Puesto que no hay gas libre presente en el yacimiento, la producción de aceite no se ve obstaculizada por el flujo de gas junto con el aceite. Sin embargo, la producción de arena aumenta con la producción de aceite; Este último finalmente alcanza un nivel máximo de producción (Satter e Iqbal, 2016).

En la etapa inicial, la producción de arena es bastante alta, hasta el 40% del volumen total, el pico de la producción de arena es una función de la viscosidad del aceite, a mayor viscosidad mayor producción de arena. En semanas o meses, la producción de arena disminuye y pasa por un periodo de estabilidad antes de disminuir aún más. La producción de aceite aumenta durante varios meses, mientras que la producción de arena disminuye (Satter e Iqbal, 2016).

Con base en el trabajo de Satter e Iqbal (2016) se sabe que los ciclos de flujo pueden durar desde meses hasta años, posteriormente para mantener la rentabilidad, se lleva a cabo la reparación de pozos para mejorar la productividad.

Después de una exitosa operación de recuperación, se repite el mismo ciclo de producción de arena y aceite; Sin embargo, la producción de aceite es menor que en el ciclo anterior (**figura 7.2**).

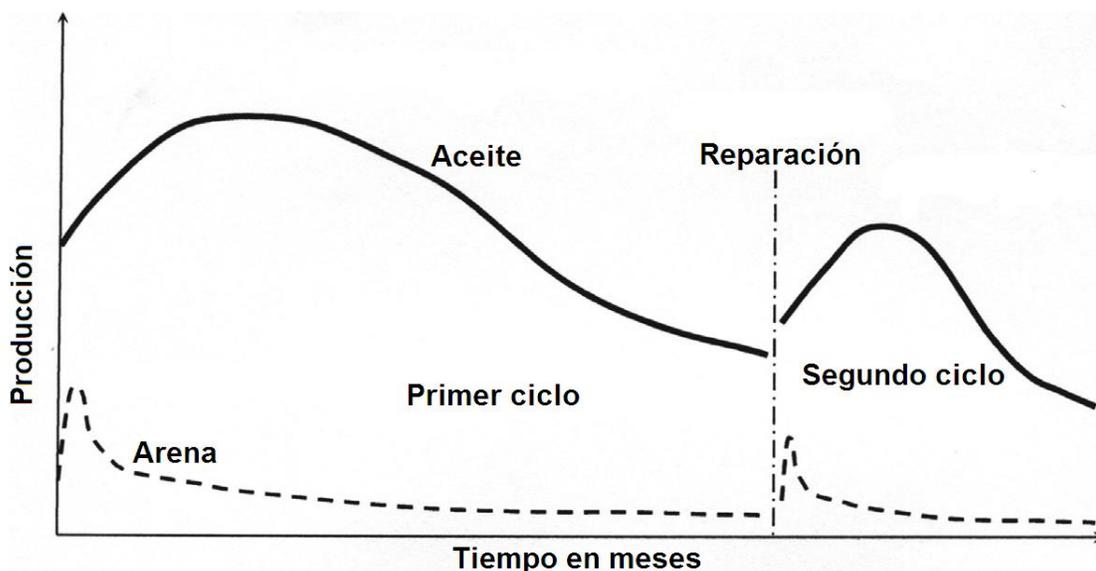


Figura 7.2 Ciclos de producción del proceso CHOPS Modificado de: Referencia 65

Además del modelo composicional (Anexo E) para el modelado de procesos de recuperación secundaria existen otras herramientas que son útiles para este fin.

7.4 Aspecto ambiental

El aceite crudo producido de arenas bituminosas es una de las fuentes de combustible más nocivas para el medio ambiente en el mundo.

Con más arenas bituminosas fluyendo a través de tuberías, moviéndose por transportes terrestres y procesándose en refinerías, hay evidencia de que personas y comunidades en las cercanías de las actividades de arenas bituminosas enfrentan riesgos considerables de salud y seguridad (Lee, Speigth y Loyalka 2007).

Diversas investigaciones científicas y reportes sobre personas directamente impactadas, mostrando que los riesgos y problemas serios de salud están surgiendo a lo largo de la producción de arenas bituminosas debido a accidentes y derrames.

Las personas que viven cerca de las minas de arenas bituminosas y sus operaciones de procesamiento se enfrentan a riesgos para la salud debido a la contaminación adicional del aire y del agua, y hay informes de una incidencia creciente de cáncer.

No sólo la refinación de arenas bituminosas aumenta la contaminación atmosférica, sino que también produce un producto especialmente sucio y cargado de carbón conocido como coque, que a menudo se quema de una manera similar al carbón.

7.4.1 Contaminación del aire

Después de que las arenas bituminosas son extraídas, el producto resultante es sometido a procesos químicos y de calentamiento que eliminan impurezas y lo convierten en aceite crudo.

Debido a la gran actividad de arenas bituminosas, los científicos están observando una mayor presencia de contaminantes en el aire. Varios estudios recientes muestran la presencia de altas concentraciones de contaminantes asociados con combustibles fósiles, conocidos como hidrocarburos aromáticos policíclicos, y estos contaminantes incluyen constituyentes tóxicos que pueden presentar serios riesgos para la salud humana debido a que son carcinógenos y pueden dañar el ADN así como tener impactos en el desarrollo. Estos contaminantes suelen acumularse y permanecer presentes en el medio ambiente durante largos periodos de tiempo (Nikiforuk, 2010).

El impacto por el aumento de los contaminantes atmosféricos y olores nocivos provenientes de la excavación de arenas bituminosas ha sido objeto de una atención significativa pues están generando otros problemas de salud como náuseas, dolores de cabeza, erupciones cutáneas, pérdida de memoria, dolor de articulaciones, agotamiento y problemas respiratorios que están llevando a la población a abandonar las áreas cercanas al desarrollo de arenas bituminosas.

7.4.2 Contaminación del agua

Según un estudio publicado en 2012 por la Academia Nacional de Ciencias, los investigadores confirmaron mediante muestreos de sedimentos lacustres que la

presencia de niveles elevados de hidrocarburos aromáticos policíclicos tóxicos puede atribuirse a la expansión de la producción de arenas bituminosas.

Los científicos analizaron los sedimentos de lagos y encontraron evidencia de que el desarrollo de arenas bituminosas está llevando cantidades crecientes de metilmercurio en las vías fluviales dentro de 30 millas de la ubicación de los equipos de refinación de arenas bituminosas.

Existen estanques llenos de residuos mineros los cuales presentan amenazas para la salud debido a que contienen varias sustancias químicas tóxicas, incluyendo arsénico, benceno, plomo, mercurio, ácido nafténico y amoníaco (Lee, Speigth y Loyalka 2007).

7.4.3 Emisiones toxicas al aire durante el transporte y refinación

Un agente de dilución se mezcla con el bitumen semisólido de las arenas bituminosas para permitir que este sea movido a través de tuberías. La mayoría de los agentes diluyentes incluye condensado líquido de gas natural que contiene hidrocarburos volátiles como benceno, tolueno, etilbenceno y xileno.

El bitumen diluido contiene 102 veces más cobre, 11 veces más níquel, 5 veces más plomo y 11 veces más azufre que los crudos convencionales (Lee, Speigth y Loyalka 2007).

El agente de dilución, que se evapora rápidamente, contribuye a emisiones no planificadas o fugitivas de sustancias químicas altamente tóxicas y carcinógenas durante la carga, transporte y descarga del bitumen.

Se han presentado grandes derrames de bitumen diluido tras presentarse rupturas en las tuberías. Se ha incrementado el movimiento de las arenas bituminosas por ferrocarril, sin embargo, presenta una amenaza por descarrilamientos de tren que pueden causar explosiones mortales y dejar residuos que contienen metales pesados tóxicos y bitumen diluido. Además un descarrilamiento sobre aguas superficiales podría resultar en un derrame y representar un riesgo para la salud de poblaciones circundantes (Nikiforuk, 2010).

Los crudos de arenas bituminosas requieren un mayor uso de calentadores, calderas, hidrot ratamiento y craqueo, lo que incrementará las emisiones de aire tóxico. Durante el proceso de refinado pueden existir emisiones de vapor en tuberías y equipos, y la presencia de diluyentes altamente volátiles hace probable que se liberen más contaminantes carcinógenos en el aire.

El bitumen de arenas bituminosas tiene niveles notablemente altos de algunos compuestos de azufre llamados mercaptanos o tioles, que son altamente volátiles y producen olores fuertes a concentraciones muy bajas. Los mercaptanos se han vinculado a problemas del sistema nervioso, irritaciones de los ojos, la piel y el sistema respiratorio. Los expertos han encontrado probable que los mercaptanos podrían ser liberados, junto con otros compuestos volátiles, durante el refinado del crudo.

Aunque el refinado de todos los aceites crudos da como resultado la producción de coque, el refinado de crudos derivados de arenas bituminosas produce una cantidad significativamente mayor de coque que el crudo convencional. El coque de grado combustible contiene concentraciones relativamente altas de metales, como el mercurio, el plomo, el arsénico, el cromo, el selenio, el vanadio y el níquel, a los que se exponen las personas al respirar el polvo liberado de los contenedores de coque.

El bitumen diluido que es transportado a las refinerías es más corrosivo que el crudo convencional, lo que puede dar lugar a un mayor riesgo de accidentes. Se ha demostrado que el ácido nafténico, en combinación con niveles elevados de compuestos de azufre, aumenta significativamente las propiedades corrosivas del petróleo crudo a las altas temperaturas comúnmente alcanzadas durante el proceso de refinado (Nikiforuk, 2010).

7.5 Aceite extra pesado en México: Campeche Oriente

Es un plan que está constituido por los campos Ayatsil, Tekel, Utsil, Tson, Poph, Zazil-Ha/Yaxiltum, Kayab, Nab, Baksha, Pit, Chapabil y Numan, pertenecientes a la Región Marina Noreste y para su desarrollo se contemplan cuatro fases. El campo Ayatsil inició su exploración con el pozo Ayatsil-1, en el 2006, se encuentra localizado a 130 kilómetros al noroeste de Ciudad del Carmen, aproximadamente a 10 kilómetros al occidente del campo Maloob; tales campos petroleros se encuentran en aguas territoriales del Golfo de México, en un tirante de agua de 121 metros. El pozo referido resultó productor con una densidad de 11 °API; hasta la fecha, se ha perforado un pozo adicional, el Ayatsil -DL1 (Salas y Valeriano, 2015).

Capítulo 8: Otros no convencionales

8.1 Yacimientos de gas volcánico

Los yacimientos de gas volcánico se han convertido en una de las áreas importantes para la exploración y desarrollo de gas natural en China. Recientemente, varios yacimientos de gas volcánico de gran escala han sido descubiertos en la Cuenca de Junggar, la Cuenca de Songliao y la Cuenca de la Bahía de Bohai (Xiaoyan, 2015).

El desarrollo racional de esta clase de yacimientos puede mitigar potencialmente el desequilibrio de oferta y demanda de energía y acelerar el crecimiento de la industria de gas natural en China. Mientras tanto, este desarrollo es de gran importancia para el avance de la tecnología de producción de gas natural en general y para el desarrollo de yacimientos similares, debido a sus complejos escenarios geológicos, el desarrollo de esta clase de yacimientos ha recibido poco estudio hasta ahora, con sólo experiencias acumuladas (Ran et al, 2010).

Sin embargo, los complejos procesos petrogénicos y la arquitectura interna de las rocas de los yacimientos de gas volcánico implican que la caracterización del yacimiento de gas volcánico es diferente de la caracterización de los yacimientos de gas convencionales en términos de conceptos, métodos y técnicas (Ran et al, 2010).

Como una parte importante de los recursos de gas natural en China, el desarrollo racional de los yacimientos de gas volcánico es de gran importancia para la economía nacional, especialmente en los siguientes aspectos:

1. Mitigar el desequilibrio de oferta y demanda de energía y optimizar la infraestructura energética en China.
2. Aumentar las reservas de gas y promover el desarrollo de la industria del gas natural en China.
3. Proporcionar apoyo energético para revitalizar la economía en el noreste de China e implementar el programa de desarrollo más importante en el oeste de China.

8.2 Yacimientos compactos de aceite (Tight oil)

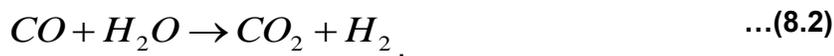
Es el aceite contenido en los yacimientos donde la permeabilidad de la roca es baja o ultra baja que conduce a una calidad desfavorable del yacimiento. La permeabilidad de la matriz de roca es a menudo del orden de 0.1 (mD) o menos. Algunos yacimientos de arenisca y carbonatos pueden tener una permeabilidad muy baja para el desarrollo convencional, el enfoque de la industria para producir el aceite no convencional incluye la perforación horizontal y fracturamiento multi etapa que conduce a la estimulación de la formación (Iqbal y Satter, 2016).

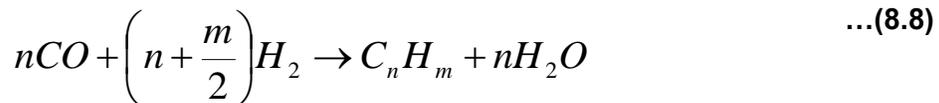
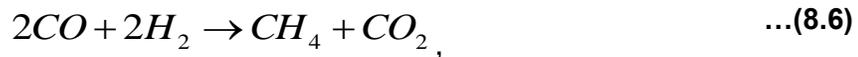
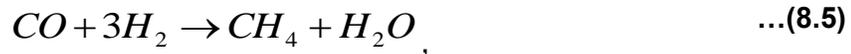
8.3 Síntesis de Fischer–Tropsch

El proceso Fischer–Tropsch también conocido como licuefacción indirecta del carbón fue desarrollado por los químicos alemanes Franz Fischer y Hans Tropsch entre 1920 y 1925 en el instituto de investigación del carbón en Mülheim an der Ruhr (Alemania).

El proceso implica la gasificación previa del carbón por oxidación parcial utilizando oxígeno y vapor de agua como regulador de temperatura, se obtiene así una mezcla de hidrógeno y monóxido de carbono, gas de síntesis, de fácil separación de las partículas sólidas y gases ácidos (Lee, Speigth y Loyalka, 2007).

La relación molar del gas de síntesis está determinada por las proporciones de oxígeno y agua, la posibilidad de utilizar mezclas de carbón y biomasa residual permite desarrollar procesos de carácter cada vez más neutro con respecto al dióxido de carbono atmosférico, al mismo tiempo que no compite con la alimentación. Las reacciones que intervienen en el proceso son las siguientes:





Al final de la Segunda Guerra Mundial, la tecnología Fischer-Tropsch estaba siendo estudiada en la mayoría de las naciones industriales. El producto líquido contiene principalmente benceno, tolueno, xileno, fenoles, alquiflenoles y cresol. El bajo costo y la alta disponibilidad de petróleo crudo condujeron a una disminución del interés por los combustibles líquidos fabricados con carbón (Demirbas, 2010).

8.4 Despolimerización térmica (TDP)

Es un proceso de reducción de materiales orgánicos complejos (normalmente los productos de desecho de diversos tipos, a menudo conocidas como biomasa y plástico) en aceite crudo ligero. Imita los procesos geológicos naturales que participan en la producción de combustibles fósiles. Bajo presión y calor, polímeros de cadena larga de hidrógeno, oxígeno y carbono se descomponen en hidrocarburos de cadena corta de petróleo con una longitud máxima de alrededor de 18 carbonos (Lee, Speigth y Loyalka, 2007).

Conclusiones

Existen grandes cantidades de HNC y sus reservas superan con creces a las convencionales, además se espera que la incorporación de esta clase de recursos logre satisfacer la demanda mundial de energía para 2030 aunque la polución ambiental incrementaría.

Las herramientas empleadas para la predicción de la región de estabilidad de los hidratos de gas natural existen en diversa variantes, aunque solo algunas consideran el efecto de los gases amargos, sin embargo, los modelos que parten del análisis de la fugacidad son los únicos que cumplen con el rigor ingenieril necesario.

Existen grandes cantidades de gas natural en forma de hidratos, actualmente solo se está produciendo gas a partir de los hidratos debajo del permafrost por medio de la técnica de despresurización, que ha demostrado ser la más segura comparándola con los procesos térmicos.

Los pozos utilizados para la extracción de gas de lutitas tienen una vida útil corta, esto se debe a que la red de fracturas se encuentra conectada y posee grandes cantidades de gas libre, los pozos suelen producir a un ritmo acelerado y una vez que el “gas fácil” se ha terminado la producción cae severamente. Para volver a producir sería necesario esperar mucho tiempo para que la desorción de gas recargue la red fracturas. Es por ello que se necesita la perforación continua de nuevos pozos para mantener la producción.

Entre las principales preocupaciones en desarrollo del gas de lutita se encuentran la contaminación del aire por gases de efecto invernadero y emisiones fugitivas de metano, la contaminación del agua con metano o químicos asociados al fracturamiento hidráulico y la actividad sísmica asociada a dicha aplicación.

Anteriormente se veía al gas asociado al carbón como un problema durante las operaciones mineras, actualmente se le considera una fuente potencial de energía y se han desarrollado diversas herramientas que permiten predecir su comportamiento

Conclusiones

tales como las isothermas de adsorción, ecuaciones de balance de materia y diversas modificaciones a los modelos tipo aceite negro.

El agua asociada a la producción de gas a partir del carbón mineral debe recibir el tratamiento adecuado, puesto que si es descargada sin un estudio previo puede ser un agente de contaminación.

El comportamiento yacimientos compactos, principalmente los BCGA se puede predecir con cierta mejoría con aproximaciones de yacimiento compartimentalizado, puesto que el grafico p/z suele presentar sobre estimaciones del volumen original o de la presión inicial.

La producción en los yacimientos compactos suele ser más estable que en las lutitas, esto es se debe a que el almacenamiento es en poros y no por adsorción por lo cual la producción suele mantenerse debido a que el tiempo de desorción no existe.

El aceite de generado a partir de lutitas es inofensivo en el subsuelo, sin embargo, durante la extracción se generan grandes cantidades de dióxido de carbono proveniente de la descomposición de diversos minerales que conforman a la roca, además cabe destacar que requieren grandes volúmenes de lutitas aceiteras para generar un barril de aceite, esto es aproximadamente una tonelada de roca por cada barril. En el proceso de la retorta el tiempo de residencia se traduce en mayor calidad del crudo pero mayor cantidad de CO₂.

Aunque no se ha demostrado la existencia de arenas bituminosas en México, sin embargo, el aceite extra pesado y sintético que se obtiene de las mismas conlleva un grave daño medio ambiental a la salud, por parte del medio ambiente implica la contaminación del agua para su procesamiento y del aire por la volatilización de diversos componentes del aceite, además de gases como el ácido sulfhídrico y el dióxido de carbono, por parte de la salud se ha demostrado que existen agentes presentes en el crudo como metales pesados que pueden ser cancerígenos.

Referencias

1. A.A. Elgibaly, A.M. Elkamel. (1998). A new correlation for predicting hydrate formation conditions for various gas mixtures and inhibitors. *Fluid Phase Equilibria*, 152, 23.
2. Acar Y. B., Alshawabkeh, A.N., and Parker R. A., (1997). Theoretical and experimental modeling of multi-species transport in soils under electric fields. Technical report, EPA/600/R-97/054.
3. Angel de la Vega Navarro y Jaime Ramírez Villegas. (Abril de 2015). El Gas de Lutitas (Shale Gas) en México. Recursos, explotación, usos, impactos. *Economía UNAM*, 12, 79-105.
4. Arthur, J.D., Langhus, B., Alleman, D., (2008). An Overview of Modern Shale Gas Development in the United States. ALL Consulting, Tulsa, OK.
5. Avalos Torres H, Petrofísica en yacimientos compactos, porción central del paleocanal de chicontepec, centro-oriente de México, Tesis de maestría, UNAM, facultad de ingeniería, 2013.
6. Bahrami N. (2013). Evaluating Factors Controlling Damage and Productivity in Tight Gas Reservoirs. Australia: Springer.
7. Bartis, J.T., LaTourette, T., Dixon, L., Peterson, D.J., Cecchine, G., (2005). Oil Shale Development in the United States. Report MG-414-NETL, RAND Corporation, Santa Monica, CA.
8. Bellarby J. (2009). Well completion design. USA: Elsevier.
9. Blunier T, Chapellaz J, Schwander J, Stauffer B, Raynaud D (1995) Variations in methane concentration during the Holocene epoch. *Nature* 374:46–49.
10. Brook EJ, Sowers T, Orchardo J (1996) Rapid variations in atmospheric methane concentrations during the past 110,000 years. *Science* 273:1087–1091.
11. Carroll J. (2002). Natural Gas Hydrates A Guide for Engineers. Canada: Elsevier.
12. Chapellaz J, Blunier T, Raynaud D, Barnola JM, Schwander J, Stauffer B (1993) Synchronous changes in atmospheric CH₄ and Greenland climate between 40 and 8 kyr ago. *Nature* 366:443–445.
13. Chilingar G & Haroun M. (2014). Electrokinetics for Petroleum and Environmental Engineers. USA: Scrivener Publishing.

Referencias

14. Chilingarian, G.V., Yen, T.F., (1978). Bitumens, asphalts and tar sands. Elsevier, Amsterdam, Netherlands.
15. Clark, C., Burnham, A., Harto, C., Horner, R., (2012). Hydraulic Fracturing and Shale Gas Production: Technology, Impacts, and Policy. Argonne National Laboratory, Argonne, IL, September 10.
16. Clark, C., Han, J., Burnham, A., Dunn, J., Wang, M., (2011). Life-Cycle Analysis of Shale Gas and Natural Gas. Argonne National Laboratory, Argonne, IL (Report No. ANL/ESD/11-11).
17. D. Max Michael. (2003). Natural Gas Hydrate In Oceanic and Permafrost Environments. USA: Springer.
18. Danesh A. (1998). Pvt and Phase Behaviour Of Petroleum Reservoir Fluids. USA: Elsevier.
19. Demirbas A. (2010). Methane Gas Hydrate, Turkey: Springer.
20. Devold H. (2013). Oil and gas production handbook. Oslo: ABB Oil and Gas.
21. Dickens GR (2000) Methane oxidation during the late Paleocene thermal maximum. Bull SocGeol Fr 171:37–49.
22. Donald W. Peaceman (1977). Fundamentals of Numerical Reservoir Simulation. Netherlands: Elsevier
23. Doucet J. (2005). A Regulatory Perspective on Coalbed Methane Development in Alberta. Canada University of Alberta School of Business.
24. Flores R. (2014). Coal and Coalbed Gas Fueling the Future. Amsterdam: Elsevier.
25. Folger P (2008) Gas hydrates: resource and hazard. CRS report for Congress, November 26, 2008.
26. Gupta AK (2004) Marine gas hydrates: their economic and environmental importance. CurrSci 86:1198–1199.
27. Heikal, S., "Scope of Tight Gas Reservoir in Pakistan," Pakistan Petroleum Exploration & Production Companies Association (PPEPCA), Islamabad, Pakistan, Nov. 3-4, 2008.
28. Hinrichs K-U, Hmelo LR, Sylva SP (2003) Molecular fossil record of elevated methane levels in late Pleistocene coastal waters. Science 299:1214–1217.

Referencias

29. Hutton, A.C. (1987). Petrographic classification of oil shales. *Int. J. Coal Geol.* 8, 203–231.
30. Hutton, A.C. (1991). Classification, organic petrography and geochemistry of oil shale. In: *Proceedings of 1990 Eastern Oil Shale Symposium*. Institute for Mining and Minerals Research, University of Kentucky, Lexington, KY, pp.163–172.
31. Iqbal G, Satter A. (2016). *Reservoir Engineering the Fundamentals, Simulation, and*
32. Islam M. (2014). *Unconventional gas reservoirs: evaluation, appraisal, and development*. Waltham: Elsevier.
33. Istiak Hussain, A. T. M. ShahidulHuqeMuzemder, Hasan Mahmud. Dynamic Material Balance Study of Gas Reservoir Using Production Data: A Case Study of New Gas Sand of Kailashtila Gas Field. *International Journal of Oil, Gas and Coal Engineering*. Vol. 4, No. 4, 2016, pp. 38-44. doi: 10.11648/j.ogce.20160404.11
34. Karanikas, J.M., de Rouffignac, E.P., Vinegar, H.J., Wellington, S., (2005). In Situ Thermal Processing of an Oil Shale Formation While Inhibiting Coking. United States Patent 6,877,555, April 12, Houston, TX.
35. Khan, M. Ibrahim. (2007). *The petroleum engineering handbook: sustainable operations*. USA: Gulf Publishing Company.
36. Landeros R. (Abril de 2016). Potencial del gas en capas de carbón. *Oleo Praxis*, II, 9-11. Disponible en: <https://es.calameo.com/read/00474295502f7f8ac5a20>
37. Law, B. E., and J. B. Curtis, 2002, Introduction to unconventional petroleum systems: *AAPG Bulletin*, v. 86, p. 1851 1852.
38. Lea J., Nickens H. & Wells M. (2008). *Gas Well Deliquification*. USA: Elsevier.
39. Lee S, Speigth J & Loyalka S. (2007). *Handbook of Alternative Fuel Technologies*. USA: Taylor & Francis Group.
40. Lyons W. (2010). *Working Guide to Reservoir Engineering*. USA: Elsevier.
41. Maldonado Pérez, Y.S, *Aceite en lutitas (Shale Oil) un recurso no convencional y su perspectiva en México*, Tesis de licenciatura México, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2014
42. *Management of Conventional and Unconventional Recoveries*. Amsterdam: Elsevier.

Referencias

43. Mason et al. (2015). The economics of Shale Gas Development. USA: Resources.
44. Mastalerz M, Glikson M & Golding S. (1999). Coalbed Methane: Scientific, Environmental and Economic Evaluation. USA: Springer.
45. Mattar L & Anderson D.. (June 7, 2005). Dynamic Material Balance (Oil or Gasinplace without shutins). Petroleum Society, I, 1-9.
46. Milkov AV, Dzou L (2007) geochemical evidence of secondary microbial methane from very slight biodegradation of undersaturated oil in a deep hot reservoir. *Geology* 35:455–458.
47. Mohsin R & Meribout M. (13, August, 2012). Conventional versus electrical enhanced oil recovery: a review. *J Petrol Explor Prod Technol*, 2, 157–167.
48. National Energy Technology Laboratory (2013) Modern Shale Gas Development in the United States: An Update. USA: NETL.
49. Nikiforuk A. (2010). Tar sands: dirty oil and the future of a continent. Vancouver: Greystone.
50. NRC, (2012). Induced Seismicity Potential in Energy Technologies. National Research Council, the National Academies Press, Washington, DC.
51. Ohga, K., Higuchi, K. & Deguchi, G. (1993), Countermeasures and Prediction Gas Emission from Longwall Panel, Proc. Of 6th US Mine Ventilation Symposium, pp.99-104.
52. Osborn, S.G., Vengosh, A., Warner, N.R., Jackson, R.B., (2011). Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing. *Proc. Natl. Acad. Sci.* 108 (20), 8172_8176.
53. Pedersen K & Christensen P. (2007). Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids. USA: Taylor & Francis Group.
54. Rakowski, Z., Lat., L., Hruzik, B. and Dvoracek, J.: Novepoznatky v problematice prutrzihli a plynu v OKR (New knowledge about the problems of outbursts of coal and gas in OKR), SNTL, Prague, (1983).
55. Ran et al. (2010). Volcanic Gas Reservoir Characterization. USA: Elsevier.
56. Rassenfoss S. (October 2016). Four Answers to the Question: What can I Learn from Analytics? *Journal Of Petroleum Technology*, I, 30-35.

Referencias

57. Rousset M. (2011). *Reduced-Order Modeling For Thermal Simulation*. Usa: Department Of Energy Resources Engineering Of Stanford University.
58. Salas Santiago E. y Valeriano Silva L.T., *Tecnologías Para La Explotación De Yacimientos de Crudo Extra pesado*, Tesis de Licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM, 2015}
59. Satter A & Iqbal G. (2016). *Reservoir Engineering the Fundamentals, Simulation, and Management of Conventional and Unconventional Recoveries*. USA: Elsevier.
60. Shapiro, A. P., and Probstein, R. F., (1993). Removal of contaminants from saturated clay by electroosmosis. *Environmental Science and Technology*, 27(2): 283-291.
61. Shapiro, A. P., Renauld, P., and Probstein, R., (1989). Preliminary studies on the removal of chemical species from saturated porous media by electro-osmosis. *Physicochemical Hydrodynamics*, 11(5):785.802.
62. Speight J. (2013). *Shale gas production processes*. USA: Elsevier.
63. Speight, J. (2012). *Shale gas production processes*. USA: Elsevier.
64. Speight, J.G., (2008). *Synthetic Fuels Handbook: Properties, Processes, and Performance*. McGraw- Hill, New York.
65. Speigth J. (2006). *The chemistry and Technology of petroleum*. New York: Taylor and Francis.
66. Spellman, F.R., (2013). *Environmental Impacts of Hydraulic Fracturing*. CRC Press, Taylor & Francis Group, Boca Raton, FL.
67. St. Louis VL, Kelly CA, Duchemin E, Rudd JWM, Rosenberg DM (2000) Reservoir surfaces as sources of greenhouse gases to the atmosphere: a global estimate. *Bioscience* 50:76 6–775.
68. Stephenson M (2015). *Shale Gas and Fracking The science behind the controversy*. Amsterdam: Elsevier.
69. Tarek A & McKinney P.(2005). *Reservoir Engineering Advanced*. Oxford: Elsevier.
70. Tarek A (2010). *Reservoir Engineering Handbook*. Oxford: Elsevier.
71. Telléz Velázquez, I.J, *Nuevos modelos para el análisis del pistón viajero*, Tesis de licenciatura México, UNAM, Facultad de Ingeniería, 2012.

Referencias

72. Understanding Shale Gas in Canada, Canadian Society of Unconventional Gas (CSUG): Canada.
73. US DOE, September (2006). Fact Sheet: Oil Shale Water Resources. Office of Petroleum Reserves, US Department of Energy, Washington, DC.
74. Veil, J.A., (2010). Water Management Technologies Used by Marcellus Shale Gas Producers. Argonne National Laboratory, Argonne, IL (Report No. ANL/EVR/R-10/3).
75. Wang, L., et al. (2015) A Technical Review on Shale Gas Production and Unconventional Reservoirs Modeling. *Natural Resources*, 6, 141-151.
76. Whitson C & Brulé M. (2000). Phase Behavior. USA: SPE Monograph Series.
77. Xiaoyan T. (2015) An Experimental Study on Percolation Characteristics of a Single-phase Gas in a Low-permeability Volcanic Reservoir Under High Pressure, China: *The Open Petroleum Engineering Journal*
78. Zee et al. (2016). *Unconventional Oil and Gas Resources Handbook*. USA: Elsevier

Anexo A: Modelos y correlaciones utilizados para determinar la formación de hidratos

A.1 Correlación de Ostergaard

$$f_h = y_{c_1} + y_{c_2} + y_{c_3} + y_{ic_4} + y_{nc_4}, \quad \dots(\text{A.1})$$

$$f_{nh} = y_{c_{5+}}, \quad \dots(\text{A.2})$$

$$F_m = \frac{f_{nh}}{f_h}, \quad \dots(\text{A.3})$$

$$\gamma_h = \frac{\sum_{i=1}^{nc_4} y_i m_i}{28.96}, \quad \dots(\text{A.4})$$

$$P_h = 0.1450377 * \exp \left\{ \left[\frac{a_1}{(\gamma_h + a_2)^3} + a_3 F_m + a_4 F_m^2 + a_5 \right] T + \frac{a_6}{(\gamma_h + a_7)^3} + a_8 F_m + a_9 F_m^2 + a_{10} \right\}, \quad \dots(\text{A.5})$$

$$E_{CO_2} = 1 + \left[(b_1 F_m + b_2) \frac{y_{CO_2}}{1 - y_{N_2}} \right], \quad \dots(\text{A.6})$$

$$E_{N_2} = 1 + \left[(b_3 F_m + b_4) \frac{y_{N_2}}{1 - y_{CO_2}} \right], \quad \dots(\text{A.7})$$

$$b_1 = -2.0943 \times 10^{-4} \left(\frac{T}{1.8} - 273 \right)^3 + 3.809 \times 10^{-3} \left(\frac{T}{1.8} - 273 \right)^2 - 2.42 \times 10^{-2} \left(\frac{T}{1.8} - 273 \right) + 0.423, \quad \dots(\text{A.8})$$

$$b_2 = 2.3498 \times 10^{-4} \left(\frac{T}{1.8} - 273 \right)^3 - 2.086 \times 10^{-3} \left(\frac{T}{1.8} - 273 \right)^2 + 1.63 \times 10^{-2} \left(\frac{T}{1.8} - 273 \right) + 0.0.65, \quad \dots(\text{A.9})$$

$$b_3 = 1.1374 \times 10^{-4} \left(\frac{T}{1.8} - 273 \right)^3 + 2.61 \times 10^{-3} \left(\frac{T}{1.8} - 273 \right)^2 + 1.26 \times 10^{-2} \left(\frac{T}{1.8} - 273 \right) + 1.123, \quad \dots(\text{A.10})$$

$$b_4 = 4.335 \times 10^{-5} \left(\frac{T}{1.8} - 273 \right)^3 - 7.7 \times 10^{-5} \left(\frac{T}{1.8} - 273 \right)^2 + 4 \times 10^{-3} \left(\frac{T}{1.8} - 273 \right) + 1.048, \quad \dots(\text{A.11})$$

$$P_{corr} = P_h E_{CO_2} E_{N_2}, \quad \dots(\text{A.12})$$

Con P en (psia) y T en (R).

A.2 Correlación de Makogon

$$P = 10^{b+0.0496k(T+kT^2)} \quad \dots(\text{A.13})$$

$$b = 0.526\gamma_g^{-1.29} \quad \dots(\text{A.14})$$

$$k = 7.38 \times 10^{-4} e^{3.13\gamma_g} \quad \dots(\text{A.15})$$

Con P en (bar) y T en (°C), los valores b y k pueden ser calculados o bien obtenidos a partir de la **figura A.1**.

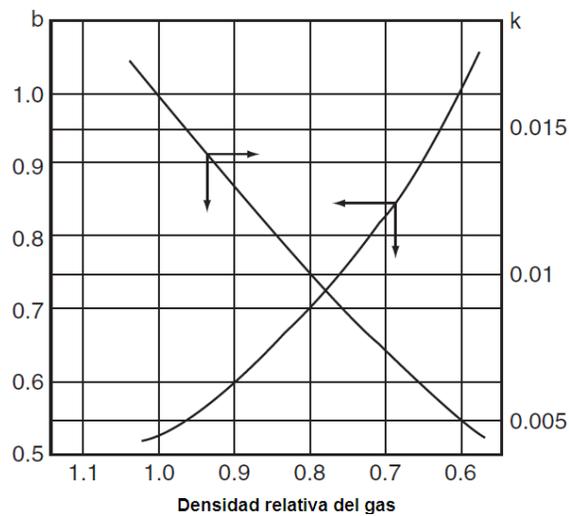


Figura A.1 Factores b y k de la correlación: Modificado de: Referencia 69

A.3 Correlación de Kobayashi

$$x = \text{Ln}(P) \quad \dots(\text{A.16})$$

$$y = \text{Ln}(\gamma_g) \quad \dots(\text{A.17})$$

$$T = \frac{1}{\left[\begin{array}{l} a_1 + a_2 y + a_3 x + a_4 y^2 + a_5 xy + a_6 x^2 + a_7 y^3 + a_8 xy^2 \\ + a_9 x^2 y + a_{10} x^3 + a_{11} y^4 + a_{12} xy^3 + a_{13} x^2 y^2 + a_{14} x^3 y \\ + a_{15} x^4 \end{array} \right]}, \quad \dots(\text{A.18})$$

Con P en (psia) y T en (R)

A.4 Factor K

$$K_{v-h} = \frac{y_i}{s_i}, \quad \dots(\text{A.19})$$

$$\begin{aligned} \ln(K_{v-h}) = & a_0 + a_1 T + a_2 P + \frac{a_3}{T} + \frac{a_4}{P} + a_5 PT + a_6 T^2 \\ & + a_7 P^2 + a_8 \frac{P}{T} + a_9 \ln\left(\frac{P}{T}\right) + \frac{a_{10}}{P^2} + \frac{a_{11} P}{T} + \frac{a_{12} T^2}{P} + \frac{a_{13} P}{T^2} \\ & + \frac{a_{14} T}{P^3} + a_{15} T^3 + \frac{a_{16} P^3}{T^2} + a_{17} T^4 \end{aligned}, \quad \dots(\text{A.20})$$

Con P en (psia) y T en (°F).

A.5 Algoritmo tipo flash utilizando la definición del factor K

$$f(v) = \sum_{i=1}^n \frac{z_i (K_{v-h_i} - 1)}{1 + v(K_{v-h_i} - 1)}, \quad \dots(\text{A.21})$$

$$f'(v) = - \sum_{i=1}^n \frac{z_i (K_{v-h_i} - 1)^2}{(1 + v(K_{v-h_i} - 1))^2}, \quad \dots(\text{A.22})$$

$$A = \sum_{i=1}^n z_i (K_{v-h_i} - 1), \quad \dots(\text{A.23})$$

$$B = \sum_{i=1}^n \frac{z_i (K_{v-h_i} - 1)}{K_{v-h_i}}, \quad \dots(\text{A.24})$$

$$v = \frac{A}{A - B}, \quad \dots(\text{A.25})$$

$$v^{n+1} = v^n - \frac{f(v^n)}{f'(v^n)}, \quad \dots(\text{A.26})$$

$$y_i = \frac{z_i K_{v-h_i}}{1 + v(K_{v-h_i} - 1)}, \quad \dots(\text{A.27})$$

$$s_i = \frac{y_i}{K_{v-h_i}}, \quad \dots(\text{A.28})$$

Donde y_i es la fracción mol de componente i en la fase gaseosa y s_i es la fracción mol del componente i en la fase sólida.

A.6 Incipiente formación de sólidos (Presión de formación dada una temperatura)

$$f(P) = 1 - \sum_{i=1}^n \frac{y_i}{K_{v-h_i}}, \quad \dots(\text{A.29})$$

$$f'(P) = \sum_{i=1}^n \frac{y_i}{K_{v-h_i}^2} \left(\frac{\partial K_{v-h_i}}{\partial P} \right)_T, \quad \dots(\text{A.30})$$

$$P^{n+1} = P^n - \frac{f(P^n)}{f'(P^n)}. \quad \dots(\text{A.31})$$

A.7 Incipiente formación de sólidos (Temperatura de formación dada una presión)

$$f(T) = 1 - \sum_{i=1}^n \frac{y_i}{K_{V-H_i}}, \quad \dots(\text{A.32})$$

$$f'(T) = \sum_{i=1}^n \frac{y_i}{K_{v-h_i}^2} \left(\frac{\partial K_{v-h_i}}{\partial T} \right)_P, \quad \dots(\text{A.33})$$

$$T^{n+1} = T^n - \frac{f(T^n)}{f'(T^n)}. \quad \dots(\text{A.34})$$

A.8 Correlación de Wilcox

$$T_{hyd} = \frac{1000}{\frac{\ln(P) - a}{b}}, \quad \dots(\text{A.35})$$

Comúnmente en la industria petrolera se busca la temperatura dada una presión por lo cual se presenta la **ecuación A.35** con P en (psia) y T en (°R).

A.9 Correlación de Sun

$$T_{hyd} = \frac{1000}{4.343295 + 1.0734 \times 10^{-3} P - 9.1984 \times 10^{-2} \ln(P) - 1.071989\gamma}, \quad \dots(\text{A.36})$$

Con T en (K), P en (Mpa).

A.10 Correlación de Mottie

$$T_{hyd} = 283.24469 + 78.99667 \text{Log}(p) - 5.3535(\text{Log}(p))^2 + 349.473877\gamma - 150.854675\gamma^2 - 27.604065 \text{Log}(p)\gamma, \quad \dots(\text{A.37})$$

Con P en (kPa) y T en (K).

A.11 Correlación de Towler y Mokhatab

$$T_{hyd} = 13.47 \ln(p) + 32.27 \ln(\gamma) - 1.675 \ln(p) \ln(\gamma) - 20.35, \quad \dots(\text{A.38})$$

Con P en (psia) y T en (°F).

A.12 Modelo de Parrish y Prausnitz

$$\frac{\Delta\mu_w^0}{RT_0} - \int_{T_0}^T \frac{\Delta H_0 + \Delta C_p (T - T_0)}{RT^2} dT + \frac{P\Delta V}{RT} = \ln\left(\frac{f_w^A}{f_w^0}\right) - \sum_i v_i \ln\left(1 - \sum_k Y_{Ki}\right), \quad \dots(\text{A.39})$$

$$Y_{Ki} = \frac{c_i f_k}{1 + \sum_j c_j f_j}, \quad \dots(\text{A.40})$$

$$c_i = \frac{a_i}{T} \exp\left(\frac{b_i}{T}\right), \quad \dots(\text{A.41})$$

Con la **ecuación A.39** se puede predecir la temperatura máxima a la cual el hidrato puede existir dada una presión P, los coeficientes a y b pueden ser obtenidos mediante una ecuación de estado (Soave-Redlich-Kong, Peng-Robinson) o experimentalmente.

Anexo A: Modelos y correlaciones utilizados para determinar la formación de hidratos

Tabla A.1 Valores de a para la correlación de Ostergaard et al. Recuperado de: Referencia 69

a_i	Valor
a_1	$2.50744 \cdot 10^{-3}$
a_2	0.46852
a_3	$1.214644 \cdot 10^{-2}$
a_4	$-4.676111 \cdot 10^{-4}$
a_5	0.0720122
a_6	$3.6625 \cdot 10^{-4}$
a_7	-0.485054
a_8	-5.44376
a_9	$3.89 \cdot 10^{-3}$
a_{10}	-29.9351

Tabla A.2 Valores de a para la correlación de Kobayashi et al. Recuperado de: Referencia 1

a_i	Valor
a_1	$2.7707715 \cdot 10^{-3}$
a_2	$-2.782238 \cdot 10^{-3}$
a_3	$-5.649288 \cdot 10^{-4}$
a_4	$-1.298593 \cdot 10^{-3}$
a_5	$1.407119 \cdot 10^{-3}$
a_6	$1.785744 \cdot 10^{-4}$
a_7	$1.130284 \cdot 10^{-3}$
a_8	$5.9728235 \cdot 10^{-4}$
a_9	$-2.3279181 \cdot 10^{-4}$
a_{10}	$-2.6840758 \cdot 10^{-5}$
a_{11}	$4.6610555 \cdot 10^{-3}$
a_{12}	$5.5542412 \cdot 10^{-4}$
a_{13}	$-1.4727765 \cdot 10^{-5}$
a_{14}	$1.3938082 \cdot 10^{-5}$
a_{15}	$1.4885010 \cdot 10^{-6}$

Tabla A.3 Valores de a para la correlación de Wilcox et al. Recuperado de: Referencia 11

Rangos de presión (psia)	a	b
Baja	180-1000	42.649907
Media	600-1750	55.855324
Alta	1400-4000	80.912574
Todas	180-4000	51.66782

Anexo A (continuación)

Tabla A.4 Valores de a para la correlación de Sloan Recuperado de: Referencia 76

Componente	a_0	a_1	a_2	a_3	a_4	a_5
CH ₄	1.63636	0	0	31.6621	-49.3534	$5.31 \cdot 10^{-6}$
C ₂ H ₆	6.41934	0	0	-290.283	2629.10	0
C ₃ H ₈	-7.8499	0	0	47.0 6	0	$-1.17 \cdot 10^{-6}$
<i>i</i> -C ₄ H ₁₀	-2.17137	0	0	0	0	0
<i>n</i> -C ₄ H ₁₀	-37.211	0.86564	0	732.20	0	0
N ₂	1.78857	0	-0.001356	-6.187	0	0
CO ₂	9.0242	0	0	-207.033	0	$4.66 \cdot 10^{-5}$
H ₂	-4.7071	0.06192	0	2.627	0	$-7.39 \cdot 10^{-6}$
Componente	a_6	a_7	a_8	a_9	a_{10}	a_{11}
CH ₄	0	0	0.128525	-0.78338	0	0
C ₂ H ₆	0	$9.0 \cdot 10^{-8}$	0.129759	-1.19703	$-8.46 \cdot 10^4$	-71.0352
C ₃ H ₈	$7.145 \cdot 10^{-4}$	0	0	0.12348	$1.669 \cdot 10^4$	0
<i>i</i> -C ₄ H ₁₀	$1.251 \cdot 10^{-3}$	$1.0 \cdot 10^{-8}$	0.166097	-2.75945	0	0
<i>n</i> -C ₄ H ₁₀	0	$9.37 \cdot 10^{-6}$	-1.07657	0	0	-66.221
N ₂	0	$2.5 \cdot 10^{-7}$	0	0	0	0
CO ₂	$-6.992 \cdot 10^{-3}$	$2.89 \cdot 10^{-6}$	$-6.223 \cdot 10^{-3}$	0	0	0
H ₂ S	0	0	0.240869	-0.64405	0	0
Componente	a_{12}	a_{13}	a_{14}	a_{15}	a_{16}	a_{17}
CH ₄	0	-5.3569	0	$-2.3 \cdot 10^{-7}$	$-2.0 \cdot 10^{-8}$	0
C ₂ H ₆	0.596404	-4.7437	$7.82 \cdot 10^4$	0	0	0
C ₃ H ₈	0.2 319	0	$-4.48 \cdot 10^4$	$5.5 \cdot 10^{-6}$	0	0
<i>i</i> -C ₄ H ₁₀	0	0	$-8.84 \cdot 10^2$	0	$-5.7 \cdot 10^{-7}$	$-1.0 \cdot 10^{-8}$
<i>n</i> -C ₄ H ₁₀	0	0	$9.17 \cdot 10^5$	0	$4.98 \cdot 10^{-6}$	$-1.26 \cdot 10^{-6}$
N ₂	0	0	$5.87 \cdot 10^5$	0	$1.0 \cdot 10^{-8}$	$1.1 \cdot 10^{-7}$
CO ₂	0.27098	0	0	$8.82 \cdot 10^{-5}$	$2.55 \cdot 10^{-6}$	0
H ₂ S	0	-12.704	0	$-1.3 \cdot 10^{-6}$	0	0

Anexo A (continuación)

Tabla A.5 Valores de *a* y *b* para la el modelo de Parrish y Prausnitz calculados con la de estado SRK (Hidratos Tipo I). Recuperado de: Referencia 76

Molécula Huésped	Cavidad pequeña		Cavidad grande	
	A(K/bar)	B(K)	A(K/bar)	B(K)
N ₂	5.28x10 ⁻²	932.3	3.415x10 ⁻²	2240
CO ₂	4.856x10 ⁻¹¹	7470	9.862x10 ⁻²	2617
H ₂ S	9.928x10 ⁻³	2999	1.613x10 ⁻²	3737
C ₁	4.792x10 ⁻²	1594	1.244x10 ⁻²	2952
C ₂	-	-	2.999x10 ⁻³	3861

Tabla A.7 Valores de *a* y *b* para la el modelo de Parrish y Prausnitz calculados con la de estado SRK (Hidratos Tipo H). Recuperado de: Referencia 76

Molécula Huésped	Cavidad pequeña		Cavidad grande	
	A(K/bar)	B(K)	A(K/bar)	B(K)
N ₂	1.318x10 ⁻⁵	3795	-	-
C ₁	2.763x10 ⁻⁴	3390	-	-

Tabla A.6 Valores de *a* y *b* para la el modelo de Parrish y Prausnitz calculados con la de estado SRK (Hidratos Tipo II). Recuperado de: Referencia 76

Molécula Huésped	Cavidad pequeña		Cavidad grande	
	A(K/bar)	B(K)	A(K/bar)	B(K)
N ₂	7.507x10 ⁻³	2003	9.477x10 ⁻²	1596
CO ₂	6.082x10 ⁻⁵	3691	1.683x10 ⁻¹	2591
H ₂ S	2.684x10 ⁻⁴	4242	8.553x10 ⁻¹	2325
C ₁	2.317x10 ⁻³	2777	1.076	1323
C ₂	-	-	7.362x10 ⁻³	4000
C ₃	-	-	8.264x10 ⁻³	4521
i-C ₄	-	-	8.189x10 ⁻²	4013
n-C ₄	-	-	1.262x10 ⁻³	4580

Anexo A (continuación)

Tabla A.8 Valores de *a* y *b* para el modelo de Parrish y Prausnitz calculados con la de estado PR (Hidratos Tipo I).

Recuperado de: Referencia 76

Molécula Huésped	Cavidad pequeña		Cavidad grande	
	A(K/bar)	B(K)	A(K/bar)	B(K)
N ₂	6.915x10 ⁻²	1740	3.342x10 ⁻²	2028
CO ₂	2.614x10 ¹	38.6	1.113x10 ⁻³	3856
H ₂ S	3.211x10 ⁻²	3357	2.329x10 ⁻¹	2716
C ₁	8.287x10 ²	-881.1	2.019x10 ⁻³	3405
C ₂	-	-	8.547x10 ⁻³	3583

Tabla A.9 Valores de *a* y *b* para el modelo de Parrish y Prausnitz calculados con la de estado PR (Hidratos Tipo

II). Recuperado de: Referencia 76

Molécula Huésped	Cavidad pequeña		Cavidad grande	
	A(K/bar)	B(K)	A(K/bar)	B(K)
N ₂	6.558x10 ⁻²	1444	1.53	229
CO ₂	3.071x10 ⁻³	2652	4.824x10 ⁻³	3183
H ₂ S	7.187x10 ⁻²	2548	9.357x10 ⁻⁴	4221
C ₁	6.954x10 ⁻³	1865	6.354x10 ⁻³	2785
C ₂	-	-	9.765x10 ⁻³	3770
C ₃	-	-	2.97x10 ⁻⁵	6081
i-C ₄	-	-	2.372x10 ⁻³	4988
n-C ₄	-	-	2.146x10 ⁻⁶	6305

Tabla A.10 Valores de *a* y *b* para el modelo de Parrish y Prausnitz calculados con la de estado PR (Hidratos Tipo H).

Recuperado de: Referencia 76

Molécula Huésped	Cavidad pequeña		Cavidad grande	
	A(K/bar)	B(K)	A(K/bar)	B(K)
N ₂	4.836x10 ⁻⁵	3555	-	-
C ₁	2.89x10 ⁻⁴	3484	-	-

Anexo A (continuación)

Tabla A.11 Parámetros para la transición de fase desde agua líquida hasta hidrato ΔC_p se asume independiente de la temperatura, las otras cantidades se encuentran a 273.15K. Recuperado de: Referencia 76

Propiedad	Unidades	Tipo I	Tipo II	Tipo H
$\Delta\mu_0(\text{liquido})$	J/mol	1264	883	1187.33
$\Delta H_0(\text{liquido})$	J/mol	-4858	-5201	-5162.43
$\Delta H_0(\text{Hielo})$	J mol	1151	808	846.57
$\Delta V(\text{liquido})$	cm ³ /mol	4.6	5	5.45
$\Delta V(\text{Hielo})$	cm ³ /mol	3	3.4	3.85
$\Delta C_p(\text{liquido})$	J/mol/K	-39.16	-39.16	-39.16

Anexo B: Propiedades del gas natural y agua de formación

B.1 Factor Z

Dranchuk-Abu-Kassem

$$R_1 = a_1 + \frac{a_2}{T_{pr}} + \frac{a_3}{T_{pr}^3} + \frac{a_4}{T_{pr}^4} + \frac{a_5}{T_{pr}^5}, \quad \dots(\text{B.1})$$

$$R_2 = \frac{0.27P_{pr}}{T_{pr}}, \quad \dots(\text{B.2})$$

$$R_3 = a_6 + \frac{a_7}{T_{pr}} + \frac{a_8}{T_{pr}^2}, \quad \dots(\text{B.3})$$

$$R_4 = a_9 \left[\frac{a_7}{T_{pr}} + \frac{a_8}{T_{pr}^2} \right], \quad \dots(\text{B.4})$$

$$R_5 = \frac{a_{10}}{T_{pr}^3}, \quad \dots(\text{B.5})$$

$$f(y) = R_1 y - \frac{R_2}{y} + R_3 y^2 - R_4 y^5 + R_5 [1 + a_{11} y^2] y^2 [\exp(-a_{11} y^2)] \quad \dots(\text{B.6})$$

$$f'(y) = R_1 + \frac{R_2}{y^2} + 2R_3 y - 5R_4 y^4 + \quad \dots(\text{B.7})$$

$$2R_5 y [\exp(-a_{11} y^2)] [(1 + 2a_{11} y^3) - a_{11} y^2 (1 + a_{11} y^2)], \quad \dots(\text{B.8})$$

$$y^{n+1} = y^n - \frac{f(y^n)}{f'(y^n)}, \quad \dots(\text{B.8})$$

$$z = \frac{0.27P_{pr}}{yT_{pr}}. \quad \dots(\text{B.9})$$

B.2 Compresibilidad isotérmica del gas

Dranchuk-Abu-Kassem

$$c_{gr} = \frac{\frac{\partial y}{\partial P_{pr}}}{y}, \quad \dots(\text{B.10})$$

$$\frac{\partial P_{pr}}{\partial y} = \frac{T_{pr}}{0.27} [2R_1 y + 3R_3 y^2 - 6R_4 y^5 + R_5 (-2a_{11}^2 y^6 + 3a_{11} y^4 + 3y^2) \exp(-a_{11} y^2) + 1] \quad \dots(\text{B.11})$$

$$\frac{\partial y}{\partial P_{pr}} = \frac{1}{\frac{\partial P_{pr}}{\partial y}}, \quad \dots(\text{B.12})$$

$$c_g = \frac{c_{gr}}{P_{pc}}, \quad \dots(\text{B.13})$$

B.3 Viscosidad del gas

Lee-Gonzalez-Eakin

$$\mu_g = 10^{-4} K \exp \left[X \left(\frac{\rho_g}{62.4} \right)^Y \right], \quad \dots(\text{B.14})$$

$$X = 3.5 + \frac{986}{T} + 0.01 M_a, \quad \dots(\text{B.15})$$

$$K = \frac{(9.4 + 0.02 M_a) T^{1.5}}{209 + 19 M_a + T}, \quad \dots(\text{B.16})$$

$$Y = 2.4 - 0.2 X, \quad \dots(\text{B.17})$$

B.4 Factor volumétrico del gas

$$B_g = 0.02827 \frac{zT}{p}, \quad \dots(\text{B.18})$$

Tabla B.1 Valores de a para la de Dranchuk-Abu-Kassem

a_i	Valor
a_1	0.3265
a_2	-1.0700
a_3	-0.5339
a_4	0.01569
a_5	-0.05165
a_6	0.5475
a_7	-0.7361
a_8	0.1844
a_9	0.1056
a_{10}	0.6134
a_{11}	0.7210

B.5 Factor de volumen del agua

$$B_w = A_1 + A_2 p + A_3 p^2, \quad \dots(\text{B.19})$$

$$A_i = a_1 + a_2(T - 460) + a_3(T - 460)^2 \quad \dots(\text{B.20})$$

B.6 Viscosidad del agua

Brill y Beggs

$$\mu_w = \exp\left[1.003 - 1.479 \times 10^{-2}(T - 460) + 1.982 \times 10^{-5}(T - 460)^2\right] \quad \dots(\text{B.21})$$

B.7 Compresibilidad isotérmica del agua

Brill y Beggs

$$C_w = (C_1 + C_2 T + C_3 T^2) \times 10^{-6}, \quad \dots(\text{B.22})$$

$$C_1 = 3.8546 - 0.000134 p, \quad \dots(\text{B.23})$$

$$C_2 = -0.01052 + 4.77 \times 10^{-7} p, \quad \dots(\text{B.24})$$

$$C_3 = 3.9267 \times 10^{-5} - 8.8 \times 10^{-10} p. \quad \dots(\text{B.25})$$

Tabla B.2 Valores de a para calcular el factor de volumen del agua (agua libre de gas)

A_i	a_1	a_2	a_3
A_1	0.9947	5.8×10^{-6}	1.02×10^{-6}
A_2	-4.228×10^{-6}	1.8376×10^{-8}	-6.77×10^{-11}
A_3	1.3×10^{-10}	-1.3855×10^{-12}	4.285×10^{-15}

Tabla B.3 Valores de a para calcular el factor de volumen del agua (agua saturada con gas)

A_i	a_1	a_2	a_3
A_1	0.9911	6.35×10^{-5}	8.5×10^{-7}
A_2	-1.093×10^{-6}	-3.497×10^{-9}	4.57×10^{-11}
A_3	-5×10^{-10}	6.429×10^{-13}	-1.43×10^{-15}

Anexo C: Calculo de la pseudo presión y el pseudo tiempo

C.1 Pseudo presión

$$m(p) = \psi = \int_{p_{atm}}^p \frac{2p}{\mu z} dp \quad \dots(C1)$$

$$h = \frac{p - p_{atm}}{n} \quad \dots(C2)$$

$$f(p) = \frac{2p}{\mu(p)z(p)} \quad \dots(C3)$$

$$p_i = p_{atm} + ih, \quad \dots(C4)$$

(i=1,...,n-1).

C.1.1 Regla del trapecio

$$\psi = \left(\frac{h}{2}\right) \left[f(p_{atm}) + 2 \sum_{i=1}^{n-1} f(p_i) + f(p) \right] \quad \dots(C5)$$

C.1.2 Regla de Simpson

$$\psi = \frac{h}{3} \left[f(p_{atm}) + 2 \sum_{i=1}^{\frac{n-1}{2}} f(p_{2i}) + 4 \sum_{i=1}^{\frac{n}{2}} f(p_{2i-1}) + f(p) \right] \quad \dots(C6)$$

C.1.3 Algoritmo de Klins

$$A = 0.06423, \quad \dots(C7)$$

$$B = 0.5353T_r - 0.6123, \quad \dots(C8)$$

$$C = 0.3151T_r - 1.0457 - \frac{0.5783}{T_r^2}, \quad \dots(C9)$$

$$D = T_r, \quad \dots(C10)$$

$$E = \frac{0.6816}{T_r^2}, \quad \dots(C11)$$

$$F = 0.6845, \quad \dots(C12)$$

$$G = \frac{(94. + 0.02M)T^{1.5}}{(209 + 19M + T) \times 10^{-4}}, \quad \dots(C13)$$

$$H = \left(3.5 + \frac{986}{T} + 0.01M\right)(0.016018)^J, \quad \dots(C14)$$

$$J = 1.7 - \frac{197.2}{T} - 0.002M, \quad \dots(C15)$$

$$f_1 = 7 \sum_{n=1}^{20} \frac{(-H)^n (\rho_c \rho_r)^{nJ}}{(nJ + 7) \cdot n!}, \quad \dots(C16)$$

$$f_2 = 4 \sum_{n=1}^{20} \frac{(-H)^n (\rho_c \rho_r)^{nJ}}{(nJ + 4) \cdot n!}, \quad \dots(C17)$$

$$f_3 = 3 \sum_{n=1}^{20} \frac{(-H)^n (\rho_c \rho_r)^{nJ}}{(nJ + 3) \cdot n!}, \quad \dots(C18)$$

$$f_4 = 2 \sum_{n=1}^{20} \frac{(-H)^n (\rho_c \rho_r)^{nJ}}{(nJ + 2) \cdot n!}, \quad \dots(C19)$$

$$f_5 = 4 \sum_{n=1}^{20} \sum_{m=1}^{20} \frac{(-H)^n (-F)^m (\rho_c \rho_r)^{nJ} \rho_r^{2m}}{(nJ + 2m + 4) \cdot n! \cdot m!}, \quad \dots(C20)$$

$$f_6 = 4 \sum_{n=1}^{20} \frac{(-F)^n (\rho_r)^{2n}}{(2n + 4) \cdot n!}, \quad \dots(C21)$$

$$f_7 = 6 \sum_{n=1}^{20} \frac{(-H)^n (\rho_c \rho_r)^{nJ}}{(nJ + 6) \cdot n!}, \quad \dots(C22)$$

$$f_8 = 6 \sum_{n=1}^{20} \frac{(-F)^n (\rho_r)^{2n}}{(2n + 6) \cdot n!}, \quad \dots(C23)$$

$$f_9 = 6 \sum_{n=1}^{20} \sum_{m=1}^{20} \frac{(-H)^n (-F)^m (\rho_c \rho_r)^{nJ} \rho_r^{2m}}{(nJ + 2m + 6) \cdot n! \cdot m!}, \quad \dots(C24)$$

$$f_{10} = 8 \sum_{n=1}^{20} \frac{(-H)^n (\rho_c \rho_r)^{nJ}}{(nJ + 8) \cdot n!} \quad \dots(\text{C25})$$

$$f_{11} = 8 \sum_{n=1}^{20} \sum_{m=1}^{20} \frac{(-H)^n (-F)^m (\rho_c \rho_r)^{nJ} \rho_r^{2m}}{(nJ + 2m + 8) \cdot n! \cdot m!} \quad \dots(\text{C26})$$

$$f_{12} = 8 \sum_{n=1}^{20} \frac{(-F)^n (\rho_r)^{2n}}{(2n + 8) \cdot n!} \quad \dots(\text{C27})$$

$$k_1 = \frac{6A\rho_r^7}{7} [1 + f_1] \quad \dots(\text{C28})$$

$$k_2 = \frac{3B\rho_r^4}{4} [1 + f_2] \quad \dots(\text{C29})$$

$$k_3 = \frac{2C\rho_r^3}{3} [1 + f_3] \quad \dots(\text{C30})$$

$$k_4 = \frac{D\rho_r^2}{2} [1 + f_4] \quad \dots(\text{C31})$$

$$k_5 = \frac{3E\rho_r^4}{4} [1 + f_2 + f_5 + f_6] \quad \dots(\text{C32})$$

$$k_6 = \frac{EF\rho_r^6}{2} [1 + f_7 + f_8 + f_9] \quad \dots(\text{C33})$$

$$k_7 = -\frac{EF^2\rho_r^8}{4} [1 + f_{10} + f_{11} + f_{12}] \quad \dots(\text{C34})$$

$$\psi = \left(\frac{2}{GT_r} \left(\frac{\rho_c RT}{M} \right)^2 \right) \left(\sum_{i=1}^7 k_i \right) \quad \dots(\text{C35})$$

C.2 Pseudo tiempo

$$t_{ca} = \tau = \int_0^t \frac{dt}{\mu c_t} = \int_0^t \frac{\frac{\Delta t}{\Delta p}}{\mu(p)c_t(p)}, \quad \dots(\text{C36})$$

$$f_t(p) = \frac{1}{\mu(p)c_t(p)}. \quad \dots(\text{C37})$$

C.2.1 Regla del trapecio

$$\tau = \frac{\Delta t}{\Delta p} \left(\frac{h}{2} \right) \left[f_t(p_{atm}) + 2 \sum_{i=1}^{n-1} f_t(p_i) + f_t(p) \right]. \quad \dots(\text{C38})$$

C.2.2 Regla de Simpson

$$\tau = \frac{\Delta t}{\Delta p} \frac{h}{3} \left[f_t(p_{atm}) + 2 \sum_{i=1}^{\frac{n-1}{2}} f_t(p_{2i}) + 4 \sum_{i=1}^{\frac{n}{2}} f_t(p_{2i-1}) + f_t(p) \right]. \quad \dots(\text{C39})$$

Anexo D: Deshidratación de pozos de gas (Gas Well Deliquification)

La deshidratación de pozos de gas se refiere a toda las tecnologías empleadas para remover el agua o condensados (Lea, Nickens y Wells, 2008), debido a que estos generan una caída de presión adicional y con el tiempo pueden afectar severamente la producción.

Cuando el gas fluye transporta líquidos a la superficie si la velocidad del gas es suficientemente alta, a su vez una velocidad de gas alta da como resultado un patrón de flujo niebla en el que los líquidos se dispersan finamente en el gas. Debido a ello un volumen pequeño de líquido está presente en la tubería de producción, dando como resultado una caída de presión causada por la gravedad que actúa sobre los fluidos que fluyen (Lea, Nickens y Wells, 2008).

Con el tiempo la velocidad del gas disminuye y con ello su capacidad de transportar líquidos provocando que estos se acumulen, esto disminuye la producción e incluso puede detenerla.

D.1 Sarta de velocidad

Es una tubería de diámetro pequeño corrida en el interior de la tubería de producción, la reducción del área de flujo incrementa la velocidad y permite el transporte de los fluidos desde el pozo. Las sartas de velocidad se corren generalmente utilizando tubería flexible como conducto (Glosario de Schlumberger, 2017).

D.2 Compresión

La compresión se usa a menudo para bajar la presión de la cabeza del pozo, esto puede ser llevado a cabo por un solo compresor a boca de pozo o por un sistema de compresión de todo el campo.

Al reducir la presión de la cabeza de pozo, se mantiene más agua en el estado de vapor, reduciendo así el volumen de líquido a producir. La reducción de presión en la cabeza del pozo se traduce en una menor presión de fondo fluyente y en una mayor producción de gas.

D.3 Émbolo viajero (Plunger lift)

El émbolo viajero es un método que utiliza un pistón libre, dentro de la tubería de producción, que viaja de manera cíclica, ascendente y descendente, produciendo líquido en cada una de sus carreras ascendentes (Telléz, 2012) (**figura D.1**)

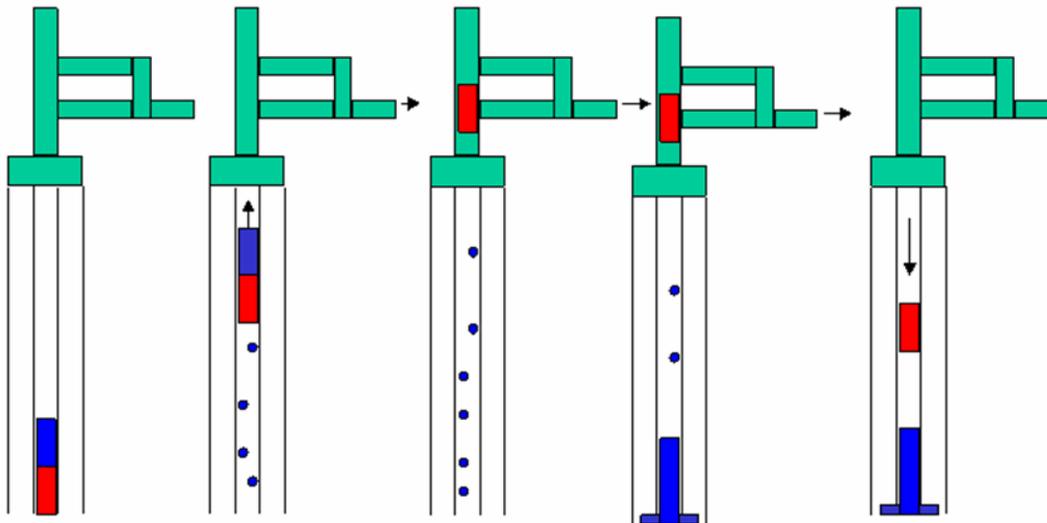


Figura D.1 Ciclo de funcionamiento del émbolo viajero Recuperado de: Referencia 71

D.4 Bombeo neumático (BN)

Es el único sistema artificial que no requiere utilizar una bomba de fondo, debido a su relativa simplicidad y flexibilidad para operar sobre una amplia gama de gastos de producción es común utilizarlo, particularmente costa afuera (Bellarby, 2009).

Su principio de operación es simple, disminuir la presión hidrostática por medio de la inyección de un fluido (gas hidrocarburo), el gas se inyecta entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción (antes del empacador), en ella se encuentra una serie de mandriles y válvulas que abrirán a una presión establecida (Devold, 2013) (**figura D.2**)

Algunas consideraciones del BN:

- Existe un límite de que tanto se puede disminuir el gradiente de presión si se compara con un sistema artificial con bomba, sin embargo el BN usualmente es utilizado en campos invadidos por agua debido al mantenimiento de presión, sin embargo, la irrupción del agua limita el rendimiento del aparejo.
- Existe una cantidad óptima de gas de inyección, al inyectar más gas el gradiente de presión disminuye pero la fricción aumenta (el incremento de fricción es mayor que la reducción del gradiente).

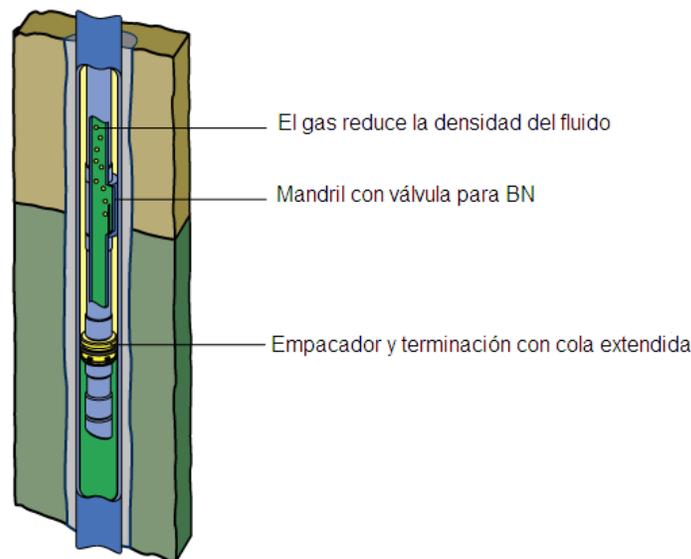


Figura D.2 Bombeo Neumático Modificado de: Referencia 8

D.5 Bombeo electro centrífugo (BEC)

Las bombas electro sumergibles son utilizadas con frecuencia en operaciones terrestres y en plataforma, son versátiles y pueden manejar gastos de producción grandes, sin embargo, su tasa de fallos es relativamente alta debido al uso inevitable de componentes eléctricos y móviles dentro de entornos hostiles (Bellarby, 2009).

En la **figura D.3** se muestra un esquema de sistema BEC.

Consideraciones del BEC

- La optimización del rendimiento del aparejo está asociado con la selección del motor, la bomba y el cable.
- La necesidad y selección de un método de separación de gas y el permitir o no la producción de gas por el espacio anular.

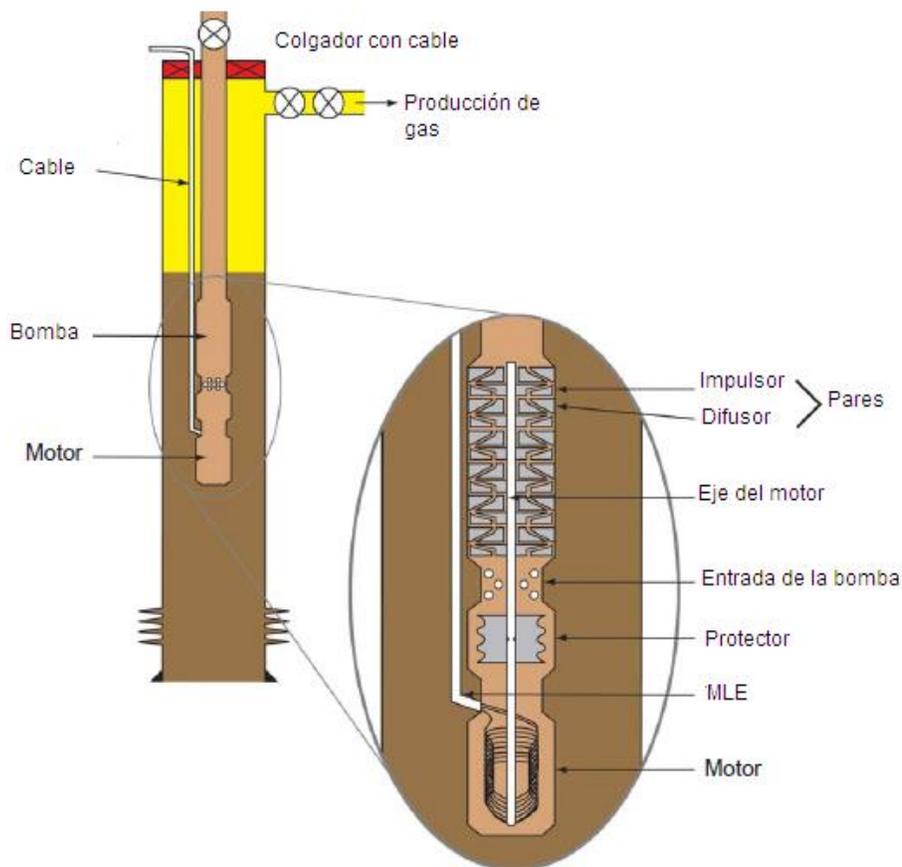


Figura D.3 Bombeo Electro centrífugo Modificado de: Referencia 8

D.6 Bombeo hidráulico (BH)

Las bombas centrífugas accionadas por turbina o las bombas hidráulicas sumergibles (**figura D.4**) funcionan de manera similar a las bombas electro sumergibles (BES), utilizan una bomba que es alimentada por una turbina. Este tipo de bombas funcionan a una velocidad más alta que una BES (alrededor de tres o cuatro veces más revoluciones por minuto), por lo tanto requieren de menos etapas y son más pequeñas, además de que no requieren conexiones eléctricas ni electrónicas en el fondo del pozo, debido a que un fluido inyectado desde la superficie por el espacio anular proporciona movimiento a la turbina (fluido de potencia) (Bellarby, 2009).

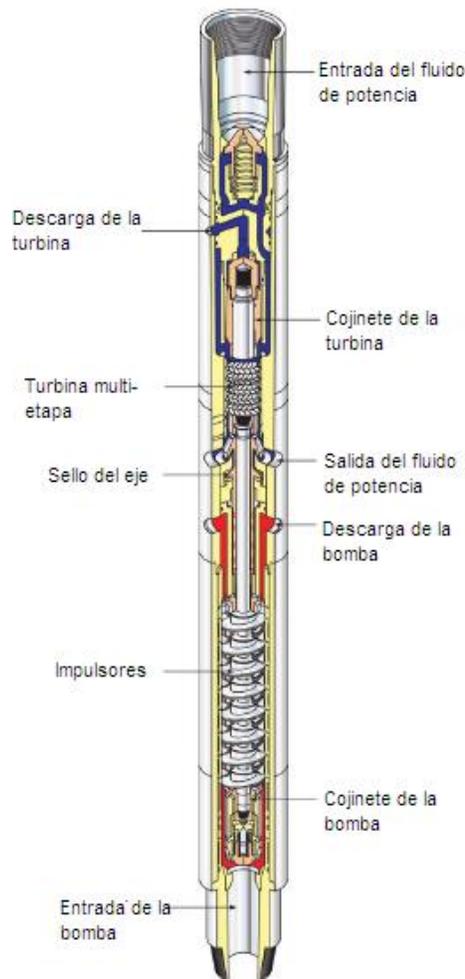


Figura D.4 Bomba hidráulica Modificado de: Referencia 8

D.7 Bombeo por chorro (BC) (Jet Pumping)

Este tipo de sistema utiliza un tipo de bomba que opera sobre la base del principio de un chorro de fluido de alta presión y el efecto Venturi que genera. Las bombas de chorro son relativamente ineficientes pero pueden tolerar una amplia gama de condiciones de operación, incluida la fácil manipulación de los fluidos cargados de arena o abrasivos (Glosario de Schlumberger, 2017).

En la **figura D.5** se muestra el funcionamiento esquemático de una bomba de chorro, como cambia la presión en cada uno de los componentes de la bomba.

Las bombas de chorro son ideales para áreas remotas, pero al ser ineficientes requieren una gran cantidad de fluido de potencia (Bellarby, 2009).

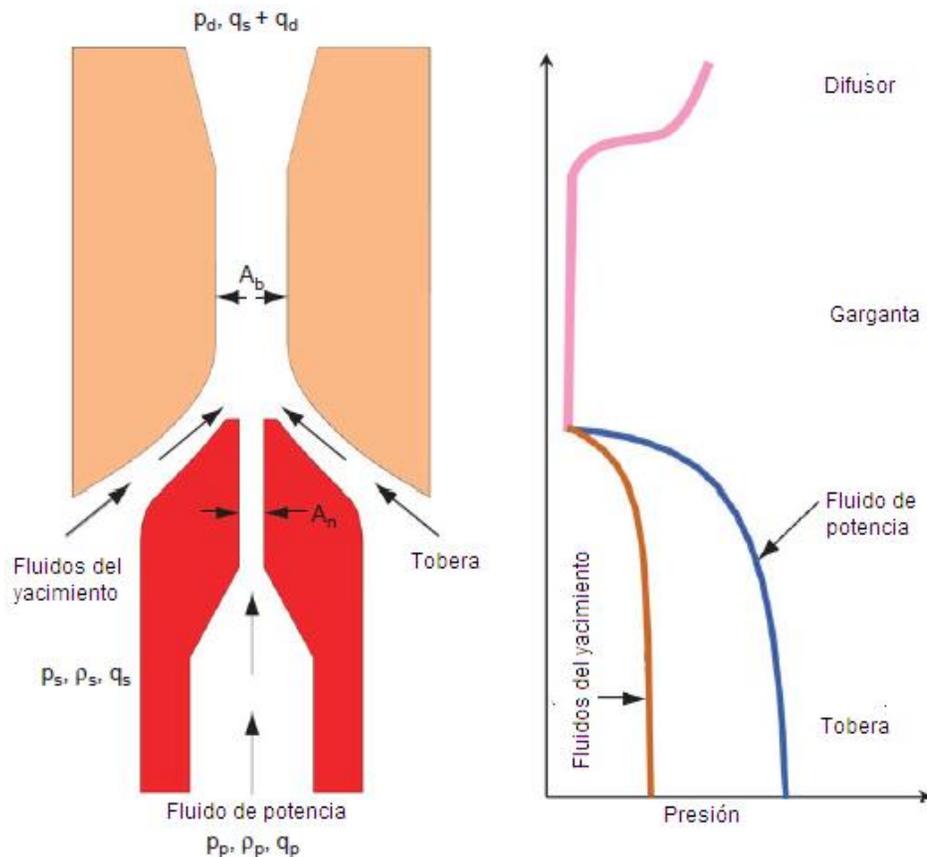


Figura D.5 Esquema de una bomba de chorro Modificado de: Referencia 8

D.8 Bombeo por cavidades progresivas (BCP)

Las bombas de cavidades progresivas son una alternativa muy común para pozos con una producción desde baja hasta moderada, especialmente en tierra y para fluidos pesados o cargados con sólidos. Son bombas de desplazamiento positivo, su operación implica el movimiento de un rotor metálico dentro de un estator metálico o elastomérico, la rotación causa el desplazamiento de un volumen constante formado por las cavidades del rotor y el estator (Bellarby, 2009).

En la **figura D.6** se muestra un esquema de BCP.

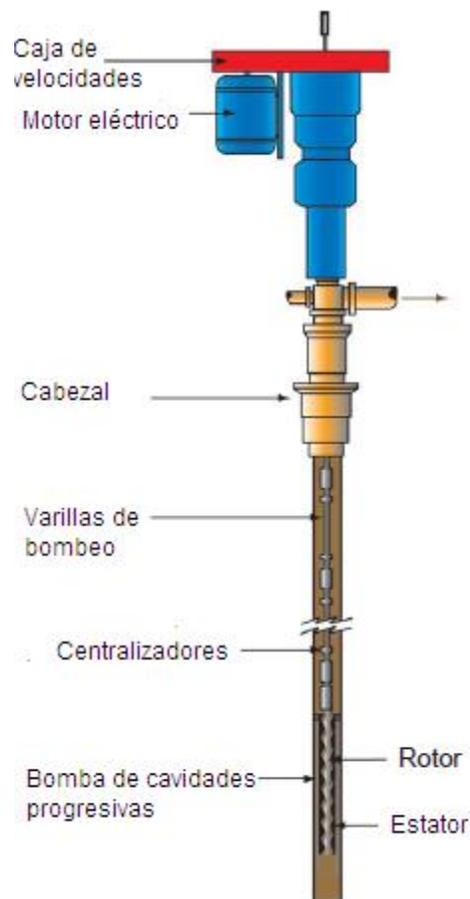


Figura D.6 Bombeo por cavidades progresivas Modificado de: Referencia 8

D.9 Bombeo mecánico (BM)

Es un sistema de bombeo para operaciones de levantamiento artificial que utiliza una fuente de energía de superficie para accionar un arreglo de bomba de fondo de pozo. Un arreglo de balancín y manivela genera un movimiento alternativo en una sarta de varillas de bombeo que se conecta al arreglo de bomba de fondo de pozo (**figura D.7**). La bomba contiene un arreglo de pistón y válvulas para convertir el movimiento alternativo en movimiento vertical de los fluidos (Glosario de Schlumberger, 2017).

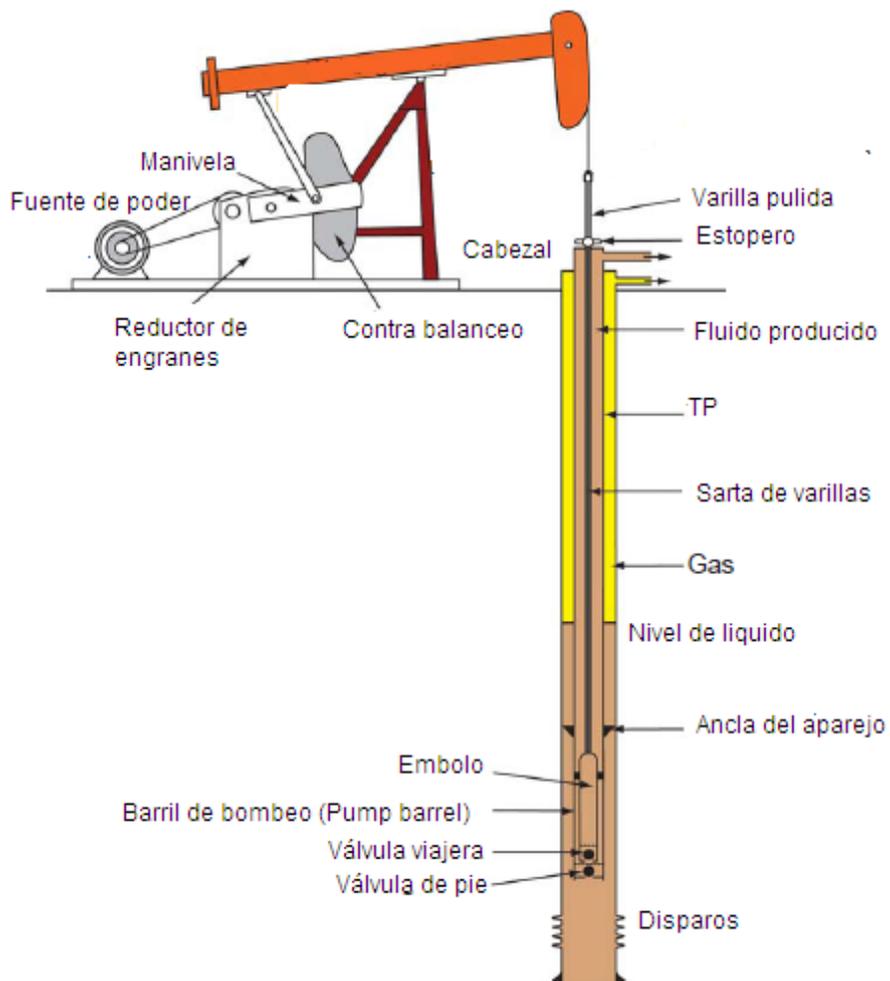


Figura D.7 Bombeo mecánico Modificado de: Referencia 8

Anexo E: Modelos de simulación

E.1 Modelado de procesos miscibles

El desplazamiento miscible es obtenido cuando dos o más componentes fluyen como una sola fase, un ejemplo de ello es el desplazamiento de aceite por un solvente y el transporte de sales, polímeros o contaminantes en el agua. Dichos procesos pueden ser descritos por la de convección y difusión, sus aplicaciones (además de los procesos miscibles) incluyen la inyección de químicos y polímeros (Katz, 1979).

$$\gamma = \gamma_o(1 - C) + \gamma_s C, \quad \dots(\text{E.1})$$

$$\mu = f(\mu_o, \mu_s, C), \quad \dots(\text{E.2})$$

$$-\nabla \cdot u = \nabla \cdot \left[\frac{k}{\mu} (\nabla p - \gamma \Delta z) \right] = q, \quad \dots(\text{E.3})$$

$$\nabla \cdot (\phi k \nabla C) - \nabla \cdot u C = \phi \frac{\partial C}{\partial t} + C_q q, \quad \dots(\text{E.4})$$

E.2 Modelo tipo aceite negro

$$\nabla \left[\frac{Kk_{ro}}{\mu_o B_o} (\nabla p_o - \gamma_o \nabla D) + \frac{Kk_{rg}}{\mu_g B_g} R_v (\nabla p_g - \gamma_g \nabla D) \right] + q_o + R_v q_g = \frac{\partial}{\partial t} \left[\phi \left(\frac{S_o}{B_o} + R_v \frac{S_g}{B_g} \right) \right] \quad \dots(\text{E.5})$$

$$\nabla \left[\frac{Kk_{ro}}{\mu_o B_o} R_s (\nabla p_o - \gamma_o \nabla D) + \frac{Kk_{rg}}{\mu_g B_g} (\nabla p_g - \gamma_g \nabla D) \right] + R_s q_o + q_g = \frac{\partial}{\partial t} \left[\phi \left(R_s \frac{S_o}{B_o} + \frac{S_g}{B_g} \right) \right] \quad \dots(\text{E.6})$$

$$\nabla \left[\frac{Kk_{rw}}{\mu_w B_w} (\nabla p_w - \gamma_w \nabla D) \right] + q_w = \frac{\partial}{\partial t} \left[\phi \left(\frac{S_w}{B_w} \right) \right] \quad \dots(\text{E.7})$$

E.2.1 Modelado de procesos miscibles con simuladores tipo aceite negro

Debido a la dificultad para resolver las ecuaciones de resolver las ecuaciones para procesos miscibles por medio de una solución directa y la amplia gama de uso de los simuladores tipo aceite negro se ha buscado una manera de modificar dicho modelo.

Los procesos miscibles pueden ser modelados rigurosamente por medio de modelos inmiscibles, esto se debe a que la miscibilidad depende de la concentración y la presión, esto genera que el flujo en el yacimiento cambie de miscible a no miscible y viceversa (Katz, 1979), para lograr dicho objetivo se deben aplicar las reglas de mezclado descritas en las **ecuaciones E.1 y E.2.**

E.2.2 Modelado de yacimientos de carbón mineral con simuladores tipo aceite negro

Los modelos tipo aceite negro aplicados a yacimientos de gas en capas de carbón son una alternativa útil para poder predecir el comportamiento de los mismos, basta con modificar la porosidad para el modelo como se muestra en la **ecuación E.8**, al igual que la saturación de agua y gas y por ultimo calcular la relación de solubilidad cuyo comportamiento es equiparable a la isoterma de Langmuir. Este procedimiento considera que el aceite se encuentra inmóvil.

$$\phi_m = \frac{\phi}{1 - S_{o_m}} \quad \dots(\text{E.8})$$

$$S_{w_m} = (1 - S_{o_m}) \cdot S_w \quad \dots(\text{E.9})$$

$$S_{g_m} = (1 - S_{o_m}) \cdot S_g \quad \dots(\text{E.10})$$

$$R_s = \left(\frac{0.17525 \rho_B}{\phi_m S_{o_m}} \right) (V_m) \cdot \left(\frac{bp}{1 + bp} \right) \quad \dots(\text{E.11})$$

E.3 Modelo de doble permeabilidad

Para modelar adecuadamente esta clase de yacimientos se recurre a la simulación de doble permeabilidad (matriz y fractura) cuyas ecuaciones son las siguientes:

$$v_g^m = - \left(\frac{k_g^m}{\mu_g} \nabla P_g + \frac{D_g^m}{C_g^m} \nabla C_g^m \right) \quad \dots(\text{E.12})$$

$$v_g^f = - \left(\frac{k_g^f}{\mu_g} \nabla P_g + \frac{D_g^f}{C_g^f} \nabla C_g^f \right) \quad \dots(\text{E.13})$$

$$v_w^m = - \left(\frac{k_w^m}{\mu_w} \nabla P_w^m \right) \quad \dots(\text{E.14})$$

$$v_w^f = - \left(\frac{k_w^f}{\mu_w} \nabla P_w^f \right) \quad \dots(\text{E.15})$$

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{C_g^m P_g^m}{z} \right) = \nabla \left(\frac{P_g^m k_g^m}{z \mu_g} \nabla P_g^m + D_g^m \nabla \frac{P_g^m}{z} + \frac{D_g^m P_g^m}{C_g^m z} \nabla C_g^m \right) \quad \dots(\text{E.16})$$

$$- \frac{RT}{M} (q_w^{mf} + P_w^m)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi_m s_w^m}{B_w} \right) = \nabla \left(\frac{k_w^m}{B_w \mu_w} \nabla P_w^m \right) - \frac{RT}{M} (q_w^{mf} + q_w^m) \quad \dots(\text{E.17})$$

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{C_g^f P_g^f}{z} \right) = \nabla \left(\frac{P_g^f k_g^f}{z \mu_g} \nabla P_g^f + D_g^f \nabla \frac{P_g^f}{z} + \frac{D_g^f P_g^f}{C_g^f z} \nabla C_g^f \right) \quad \dots(\text{E.18})$$

$$- \frac{RT}{M} (q_w^{mf} + P_w^m)$$

$$\frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi_m s_w^f}{B_w} \right) = \nabla \left(\frac{k_w^f}{B_w \mu_w} \nabla P_w^f \right) - \frac{RT}{M} (q_w^{mf} + q_w^m) \quad \dots(\text{E.19})$$

$$C_g^m = \phi_f s_w^m \quad \dots(\text{E.20})$$

$$C_g^f = \phi_f s_w^f \quad \dots(\text{E.21})$$

$$s_g^m + s_w^m = 1 \quad \dots(\text{E.22})$$

$$s_g^f + s_w^f = 1 \quad \dots(\text{E.23})$$

E.4 Modelado de procesos térmicos

Con base en el trabajo de Rousset (2010) se puede afirmar que los modelos de flujo sub superficial para el caso isotérmico general se derivan combinando ecuaciones de conservación de masas con la versión multifásica de la ley de Darcy (ecuación 6.3.1.1) y en el caso de la simulación térmica del yacimiento, también debe resolverse una de conservación de energía (ecuación 6.3.1.2)

$$\nabla \cdot [\lambda_o k (\nabla p - \rho_o g \nabla D)] = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\phi}{B_o} \right) + q_o^{\sim w} \quad \dots(\text{E.24})$$

$$\nabla \cdot (\rho_o H_o u_o) + \nabla \cdot (k \nabla T) = \frac{\partial}{\partial t} [\phi \rho_o U_o + (1 - \phi) \rho_R U_R] + q^{\sim H} + \rho_o H_o q_o^{\sim w} \quad \dots(\text{E.25})$$

E.5 El modelo composicional

Debido a las reacciones de pirólisis que ocurren durante los procesos in situ y ex situ para la extracción de aceite a partir de lutitas se necesita de una herramienta que permita modelar el comportamiento de los hidrocarburos y que considere los cambios de fase, con base en el trabajo de Peaceman (1977) se sabe que la herramienta que cumple con las condiciones antes dichas es el modelo composicional.

$$\nabla \left[x_m \hat{\rho}_o \frac{Kk_{ro}}{\mu_o} (\nabla p_o - \gamma_o \nabla D) + y_m \hat{\rho}_g \frac{Kk_{rg}}{\mu_g} (\nabla p_g - \gamma_g \nabla D) \right] + x_m \hat{\rho}_o q_o + \quad \dots(\text{E.26})$$

$$y_m \hat{\rho}_g q_g = \frac{\partial}{\partial t} [\phi (x_m \hat{\rho}_o S_o + y_m \hat{\rho}_g S_g)]$$

$$\nabla \left[\rho_w \frac{Kk_{rw}}{\mu_w} (\nabla p_w - \gamma_w \nabla D) \right] + \rho_w q_w = \frac{\partial}{\partial t} [\phi (S_w \rho_w)] \quad \dots(\text{E.27})$$

$$f_{mo} = f_{mg} \quad \dots(\text{E.28})$$

E.6 Modelos de transporte de masa electrocinéticos

E.6.1 Modelo de Shapiro

Shapiro et al (1989 y 1993) describieron un modelo 1-D para describir la difusión iónica, migración y transporte de especies químicas en presencia de corriente eléctrica, el modelo resultante es el siguiente.

$$\frac{\partial C_i}{\partial t} = \frac{D_i}{\tau^2} \frac{\partial^2 C_i}{\partial x^2} - \frac{\partial}{\partial x} [C_i (u_{ei} + u_c)] + R_i \quad \dots(\text{E.29})$$

$$u_c = \frac{1}{\tau^2} \frac{\varepsilon \xi}{\mu} \left(\xi \frac{\partial \Phi}{\partial x} \right) \quad \dots(\text{E.30})$$

$$u_c = -v_i Z_i F \frac{1}{\tau^4} \left(\frac{\partial \Phi}{\partial x} \right) \quad \dots(\text{E.31})$$

E.6.2 Modelo de Alshwabkeh y Acar

Alshwabkeh and Acar (1992) describieron una formulación modificada que explica las reacciones químicas de adsorción/desorción, precipitación/disolución y reacciones ácido/base. La resultante de transporte de masa unidimensional debido al gradiente eléctrico, hidráulico y químico es la siguiente:

$$\frac{\partial n C_i}{\partial t} = D_i \frac{\partial^2 C_i}{\partial x^2} + C_i \left[(u_i + k_{eo}) \frac{\partial^2 \Phi}{\partial x^2} + k_h \frac{\partial^2 h}{\partial x^2} \right] \quad \dots(\text{E.32})$$

$$+ \frac{\partial C_i}{\partial x} \left[(u_i + k_{eo}) \frac{\partial \Phi}{\partial x} + k_h \frac{\partial h}{\partial x} \right] + n R_i$$

$$\frac{\partial n C_i(x)}{\partial t} = -\nabla(J_i) + n R_i \quad \dots(\text{E.33})$$

Anexo F: Procesos de recuperación mejorada

F.1 Métodos térmicos

F.1.1 Combustión in situ

Consiste en quemar una cierta cantidad de los componentes pesados de crudo en el subsuelo y la inyección de aire o aire enriquecido en oxígeno para mantener el frente de combustión (Lyons, 2010).

Dentro de este procedimiento existen dos variantes, la combustión hacia adelante y en reversa, en la combustión hacia adelante el aceite se enciende en la parte inferior del pozo y se inyecta aire para propagar el frente de combustión hacia el yacimiento, en la combustión en reversa el proceso inicia en un pozo que eventualmente se convertirá en un pozo productor, y la inyección de aire se hará por medio de los pozos adyacentes (Satter e Iqbal, 2016).

Los componentes hidrocarburos más ligeros del aceite pesado son móviles y se propagan hacia delante, estos componentes también se mezclan con el aceite más pesado antes de la zona de combustión para mejorar el aceite, los componentes hidrocarburos más pesados se queman, además se generan grandes volúmenes de gases de combustión (por ejemplo CO₂) (Lyons, 2010).

Existen otras variantes de la combustión in situ tales como la combustión húmeda, que consiste en inyectar agua y aire simultáneamente, esto mejora la eficiencia del proceso transfiriendo calor del frente de combustión al aceite.

Algunos aspectos de la combustión in situ:

- La energía térmica disminuye la viscosidad del aceite y lo hace móvil.
- Aumenta la presión del yacimiento debido a la inyección de aire, este incremento de presión impulsa al aceite menos viscoso hacia el pozo.
- Los componentes ligeros producto de la destilación con vapor y craqueo térmico mejoran el crudo pesado.

Anexo F: Procesos de recuperación mejorada

- Si la presión es suficiente se puede generar un desplazamiento miscible con los gases de combustión.

Limitaciones:

- La combustión no puede mantenerse si el coque no se quema en cantidades suficientes.
- El exceso de coque genera un avance lento del frente de combustión.
- Relación de movilidad adversa, los gases calientes producto de la combustión se mueven más fácilmente que el aceite.
- El proceso tiene un barrido vertical pobre, ya que es más eficaz en la parte superior de la formación; Por lo tanto, en espesores grandes pueden no tener una recuperación satisfactoria.
- Aspectos ambientales y operacionales relacionados con la producción de grandes cantidades de gases de combustión, corrosión, emulsiones de aceite y agua, fallas relacionadas con la temperatura de las tuberías y aumento de la producción de arena.

F.1.1.1 Inyección de aire de punta a talón (THAI)

En esta técnica la combustión se inicia en un pozo vertical y la producción se hace por medio de un pozo horizontal que tiene su extremo muy cerca del pozo vertical.

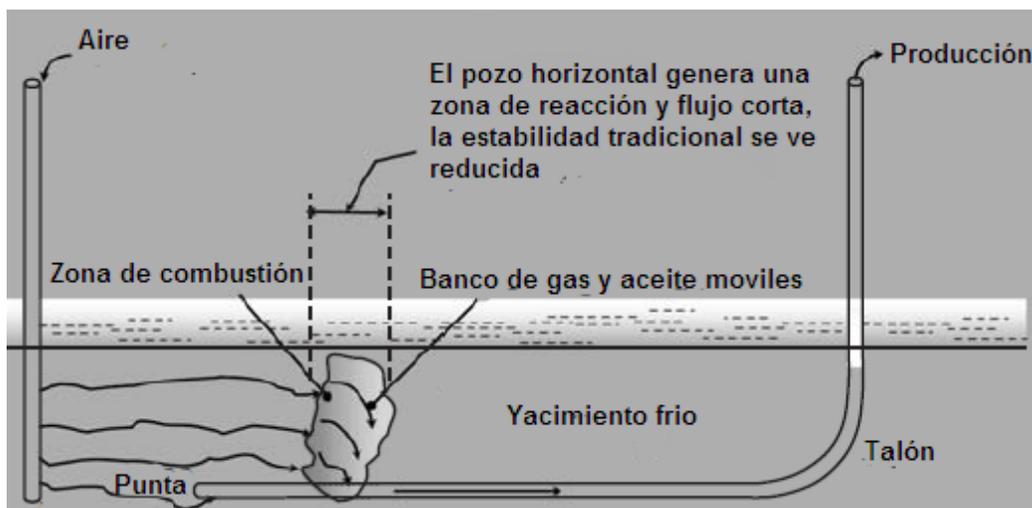


Figura F.1 THAI (Esquema) Modificado de: Referencia 65

F.1.2 Inyección de vapor

Implica la inyección continua de vapor para "inundar" el yacimiento con el fin de estimular térmicamente el aceite pesado y alterar sus características, como resultado, el aceite se vuelve menos viscoso y móvil (Lyons, 2010).

Cuando se inyecta vapor en el yacimiento, el calor se transfiere a la formación que contiene aceite, a los fluidos del yacimiento y la roca, como resultado, una parte del vapor se condensa para producir una mezcla de vapor y agua caliente que fluye a través del yacimiento (Lyons, 2010).

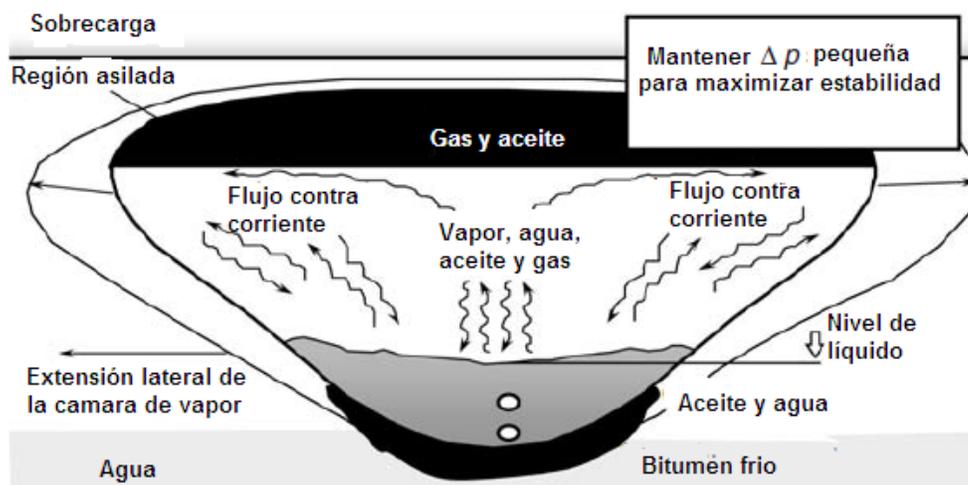


Figura F.2 Procesos involucrados en la inyección de vapor Modificado de: Referencia 65

F.1.2.1 Drene gravitacional asistido por vapor (SAGD)

Es un método de producción térmica para el aceite pesado, se requiere de un par de pozos horizontales, dichos pozos son perforados con una separación vertical de 5 (m). El vapor se inyecta en el yacimiento a través del pozo superior y a medida que el vapor sube y se expande, calienta el aceite y reduce su viscosidad. La gravedad fuerza al aceite a ser producido por el pozo inferior (Speight, 2006).

Existen algunas otras configuraciones, por ejemplo el pozo productor es horizontal y varios pozos verticales sobre el mismo son inyectores de vapor.

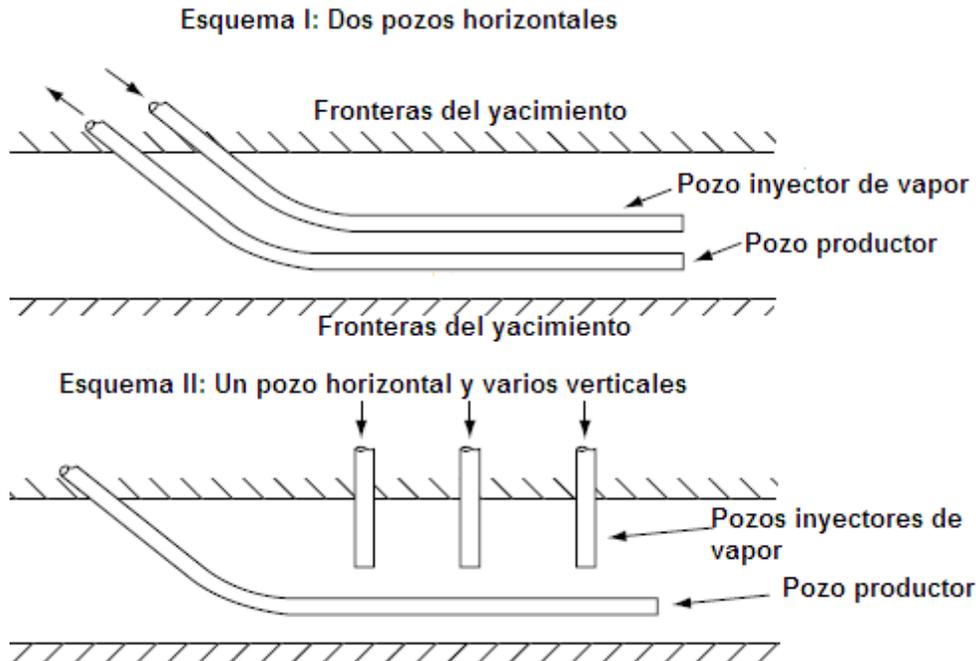


Figura F.3 SAGD y sus variantes (Esquema) Modificado de: Referencia 65

F.2 Métodos miscibles

La miscibilidad se consigue cuando dos fluidos se mezclan entre sí completamente y las fases de fluido individuales son indistinguibles. En los procesos de recuperación miscible, se inyecta un gas en el yacimiento, que es miscible con el aceite bajo condiciones apropiadas de presión y temperatura. El fluido inyectado puede ser hidrocarburos ligeros a intermedios o CO₂ (en la mayoría de los casos). El fluido actúa como disolvente, eso implica la tensión interfacial entre los dos fluidos es mínima, como resultado, se produce un desplazamiento microscópico eficiente del aceite, mejorando la recuperación. En consecuencia, se crea un frente miscible delante del fluido inyectado que desplaza eficientemente el aceite hacia los pozos productores. En este mecanismo se encuentran el aumento en el volumen de aceite (hinchamiento), la disminución en la viscosidad del aceite y un mejor barrido del yacimiento (Speight, 2006).

F.2.1 Empuje por vaporización y condensación

F.2.1.1 Empuje por condensación

En este método, se inyecta en el yacimiento un bache de 10-20% del volumen poroso (PV) de gas natural enriquecido con componentes desde etano hasta hexano (C_2-C_6). En ciertos casos, el bache es seguido por gas pobre y posiblemente agua, a continuación, los componentes hidrocarburos enriquecidos se transfieren del gas inyectado al aceite. Por lo tanto, la miscibilidad se logra entre el gas y el aceite. La zona miscible, también denominada banco miscible o frente de inyección, desplaza el aceite del yacimiento hacia los pozos productores (Satter e Iqbal, 2016).

F.2.1.2 Empuje por vaporización

En este método se inyecta gas pobre como el metano a alta presión en el yacimiento, el gas inyectado conduce a la vaporización de los componentes ligeros a intermedios del aceite, resultando en miscibilidad. Cuando se inyectan hidrocarburos ligeros, los fluidos inyectados y los del yacimiento intercambian dinámicamente varios componentes a través de contactos múltiples entre sí hasta que se logra la miscibilidad, esto se denomina miscibilidad por contacto múltiple (Satter e Iqbal, 2016).

En contraste con la miscibilidad por contacto múltiple, la miscibilidad del primer contacto se refiere al proceso en el que el gas inyectado se vuelve miscible con el aceite en condiciones apropiadas de presión, temperatura y composición del fluido en contacto inicial entre sí. En última instancia el frente miscible conduce el aceite a los pozos productores (Satter e Iqbal, 2016).

F.2.1.3 VAPEX

Es un método de recuperación secundaria no térmico cuyo concepto es muy similar al SAGD, el solvente es un vapor que al expandirse contacta al aceite y lo disuelve.

F.2.2 Inyección alterna de gas y agua (WAG)

Se inyecta un bache de aproximadamente 5% PV, de gas licuado (como propano), seguida de gas pobre y detrás del gas pobre se inyecta agua para mejorar la relación de movilidad entre el bache de disolvente y el gas pobre. La inyección alterna de gas y agua mejora la eficiencia de barrido y reduce la canalización de gas (Lyons, 2010).

F.2.3 Inyección de dióxido de carbono

La inyección de dióxido de carbono juega un papel importante en la recuperación secundaria de aceite, es un método no térmico implementado con éxito en todo el mundo, los mecanismos de la inyección de CO₂ incluyen:

- Obtención de miscibilidad entre el aceite y el gas inyectado, reduciendo la tensión interfacial.
- Hinchamiento del aceite.
- Reducción de la viscosidad del aceite.
- Desplazamiento eficiente en comparación con otros procesos miscibles.

El método se lleva a cabo mediante la inyección de grandes cantidades de CO₂ en el yacimiento a una presión suficientemente alta para alcanzar la miscibilidad (Presión mínima de miscibilidad (MMP)). La cantidad de CO₂ puede exceder el 15% del volumen poroso (Lyons, 2010).

F.2.4 Inyección de nitrógeno y gases de combustión

Los procesos de recuperación mejorada miscibles basados en la inyección de nitrógeno y gases de combustión recuperan el aceite mediante la vaporización de los componentes hidrocarburos ligeros del aceite bajo presión suficiente (Lyons, 2010).

F.3 Recuperación mejorada con microbios (MEOR)

Implica el uso de microorganismos del yacimiento o bacterias naturales especialmente seleccionadas para producir eventos metabólicos específicos que conducen a una recuperación mejorada del aceite.

Desde el punto de vista de un microbiólogo, los procesos de recuperación mejorada con microbios son algo parecidos a los procesos de biorremediación. Los nutrientes inyectados, junto con los microbios, promueven el crecimiento microbiano o la generación de productos que movilizan aceite y lo trasladan a pozos productores por medio de la represurización del yacimiento, la reducción de la tensión interfacial o la viscosidad del aceite y el taponamiento selectivo de las zonas más permeables (Speight, 2006).

Tabla F.1 Productos bacterianos y sus efectos Modificado de: Referencia 65

Productos	Efecto
Ácidos	Modificación de la roca del yacimiento Mejora de la porosidad y permeabilidad
Biomasa	Reacción con los carbonatos para producir CO ₂
	Taponamiento selectivo y no selectivo
	Formación de emulsiones por adherencia a los hidrocarburos
	Modificación de la mojabilidad
Gases (CO ₂ , CH ₄ , H ₂)	Degradación y alteración del aceite
	Reducción de la viscosidad y el punto de escurrimiento
	Desulfuración del aceite
	Incremento de la presión de yacimiento
	Hinchamiento del aceite
Solventes	Reducción de la viscosidad
	Incremento de la permeabilidad debido a la disolución de los carbonatos por CO ₂
	Disolución del aceite
Tensoactivos	Disminución de la viscosidad
Polímeros	Control de movilidad
	Taponamiento selectivo y no selectivo

F.4 Inyección de polímeros y métodos químicos

La inyección de polímeros aumenta la viscosidad del agua, mejora la relación de movilidad y la eficiencia de barrido, los procesos de inyección de químicos implican la adición de un producto, tales como tensoactivos, polímeros miscelares y materiales cáusticos (alcalinos) al agua con el fin de lograr objetivos similares, así como una menor tensión interfacial. Los procesos químicos pueden ser vistos como modificaciones de la inyección de agua y requieren las mismas condiciones favorables para tener éxito (Satter e Iqbal, 2016).

F.4.1 Inyección de polímeros

En este proceso, se añaden polímeros al agua antes de ser inyectada en el yacimiento. Se usan concentraciones bajas (usualmente 250-2000 mg / l) de ciertos sintéticos o biopolímeros.

F.4.2 Inyección de polímero miscelar

Los mecanismos de recuperación incluyen la reducción de la tensión interfacial entre el aceite y el fluido inyectado, la solubilización del aceite y la emulsificación de aceite y agua, lo que mejora la relación de movilidad, también puede producirse una alteración de la mojabilidad de las rocas. El tamaño del bache puede variar de 5% a 15% del volumen poroso cuando la concentración de surfactante es alta, sin embargo, para los productos químicos en menor concentración, el tamaño del bache es mayor, hasta el 50%. Existe otro método que utiliza microemulsiones para un mejor desplazamiento y recuperación del aceite, las microemulsiones son fluidos monofásicos que contienen aceite, agua, y un surfactante adecuado, y en algunos casos co-tensoactivo, para alcanzar una tensión interfacial ultra baja, las microemulsiones se pueden inyectar o desarrollar in situ (Satter e Iqbal, 2016).

F.4.3 Inyección de agentes alcalinos

El proceso de inyección de agentes alcalinos funciona mediante la creación de tensoactivos in situ. Los materiales alcalinos que se inyectan incluyen hidróxido de sodio, silicato de sodio o carbonato de sodio, que reacciona con los ácidos orgánicos en ciertos aceites crudos para producir los tensoactivos. Los tensoactivos también

pueden reaccionar favorablemente con la roca del yacimiento para alterar la mojabilidad. Para su aplicación es deseable un aceite crudo que tenga cantidades suficientes de ácidos orgánicos., sin embargo, el proceso funciona mejor con aceite ligero a intermedio donde la relación de movilidad es favorable (Satter e Iqbal, 2016).

F.5 Recuperación mejorada por medio de electrocinética (EEOR)

La recuperación mejorada por medio de electrocinética implica la inducción de corriente eléctrica, por medio de antenas o pasar corriente eléctrica entre electrodos colocados en el yacimiento y en la superficie y/o en una determinada profundidad. Cuando la corriente eléctrica se introduce en el subsuelo, varios procesos electroquímicos pueden ocurrir, y generalmente ocurren, la aplicación óptima de la corriente eléctrica para una eficacia máxima reside en la técnica de aplicación (Chilingar y Haroun, 2014).

La función básica del proceso EEOR es aumentar la movilidad del aceite reduciendo su viscosidad, lo que a su vez ayudaría al aceite a moverse fácilmente hacia el pozo productor, esto se debe a que la energía eléctrica suministrada al yacimiento elevará la temperatura del aceite o creará vibraciones en las moléculas hidrocarburo (Mohsin y Meribout, 2012).

Con base en la frecuencia de la corriente eléctrica que se utiliza, los métodos de calentamiento eléctrico se pueden dividir en tres categorías principales:

1. Corriente eléctrica de baja frecuencia: Es la más adecuada para el calentamiento óhmico o resistivo.
2. Corriente eléctrica de alta frecuencia: Se puede utilizar para los métodos de calentamiento por microondas.
3. Corriente eléctrica de media frecuencia: Se utiliza para el calentamiento inductivo.

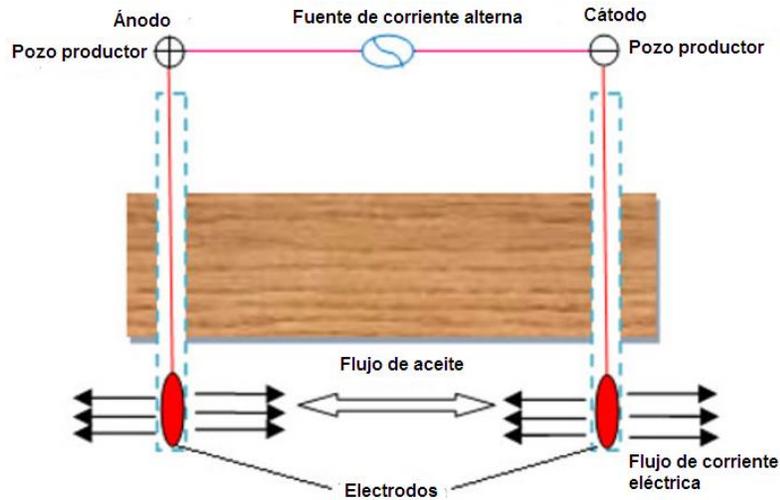


Figura F.4 Calentamiento resistivo Modificado de: Referencia 13

F.6 Criterios de selección

F.6.1 Profundidad

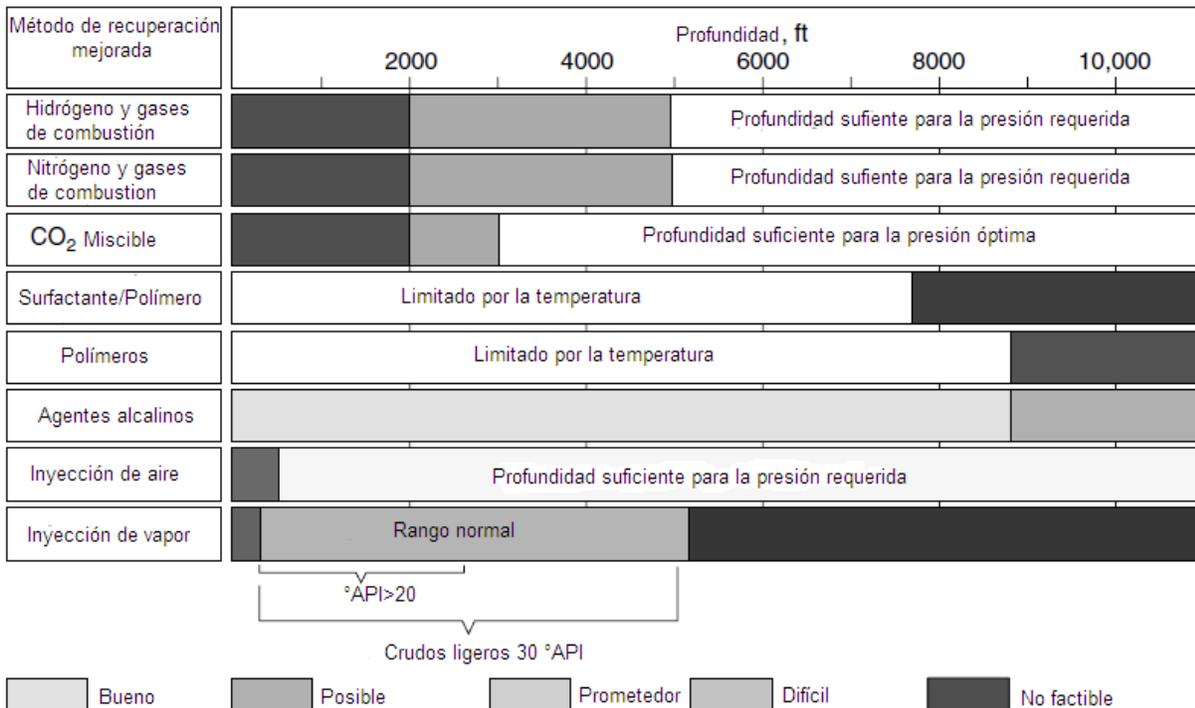


Figura F.5 Criterio de la profundidad para la selección de un método de recuperación mejorada Modificado de: Referencia 65

F.6.2 Viscosidad

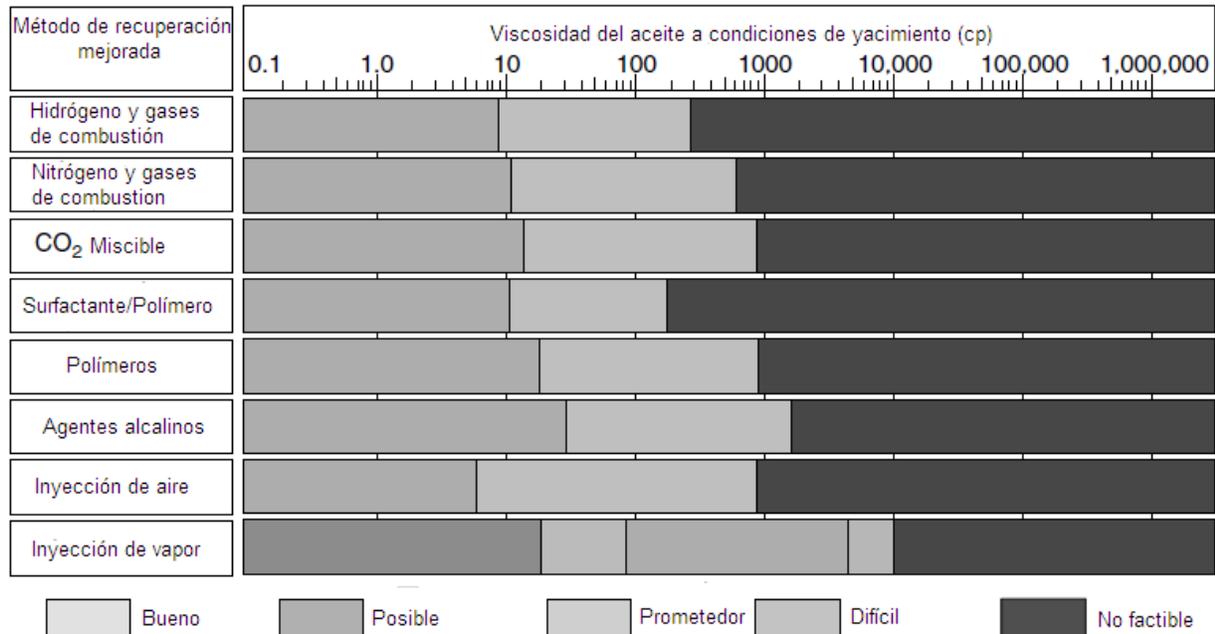


Figura F.6 Criterio de la viscosidad para la selección de un método de recuperación mejorada Modificado de: Referencia 65

F.6.3 Permeabilidad

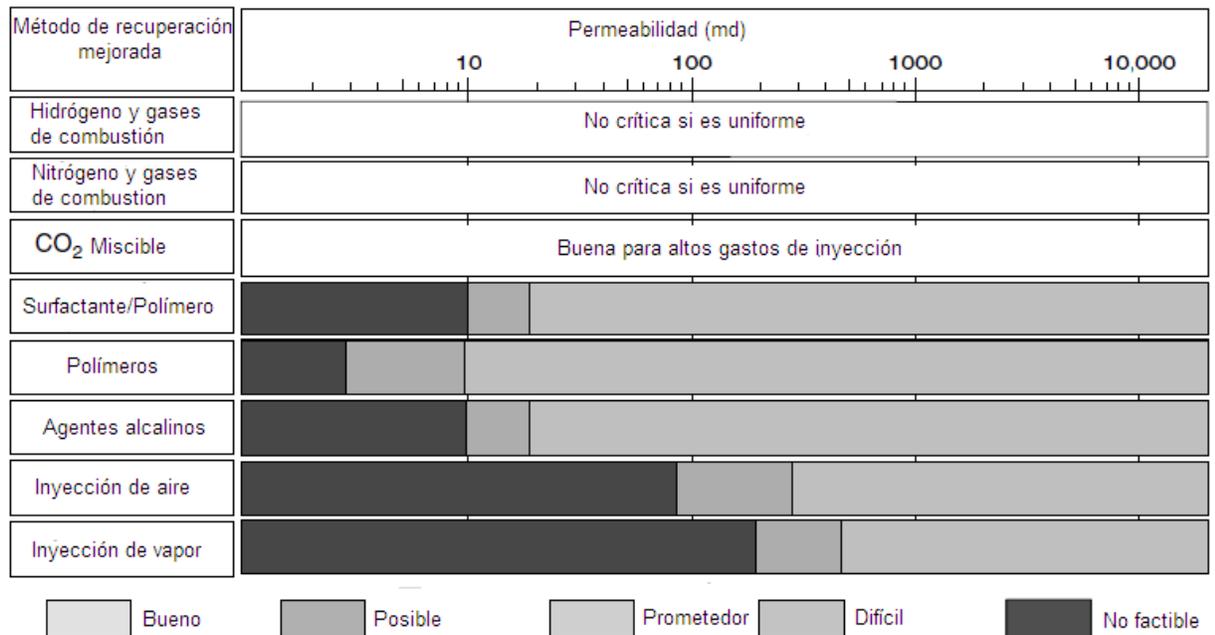


Figura F.7 Criterio de la permeabilidad para la selección de un método de recuperación mejorada Modificado de: Referencia 65

Anexo G: Balance de materia

G.1 Ecuación de balance de materia para yacimientos de gas en carbón mineral

Plantea un procedimiento análogo de los gráficos p/z para yacimientos convencionales, en este caso se busca linealizar la A la Universidad Nacional Autónoma de México, en especial a la Facultad de Ingeniería por haberme dado la oportunidad de formarme profesionalmente a través de los conocimientos de cada uno de mis profesores.

de balance de materia para obtener diversos parámetros.

$$G = 1359.7Ah\rho_B G_c, \quad \dots(\text{G.1})$$

$$G_F = 7758Ah\phi(1 - S_{wi})E_{gi}, \quad \dots(\text{G.2})$$

$$E_g = 198.6 \frac{P}{TZ}, \quad \dots(\text{G.3})$$

$$G_A = 1359.7Ah\rho_B V, \quad \dots(\text{G.4})$$

$$G_R = 7758Ah\phi \times \left[\frac{\frac{B_w W_p}{7758Ah\phi} + (1 - S_{wi}) - (p_i - p)(c_f + c_w S_{wi})}{1 - (p_i - p)c_f} \right], \quad \dots(\text{G.5})$$

$$G_P = G + G_F - G_A - G_R \quad \dots(\text{G.6})$$

$$G_P + \frac{B_w W_p E_g}{1 - c_f \Delta p} = Ah \left[1359.7\rho_B(G_c - V) + \frac{7758[\Delta p(c_f + s_{wi}c_{wi}) - (1 - s_{wi})Eg]}{1 - c_f \Delta p} \right] \quad \dots(\text{G.7})$$

G.1.1 Determinación del área de drene

Para determinar el área de drene es necesario utilizar las **ecuaciones G.7** y **G.8** para construir un gráfico, la pendiente de dicho gráfico será el producto del área de drene por el espesor.

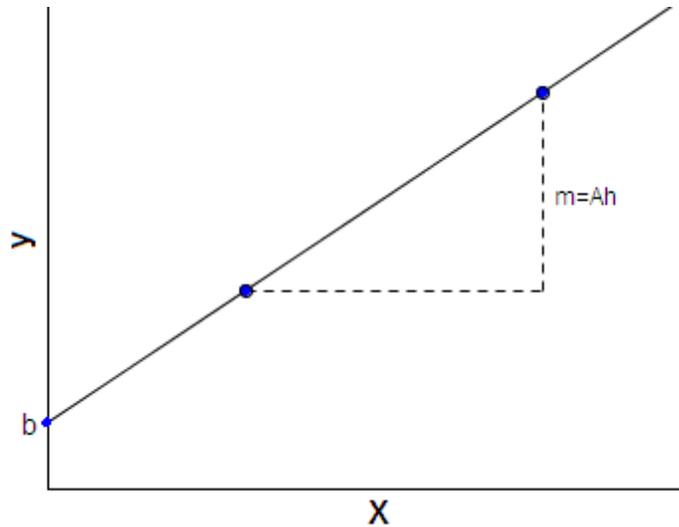


Figura G.1 Determinación gráfica del área de drene

$$x = 1359.7 \rho_B (G_c - V) + \frac{7758 \phi [\Delta p (c_f + S_{wi} c_{wi}) - (1 - S_{wi})] E_g}{1 - c_f \Delta p} \quad \dots(\text{G.8})$$

$$y = G_p + \frac{B_w W_p E_g}{1 - c_f \Delta p} \quad \dots(\text{G.9})$$

Estas ecuaciones son de utilidad para determinar el volumen de gas in situ sin despreciar la compresibilidad del agua y la formación, además otorgan una mejor aproximación al incluir dichos efectos.

G.1.2 Determinación de la presión de yacimiento y el gas in situ

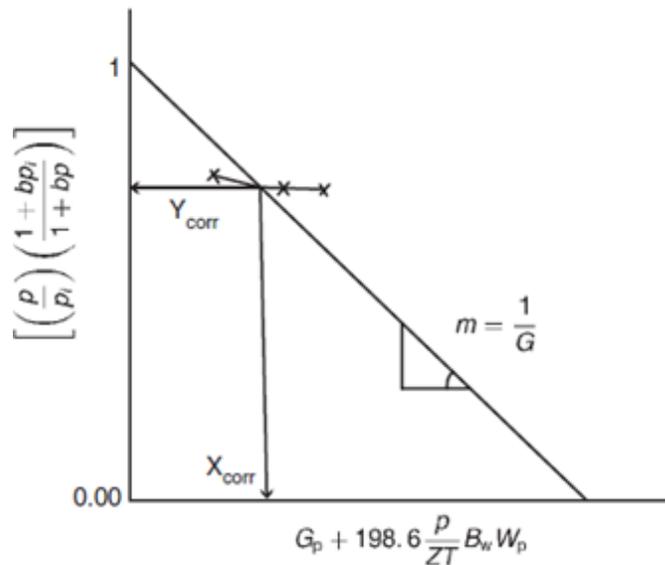


Figura G.2 Determinación gráfica del gas in situ y valores para corregir la presión original de yacimiento Recuperado de: Referencia 69

$$p = \frac{P_i y_{corr}}{1 + bp_i (1 - y_{corr})}, \quad \dots(\text{G.10})$$

Para utilizar adecuadamente este gráfico (**figura G.2**) se desprecian la compresibilidad del agua y la formación para recomodar la de balance materia quedando como se muestra en la figura. La pendiente será el volumen de gas in situ, además de que la recta ayuda a corregir el valor de la presión inicial.

G.1.3 Algoritmos de predicción

Esta metodología parte de derivar la de balance de materia con respecto de la presión y aplicar diferencias finitas, es útil cuando se requiere conocer algunas de las propiedades del yacimiento y el comportamiento de las mismas ante una o varias caídas de presión, también ayuda a predecir el tiempo requerido para aumentar la producción a un nivel deseado o como cambiaría la misma a lo largo de la vida productiva. Para ello se propone asumir una producción acumulada de agua teórica y con ello calcular la producción acumulada de gas y la saturación futura.

$$a_1 = 1359.7 AhbV_m, \quad \dots(\text{G.11})$$

$$a_2 = 7758 Ah\phi(1 - s_{wi}), \quad \dots(\text{G.12})$$

$$G_p^{n+1} = G_p^n + (B_w^n W_p^n E_g^n - B_w^{n+1} W_p^{n+1} E_g^{n+1}) + \frac{a_1(P^n - P^{n+1})}{(1 + bP^{n+1})} + a_2(E_g^n - E_g^{n+1}), \quad \dots(\text{G.13})$$

$$s_g^{n+1} = \frac{(1 - s_{wi}) - (P_i - P^{n+1}) \cdot (c_f + c_w s_{wi}) + \frac{B_w^{n+1} W_p^{n+1}}{7758 Ah\phi}}{1 - (P_i - P^{n+1}) c_f}, \quad \dots(\text{G.14})$$

$$GWR^{n+1} = \frac{k_{rg}}{k_{rw}} \left(\frac{\mu_w B_w}{\mu_g B_g} \right)^{n+1}, \quad \dots(\text{G.15})$$

$$G_p^{n+1} = G_p^n + \frac{GWR^{n+1} + GWR^n}{2} (W_p^{n+1} - W_p^n), \quad \dots(\text{G.16})$$

$$Q_g^{n+1} = \frac{0.703 k_{rg}^{n+1} (P^{n+1} - P_{wf})}{T(\mu_g z)_{prom} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + S \right]}, \quad \dots(\text{G.17})$$

$$Q_w^{n+1} = \left(\frac{k_{rw}}{k_{rg}} \right)^{n+1} \left(\frac{\mu_g B_g}{\mu_w B_w} \right)^{n+1} Q_g^{n+1}, \quad \dots(\text{G.18})$$

G.2 Aproximación de yacimiento compartimentalizado

Existen dos variantes de esta metodología, la diferencia radica en la solución, una se encuentra en un esquema implícito y la otra en explícito, ambas emplean las mismas consideraciones:

- Dividir al yacimiento en un número de compartimentos, cada uno contendrá uno o más pozos productores que se encuentran cercanos entre sí y miden la presión de manera consistente.
- Cada compartimento está caracterizado por un histórico de producción y la presión declina como una función del tiempo, además posee dimensiones

definidas (Longitud, ancho y altura). La división debe garantizar un mínimo de regiones representativas del yacimiento.

G.2.1 Método de Payne (Esquema explícito)

Payne (1996) sugiere un enfoque que se basa en la subdivisión del yacimiento en una serie de tanques que pueden ser vaciados directamente por pozo o indirectamente por medio de otros tanques, el flujo de gas entre secciones se ajusta proporcionalmente a la diferencia de pseudo presiones.

$$G_1 = 43560A_1h_1\phi_1 \frac{1-S_{wi}}{B_{gi}}, \quad \dots(\text{G.19})$$

$$G_2 = 43560A_2h_2\phi_2 \frac{1-S_{wi}}{B_{gi}}, \quad \dots(\text{G.20})$$

$$C_1 = \frac{0.111924k_1A_1}{TL_1}, \quad \dots(\text{G.21})$$

$$C_2 = \frac{0.111924k_2A_2}{TL_2}, \quad \dots(\text{G.22})$$

$$C_{12} = \frac{2C_1C_2}{C_1 + C_2} \quad \dots(\text{G.23})$$

$$Q_{12} = C_{12}[m(p_1) - m(p_2)], \quad \dots(\text{G.24})$$

$$G_{p12} = \int_0^t Q_{12} dt = \sum_0^t (\Delta Q_{12}) \Delta t, \quad \dots(\text{G.25})$$

$$p_1^{k+1} = \left(\frac{p_i}{Z_i} \right) Z_1 \left(1 - \frac{G_{p1} + G_{p12}}{G_1} \right), \quad \dots(\text{G.26})$$

$$p_2^{k+1} = \left(\frac{p_i}{Z_i} \right) Z_2 \left(1 - \frac{G_{p2} + G_{p12}}{G_2} \right). \quad \dots(\text{G.26})$$

G.2.2 Método de Hagoort y Hoogstra (Esquema implícito)

Tomando como referencia el método de Payne, Hagoort y Hoogstra (1999) desarrollaron un método numérico para resolver la de balance de materia para los yacimientos compactos, la técnica iterativa se basa en ajustar el tamaño de los compartimentos y los valores de transmisibilidad para que coincidan con los datos históricos de presión para cada compartimento en función del tiempo.

$$\Gamma_1 = \left[\frac{kA}{Z\mu_g} \right]_1, \quad \dots(\text{G.27})$$

$$\Gamma_2 = \left[\frac{kA}{Z\mu_g} \right]_2, \quad \dots(\text{G.28})$$

$$\Gamma_{12} = \frac{\Gamma_1\Gamma_2(L_1 + L_2)}{L_1\Gamma_2 + L_2\Gamma_1}, \quad \dots(\text{G.29})$$

$$Q_{12} = \frac{0.111924\Gamma_{12}(p_1^2 - p_2^2)}{TL}, \quad \dots(\text{G.30})$$

$$F_1(p_1, p_2) = p_1 - \left(\frac{p_i}{Z_i} \right) Z_1 \left(1 - \frac{G_{p1} + G_{p12}}{G_1} \right) = 0, \quad \dots(\text{G.31})$$

$$F_2(p_1, p_2) = p_2 - \left(\frac{p_i}{Z_i} \right) Z_2 \left(1 - \frac{G_{p2} + G_{p12}}{G_2} \right) = 0, \quad \dots(\text{G.32})$$

$$\begin{bmatrix} p_1^{k+1} \\ p_2^{k+1} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} p_1^k \\ p_2^k \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} \frac{\partial F_1(p_1^k, p_2^k)}{\partial p_1} & \frac{\partial F_1(p_1^k, p_2^k)}{\partial p_2} \\ \frac{\partial F_2(p_1^k, p_2^k)}{\partial p_1} & \frac{\partial F_2(p_1^k, p_2^k)}{\partial p_2} \end{bmatrix}^{-1} \cdot \begin{bmatrix} -F_1(p_1^k, p_2^k) \\ -F_2(p_1^k, p_2^k) \end{bmatrix}, \quad \dots(\text{G.33})$$

G.3 Energy plot

Con base en el trabajo de Tarek (2010), una de las formas más útiles de la de balance de materia es arreglarla en una forma conocida como energy plot (**figura**

G.3) que consiste en un gráfico doble logarítmico que permite identificar características del yacimiento: si es volumétrico, si existe empuje de agua o es un yacimiento sobre presionado, etc.

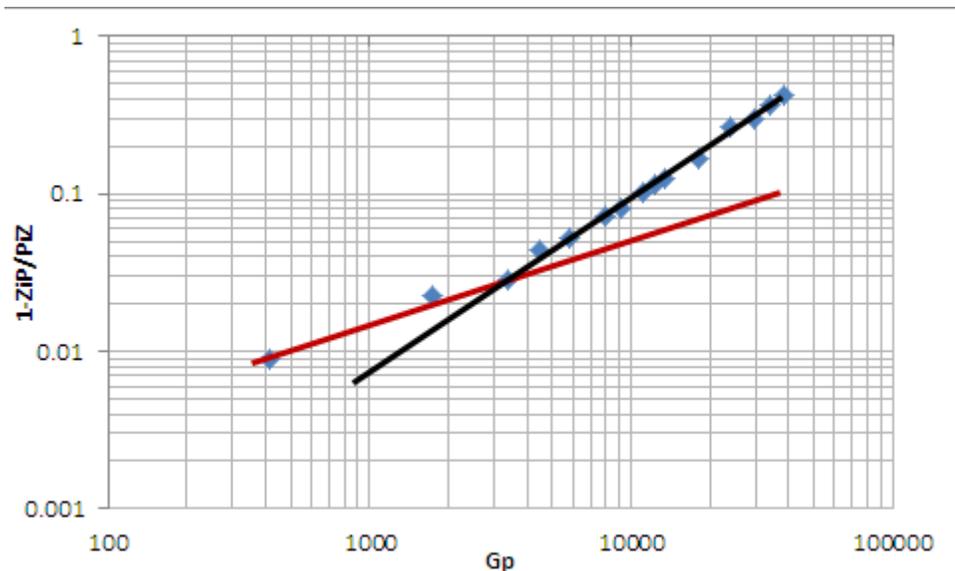


Figura G.3: Energy plot de un sistema BCGA, se pueden observar dos tendencias de presión.

G.4 Ecuación de balance de materia fluyente

De acuerdo con Mattar y Anderson (2005) para utilizar la de balance de materia tradicional se necesitan datos de presión estabilizada y esto solo se consigue por medio del cierre de los pozos, en los yacimientos compactos el tiempo de estabilización suele ser grande desde meses hasta años, por lo cual una alternativa útil para esta clase de yacimiento es la denominada de balance de materia dinámica o fluyente (EBMF).

El uso del balance de materia dinámico se basa en el supuesto de que los pozos han producido el tiempo suficiente para alcanzar la condición de estado pseudo estacionario. Por lo tanto, es esencial una buena comprensión del comportamiento del flujo del yacimiento, dado que el balance de materia dinámico sólo es válido cuando el flujo es dominado por las fronteras, los datos obtenidos durante el flujo transitorio no pueden utilizarse en el análisis (Hussain, Shahidul y Mahmud, 2016).

El primer paso es verificar la condición de estado pseudo estacionario (EPS), existen diferentes métodos para validar el estado pseudo estacionario, uno de ellos consiste en analizar los datos de producción. En este método, se genera un gráfico de la producción de gas acumulada en función del tiempo en la escala log-log, la desviación en este gráfico indica EPS (**figura G.4**)

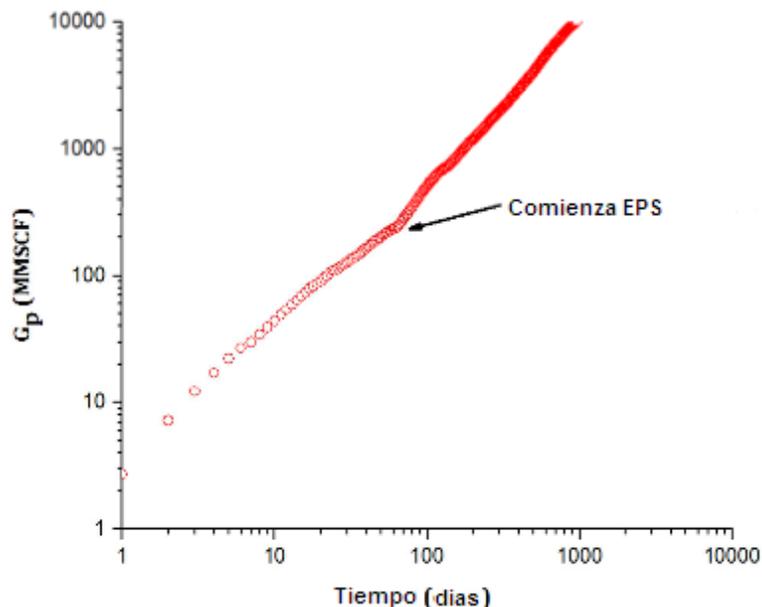


Figura G.4: Método de validación para EPS Modificado de Referencia 33

El procedimiento de cálculo es el siguiente:

1. Convertir la presión de fondo fluyente en pseudo presión de fondo fluyente, calcular el tiempo de balance de materia (**ecuación G.34**) y convertirlo en pseudo tiempo de balance de materia.
2. Calcular la constante de evaluación de EPS (b_{pss}) (**figura G.5**)
3. Calcular la pseudo presión de fondo (**ecuación G.35**) y convertirla en presión de fondo
4. Con los valores de presión de fondo obtenidos utilizar el gráfico p/z convencional

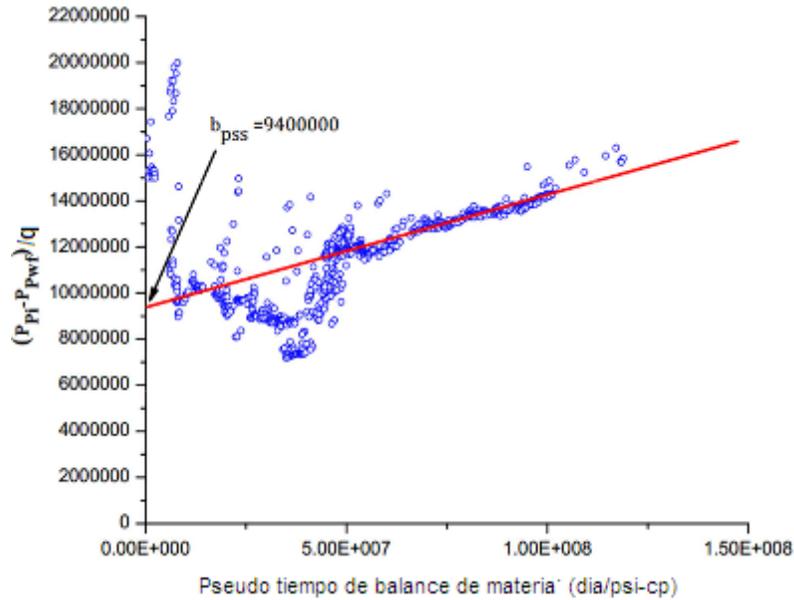


Figura G.5: Obtención de b_{pss} (P_p se refiere a la pseudo presión) Modificado de Referencia

33

$$t_c = \frac{G_p}{q_g}, \quad \dots(\text{G.34})$$

$$\psi(p_{ws}) = \psi(p_{wf}) + b_{pss} q. \quad \dots(\text{G.35})$$

G.5 Funciones de flujo multifásico en yacimientos compactos

$$S_{wd} = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{gc} - S_{wi}}, \quad \dots(\text{G.36})$$

$$k_{rg}(S_{wi}) = \left(1 - \frac{S_{wi}}{0.7}\right)^{1.5} (1 - S_{wi}^2), \quad \dots(\text{G.37})$$

$$k_{rw}(S_{gc}) = k_a^{0.4224} \left(\frac{1 - S_{gc} - S_{wi}}{1 - S_{wi}}\right)^4, \quad \dots(\text{G.38})$$

$$k_{rg}(S_w) = k_{rg}(S_{wi}) (1 - S_{wd})^2 \left(1 - S_{wd}^{\frac{2}{\lambda} + 1}\right), \quad \dots(\text{G.39})$$

$$k_{rw}(S_w) = k_{rw}(S_w) S_{wd}^{\frac{2}{\lambda}+3}, \quad \dots(\text{G.40})$$

$$p_d = 0.886 k_a^{-0.693}, \quad \dots(\text{G.41})$$

$$p_c = p_d S_{wd}^{-\lambda}. \quad \dots(\text{G.42})$$