



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Estrategias y Plan de Desarrollo para
Yacimientos no Convencionales de
Gas de Baja Permeabilidad con
Simulación de Alta Resolución**

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Miguel Alejandro Rojas Orozco

DIRECTOR DE TESIS

Ing. Oswaldo Espinola González



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2018

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, al **todopoderoso “Contigo todo y sin ti absolutamente nada”**. Por haberme permitido estar con las personas indicadas en el momento correcto, en el lugar correcto, en el tiempo perfecto y a la **Universidad Nacional Autónoma de México**, que gracias a ella soy todo lo que soy. ¡Gracias!

A **elGsraight**, gracias porque a pesar de las circunstancias, pudiste haberte retirado, pero no lo hiciste, gracias por no rendirte, porque a pesar de todo y de todos, ¡lo lograste! Muchas gracias a ti.

A **Patricia Orozco** y **Sofía Rojas**, todo lo que hago es por y para ustedes, sin ustedes nada de lo que he logrado hasta ahora, hubiera sido posible, gracias por cada día y por todo lo bueno que hemos compartido juntos, por cada día de esfuerzo y sacrificio, gracias por todas las tristezas y todos los problemas que hemos enfrentado juntitos, todo me ha fortalecido y nos ha hecho inseparables. Mis palabras no alcanzan para expresarles lo mucho que las amo. Gracias.

A **Miguel Rojas** te agradezco todo tu esmero, sobre todo al final de mi etapa como estudiante, y en especial en este trabajo porque cuando las cosas se tornaron obscuras, serviste como luz en el camino y fuiste voz de la razón y la cordura por un tiempo. Gracias.

A **Carmen Santos**, quien siempre ha tenido la disposición de ayudarme, mucho amor y mucho cariño, no tengo cómo agradecer todo lo que has hecho por mí y por mi familia, eres parte fundamental de todo lo que soy. Gracias.

A **Teófilo Rojas**, “**el más comprador**,” allá en donde te encuentres, sé que me miras y todo esto es para ti. Gracias.

A **Oscar Rojas Jr.**, **Oscar Rojas** y **Guadalupe Mendoza** quienes no han hecho otra cosa que no sea apoyarme en absolutamente todo y con quienes he compartido momentos llenos de alegría. Los quiero mucho. Gracias.

A **Gilberto Rojas**. Gracias por toda tu ocurrencia, todo tu apoyo y todo tu cariño. Significas mucho para mí y te agradezco absolutamente todo. A **Isela Rojas** gracias por todo tu cariño y tu apoyo. A **Maricarmen Rojas** gracias de igual manera por todo.

A **Adrian Vidal** y **Valeria Vidal** porque han sido parte fundamental durante toda mi vida, ambos significan mucho para mí y a ti **Adriancito** gracias por interesarte en todo lo que hago, espero ser un buen ejemplo para ti. A **Francisco Vidal**, gracias por todo tu apoyo y aprecio hacia mi persona, significa mucho para mí.

A **Diana Rojas**, **Mariana Rojas** y **Laura Zarate**, gracias por todo su cariño y apoyo durante toda mi vida.

A los más pequeños de la familia **Elba Vega Rojas**, **Antonio Rojas Mendoza** y **Rodrigo Rojas Mendoza**, que la vida los llene de muchas alegrías, que todos ustedes sigan siendo lo increíbles que son y que nosotros los grandes les sirvamos como guía en el camino. Por toda su alegría, sabiduría de niños y espontaneidad, gracias.

A **Martha Gómez** y **Teresa Ruíz**, gracias porque me aprecian mucho y me apoyan en absolutamente todo. Por todos los buenos momentos. Gracias.

A **Antonio Orozco**, porque considero que eres todo un Ingeniero de absolutamente todo, porque eres muy sabio y por todo tu apoyo para mi madre y mi hermana. Gracias.

A mis tíos: **Carlos, Alice** y tío **Toño**, gracias por todo los buenos momentos, su cariño y apoyo, los quiero mucho. Ustedes son un pilar de todo lo que soy. Gracias.

A mis amigos del Colegio de ciencias y Humanidades: **Ángel Mendoza, René Valdez, Esaú González, Irving Alcaraz** y **Amaury Sánchez**. Gracias por que ustedes han sido fieles testigos de todo mi proceso de crecimiento como persona, por todo lo bueno que hemos compartido, por su amistad y por todo su apoyo, ustedes son parte fundamental de todo lo que soy. Gracias. ¿Quién se llama Esaú?

A todas las personas que he conocido en la Universidad: A **Carina**, al **Royal Setenta y Seis, Tobe, Vale, Lau, Chamorro, Cinthya, Rooney, Barbs, Piña, Andrés, Erik, Jasso, José, Alonso Membrillo, Rick, Gustavo, el Luuuu, Serch, Carlos Toledo, Yaza, David Chávez, Misa, Axel, Andriu, Messi, Carlos, Lalo**, mi amigo peruano **Álvaro, Memo Badillo, Lalo Dorantes, Marian, Gerardo, Noe, Adán, Jesús, Legorreta, Mike JU**, al **Ralmé, Norberto, Peter, Sandy, Enrique, Valentín Corona, Tona, Rayitas, Mayen**, al **Piedra**, a **Roberto Jiménez, Adrián Zúñiga, Haaram, Mimí, Charlie, Alex Torres**, a **Hugo, Kevin, Reyes**, a **Moni**, a **Javier**, a **Servando**, a **Iván, Darío**, a **Ei EN Di**, a **Ri, Meli, Ceci Mendoza, Roberto Flores** e **Iraís**. Gracias, todos ustedes me ayudaron a ser mejor e hicieron que disfrutara cada día en la **facultad de Ingeniería**.

A el **Villa Landa, Alonso Peña**, el **Isaaaaac, Daniel Arrieta** y **el Puma**. Con ustedes he pasado gran parte de mi tiempo en la facultad y es con ustedes igualmente que he atravesado muchos momentos memorables que me han enriquecido como ser humano y profesionista. Gracias por todo su tiempo conmigo, por todas las charlas, fiestas y clases que hemos pasado juntos. Sin lugar a duda son parte de mis mejores amigos.

A **Franco Mondragón**, he compartido cosas contigo que no me imaginaba podría compartir a parte de las batallas en Clash Royale, eres un muy buen amigo y te aprecio. Gracias.

A **Isaac Rodríguez** tu amistad significa mucho para mí, gracias por todo lo que has hecho por mí, gracias por todo hermano. Te quiero mucho.

A mis **compitas: Hugo Guevara, Aarón Blanco** e **Iván Fragoso**, muchas gracias por todos los buenos ratos y por todas las charlas, fiestas, memes y videos, son sin lugar a duda de lo mejor. Los aprecio mucho. Gracias por todo.

Al **DREAM TEAM: Gio, Elliot** y **Erick**, con ustedes he compartido cosas que van mucho más lejos de la Universidad, ustedes son lo mejor que me pudo haber pasado en la Facultad, no tengo manera de agradecerles todo lo bueno que nos ha pasado, por todo lo que hemos atravesado, siempre lo he dicho y estoy seguro de que nadie pudo haberlo hecho mejor que nosotros, gracias por todas las risas, por todas las noches de estudio, por cada fiesta y por todas las horas que hemos pasado jugando deckbuilding, gracias porque ustedes igualmente han forjado todo lo que soy y gran parte de **Alejandro** es ustedes. Gracias.

A **Elliot Arana**, gracias por tu amistad, por toda tu comprensión y todas tus ocurrencias. Por recibirnos en tu casa para estudiar y triunfar en la universidad, por tu apoyo y amistad sincera. Gracias.

A **Gio Flores**, gracias por entregar mis tareas cuando nunca entre a clases de dibujo, gracias por tu amistad que a pesar de que no nos conocíamos bien, la vida nos hizo trabajar juntos y logramos muchas cosas. Gracias.

A **Erick Corona**, ¿qué te puedo decir?, me conoces muy bien, eres más que mi mejor amigo, no tengo nada más que agradecerte por todo. Te quiero mucho hermano. Gracias.

A **CAPG**, por ser **CAPG** y porque t.q.u.m.s.t.q.s.u.m.q.t.

Especial agradecimiento a mis sinodales: **Favio Erazo**, **Brian Chavarría** y **Francisco Castellanos**, por hacerse partícipes en la revisión de mi trabajo y porque de ustedes como profesores he aprendido demasiado, ustedes no solo me han inculcado conocimiento sino experiencias, valores y sobre todo amor por la Universidad. Gracias a todos ustedes.

A **Erick Gallardo**, gracias por todo su apoyo profesor, por toda su paciencia y todo el tiempo que compartió conmigo, todo lo que me ha enseñado en este tiempo ha sido de suma importancia para mí y le estaré siempre agradecido.

A toda la gente que tuvo la generosidad de apoyarme en la creación de mi modelo de simulación en **Schlumberger**, a **Reza Mehranfar**, **Julieta Álvarez**, **Lillith Cruces**, **Christian Bravo**. Gracias. Sin ustedes esto no habría sido posible, estoy infinitamente agradecido con todo lo que me han enseñado y con todo el tiempo que me han dedicado. Muchas gracias.

Especial agradecimiento al Ingeniero **Oswaldo Espinola**, usted es la pieza fundamental de todo este trabajo, gracias por toda su dedicación y por todas las cosas que me ha enseñado, por cada revisión por cada consejo y por abrirme puertas que yo no habría podido abrir. Lo admiro y respeto demasiado, lo considero realmente un ídolo y sinceramente espero algún día saber tanto o un poco más que usted. Gracias definitivas por todo, sin usted, su tiempo y su equipo. Esto no se habría logrado nunca. Gracias por siempre.

A todos ustedes: ¡Gracias!



Alejandro Rojas Orozco

-Cortana: “¿Es este el final?”

-Jefe Maestro: “No, esto es solo el comienzo.”

Joseph Staten, Halo 2, diálogo entre el Jefe Maestro y Cortana, final de la campaña, acto 15: El Gran Viaje

CONTENIDO

Agradecimientos	2
Lista de figuras	9
Lista de tablas	14
Objetivo	17
Justificación.....	17
Capítulo 1: Introducción	18
1. 1 Definición de los recursos no convencionales	19
1.2 Características generales de los yacimientos de Gas de lutitas.....	21
1.3 Recursos no convencionales en el mundo	26
1.3.1 Los yacimientos no convencionales como la principal fuente de energía en el futuro	30
1.4 Recursos y reservas en yacimientos de lutita a nivel global.....	33
1.5 La oposición al desarrollo de recursos no convencionales	36
Capítulo 2: Recursos no Convencionales de lutitas en México.....	38
2.1 Burgos.....	41
2.1.1 Propiedades del yacimiento.....	42
2.2 Sabinas.....	44
2.2.1 Propiedades del yAcimiento	46
2.3 Tampico.....	46
2.3.1 Propiedades del yacimiento.....	47
2.4 Tuxpan.....	48
2.4 Veracruz.....	49
2.4.1 Propiedades del yacimiento.....	49
2.5 Política y discusión regulatoria en méxico.....	50
2.5.1 Estrategia Nacional	53
Capítulo 3: Plan de desarrollo para la Explotación de Recursos no Convencionales.....	58

3.1 Relevancia de la información en el desarrollo de recursos no convencionales	64
3.1.1 Evaluación del yacimiento y generación del plan de desarrollo	66
3.2 Construcción y modificación de los modelos del yacimiento durante el plan de desarrollo de yacimientos no convencionales.	72
Capítulo 4: Simulación de yacimientos no convencionales	74
4.1 Simulación convencional vs simulación no convencional	76
4.2 El concepto de alta resolución en la simulación de yacimientos no convencionales	78
4.2.1 Rapidez y precisión	80
4.2.2 Nuevas Ecuaciones de flujo de fluidos	82
4.2.3 Modelamiento de flujo de fluidos bajo esfuerzos térmicos.....	83
4.3 Datos necesarios para la construcción del modelo de simulación.....	84
4.3.1 Criterios de la simulación de yacimientos	88
Capítulo 5: Construcción del Modelo de Alta Resolución	89
5.1 Información Geológica de la Formación Eagle Ford	91
5.2 Características del Yacimiento: RAFTEL.....	92
5.3 Creación del Modelo de Alta Resolución DE raftel-1	94
5.4 Modelo de simulación: “Raftel-1”	98
5.5 Consideraciones en el diseño del modelo de simulación: Raftel-1	102
5.6 Análisis de resultados del modelo	109
5.6.1 Objetivo del Caso de Estudio	111
5.7 Discusión de resultados.....	117
CONCLUSIONES	119
Apéndice A1: Diferencias entre yacimientos convencionales y no convencionales	121
1.1 Características generales del petróleo y gas compactos	125
1.1.1 Reservas de Petróleo y gas en Yacimientos Compactos (Tight) ..	126
1.2 Características generales del gas en capas de carbón (CBM, Coalbed Methane).	128

1.2.1 Reservas de gas en capas de carbón (CBM)	130
1.3 Características generales de los hidratos de metano	131
1.3.1 Reservas de Hidratos de metano.....	133
Apéndice A2: Definición de Recursos y REservas	134
2.1 Estimación de reservas	140
2.1.1 Métodos estadísticos	140
2.1.2 Pronóstico, estimación e incorporación de reservas en yacimientos no convencionales	141
Apéndice A3: Recursos no convencionales en México	144
3.1 Gas en capas de Carbón (CBM) en México	144
3.2 Hidratos de metano en México	145
Apéndice A4: Caracterización de yacimientos no convencionales.....	147
4.1 Caracterización de las rocas y evaluación de la formación en yacimientos no convencionales	147
4.1.1 Composición de la roca.....	149
4.2 Caracterización geológica.....	149
4.2.1 Cuantificación y Características del Carbono Orgánico Total (COT)	150
4.2.2 Determinación de la litología y mineralogía	153
4.3 Caracterización sísmica de recursos no convencionales	154
4.4 Cuantificación de la porosidad y permeabilidad	156
4.4.1 Saturación de fluidos	156
4.5 Caracterización Geomecánica	157
4.5.1 Módulo de Young.....	158
4.5.2 Relación de Poisson	160
4.5.3 Dureza de la Fractura <i>psin</i>	161
4.5.4 Relación de Fragilidad y Capacidad de Fracturamiento: “Fracability”).	162
4.6 Fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales	163

4.6.1 Esfuerzos de la tierra durante las operaciones de fracturamiento hidráulico	166
4.6.2 Orientación de las fracturas.....	169
4.6.3 Flujo de Fluidos en Fracturas Hidráulicas	170
4.7 Fluidos de Fracturamiento	172
4.7.1 Fluido base agua con polímeros añadidos para obtener beneficios en la reducción de Fricción (Slick Water Frac, SWF)	172
4.7.2 Sistemas de Fluido de Gel de Enlace Cruzado.....	173
4.7.3 Sistemas de Fluidos Híbridos.....	174
4.7.4 Fracturamiento con Espumas.....	174
4.8 Apuntalantes: Características y Aplicación	175
4.8.1 Arenas.....	175
4.8.2 Apuntalantes Artificiales	176
4.8.3 Bauxita Sinterizada de Alta Resistencia	177
4.8.4 Apuntalantes de Fuerza Intermedia (ISP)	177
4.8.5 Apuntalantes de peso ligero (LWC)	177
4.8.6 Apuntalantes de densidad neutral	178
4.8.7 Tamaño de los Apuntalantes.....	178
4.9 Selección de Apuntalantes	180
4.10 Sistemas de Terminación multietapa en Yacimientos No Convencionales	182
4.10.1 Enchufar y perforar (Plug & Perf, PNP)	183
4.10.2 Mangas deslizables (“Sliding Sleeves”)	184
Referencias	185

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 Triángulo de los Recursos (modificado de Masters, 1979 y Holditch 2006, Usman Ahmed, Nathan Meehan, Unconventional Oil and Gas Resources, Exploitation and Development, 2016).....	20
Figura 1.2 Fotografía de una muestra de lutita (Vennage, Infograph, Rock Types and Cycles, 2014).....	23
Figura 1. 3 Esquema representativo de un Yacimiento de Lutitas.....	23
Figura 1.4 Rango típico de temperatura en el que se genera Petróleo y Gas (De Holditch 2011, Usman Ahmed, Nathan Meehan, Unconventional Oil and Gas Resources, Exploitation and Development, 2016).....	24
Figura 1.5 Consumo de Energía agrupado por grupos (EIA, 2017)	26
Figura 1.6 Consumo de energía mundial por fuente energética (EIA, 2017) ..	27
Figura 1.7 Crecimiento de la demanda de combustibles fósiles por sector (BP, Energy Outlook, 2017)	28
Figura 1.8 Imágenes de petróleo ardiendo directamente de la lutita (izquierda) y gasolina (derecha) (Burning Oil Shale, Google; Footage Frame pool, 2016).	32
Figura 1.9 Mapa de cuencas con formaciones de shale, evaluadas con y sin estimación de recursos (EIA, 2013).	34
Figura 1.10 Principales cuencas en los Estados Unidos (Kennedy et al. 2012, EIA 2013; y Warlick Internacional, 2016).	35
Figura 2.1 Cuencas de Petróleo y Gas de lutitas ubicadas en el Golfo de México (ARI, 2013)	39
Figura 2.2 Mapa de PEMEX que identifica el potencial de Yacimientos de petróleo y gas de lutitas (PEMEX, 2012)	40
Figura 2.3 Esquema de la Cuenca de Burgos y áreas prospectivas de petróleo y gas de lutitas (ARI, 2013)	42
Figura 2.4 Esquema de la Cuenca de Sabinas y áreas prospectivas de gas de lutitas (ARI, 2013).	45
Figura 2.5 Sección estructural de la cuenca de Tampico (Escalera, Alcocer, 2012).	46

Figura 2.6 Esquema de la Cuenca de Tampico y áreas prospectivas de aceite y gas de lutitas (ARI, 2013).	47
Figura 2.7 Esquema de la plataforma de Tupan y áreas prospectivas de gas y aceite de lutitas (ARI, 2013).	48
Figura 2. 8 Contorno de la cuenca de Veracruz y área prospectiva de aceite y gas de lutitas (ARI, 2013).	49
Figura 2.9 Distribución de recursos Hidrocarburos en el Nuevo Plan Quinquenal (Secretaría de Energía, 2016).	52
Figura 2.10 Área de los bloques (Secretaría de Energía, 2016, *Kilómetros redondeados)	52
Figura 2.11 Bloques en áreas terrestres no Convencionales (Secretaría de Energía, 2016)	53
Figura 3.1 Proceso del flujo de trabajo y esquema para la explotación y el desarrollo de recursos no convencionales (Vassilellis et al., 2011).	62
Figura 3.2 Procesos más relevantes en el desarrollo de yacimientos no convencionales (elaboración propia)	63
Figura 3.3 Cadena de valor en el desarrollo de yacimientos no convencionales (Usman Ahmed, Nathan Neehan, Unconventional Oil and Gas Resources, Exploitation and Development, 2016).	65
Figura 3.4 Esquema representativo sobre la presencia de hidrocarburos en una formación.	67
Figura 3.5 Esquema representativo del mejor intervalo para la colocación de un pozo.	68
Figura 3.6 Identificación del Contenido Orgánico Total y fracturas naturales (Baker & Hughes, 2016).	69
Figura 3.7 Diseño y tratamiento de fracturas (Baker & Hughes, 2016).	70
Figura 3.8 Extensión de la vida productiva del pozo a través del refracturamiento (Baker & Hughes, 2016).	72

Figura 4. 1 Comparación entre una malla normal y de alta resolución (Schlumberger, New Insight with high resolution reservoir simulation, 2015).	80
Figura 4.2 GigaPOWERS de Saudi Aramco (izquierda) y Multi-celda adaptativa (derecha)	82
Figura 5. 1 Ubicación Geográfica del pozo Raftel-1, modificado de PEMEX E y P (2014).	89
Figura 5.2 Localización geográfica de Raftel-1 (Modificado de PEMEX Exploración y Producción).	90
Figura 5.3 Shales: la nueva frontera de los hidrocarburos (Vielma Lobo, Dirección General de CBM, Global Energy, 2012).	91
Figura 5.4 Longitud Horizontal y profundidad de los pozos exploratorios perforados en las lutitas de Eagle Ford (modificado de PEMEX, 2014 y Cruz Luque, Rascon y Aguilera, Calgary, 2018).	93
Figura 5. 5 Estado Mecánico Raftel-1 y etapas de fracturamiento (elaboración propia).	95
Figura 5. 6 Esquema representativo del pozo Raftel-1 con Estimación de OGIP y Reservas (elaboración propia).	97
Figura 5.7 Vista general del modelo de Simulación de Raftel-1	98
Figura 5.8 Esquema representativo del mallado en la zona de fracturas de Raftel.	99
Figura 5. 9 Malla de simulación de Raftel-1	100
Figura 5.10 Fracturas en color rojo, en la malla de simulación de Raftel-1	100
Figura 5.11 Vista simple del pozo Raftel-1.	101
Figura 5.12 Vista simple del pozo Raftel-1 y los disparos.	101
Figura 5.13 Gráfico del histórico de producción de Raftel-1	102
Figura 5.14 Comportamiento de la presión Raftel-1	103
Figura 5.15 Presión de fondo del pozo (BHP) ajustada en el simulador comercial.	104
Figura 5.16 Gasto de producción de gas, observada vs simulador comercial.	105

Figura 5.17 Geometría de Fracturas en Raftel-1	106
Figura 5.18 Análisis de resultados del simulador comercial en la producción de gas con diferentes daños.	106
Figura 5.19 Análisis de resultados del simulador comercial en el comportamiento de la presión con diferentes daños.	107
Figura 5.20 Análisis de producción de Raftel-1 con diferentes longitudes de fractura con simulador comercial.	109
Figura 5. 21 Gráfico de la producción acumulada con diferentes longitudes de fractura.	110
Figura 5.22 Fases y aspectos clave en el desarrollo de pozos en Burgos (modificado de W.E. Hefley y S.M. Seydor	114
Figura A 1.1 Proceso de la generación del petróleo y gas (Revista Energía, Argentina, 2015).	124
Figura A 1.2 Esquema que ilustra los principios geológicos fundamentales asociados con los hidrocarburos convencionales y no convencionales. El gas compacto se designa como “Yacimiento tight” (EIA 2010)	126
Figura A 1.3 Extracción Ideal de CBM (Al-Jubori et al., 2009).	129
Figura A 1.4 Hidrato de metano, la energía oculta en el hielo (Richard Anderson, BBC, 2014).	132
Figura A 2.1 Clasificación de Recursos del PRMS.	138
Figura A 2.2 Proyección de la producción de gas natural diaria en el mundo (EIA, 2016).	142
Figura A 3.1 Esquema representativo que incluye las zonas con presencia de Hidratos de Metano en México.	146
Figura A 4.1 Características de la roca en yacimientos no convencionales (Dow, W.g., Kerogen Studies and Geochemicla Interpretations, 1977).	148

Figura A 4.2 Esquema representativo del fracturamiento hidráulico (ww.geologypage.com, 2016).	165
Figura A 4.3 Pozos perforados perpendiculares al esfuerzo máximo horizontal	170
Figura A 4.4 Fractura longitudinal vs fractura transversal (Belyadi, Fathi. Belyadi, Hydraulic Fracturing in Unconventional Reservoirs: Theories, Operations and Economic Analysis, 2017).	170
Figura A 4.5 Ilustración de un sistema complejo de fracturas transversal (Belyadi, Fathi. Belyadi, Hydraulic Fracturing in Unconventional Reservoirs: Theories, Operations and Economic Analysis, 2017):	172
Figura A 4.6 Ilustración de un sistema de fracturas 2-alas (Belyadi, Fathi. Belyadi, Hydraulic Fracturing in Unconventional Reservoirs: Theories, Operations and Economic Analysis, 2017):	173
Figura A 4.7 Imagen que muestra a la izquierda las arenas Ottawa y a la derecha arenas Brady (Economides y Martin 2007).	175
Figura A 4.8 Arena recubierta de resina curable a condiciones estándar (izquierda) y bajo condiciones de yacimiento (derecha) (Belyadi, Fathi. Belyadi, Hydraulic Fracturing in Unconventional Reservoirs: Theories, Operations and Economic Analysis, 2017):	176
Figura A 4.9 Bauxita sinterizada de alta resistencia (Sintex Propants, 2015).	177
Figura A 4.10 Apuntalantes de densidad neutral, hechos de termo-plásticos y nano-compuestos. (Usman Ahmed, Nathan Meehan, Unconventional Oil and Gas Resources, Exploitation and Development, 2016).	178
Figura A 4.11 Tamaño de arena malla 100 (Belyadi, Fathi. Belyadi, Hydraulic Fracturing in Unconventional Reservoirs: Theories, Operations and Economic Analysis, 2017):	179
Figura A 4.12 Rangos de presión de cierre recomendada para varios tipos de apuntalantes (Sim-Lab, 2017).	181
Figura A 4.13 Pirámide de la conductividad de apuntalantes, ayuda a la selección de apuntalantes en yacimientos no convencionales (Saldungaray y Palish 2012).	181

Figura A 4. 14 Diagrama de un trabajo del tipo enchufar y perforar (Usman Ahmed, Nathan Meehan, Unconventional Oil and Gas Resources, Exploitation and Development, 2016). 183

Figura A 4.15 Evaluación de terminación de pozos por fracturamiento hidráulico utilizando mangas deslizables (Mohamed El-Sebaee, Khalda, Mohamed Gabry, 2017). 184

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.1 Métodos de almacenamiento en yacimientos de Lutitas (Usman, Ahmed, Nathan, Meehan, Unconventional Oil and Gas Resources, Exploitation and Development, 2016).....	25
Tabla 1. 2 Estimación del consumo de petróleo y gas a nivel mundial en 2040 (EIA, 2017).....	27
Tabla 1.3 Estimación de la cantidad de gas in-situ y el gas técnicamente recuperable en 7 regiones del mundo (Texas A&M, Dong, 2017).	30
Tabla 1.4 Usos generales para los componentes del gas natural (Belyadi, Fathi, Fatemeh Belyadi, Hydraulic Fracturing in Unconventional Reservoirs, 2017)	33
Tabla 1.5 Top 10 de países con mayor reserva de aceite y gas de lutitas.....	35
Tabla 1.6 Número de pozos y plataformas activas en Estados Unidos (Usman Ahmed, Nathan Meehan, Unconventional Oil and Gas Resources Exploitation and Development, 2016)	36
Tabla 2.1 Propiedades de los Yacimientos de gas de lutitas: Burgos, Sabinas y Recursos de México (EIA, 2013).....	55
Tabla 2.2 Propiedades de los Yacimientos de gas de lutitas: Tampico, Tuxpan, Veracruz y Recursos de México (EIA, 2013).....	56
Tabla 2.3 Propiedades de los Yacimientos de aceite de lutitas: Burgos, Tampico y Recursos de México (EIA, 2013).....	57

Tabla 4.1 Requerimiento de datos en la simulación numérica de yacimientos (Satter, Iqbal, Buchwalter, Practical Enhanced Reservoir Engineering: assisted with simulation software, Tulsa, Pennwell, 2008).....	87
<i>Tabla 4.2 Estimación de requerimientos de Agua para la perforación y fracturamiento por pozo (Modern Shale Gas Development in the US, A Primer, US Department of Energy).</i>	166
Tabla 5. 1 Características geológicas de la formación Eagle Ford (Caracterización de Yacimientos no convencionales, Castellanos Francisco, 2015).....	92
Tabla 5.2 Datos del yacimiento Raftel-1.	94
Tabla 5.3 Propiedades del Gas en Raftel-1.	94
Tabla 5.4 Evaluación de fracturas, Raftel-1: Etapa 17-10.	95
Tabla 5.5 Evaluación de fracturas, Raftel-1: Etapas 9-1.	96
Tabla 5. 6 Resumen de las operaciones de fracturamiento en Raftel-1.....	96
Tabla 5.7 Fluido y apuntalante utilizado en Raftel-1	96
Tabla 5. 8 Evaluación de Fracturas en diferentes etapas.	97
Tabla 5.9 Datos de la malla de simulación.....	98
Tabla 5. 10 Resultados de la simulación sobre la producción acumulada. ..	110
Tabla 5.11 Costo promedio asociado a la perforación vertical en la formación Eagle Ford y Marcellus (William E. Hefley, Yongsheng Wang, Economics of Unconventional Shale Gas Development, Case Studies and Impacts, 2018).	116
Tabla 5.12 Costo promedio asociado a la perforación horizontal en la formación Eagle Ford y Marcellus (William E. Hefley, Yongsheng Wang, Economics of Unconventional Shale Gas Development, Case Studies and Impacts, 2018).	116
Tabla 5.13 Indicadores económicos para los diferentes escenarios.	117
Tabla A 1.1 Tipos y características del querógeno (Satter, Iqbal, Reservoir Engineering, The fundamentals simulation and management of conventional and unconventional recoveries, 2016).....	122

Tabla A 1.2 Características contrastantes entre los yacimientos convencionales y no convencionales (Zou C. Unconventional Petroleum Geology, 2012).....	124
Tabla A 1.3 Evaluaciones a nivel regional del gas in situ de yacimiento de tight gas, en Tcf (Rogner, 1997; y Dong et al. (2012)	127
Tabla A 1.4 Recursos técnicamente recuperables de aceite compacto (EIA, 2013).....	128
Tabla A 1. 5 Estimación de las reservas de gas en capas de Carbón (Rogner, 1997; y Dong et al., 2012)	130
Tabla A 1.6 Top 9 de Países con Reservas de CBM (Zee ma. A. Holditch,, Unconventional Oil and Gas resources handbook, 2015).....	131
Tabla A 3.1 Valores Probabilísticos de parámetros y cálculo de recursos potenciales de CBM de la Cuenca de Sabinas (SEMARNAT, “Estudio para identificar las capacidades de la minería de carbón en el uso y aprovechamiento del gas metano asociado”)-	144
Tabla A 3. 2 Estimado de Recursos de gas en capas de carbón (CBM) por Scott y Ambrose (2011).....	145

OBJETIVO

Evaluar diferentes estrategias como parte del plan de desarrollo, con la implementación de prácticas internacionales para un Yacimiento no Convencional de gas de Baja Permeabilidad a través de un modelo de simulación de Alta Resolución, que permita contribuir con una nueva visualización y una nueva forma de comprender este tipo de recursos y que contribuya al plan y desarrollo de este tipo de yacimientos.

JUSTIFICACIÓN

En México y en diferentes partes del mundo, se han notado bajas sensibles en la producción de los yacimientos convencionales. México ha sufrido bajas sensibles en la producción tal como ocurre en Cantarell y a pesar de que existen proyectos de recuperación secundaria y mejorada, México ha comenzado a considerar el desarrollo de los yacimientos no Convencionales y a través de la Reforma Energética, se plena comenzar licitar estos campos, es por esto el interés de generar un trabajo como este, en el que se expongan los principales métodos de desarrollo que contribuyan al estudio y entendimiento de estos recursos a través de la Simulación de Alta Resolución.

CAPÍTULO 1: INTRODUCCIÓN

La tendencia energética en México y en el mundo hoy en día apunta hacia los recursos hidrocarburos no convencionales. Muchos de los yacimientos que en México y en el mundo son explotados actualmente, están cayendo en su producción y la industria se encuentra realizando un esfuerzo enorme por rescatarlos a través de recuperación secundaria y recuperación mejorada. Esfuerzos que toman demasiado tiempo, una inversión de capital muy fuerte y resultados que son inciertos. Mientras tanto, otros han desarrollado la capacidad de explotar campos que hasta hace 10 años parecía imposible: los yacimientos no convencionales. Yacimientos que tienen características “especiales” y que en su desarrollo implican técnicas novedosas que incluyen el uso de herramientas y equipos específicos que han llevado a algunos países como Estados Unidos a ser pioneros en la investigación y desarrollo de este tipo de yacimientos y que han contribuido, por ejemplo, a convertirlo de importador a exportador de hidrocarburos.

La economía a nivel mundial se desarrolla en torno al mercado de hidrocarburos, la disponibilidad de combustibles en forma de carbón, petróleo y más recientemente, gas natural, han llevado a una población que crece día a día a ser dependiente de estos recursos en casi todos los aspectos. Está comprobado que el mundo necesitará más energía para mejorar la calidad de vida de sus habitantes y en muchos países esta energía solo puede venir de los hidrocarburos incluso aun considerando el desarrollo de energías renovables.

Este trabajo, tiene como finalidad integrar diferentes prácticas internacionales y aplicarlas mediante una de las técnicas más importantes de la industria petrolera: La **Simulación Numérica de Yacimientos**, técnica que, con el paso de los años, ha evolucionado y hoy nos ofrece una nueva forma de comprender los recursos no convencionales, la “alta resolución”. Una forma de modelado numérico que nos permite estudiar y comprender más a fondo estos recursos, pudiendo cuantificar e interpretar fenómenos físicos que no podemos ver de forma directa a miles de metros bajo tierra, con la capacidad de ampliarlos para proyectar el comportamiento de los yacimientos a futuro, evaluando diferentes estrategias que pueden ser aplicadas en los yacimientos de México.

Este trabajo cuenta con 5 capítulos, en los que daré a conocer de forma general cuáles son los recursos no convencionales, el plan de desarrollo aplicado a un

yacimiento de gas de baja permeabilidad de lutitas y posteriormente su simulación numérica y evaluación de estrategias.

1. 1 DEFINICIÓN DE LOS RECURSOS NO CONVENCIONALES

Los profesionales de la industria del petróleo y el gas, ven la generación de los hidrocarburos como un proceso que incluye: origen, migración, acumulación, elementos geológicos y el sistema petrolero (roca madre, migración, roca almacenadora, roca sello, trampa y roca de sobre esfuerzo), y gracias a este proceso de la generación de hidrocarburos, se puede diferenciar un yacimiento convencional de uno no convencional.

La diferencia con los yacimientos no convencionales radica en algunos aspectos que son clave (ver **Apéndice A1**: Diferencias entre yacimientos convencionales y no convencionales), por ejemplo, la acumulación. En los yacimientos no convencionales, este proceso se lleva a cabo de manera continua sobre una gran extensión de tierra sin ningún tipo de trampa, además de los componentes, para un yacimiento no convencional la roca generadora y almacenadora son la misma formación geológica y la migración de hidrocarburos solo existe en distancias pequeñísimas o definitivamente no ocurre.

Estos yacimientos poseen una capacidad para transportar fluidos que es significativamente pobre (en comparación con un yacimiento convencional), debido a la permeabilidad¹ ultra baja en estos yacimientos, en consecuencia, la migración de hidrocarburos de la roca madre a la almacenadora no es posible, o tardaría millones de años en poder lograrse, es por eso que la industria ha desarrollado diferentes tecnologías que han hecho posible la producción de este tipo de yacimientos.

John Masters (1970) introdujo por primera vez el concepto del triángulo de los recursos (**Fig. 1.1**) en el que explica que los recursos convencionales son difíciles de encontrar, pero poseen una gran calidad y son de cierta forma, fáciles de extraer después de ser descubiertos, a medida que descendemos por el triángulo de los recursos, se necesita de dos factores importantes:

¹ Capacidad que posee un material de permitir el flujo de algún tipo de fluido, sin alterar su estructura interna. Se considera que un material resulta ser permeable si a través de él deja pasar una cantidad apreciable de fluido, e impermeable si la cantidad de fluido que pasa a través de él es despreciable.

- Que los recursos hidrocarburos sean pagados a buen precio.
- Mejor tecnología para extraerlos y hacer que estos proyectos sean económicamente rentables.

Mientras que, en el fondo del triángulo, la industria se encuentra trabajando en la tecnología que pueda hacer producir los hidratos de metano y el petróleo de lutitas.

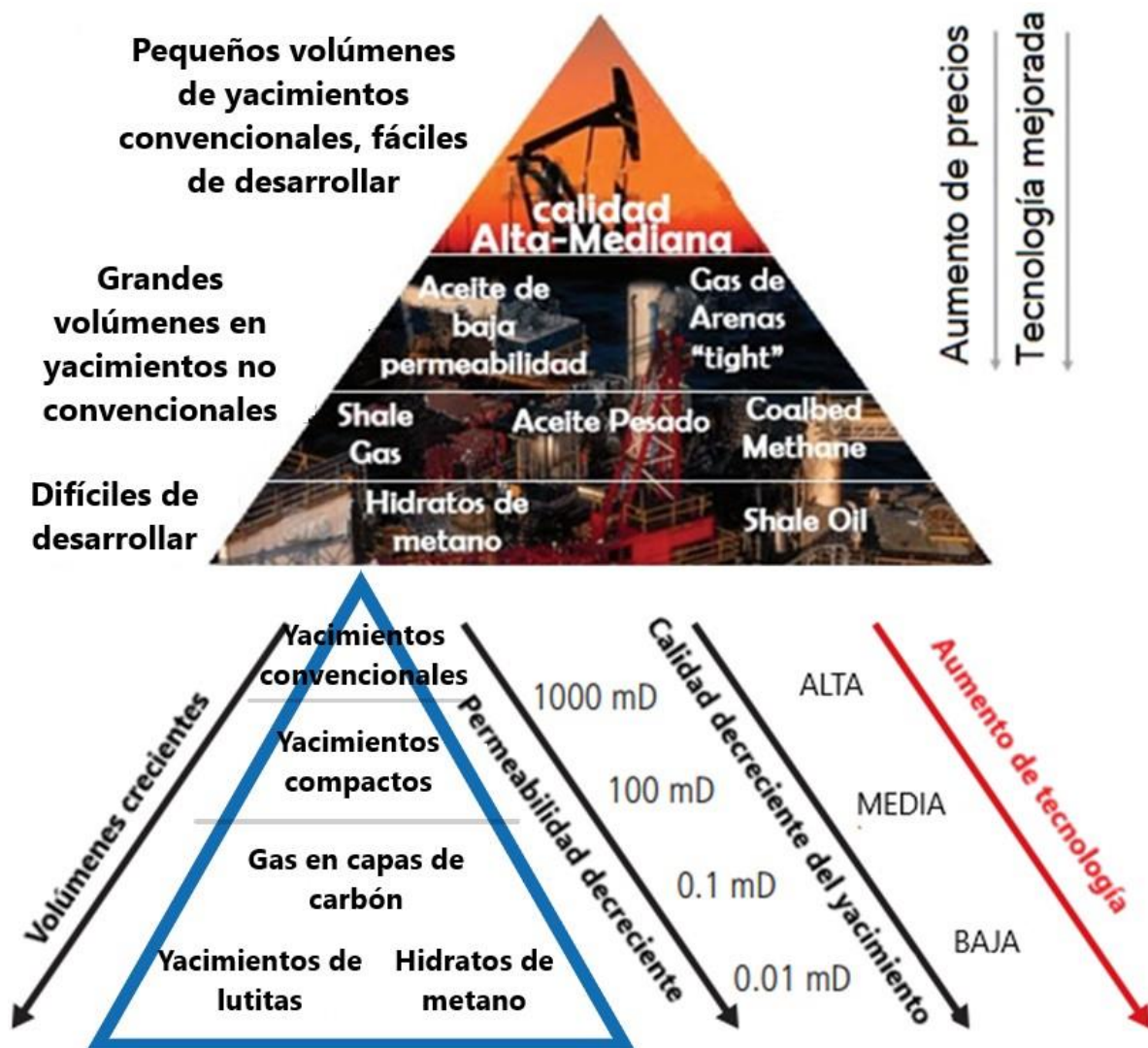


Fig. 1.1 Triángulo de los Recursos (modificado de Masters, 1979 y Holditch 2006, Usman Ahmed, Nathan Meehan, Unconventional Oil and Gas Resources, Exploitation and Development, 2016).

El origen de los recursos no convencionales es variado, y no por el hecho de que su origen se relaciona a rocas casi impermeables, significa que todos son

del mismo tipo, hasta ahora se sabe que los recursos no convencionales en el mundo son abundantes y se han clasificado en:

- Yacimientos de gas profundo (Deep gas).
- Gas biogénico poco profundo (Shallow biogenic gas).
- Aceite pesado y/o bitumen natural (Heavy oil and natural bitumen).
- Aceite y gas de lutitas (Shale oil and gas).
- Aceite y gas compactos (Tight oil and gas).
- Hidratos de metano (Gas hydrates).
- Gas en capas de carbón (Coalbed Methane, CBM).

Las características generales de los yacimientos no convencionales más abundantes en el mundo: los yacimientos compactos, gas en capas de carbón e hidratos de metano, serán incluidas en el **Apéndice A1**: Diferencias entre yacimientos convencionales y no convencionales así como las reservas que existen en diferentes regiones del mundo.

El presente trabajo busca representar características particulares de los yacimientos de gas de lutita y las características más relevantes serán descritas a continuación.

1.2 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS YACIMIENTOS DE GAS DE LUTITAS

Un yacimiento convencional requiere de una roca generadora, una almacenadora, una trampa y un sello. A diferencia de los yacimientos convencionales, en los yacimientos de lutitas todo el sistema petrolero se compone de un solo elemento en el que se genera la materia orgánica, y que, en conjunto con granos muy finos, lodo de limos y materiales carbonatados, dan origen a las lutitas. Las trampas y los sellos son la misma formación estratigráfica debido a su baja permeabilidad y en algunos casos, carecen de trampas estructurales.

Las lutitas (shales, por su nombre en inglés), son el tipo y volumen de roca (**Fig. 1.2**) más abundante en las cuencas sedimentarias de todo el mundo. Son también las fuentes más abundantes de hidrocarburos para los yacimientos de petróleo y/o gas. Son rocas sedimentarias, compuestas por elementos clásticos (porciones de rocas más viejas), limos, lodos y arcillas. También pueden contener caolinita, cuarzo, montmorillonita, esmectita, ilita y clorita. La

mayoría de las lutitas son clásticas, aunque pueden contener una cantidad significativa de carbonatos.

Curtis (2002) define a los yacimientos de lutita como:

“Yacimientos de grano fino, con contenido de arcilla y ricas en contenido de carbón, que funcionan como roca generadora y almacenadora en el sistema petrolero” (Fig. 1. 3).

Poseen un alto contenido de carbono orgánico total (TOC², por sus siglas en inglés, COT por sus siglas en español), que es el peso en porcentaje de contenido orgánico que existe en las lutitas. Dado que el contenido de carbono orgánico total se encuentra presente en grandes cantidades, bajo ciertas condiciones de presión y temperatura, las lutitas sirven como roca generadora para aceite y gas. El COT es la cantidad de materia disponible para convertirse en hidrocarburos (dependiendo del tipo de querógeno) y representa una medición cuantitativa del potencial de la roca generadora (Jarvie et al. 2007). Este tipo de medición se expresa comúnmente como porcentaje en peso o porcentaje en volumen.

Las rocas generadoras de petróleo y gas, tienen un COT generalmente mayor al 1.0%. La riqueza en COT, puede variar de pobre, siendo menor al 1.0%, favorable entre 1 y 2% y de bueno a excelente del 2 al 10% (Petroleum Exploration Society of Great Britain, PESGB. 2008), incluye querógeno y bitumen, en los yacimientos de este tipo, se cuantifica el grado al que una formación ha sido expuesta al calentamiento suficiente para convertir materia orgánica en hidrocarburos. La reflectancia de la vitrinita $R_0\%$, es la técnica más utilizada para determinar la madurez térmica de las rocas y mide la intensidad de la luz reflejada en partículas de vitrinita pulidas³ de la lutita bajo un microscopio reflectante.

En la escala de la madurez térmica, el gas seco se genera cuando R_0 es mayor al 1.0%, el gas húmedo cuando R_0 se encuentra entre 0.5 y 1.0% y aceite cuando R_0 se encuentra entre 0.5 y 1.3% (Kuuskraa et al., 2011) y considerando la madurez térmica para la generación de gas va de los 100 hasta los 300°C (Fig. 1.4).

² Total Organic Carbon.

³ Grupo de macerales formados por lignina, tejidos superiores de plantas como hojas, tallos y raíces.

La permeabilidad en este tipo de rocas alcanza el rango de nano-Darcy⁴ y el poder medir su permeabilidad es un proceso complejo y los resultados sobre su cuantificación pueden ser imprecisos. Algunos autores, han estimado que los fluidos que se encuentran en este tipo de formaciones, no podrán desplazarse más allá de 5 pies por año (1.524 metros) y cuentan con una porosidad relativamente baja, con un porcentaje que varía entre 5% y 12%.



Fig. 1.2 Fotografía de una muestra de lutita (Vennage, Infograph, Rock Types and Cycles, 2014)

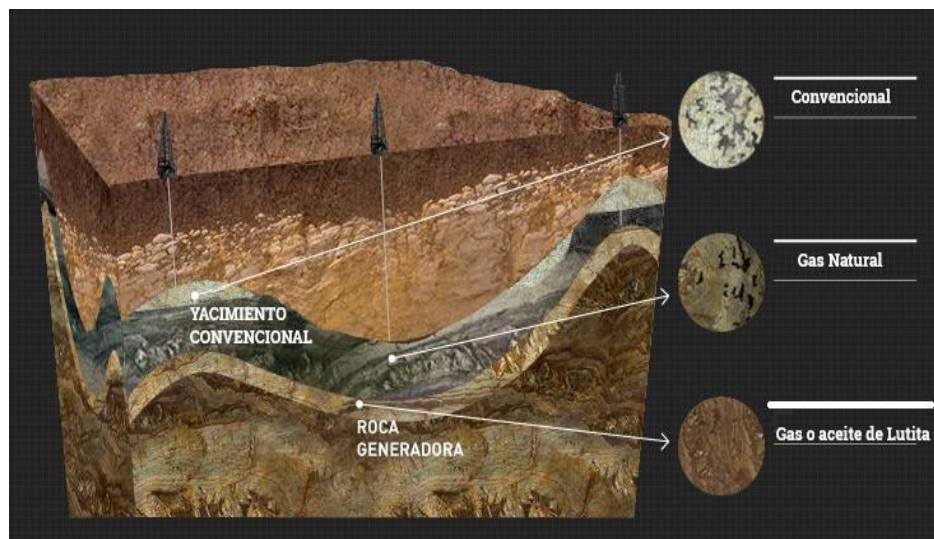


Fig. 1. 3 Esquema representativo de un Yacimiento de Lutitas

⁴ Unidad de medida estándar de la permeabilidad, bajo un medio poroso a través del cual, puede pasar un centímetro cúbico de fluido que tiene 1 centipoise de viscosidad y puede fluir en un segundo bajo una presión diferencial de 1 atmósfera.

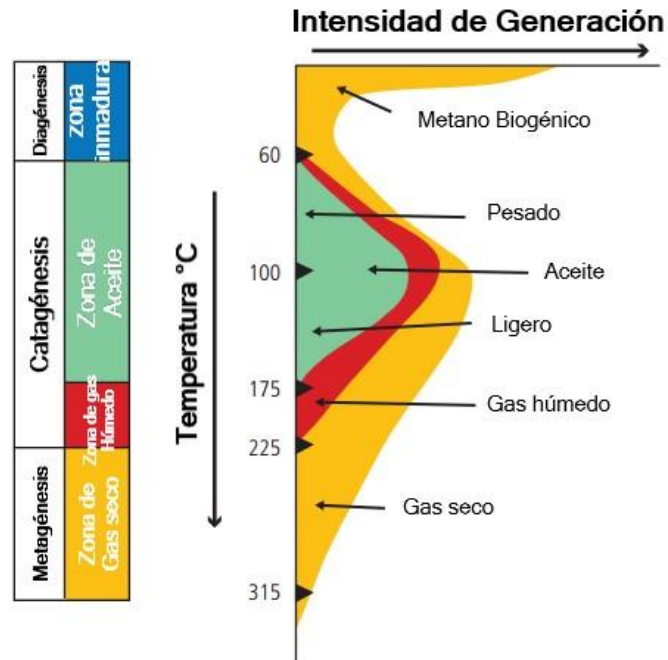


Fig. 1.4 Rango típico de temperatura en el que se genera Petróleo y Gas (De Holditch 2011, Usman Ahmed, Nathan Meehan, Unconventional Oil and Gas Resources, Exploitation and Development, 2016)

Muchos tipos de formaciones son llamadas lutitas, cuando en realidad pueden contener muy poco material que conforma la litología de una lutita de verdad, Passey et al. (2010) definen la composición de las lutitas como partículas extremadamente finas, con un tamaño menor a los 4 micrones⁵ de diámetro, con partículas de limo de hasta 62.5 micrones. No existen yacimientos de lutitas iguales y su composición puede variar de forma vertical, horizontal (King, 2010) y en el mismo campo (Economides y Martin, 2007).

Los parámetros que tienen que ser considerados en un yacimiento de lutitas son:

- COT, tipo de querógeno y la madurez térmica ($R_0\%$).
- Mineralogía/litología, fragilidad de las rocas, existencia de fracturas naturales, régimen de esfuerzos.
- Tipos de almacenamiento y localización de petróleo y gas.
- Ambiente deposicional, grosor, porosidad y presión.

En los yacimientos de lutitas, determinar la mineralogía y litología es importante porque ayuda a cuantificar el COT, distinguir las litofacies en las

⁵ El micrómetro o micrón, equivale a una milésima parte de un milímetro.

lutitas y en las propiedades mecánicas de la roca (incluida su fragilidad), ayudan a planificar el desarrollo de perforación y el desarrollo de terminación de pozos.

Para poder obtener la cantidad de gas que se encuentra en un yacimiento de lutitas, se necesita cuantificar el gas sorbido y el gas disuelto de forma conjunta, en este tipo de yacimientos, el gas se almacena en 3 formas distintas.

Tipo de Gas -->	Gas libre	Gas sorbido	Gas disuelto
<--Método de almacenamiento-->	En la porosidad de la matriz de la roca	Adsorbido (químicamente ligado) a la materia orgánica (kerógeno) y a las superficies minerales dentro de las fracturas naturales	En los hidrocarburos líquidos presentes en el bitumen
	En las fracturas naturales	Absorbido (físicamente ligado) a la materia orgánica (kerógeno) y a las superficies minerales dentro de las fracturas naturales	

Tabla 1.1 Métodos de almacenamiento en yacimientos de Lutitas (Usman, Ahmed, Nathan, Meehan, Unconventional Oil and Gas Resources, Exploitation and Development, 2016).

El reto de explotar este tipo de yacimientos no recae en solo encontrar petróleo y gas en estas formaciones, sino también encontrar las mejores áreas llamadas puntos destacables (“sweet spots”, por su nombre en inglés) que influyan en la mejor producción y recuperación de este tipo de proyectos (Jenkins y Boyer, 2008), además, por ser de permeabilidad tan baja, requieren la implementación del fracturamiento hidráulico, cuyo propósito es conectar las fracturas que se encuentran de forma natural en la formación o generarlas de forma artificial, mediante las cuales los hidrocarburos pueden fluir al pozo.

Anteriormente, el desarrollo de estos yacimientos se consideraba imposible o de cierta forma improbable, hoy estos recursos son explotados a través del uso de nuevas tecnologías de perforación, evaluación, softwares de nueva generación y diferentes herramientas que lo han hecho posible, además de un incremento en el precio de los hidrocarburos del 2005 al 2013.

1.3 RECURSOS NO CONVENCIONALES EN EL MUNDO

El panorama energético internacional, una publicación de la Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA⁶, por sus siglas en inglés), analiza el consumo de energía en el mundo, y señala que crecerá de 575 cuatrillones de Btu en 2015 hasta 736 cuatrillones de Btu⁷ en el 2040, un incremento del 28% (**Fig. 1.5**). La mayoría del crecimiento energético, ocurrirá en países fuera de la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económicos (OCDE), en países como China e India, el consumo de energía será más de la mitad de lo que el mundo necesita.

Mientras las energías renovables y nucleares continúan en desarrollo, los combustibles fósiles serán los encargados de suministrar al mundo con más del 80% de la energía que necesita, de donde el gas natural, es el combustible fósil de mayor crecimiento bajo este panorama (**Fig. 1.6**).

El estimado del consumo requerido en el mundo de petróleo y gas para el 2040 se muestra en la **Tabla 1. 2**:

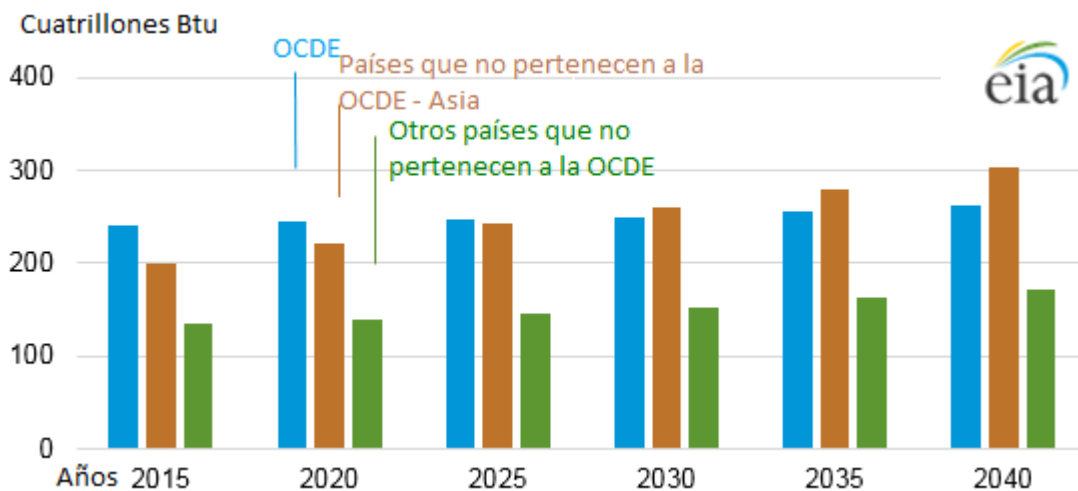


Fig. 1.5 Consumo de Energía agrupado por grupos (EIA, 2017)

⁶ United States Energy Information Administration

⁷ Unidad térmica británica. 1 Btu representa la cantidad de energía que se requiere para elevar 1 grado Fahrenheit la temperatura de una libra de agua en condiciones atmosféricas normales. 1 barril de petróleo, equivale a 5.8×10^6 Btu.

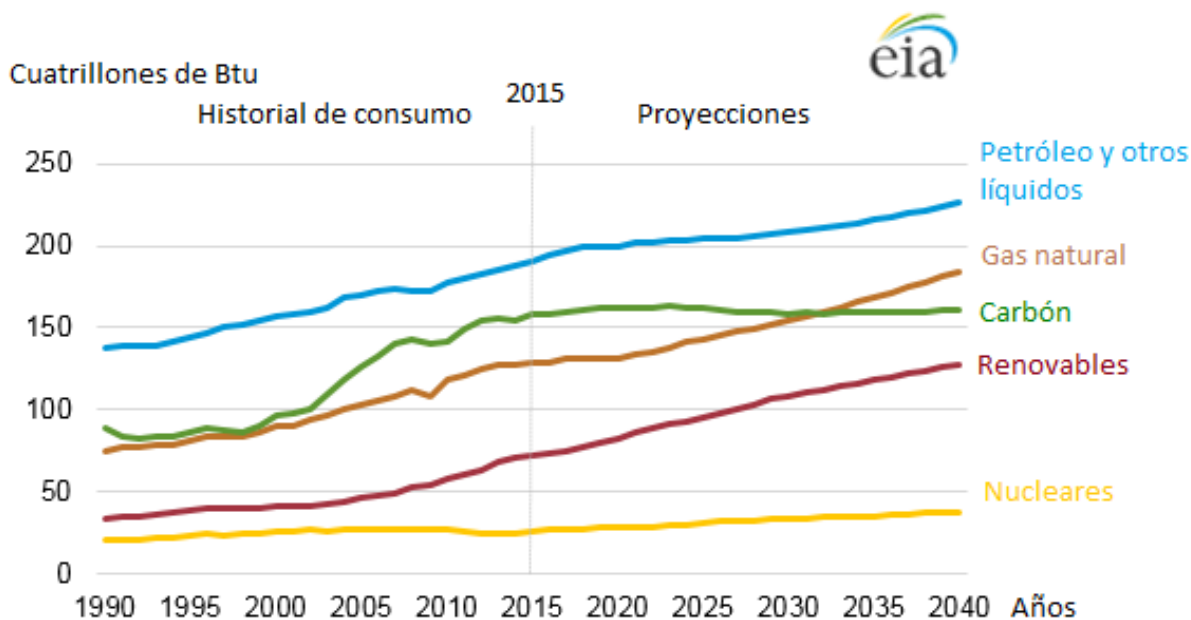


Fig. 1.6 Consumo de energía mundial por fuente energética (EIA, 2017)

	<i>Consumo de combustibles líquidos (millones de barriles por día, MMBPD)</i>	<i>Consumo de gas (Trillón de pies cúbicos, Tcf)</i>
2015	95	124
2030	104	-
2040	113	177

Tabla 1. 2 Estimación del consumo de petróleo y gas a nivel mundial en 2040 (EIA, 2017)

Toda esta energía será canalizada en 4 grandes sectores: industria, construcción, transporte y actividades de uso no combustible de combustibles fósiles (**Fig. 1.7**).

Actualmente, muchos países se encuentran experimentando una declinación en la producción de sus principales yacimientos, en algunos casos, se implementan proyectos de recuperación secundaria y recuperación mejorada para mitigar el efecto de la declinación de sus campos, mientras que, en otros países como Estados Unidos, China, Argentina o Rusia, se ha desarrollado la capacidad de explotar yacimientos no convencionales.

Reportes recientes han demostrado que los recursos fósiles son suficientes para satisfacer las necesidades energéticas por lo menos una década, y se proyecta que las reservas globales remanentes de petróleo pueden durar hasta 50 años más.

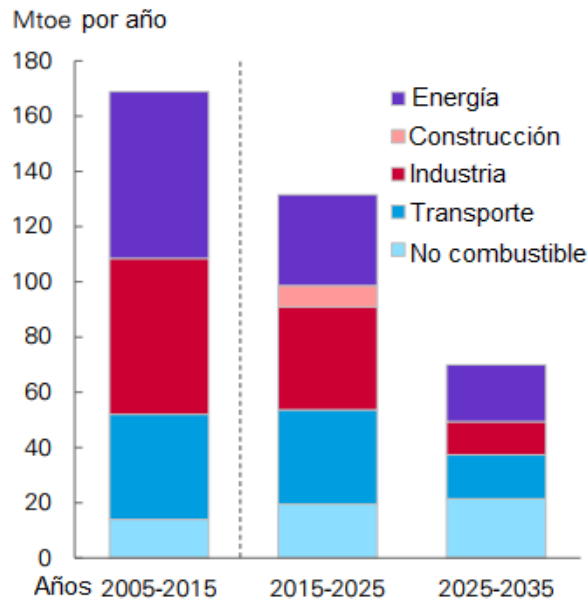


Fig. 1.7 Crecimiento de la demanda de combustibles fósiles por sector (BP, Energy Outlook, 2017)

En la escala global, las reservas no convencionales de petróleo y gas, podrían agregar desde el 60 hasta el 250% a las reservas probadas, sin contar las reservas de carbón que podrían durar hasta 160 años (EIA, Annual Energy Outlook, 2016).

Esto de cierta forma garantiza que el mundo podría estar libre de una crisis energética por lo menos 100 años más, el potencial de los yacimientos no convencionales es mucho mayor que cualquier esquema diseñado de recuperación mejorada hasta el momento para los yacimientos convencionales.

La explotación y desarrollo de recursos hidrocarburos convencionales y no convencionales, depende en gran medida de los precios a los que están sujetos y la disponibilidad de los recursos. El volumen de petróleo y gas que ayudan al crecimiento de la sociedad, se mantiene constante, es decir, sabemos que se encuentra atrapado en algún lugar y no dejará de ser así hasta que se explote y desarrolle. Este volumen, es conocido en la industria como recurso. La cantidad de recursos técnicamente recuperables (TRR⁸, por su nombre en inglés) es la cantidad de petróleo y gas que pueden ser producidos de un yacimiento, con un cierto nivel de tecnología, dinero y políticas disponibles.

⁸ Technically Recoverable Resource (por su nombre en inglés).

Los precios del petróleo y el gas, afectan de forma directa a la cantidad de hidrocarburos que pueden ser producidos, y en base a esto, se cuantifican las reservas (la definición de recursos y reservas puede ser consultada en el **Apéndice A2: Definición de Recursos y REservas**) que son económicamente recuperables (ERR⁹, por su nombre en inglés), esta cantidad de petróleo y gas, es una función de los costos de desarrollo y los precios del petróleo y el gas. Los recursos no convencionales requieren de un mayor y mejor entendimiento en todos los aspectos, sociales, económicos y gubernamentales. En algunos lugares del mundo, la extracción y desarrollo de estos yacimientos está prohibida, porque su explotación implica técnicas que aún no son comprendidas por completo.

El potencial de las reservas técnicamente recuperables de gas natural, se muestran en la **Tabla 1.3**. Actualmente, Norte América utiliza cerca de 32 Tcf¹⁰ de gas por año, así que, contando los recursos no convencionales, existirían disponibles más de 250 años de gas técnicamente recuperable. El mundo utiliza cerca de 118 Tcf por año, así que se garantizarían más de 400 años de gas técnicamente recuperable para el mundo. Estamos hablando del gas técnicamente recuperable, no del que es económicamente recuperable. Para que estas reservas sean económicamente viables, es necesario continuar desarrollando tecnología, leyes y procesos administrativos eficientes que hagan posible convertir estos recursos en proyectos rentables de extracción.

Con la tecnología actual, sólo se podría extraer del 20-50% de este gas técnicamente recuperable, sobre el desarrollo de yacimientos de aceite no convencional, aún no se tienen estimados completamente certeros, el mundo aún carece de infraestructura, mercados y políticas gubernamentales. Los recursos no convencionales están ahí, en el interior de la tierra si la gente y los gobiernos del mundo los requieren.

⁹ Economically Recoverable Resource.

¹⁰ El gas es vendido por millar de pie cúbico (Mcf, utilizando el numeral Romano en lugar de T, de "thousand" en inglés. Un trillón, se utiliza también para cuantificar cantidades de gas muy grandes que se encuentran como reservas en el subsuelo. 1 Tcf, representa un billón de Mcf, y representa la cantidad suficiente para:

- Calentar 15 millones de hogares por año.
- Generar 100 billones de horas-kilowatt de electricidad.
- Sirve como combustible para 12 millones de vehículo de gas por un año.

(Katelyn m. Nash, Shale Gas Development, Nova, Nueva York, Estados Unidos).

Región	OGIP (P50), Tcf				TRR (P50), Tcf			
	CBM	Tight Gas	Shale gas	Total	CBM	Tight Gas	Shale gas	Total
Australia-Asia (AAO)	1,348	6,253	2,690	10,291 4	483	3,783	676	4,942
Norte América (NAM)	1,629	10,784	5,905	18,318 5	584	6,525	1,505	8,614
Comunidad de Estados Independientes (CIS)	859	28,604	15,880	45,343 3	308	17,307	3,924	21,539
Latinoamérica (LAM)	13	3,366	3,742	7,122 5	5	2,037	964	3,006
Medio Oriente (MET)	9	15,447	15,416	30,872 3	3	9,346	4,000	13,349
Europa (EUP)	176	3,525	2,149	5,895 6	63	2,133	561	2,757
África (AFR)	18	4,000	3,882	7,901 7	7	2,420	1,007	3,434
Mundo	4,052	71,981	49,709	125,742 1	1,453	43,551	12,637	57,641

Tabla 1.3 Estimación de la cantidad de gas in-situ y el gas técnicamente recuperable en 7 regiones del mundo (Texas A&M, Dong, 2017).

1.3.1 LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES COMO LA PRINCIPAL FUENTE DE ENERGÍA EN EL FUTURO

El desarrollo de yacimientos no convencionales (principalmente de gas), resulta ser de gran valor debido a su bajo impacto con el medio ambiente, la importancia del gas natural se encuentra incrementando de manera formidable y en la escala global, las reservas no convencionales de gas podrían aportar de 60 a 250% a las reservas ya probadas, liberando al mundo de una crisis energética en por lo menos 100 años más. En cuanto al desarrollo de yacimientos no convencionales de aceite, la industria se encuentra trabajando arduamente para enfrentar los desafíos que implica el desarrollo de este tipo de yacimientos.

Hasta el día de hoy, se sabe que las reservas de gas y aceite, podrían llegar a ser más grandes que cualquier esquema diseñado de recuperación secundaria o mejorada, lo que nos demuestra que el verdadero potencial de estos yacimientos es mucho mayor que el potencial convencional.

En algunas partes del mundo, lo “no convencional” se transformó en la mayor revolución energética, como en Estados Unidos que ya tiene 18,860 pozos horizontales desarrollados solo en Texas. Por lo que en México deberíamos reflexionar sobre ¿qué es lo que conocemos como no convencional?

Hoy, sabemos que las técnicas convencionales no pueden ser aplicadas a yacimientos no convencionales, la industria ha cambiado y nos ha demostrado que la administración y economía convencional tampoco aplican y que tal actividad requiere profesionales conocedores en todos los aspectos de la explotación y el desarrollo de yacimientos no convencionales, ya que se necesita que los profesionales con experiencia en yacimientos convencionales se adapten a este nuevo ambiente, uno de los objetivos de este trabajo es apoyar al talento mexicano en esta transición.

Anteriormente, era impensable creer que los yacimientos pudieran ser puestos a producción desde la roca generadora y así estaba establecido en la literatura antigua, nadie lo hubiera creído posible hasta hace poco más de 10 años; ahora, la explotación y desarrollo de recursos no convencionales parece ser que se quedará por lo menos lo que resta de este siglo a pesar de la oscilación en los altibajos en los precios de hidrocarburos, gracias a la implementación de tecnologías como el fracturamiento hidráulico o la perforación horizontal y lateral.

Además, con la conciencia renovada de la sostenibilidad ambiental, se hace evidente que los recursos no convencionales ofrecen más oportunidades para producir productos amigables con el medio ambiente, a diferencia de los recursos convencionales y a pesar de los grupos ambientalistas que se oponen a las operaciones de fracturamiento hidráulico, que consideran esta técnica dañina para el medio ambiente.

Estos grupos opositores al desarrollo de recursos no convencionales, desconocen que, para el petróleo, se considera que disminuye su calidad a medida que disminuye la gravedad API^o establecida por el Instituto Americano del Petróleo. Dicha correlación define el procesamiento requerido para que el petróleo crudo esté listo para ser convertido en energía utilizable por medio del calentamiento. Por lo general, el valor de calefacción aumenta en la refinación del petróleo crudo, al agregar químicos artificiales que son los principales responsables del calentamiento global (Chhetri e Islam 2008; Islam et al., 2010). Además de que el proceso resulta ineficiente y se generan

productos dañinos para el medio ambiente. La ventaja del uso de productos de petróleo en su estado natural se puede ver en el petróleo no convencional, por ejemplo, el aceite de lutitas se quema de forma natural y no necesita mayor procesamiento. La **Fig. 1.8** muestra como el color de las flamas en gasolina ardiendo, es similar al de una lutita en su estado natural.



Fig. 1.8 Imágenes de petróleo ardiendo directamente de la lutita (izquierda) y gasolina (derecha) (Burning Oil Shale, Google; Footage Frame pool, 2016)

En este ejemplo, el aceite de lutitas es más “limpio” que otros tipos de aceite debido al hecho de que es relativamente bajo en contenido de brea, así como en partículas de arena.

Para el gas natural, la calidad del gas mejora con los yacimientos no convencionales. Para el aceite, entre más ligero sea, se considera más tóxico. El gas natural, en general, es el más adecuado para la generación de energía limpia, la principal ventaja es que tiene una quema eficiente y limpia. De todos los combustibles fósiles, el gas natural emite aproximadamente la mitad de dióxido de carbono (CO_2), junto con bajos niveles de otros contaminantes atmosféricos. Los subproductos de la combustión del gas natural son en su mayoría CO_2 y vapor de agua, los mismos componentes que la gente exhala al respirar. El gas natural, es una combinación de gases hidrocarburos que se constituye principalmente por metano (CH_4) y en menor porcentaje butano, etano, propano y otros gases. No tiene olor y es incoloro. La **Tabla 1.4** muestra el uso general de los componentes del gas natural.

Metano	<i>Utilizado en la cocina, calentamiento, como combustible y en la refinación del petróleo y producción de amoniaco.</i>
Etano	Etileno para plásticos, materia prima petroquímica.
Propano	Calentamiento residencial y comercial, combustible de cocina, materia prima petroquímica.
i-Butano	Materia prima en la refinería, mezclado en gasolinas, materia prima petroquímica.
n-Butano	Materia prima petroquímica, mezclado en gasolinas.
i-Pentano	“Gasolina natural” mezclada en gasolinas, combustible para jets, craqueo de naftas.
n-Pentano	“Gasolina natural” mezclada en gasolinas, combustible para jets, craqueo de naftas.
Hexano	“Gasolina natural” mezclada en gasolinas, combustible para jets, craqueo de naftas.
Nitrógeno	El aire es 75% N ₂
Dióxido de carbón	El aire es 0.04% CO ₂
Oxígeno	El aire es 21% O ₂

Tabla 1.4 Usos generales para los componentes del gas natural (Belyadi, Fathi, Fatemeh Belyadi, Hydraulic Fracturing in Unconventional Reservoirs, 2017)

1.4 RECURSOS Y RESERVAS EN YACIMIENTOS DE LUTITA A NIVEL GLOBAL

De acuerdo con los reportes de la Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA), existen 7,299 trillones de pies cúbicos (Tcf) de gas de lutita técnicamente recuperable, y cerca de 345 billones de barriles de aceite de lutita que también son técnicamente recuperables. La EIA, cubrió las formaciones más prometedoras de lutitas en 41 países, en las que se tiene la suficiente información geológica para sustentar la información.

En muchos países, los yacimientos de lutitas, el fracturamiento hidráulico y la tecnología disponible para la extracción de recursos no convencionales, se comprenden de manera distinta. Muchos países se sienten atraídos por el

potencial económico de estos recursos e incluso lo consideran cuestión de seguridad nacional. Otros se concentran más en el impacto al medio ambiente, por ejemplo, Francia, Bulgaria y algunos otros países, prohíben el fracturamiento hidráulico, debido a su preocupación por el daño al medio ambiente.

La **Fig. 1.9**, muestra en color rojo las áreas con cuencas que tienen formaciones de lutitas, de donde se proporcionaron los estimados de gas natural in-situ que son técnicamente recuperables. Las áreas amarillas, representan áreas que fueron revisadas, pero no se proporcionan estimados de reservas por la falta de información necesaria. Las áreas en blanco no fueron evaluadas.

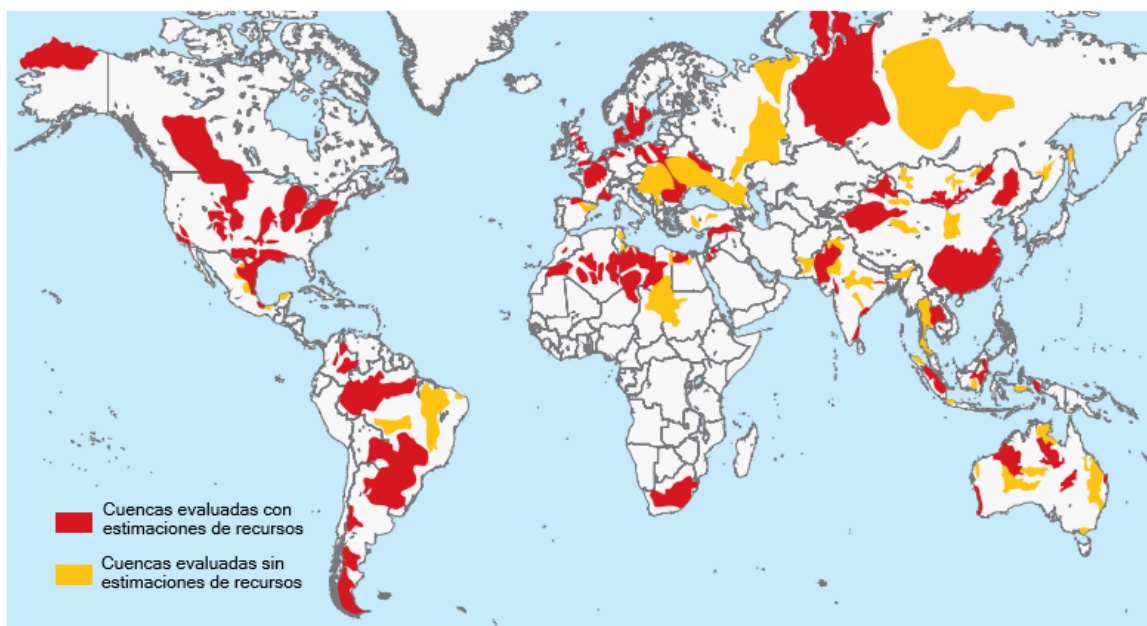


Fig. 1.9 Mapa de cuencas con formaciones de shale, evaluadas con y sin estimación de recursos (EIA, 2013).

En la **Tabla 1.5**, se muestra el top 10 de países con reservas de gas y aceite que son técnicamente recuperables de formaciones de lutitas, esta tabla fue generada con la información del reporte de la EIA (2013).

De la lista de países que tienen mayor reserva de aceite y gas de lutita, Estados Unidos es el líder en el desarrollo y explotación de yacimientos no convencionales de gas y día con día buscan mejorar sus técnicas para poder hacer más eficientes los procesos de extracción de aceite de lutita. Países como China, Rusia, Argentina y Canadá adoptaron políticas regulatorias para poder extraer recursos de estos yacimientos.

En la **Fig. 1.10**, se muestra la ubicación de las principales cuencas productoras de gas y aceite en Estados Unidos y en la **Tabla 1.6** se muestra se muestra la contabilidad de pozos verticales horizontales y verticales utilizados en cada cuenca, además de las plataformas que se encuentran actualmente funcionando en cada una de ellas.

	<i>País</i>	<i>Shale Gas (Tcf)</i>	<i>País</i>	<i>Shale Oil (billones bbl)</i>
1	<i>Estados Unidos</i>	1161	Rusia	75
2	<i>China</i>	1115	Estados Unidos	58
3	<i>Argentina</i>	802	China	32
4	<i>Algeria</i>	707	Argentina	27
5	<i>Canadá</i>	573	Libia	26
6	<i>México</i>	545	Venezuela	13
7	<i>Australia</i>	437	México	13
8	<i>Sudáfrica</i>	390	Pakistán	9
9	<i>Rusia</i>	285	Canadá	9
10	<i>Brasil</i>	245	Indonesia	8
	<i>Total</i>	7299		345

Tabla 1.5 Top 10 de países con mayor reserva de aceite y gas de lutitas.

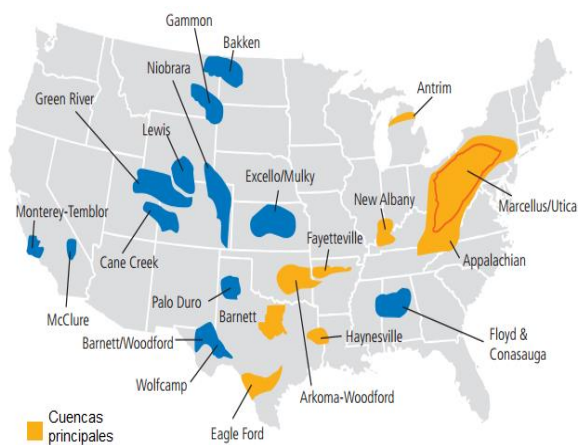


Fig. 1.10 Principales cuencas en los Estados Unidos (Kennedy et al. 2012, EIA 2013; y Warlick Internacional, 2016).

<i>Cuenca</i>	Pozos horizontales		Total de pozos	Plataformas funcionando		
	Pozos verticales	Gas		Aceite	Gas	Aceite
<i>Barnett</i>	5,005	14,199	0	19,204	11	11
<i>Marcellus</i>	2,462	6,999	10	9,471	81	0
<i>Fayetteville</i>	65	5,405	0	5,470	9	0
<i>Woodford</i>	304	1,565	748	2,617	6	6
<i>Haynesville</i>	75	3,278	0	3,353	39	1
<i>Bakken</i>	248	0	10,336	10,584	0	192
<i>Eagle Ford</i>	56	3,487	7,173	10,716	10	206
<i>Niobrara</i>	1,969	0	3,594	5,563	16	46
<i>Utica</i>	107	291	179	577	27	22
<i>Wolfcamp</i>	148	368	2,224	2,606	1	243
<i>Monterey</i>	451 petróleo	0	29	480	45	0
<i>Total de plataformas operando en tierra</i>					313	1,539

Tabla 1.6 Número de pozos y plataformas activas en Estados Unidos (Usman Ahmed, Nathan Meehan, Unconventional Oil and Gas Resources Exploitation and Development, 2016)

La información anterior, nos demuestra cómo fue posible que Estados Unidos pudiera convertirse en el productor número 1 a nivel mundial de gas, la mayoría de sus yacimientos, son yacimientos de lutitas y podemos considerar a este país como el pionero en su desarrollo.

En el mundo, aún no se ha contabilizado el total de las reservas de yacimientos de lutitas, sin embargo, se sabe que podrían incorporar más reservas que las convencionales existentes.

Las reservas de los diferentes tipos de yacimientos no convencionales se anexan en el **Apéndice A1**: Diferencias entre yacimientos convencionales y no convencionales.

1.5 LA OPOSICIÓN AL DESARROLLO DE RECURSOS NO CONVENCIONALES

A pesar de que en diferentes partes del mundo se tiene la idea de que los recursos no convencionales suponen un peligro para el medio ambiente por la contaminación de recursos hídricos o los microsismos causados por el fracturamiento hidráulico, a nivel global, las protestas contra el fracturamiento hidráulico comúnmente conocido como “fracking”, se han convertido en una

rutina, estos grupos opositores a la industria del petróleo y el gas, han buscado interrumpir operaciones en pro del medio ambiente y se han hecho la misión de generar fuertes críticas para el fracturamiento hidráulico, a pesar de que las instancias reguladoras en Estados Unidos, por ejemplo, no han reportado una conexión directa con la perforación horizontal y el fracturamiento hidráulico con la contaminación del agua. En formaciones de lutitas, la distancia vertical que separa la zona objetivo de los acuíferos, es mucho más grande que la longitud de las fracturas inducidas durante el fracturamiento hidráulico. Miles de metros de roca cubren la porción de lutita que se encuentra bajo producción, y sirven como barrera al flujo. Es por eso que geólogos y reguladores especializados, han llegado a la conclusión de que la posibilidad de llegar a crear una fractura que se extienda hasta llegar a un acuífero, está cercana a lo imposible.

La contaminación del aire asociada a la producción de yacimientos no convencionales, también ha dado de que hablar, los contaminantes del aire pueden ser generados durante varias operaciones en la producción de petróleo y gas, no sólo el fracturamiento hidráulico. Las fuentes emisoras de contaminantes pueden ser liberadas durante varias operaciones en la industria petrolera no solo el fracturamiento hidráulico o el desarrollo de yacimientos no convencionales.

El debate sobre la tecnología aplicada a los yacimientos no convencionales y sus riesgos siguen en pie, muchos quienes expresan su preocupación por el impacto al medio ambiente, no diferencian el proceso del fracturamiento hidráulico de todas las operaciones asociadas con la exploración y producción de yacimientos no convencionales lo que ha generado pausas el desarrollo de este tipo de yacimientos.

CAPÍTULO 2: RECURSOS NO CONVENCIONALES DE LUTITAS EN MÉXICO

México es un país rico en recursos naturales y hablando de recursos hidrocarburos no convencionales no es la excepción. Dentro del territorio nacional se encuentran distribuidos recursos convencionales de todo tipo, yacimientos de lutitas, compactos, gas en capas de carbón e hidratos de metano.

México puede llegar a desarrollar sus recursos de petróleo y gas provenientes de los yacimientos de lutitas que se encuentran distribuidos a lo largo de la costa continental del Golfo de México y en la zona norte del país. La Administración de Información Energética en Estados Unidos (EIA), estima que México cuenta con 681 Tcf de gas y 13.1 billones de barriles asociados a los yacimientos de lutitas, por su parte PEMEX, estima que el potencial de estos yacimientos se ubica entre 150 y 459 Tcf, lo que nos indica que el potencial de gas estimado es entre 10 y 20 veces superior a los recursos prospectivos de gas convencional documentados por PEMEX.

Los recursos que son geológicamente prospectivos están ubicados en la parte nororiental del país (**Fig. 2.1**). Estas lutitas de origen marino, ricas en minerales, están correlacionadas con depósitos del Jurásico y Cretácico en el sur de Estados Unidos, particularmente con las lutitas de las formaciones Eagle Ford y Haynesville. PEMEX, tiene por lo menos perforados 6 pozos exploratorios de aceite/gas de lutitas, en donde se planteó hacer uso de un presupuesto cercano a los 6800 millones de pesos (575 millones de dólares) en 2014 (EIA, 2015).

La estructura geológica de las cuencas sedimentarias ubicadas en territorio nacional, son de forma considerable, geológicamente más complejas en comparación con las formaciones de Texas y Luisiana, debido a la alta compresión regional y las fallas de empuje relacionadas con la formación de las cordilleras de la Sierra Madre que han creado un efecto de “exprimido” en la llanura costera mexicana, esto ha traído como consecuencia la creación de una serie de subcuencas discontinuas.

Muchos de los yacimientos de petróleo y gas convencionales más grandes del país, se producen también en esta área. Las lutitas que datan desde el Jurásico

y el Cretácico que son ricas en materia orgánica y carbono, son el objetivo principal para la exploración de petróleo y gas de lutitas en México.

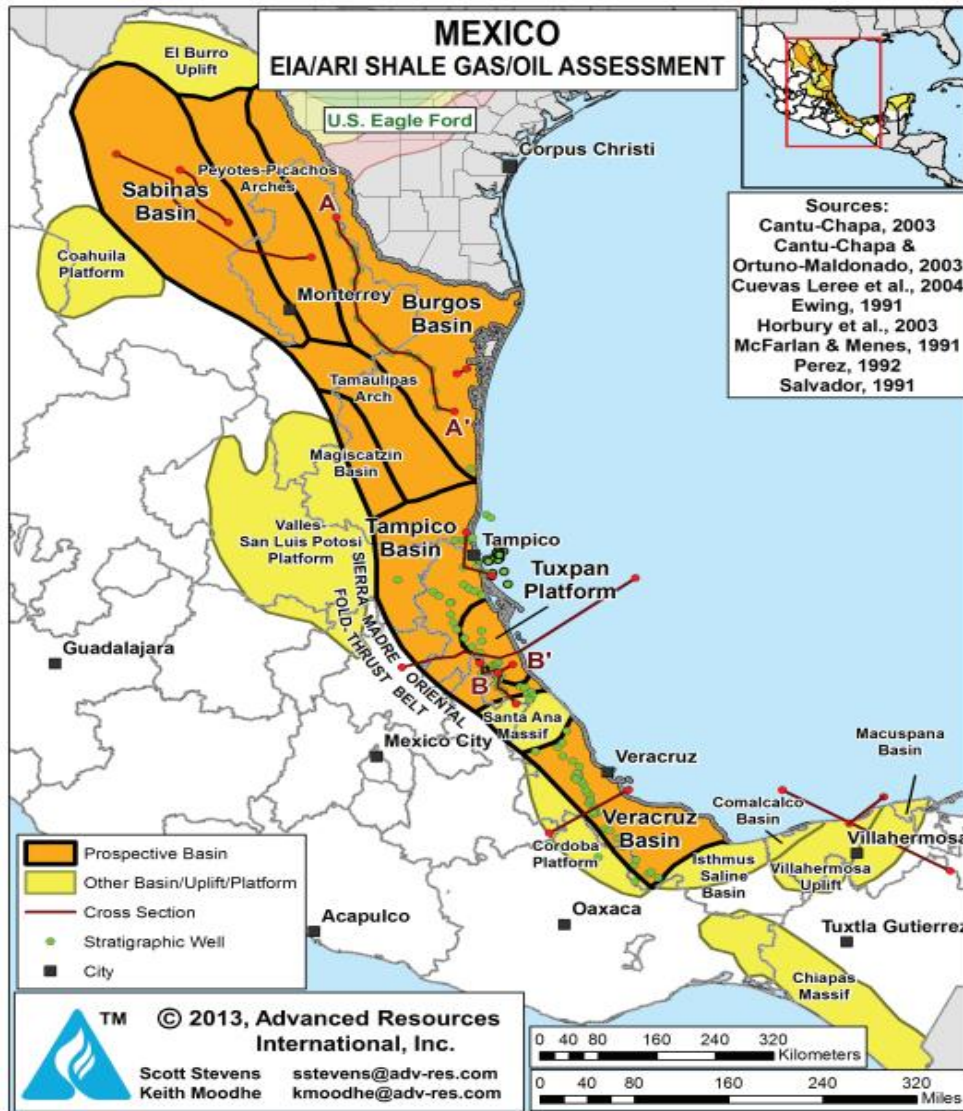


Fig. 2.1 Cuencas de Petróleo y Gas de lutitas ubicadas en el Golfo de México (ARI, 2013)

PEMEX, ha identificado cerca de 200 oportunidades relacionadas con los yacimientos de aceite y gas de lutitas en 5 provincias geológicas, las regiones prospectivas (Fig. 2.2) incluyen:

- 1) Gas de lutitas del Paleozoico en la cuenca de Chihuahua.
- 2) Gas de lutitas del Cretáceo en la cuenca de Sabinas-Burro-Picachos.
- 3) Gas de lutitas del Cretáceo en la cuenca de Burgos.
- 4) Gas y aceite de lutitas del Jurásico en la región de Tampico-Misantla.

5) Potencial de gas y aceite de lutitas aún no definido en Veracruz.



Fig. 2.2 Mapa de PEMEX que identifica el potencial de Yacimientos de petróleo y gas de lutitas (PEMEX, 2012)

México ha estado importando productos refinados y gas natural de Estados Unidos. En 2013 y 2014 por ejemplo, México importó más de 650 billones de pies cúbicos de gas natural (Hefley y Wang, 2016) y se planea construir proyectos de gasoductos para seguir suministrando de recursos provenientes del extranjero a México en años venideros. Todo esto mientras el país cuenta con una cantidad de reservas más que considerable. La oportunidad más grande, al encontrarse al norte y noreste del país, donde la infraestructura no está desarrollada, solo significa que para que podamos aprovechar la abundancia del petróleo y gas provenientes de las lutitas, las carreteras, viviendas, ferrocarriles, oleoductos y muchas otras instalaciones, tendrán que ser construidas primero.

La capacidad de desarrollar una fuerza de trabajo adecuadamente capacitada, resulta esencial para lograr el éxito del desarrollo de estos recursos a largo plazo.

Las reservas que son técnicamente recuperables en el país, se estiman en una suma cercana a los a los 545 Tcf de gas natural y 13.1 bbl de aceite y condensados, lo que representa el 22% de las reservas de gas en América, 11% del total mundial y el 8% de aceite en el mundo. Son reservas potencialmente mucho más grandes que las reservas probadas de yacimientos convencionales en el país.

Al otro lado del Río Grande, el sur de Texas ha experimentado una actividad extraordinaria como resultado del desarrollo de la formación Eagle Ford, el impacto económico en 2013 llegó a ser de \$87 mil millones de dólares, apoyando a la creación de 150,000 empleos de tiempo completo (Tunstan et al., 2015). La actividad petrolera de la región estadounidense, se extiende hasta la frontera con el río, en la formación Eagle Ford, siendo terminados más de 10,000 pozos hasta la fecha.

En 2008 se llevaron a cabo algunos pasos tentativos en la reforma energética de México, estos ascendieron a ser un poco más que la capacidad de las empresas privadas para trabajar como subcontratistas de PEMEX. Hoy en día, a las empresas privadas se les permite participar en la licitación por bloques de derechos mineros e hidrocarburos que anteriormente estaban solo bajo el exclusivo alcance de PEMEX y algunas otras empresas. Como tal, el potencial de producción de yacimientos no convencionales plantea desafíos muy interesantes a raíz de la reforma energética.

En las siguientes secciones, se discutirán las características generales de las cuencas que cuentan con potencial para desarrollar gas y petróleo de lutitas en nuestro país. Comenzando desde el noreste, cerca de la frontera con Texas hasta el sureste, en la península de Yucatán.

2.1 BURGOS

Situado al noreste del estado de Coahuila, justo en el sur del Río Grande, la cuenca de Burgos cubre un área costa-dentro, de aproximadamente 24,200 m². La cuenca de Burgos, es la extensión sur de la cuenca Maverick, ubicada en Texas en donde existen operaciones de desarrollo de lutitas en Eagle Ford y Pearsall. La cuenca de Burgos, se expandió durante el Jurásico temprano y se desarrolló en una plataforma carbonatada, con acumulaciones salinas que más tarde formaron un desprendimiento estructural regional, así como diapiros aislados. La deformación de la cuenca se desarrolló en el Cretácico tardío,

durante la Orogenia Laramide, de donde resultaron algunas fallas y cierto grado de inclinación dentro de la cuenca de Burgos.

Los objetivos más prometedores sobre el desarrollo de lutitas, se encuentran en la cuenca de Burgos: Eagle Ford (del Cretácico, principalmente Turoniano) y las formaciones, La Casita y Pimienta (del Jurásico, principalmente Titoniano). Las lutitas de Eagle Ford en México, son una extensión directa de la formación productora equivalente en Texas, mientras que las formaciones la Casita y Pimienta se correlacionan con la cuenca productora de Haynesville.

2.1.1 PROPIEDADES DEL YACIMIENTO

Basados en una Analogía con la formación en Texas, se considera que es el prospecto más prometedor en México (**Fig. 2.3**). La formación tiene un espesor que varía de los 100 a los 300 m (promedio de 200 m), con un área prospectiva de 17,300 m², y en donde la ventana de lutitas, se ubica dentro de la ventana de 1 km a 5 km de profundidad.

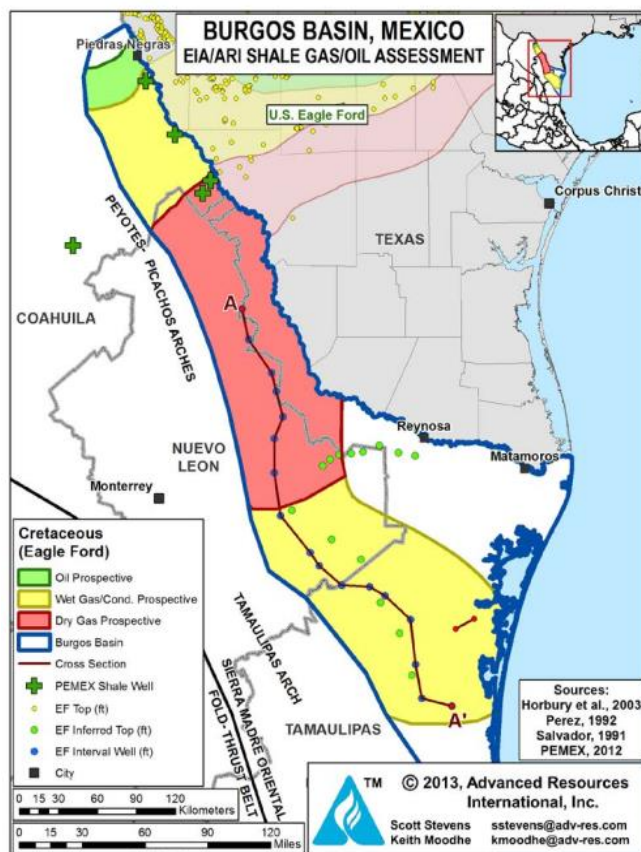


Fig. 2.3 Esquema de la Cuenca de Burgos y áreas prospectivas de petróleo y gas de lutitas (ARI, 2013)

El espesor neto de lutitas ricas en materia orgánica del área, oscila entre 200 y 300 pies. El contenido de carbono orgánico total (COT), se estima en un promedio del 5%. La reflectancia de vitrinita (R_0), varía del 0.85% al 1.6% dependiendo de la profundidad. Existen zonas sobre-presurizadas, en donde se hizo un estimado del gradiente de presión de $0.65 \frac{psi}{ft}$. En esta región, se tiene una temperatura en superficie de aproximadamente 20°C, mientras que el gradiente geotérmico es de 23°C/km.

Se desconocen los valores de porosidad y permeabilidad, pero se asumen comparables a las existentes en Eagle Ford.

Dentro de su área prospectiva, Eagle Ford tiene una alta concentración de recursos de hasta 191 Bcf/m², el gas que se encuentra en la formación asciende a una suma de 1.222 Tcf, también tiene una cantidad de aceite estimada de 106 mil millones de barriles. Los recursos técnicamente recuperables se estiman en 343 Tcf y 6300 millones de barriles de petróleo y condensados. Dentro de la Casita y Pimienta, se estima una cantidad aproximada de 50 Tcf de gas seco técnicamente recuperables y 202 Tcf de gas in situ. La concentración es de aproximadamente 100 Bcf/m².

En la cuenca PEMEX comenzó la exploración convencional en 1942, descubriendo campos de gas natural que se han mantenido en ese lugar sin ser desarrollados. Actualmente, existen 3500 pozos activos de gas natural produciendo en la cuenca de Burgos (EIA 2015) y PEMEX se ha mantenido como la única compañía que ha realizado actividad en formaciones del tipo lutitas hasta la fecha.

La primera formación de lutitas en la cuenca de Burgos a finales del 2010 fue descubierta por PEMEX y a principios del 2011, perforaron el pozo Emergente-1, un pozo de gas ubicado unos kilómetros al sur en la frontera Texas-Coahuila. Este pozo horizontal fue perforado a una profundidad vertical de 2500 m aproximadamente, con una estimulación por fracturamiento hidráulico de 17 etapas. Pozo que tuvo un costo aproximado de \$25 millones de dólares, con un gasto inicial de 2.9 MMPD. que no fueron rentables en ese tiempo.

Se han perforado otros 4 pozos exploratorios en la cuenca de Burgos, en la formación Eagle Ford uno fue meramente exploratorio en la cuenca de Sabinas y se tuvo producción en los otros pozos, estos pozos fueron:

- Nómada-1

- Habano-1 (2.771 MMPCD y 27 bbl/día de crudo)
- Montañés-1
- Percutor-1 (2.17 MMPCD ft³/día)

El pozo productor Arbolero-1 fue anunciado por PEMEX con una producción de 3.2 MMPCD, Arbolero-1 fue el primer pozo perforado en el Jurásico de esta cuenca.

2.2 SABINAS

Sabinas es una de las cuencas marinas de lutita más grandes de México, se extiende sobre un área total de 35,700 m² en la parte noreste del país (**Fig. 2.4**), la cuenca se expandió inicialmente durante el Jurásico con una tendencia de tejido estructural que va del noreste-suroeste y que se vio afectada por la Orogenia Laramide del Cretácico Superior.

Es estructuralmente compleja, y es una cuenca que se ha visto deformada con una serie de pliegues con tendencia NW-SE. La disolución de la sal del Jurásico Inferior introdujo una sobrecarga tectónica de sal. Gran parte de la cuenca se encuentra ampliamente deformada como para poder desarrollar campos de lutitas gas, pero en una pequeña área en el lado noroeste de la cuenca cuenta con pliegues más suaves y que puede ser prometedora.

La roca madre en la cuenca Sabinas incluye la formación del Cretácico Olmos (Maastrichtiense) e Eagle Ford (Turoniano) además de la formación La Casita (Titoniano). Tanto Eagle Ford como La casita, contienen lutitas marinas con buenas características petrofísicas para desarrollo de campos de lutitas. A diferencia de la formación Olmos, que es una unidad de carbón no marino y que puede ser una buena fuente de gas natural y gas en capas de carbón, se extiende hacia el fondo marino, en donde parece ser dúctil para el desarrollo de lutitas.

Las lutitas prospectivas de Eagle Ford se distribuyen en dirección NW, NE, y en porciones centrales de la cuenca de Sabinas. El objetivo se encuentra en una secuencia de 300 m de espesor de lutitas negras, intercaladas con calizas arenosas y areniscas sedimentadas con carbonatos. La EIA, estima un intervalo rico en materia orgánica de 500 ft de espesor. Considerando las lutitas de Eagle Ford en la cuenca Maverick del sur de Texas como las propiedades análogas, utilizando un TOC del 4% y una madurez térmica del 1.50% (R₀). El estimado de

la porosidad es del 5% y una profundidad de aproximadamente 9000 ft, también hicieron un estimado sobre el gradiente de presión de $0.35 \frac{psi}{ft}$.

Formación la Casita: Esta unidad del Titoniano, considerada como la roca generadora primaria de la cuenca de Sabinas, consiste en lutitas ricas en contenido orgánico depositadas en un ambiente marino profundo. La Popa, es una de las muchas subcuencas de la cuenca de Sabias, La Popa, es una roca generadora compuesta por lutitas, en donde se encuentran ubicadas calizas sobre varios kilómetros de yeso y halita. El espesor total de las lutitas en La Casita, varía de 60 m a 800 m. La profundidad prospectiva va de los 2000 a 3000 m en el centro de la cuenca de Sabinas.

El mejor prospecto de esta formación se encuentra en promedio a 11500 ft de profundidad, 2500 ft más profundos que las lutitas de Eagle Ford. La formación La Casita contiene un espesor rico en materia orgánica de 800 ft con un promedio de 2.0% de COT.

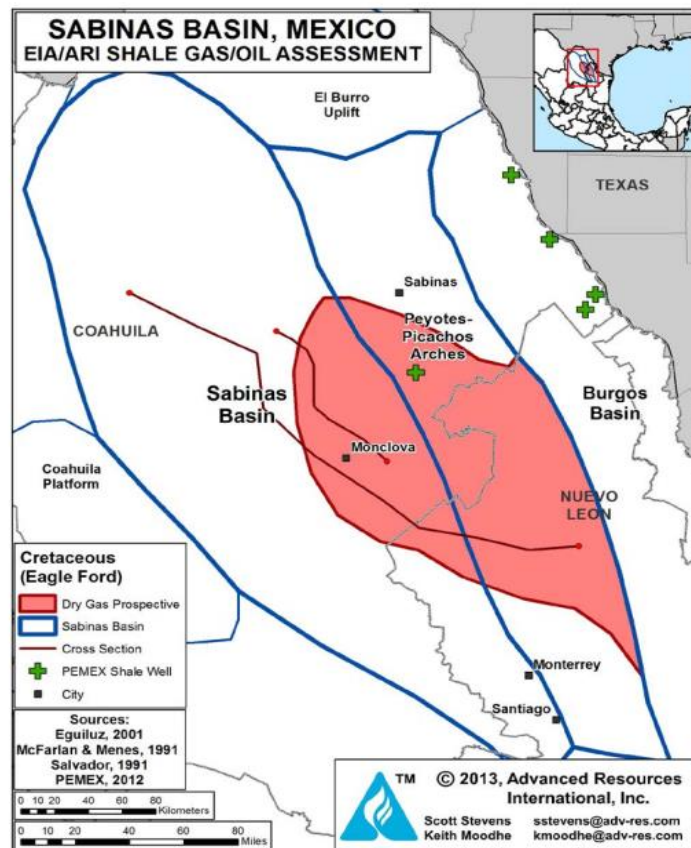


Fig. 2.4 Esquema de la Cuenca de Sabinas y áreas prospectivas de gas de lutitas (ARI, 2013).

2.2.1 PROPIEDADES DEL YACIMIENTO

Las lutitas de Eagle Ford en la cuenca de Sabinas, tienen un estimado de 100 Tcf de gas técnicamente recuperables de 501 Tcf disponibles en los 9500 m² del área prospectiva, con una concentración elevada de 132 Bcf/m².

La formación La Casita, tiene un estimado de 24 Tcf de gas técnicamente recuperable de 118 Tcf disponibles, con una concentración estimada en 69 Bcf/m².

Un pozo exploratorio perforado por PEMEX en la cuenca de Sabinas, ha confirmado la continuación de la formación de Eagle Ford. El pozo horizontal Percutor-1, terminado en mayo del 2012, produjo gas seco a una profundidad que fue de los 3330 a los 3390 m. La producción inicial de los pozos fue de 2.17 millones de ft³/día.

2.3 TAMPICO

Limitada al oeste por el cinturón plegado y empuje de la Sierra Madre Oriental (Laramide) y al este por la plataforma de Tuxpan, la cuenca Tampico-Misantla, se extiende al norte desde la elevación de Santa Ana hasta el Arco de Tamaulipas al norte de Tampico, el norte de la cuenca es un arco, limitado por una serie de fallas que se extienden hacia el sur desde el arco de Tamaulipas.

La roca fuente principal en la cuenca de Tampico, son las lutitas de Pimienta del Jurásico Superior (Titoniano) y a profundidades grandes dentro de la cuenca, alcanza una formación prospectiva de lutitas en una profundidad que va de los 1400 a los 3000 en el sur, en donde existen 3 estructuras elevadas: el anticlinal de piedra de Cal, de 40 km de longitud, NE-SW, en la zona suroeste de Bejuco, la cima de las lutitas de Pimienta a 1600 m de profundidad. El sinclinal Jabonera de tendencia SW-NE de 20 km de largo, en el sureste de Bejuco, tiene una profundidad que alcanza los 3000 m en el este y una profundidad mínima de 2400 m en el oeste (Escalera Alcocer, 2012).

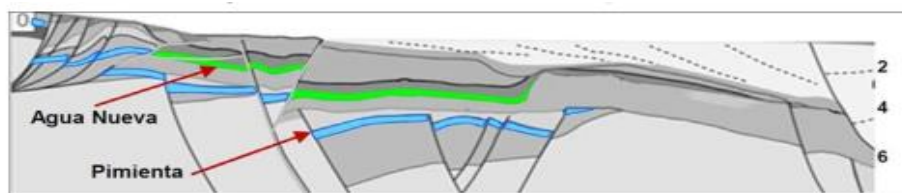


Fig. 2.5 Sección estructural de la cuenca de Tampico (Escalera, Alcocer, 2012).

2.3.1 PROPIEDADES DEL YACIMIENTO

Cerca de la ciudad de Tampico, 50 pozos convencionales penetraron lutitas ricas en contenido orgánico de la Formación Pimienta en una profundidad que va de los 1000 a los 3000 m. Existen 3 ventanas de maduración térmica distintas (gas seco, gas húmedo y aceite). La profundidad promedio de las lutitas varía de 5500 a 8000 ft, el área prospectiva de las lutitas de Pimienta es cercana a los 13,000 m². La formación Pimienta no cuenta con un espesor definido de lutitas, pero se cree que pueda ser de 200 m, con un intervalo rico en materia orgánica de 500 ft dentro del área prospectiva. El TOC, fue estimado en 3% con una reflectancia de vitrinita del 0.85% al 1.4% R₀.

La Cuenca de Tampico (**Fig. 2.6**), retiene un estimado de 23 Tcf y 5.5 billones de barriles que son técnicamente recuperables, aunque se tiene un estimado original de 151 Tcf y 138 billones de barriles respectivamente.

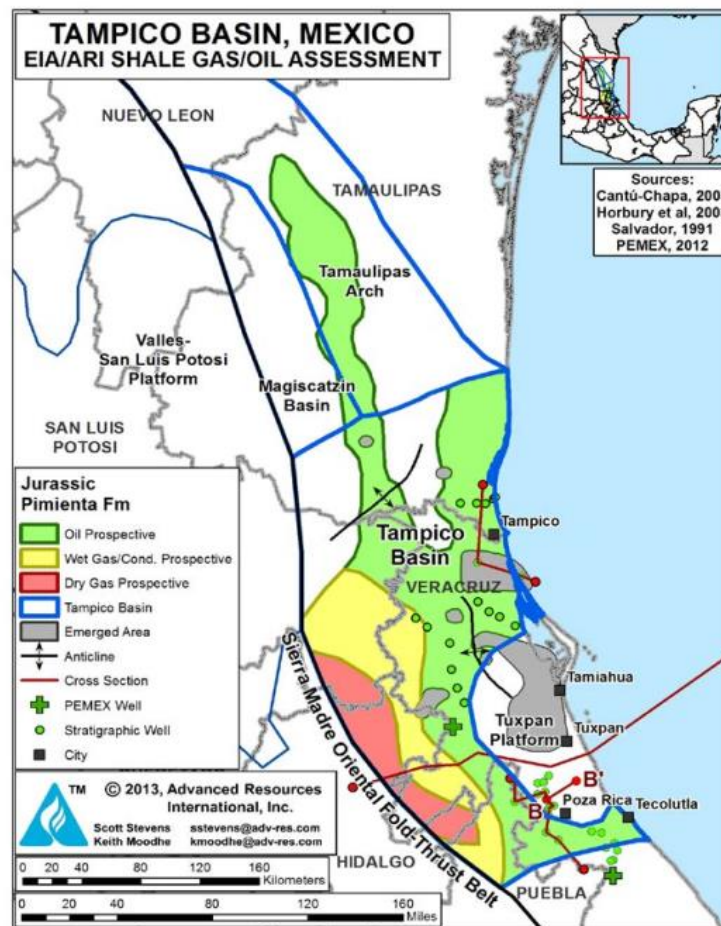


Fig. 2.6 Esquema de la Cuenca de Tampico y áreas prospectivas de aceite y gas de lutitas (ARI, 2013).

2.4 TUXPAN

Localizada al sureste de la cuenca de Tampico (Fig. 2.7), es un basamento elevado, que se encuentra cubierto con una plataforma de carbonato del Cretácico Temprano. Es prospectivamente un depósito de lutitas gas ubicado aproximadamente a 50 km al sur de la ciudad de Tuxpan, cerca de Poza Rica, una docena de pozos convencionales en el área del sinclinal de La Mesa, penetraron lutitas ricas en contenido orgánico de la Pimienta (Titoniano) y Tamaulipas (Cretáceo bajo), también se compone de una sección con rocas generadoras del Jurásico superior sumergiéndose en la cuenca del Golfo de México. Estas rocas altamente prospectivas, alcanzan profundidades de hasta 2500 m y su madurez térmica varía desde petróleo hasta gas.

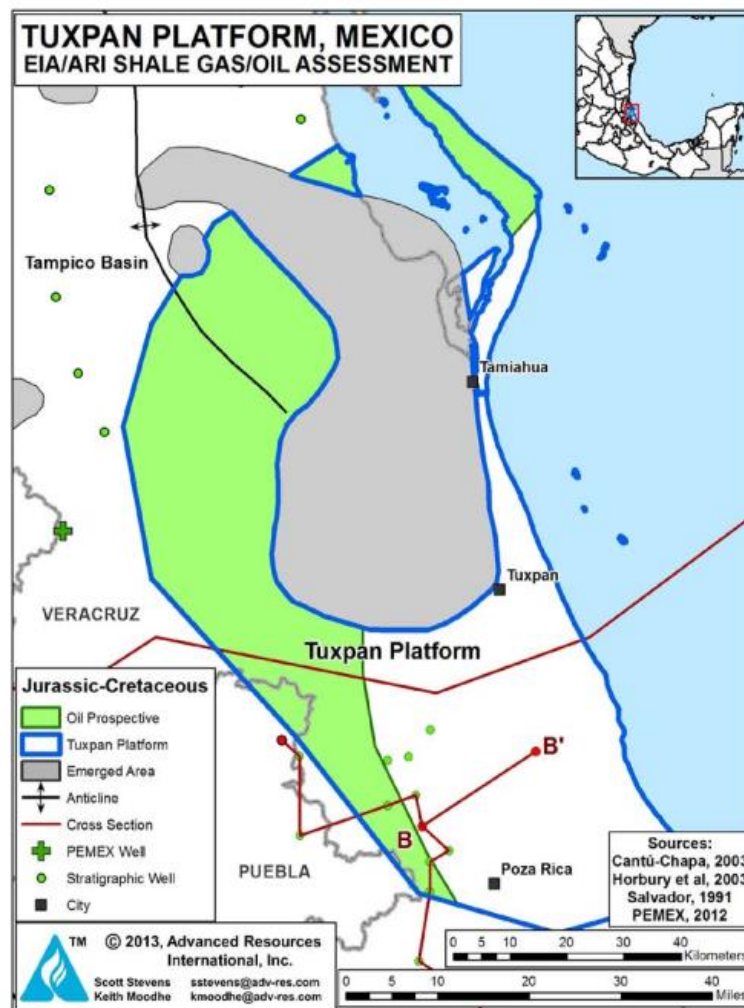


Fig. 2.7 Esquema de la plataforma de Tupan y áreas prospectivas de gas y aceite de lutitas (ARI, 2013).

2.4 VERACRUZ

La cuenca de Veracruz (**Fig. 2. 8**) se extiende costa-dentro en un área de 9030 m², cerca de la ciudad del mismo nombre, en el occidente, la cuenca se define por carbonatos de Mesozoico a la Plataforma de Córdoba y la Sierra Madre Oriental. La cuenca resulta ser asimétrica en su sección transversal, mostrando su parte más profunda a lo largo del margen occidental. Comprende varios elementos estructurales, de oeste a este: El Frente Tectónico Enterrado, Tendencia Homoclinal, El Anticlinal Loma Bonita, Sinclinal Tlacotalpan, y la altamente deformada entrada de Coatzacoalcos en el sur.

2.4.1 PROPIEDADES DEL YACIMIENTO

La formación Maltrata, es una roca generadora en la cuenca de Veracruz, y cuenta con un estimado de 300 ft de limos combinados con lutitas ricos en contenido orgánico. El COT varía de 0.5% a 8%, promediando generalmente 3%, y consiste en kerógeno de tipo II. Los rangos de madurez térmica varían dependiendo de la profundidad, en profundidades menores a los 11000 ft, encontramos la ventana de aceite, mientras que, en los 11500 ft, se encuentra la ventana de gas, con una reflectancia de vitrinita del 1.4% (R₀).



Fig. 2. 8 Contorno de la cuenca de Veracruz y área prospectiva de aceite y gas de lutitas (ARI, 2013).

Cuenta con un estimado de 3 Tcf y 0.3 billones de barriles técnicamente recuperables, con un contenido original en la formación Maltrata de 21 Tcf y 7 billones de barriles.

Las propiedades más importantes de estos campos se resumen en la **Tabla 2.1**, **Tabla 2.2** y **Tabla 2.3**. La distribución de recursos de Gas en Capas de Carbón e Hidratos de Metano puede ser encontrada en el **Apéndice A3: Recursos no convencionales en México**.

2.5 POLÍTICA Y DISCUSIÓN REGULATORIA EN MÉXICO

Como con cualquier nueva industria intensiva en recursos, la Industria Petrolera Mexicana enfrenta diferentes desafíos políticos y regulatorios. México es una región en donde apenas se comienzan planes de desarrollo para yacimientos no convencionales; las compañías y agencias gubernamentales nacionales, no tienen la experiencia en el desarrollo a largo plazo de este tipo de proyectos.

Pueden llegar a existir diferentes preocupaciones acerca de la forma y el método de extracción de estos recursos y su impacto al medio ambiente, además, el factor crítico en el desarrollo de yacimientos no convencionales en países experimentados como Estados Unidos, Argentina y China, ha sido la existencia de infraestructura instalada y el régimen fiscal. Esto resulta crítico para las rondas de licitación en México, ya que implica que para que pueda lograrse la licitación, se tiene que tomar en cuenta que el desarrollo de yacimientos de lutita debe ser agresivo y no de forma gradual, es decir, que el desarrollo masivo de estos yacimientos generaría economías de escala en una infraestructura que aún no se encuentra disponible en México.

Otro factor importante es el tamaño de los bloques licitados, en países como Polonia, se han utilizado bloques con un tamaño de 100 km² lo que ha traído como consecuencia, la poca participación de inversionistas a diferencia de países como China, en donde el tamaño de los bloques ha sido de entre 3500 y 7000 km² (Yongsheng Wang, William Hefley, 2016) lo que ha sido todo un éxito. En México, según el plan quinquenal, se cuenta con 150 bloques en áreas terrestres con yacimientos no convencionales, con una superficie total de 42,965 km².

Bahgat (2010) identifica 5 áreas de riesgo para la seguridad energética en una nación:

1. Factores geopolíticos.
2. Seguridad Nacional.
3. Economía.
4. Confiabilidad.
5. Impacto Ambiental.

México es un país geopolíticamente estable, tanto de forma interna como externa, aunque en materia de seguridad resulta complicado. Muchas compañías deberán enfrentarse a problemas como el narcotráfico, extorsiones y diferentes factores de seguridad que pueden llegar a afectar la inversión en nuestro país. En materia económica, la OCDE no proyecta un crecimiento del PIB más allá del 1.2% para el 2018, el peso se ve cada vez más afectado por el dólar y aún no se cuenta con suficiente regulación en materia de seguridad, impacto ambiental, cambio climático, legislativo y regulatorio, lo que afecta directamente a la confiabilidad de los inversionistas.

Con un precio del petróleo oscilando entre 45\$ y 60\$ dólares por barril, gran parte de la urgencia asociada con la reforma energética, se ha visto moderada. La reforma energética en México continúa desarrollándose, pero el éxito no está garantizado de ninguna manera.

La nueva estrategia tiene como objetivo impulsar la actividad en el sector petrolero a partir de 3 premisas:

1. Ampliar la escala de recursos potenciales para la exploración y producción.
2. Estandarizar el tamaño de las áreas contractuales.
3. Simplificar la planeación y administración de procesos de licitación.

Con el plan quinquenal, la SENER exhortó a la sociedad en general, empresas, dependencias y gobiernos locales a expresar intereses e inquietudes sobre el plan, inquietudes e intereses que han retrasado la licitación de yacimientos no convencionales por más de 1 año.

El plan quinquenal, distribuye los recursos hidrocarburos en: aguas profundas, aguas someras, terrestres convencionales y no convencionales considerando áreas contractuales adjudicadas, áreas en licitación y zonas de protección (zonas de salvaguarda y áreas protegidas naturales) (**Fig. 2.9**).

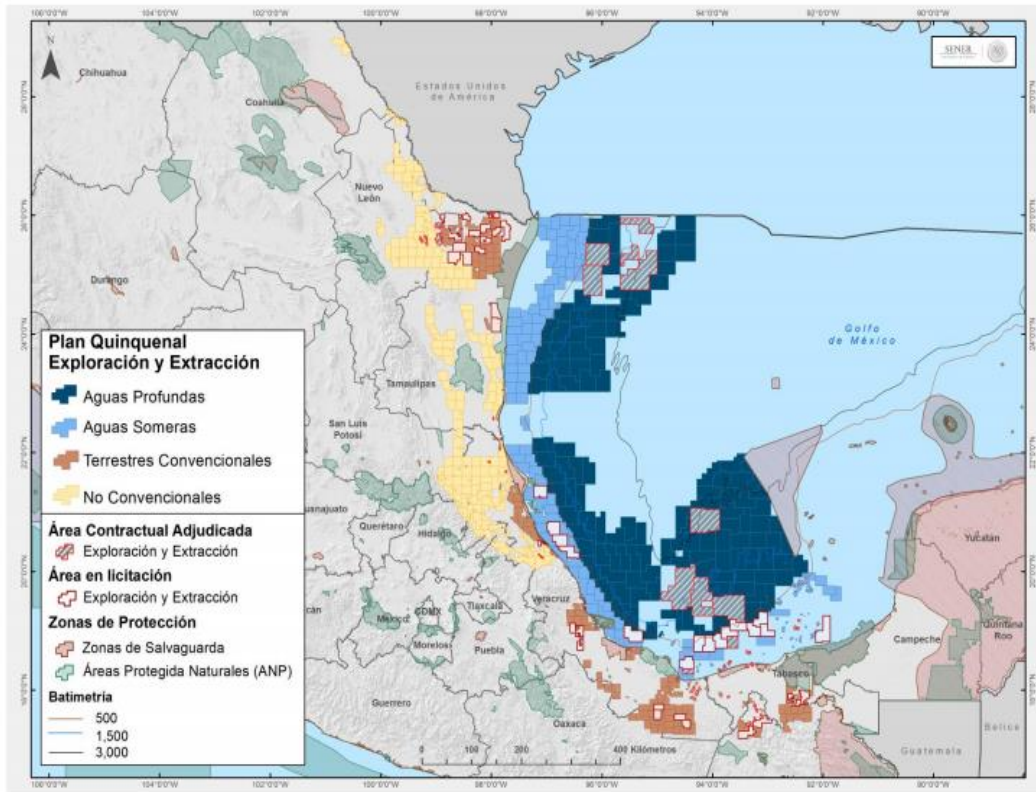


Fig. 2.9 Distribución de recursos Hidrocarburos en el Nuevo Plan Quinquenal (Secretaría de Energía, 2016).

El área de los bloques se estandarizó para facilitar la planeación y administración de las licitaciones (Fig. 2.10).



Fig. 2.10 Área de los bloques (Secretaría de Energía, 2016, *Kilómetros redondeados)

Para yacimientos no convencionales:

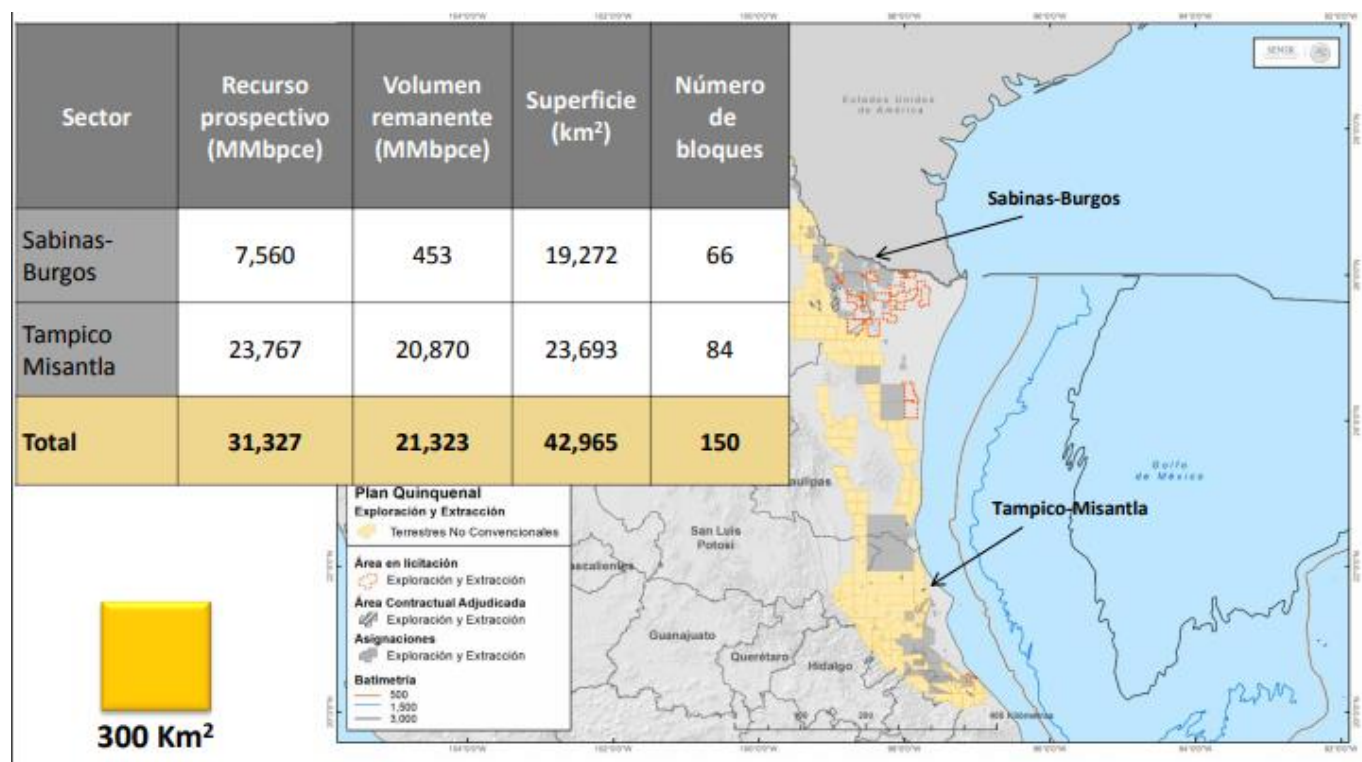


Fig. 2.11 Bloques en áreas terrestres no Convencionales (Secretaría de Energía, 2016)

2.5.1 ESTRATEGIA NACIONAL

En materia de desarrollo de yacimientos no Convencionales de Lutitas en México, la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) identificó una serie de pasos que son necesarios para poder gestar estos yacimientos:

1. Identificación, mapeo y evaluación de los recursos potenciales de lutitas, dividido en 2 fases: la primera, consiste en la evaluación de su potencial y en la segunda fase, se buscaría el establecimiento de estrategias económicas y tecnológicas para su desarrollo.
2. Definición del arreglo institucional adecuado para la exploración y explotación de yacimientos de lutitas, incluyendo siempre las tres etapas exploratorias:
 - Evaluación del potencial petrolero.
 - Incorporación de reservas.
 - Caracterización de yacimientos.

3. Priorizar las áreas a desarrollar en función de la disponibilidad de recursos, por ejemplo: agua.

México también necesita hacer frente a los retos regulatorios, es necesario involucrar a los organismos responsables de regular los aspectos relacionados con la explotación de este tipo de recursos:

- Secretaría de Energía (SENER).
- Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).
- Comisión Reguladora de Energía (CRE).
- Procuraduría Federal de Protección al Ambiente (PROFEPA).
- Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT).
- Comisión Nacional del Agua (CONAGUA).

Garantizando la seguridad y protección al medio ambiente. En este sentido debe considerarse expedir normatividad para regular:

La construcción y operación de macroperas, fracturamiento hidráulico, contaminación de mantos acuíferos debido a los químicos empleados, manejo de agua, explosiones de pozo, derrames y manejo de agua superficial y emisiones contaminantes a la atmósfera.

Aunque la reforma energética sigue enfrentando desafíos más que evidentes, la CNH debe garantizar que los términos sean lo suficientemente atractivos y tiene que garantizar la seguridad a lo largo de la región fronteriza, transparencia respecto a la implementación de regulación en este tipo de yacimiento con el fin de minimizar la posibilidad de corrupción a nivel estatal, federal y local; no solo CNH sino también el gobierno mexicano que debe hacer todo lo posible para fortalecer el estado de derecho del país.

Información Básica	Cuenca/Área Bruta		Burgos (24,200 m ²)			Sabinas (35,700 m ²)		
	Formación de Lutita		Eagle Ford		Titoniano	Eagle Ford	La Casita	
	Era Geológica		Cretácico Medio Superior		Jurásico Superior	Cretácico Medio Superior	Jurásico Superior	
	Ambiente Depositional		Marino		Marino	Marino	Marino	
Extensión Física	Área Prospectiva (m ²)		600	10000	6700	6700	9,500	9,500
	Espesor (ft)	Orgánicamente Rico	200	200	300	500	500	800
		Neto	160	160	210	200	400	240
	Profundidad (ft)	Intervalo	3,300 - 4,000	4,000 - 16,400	6500-16400	7,500 - 16,400	5,000-12,500	9,800-13,100
		Promedio	3500	7500	10500	11500	9,000	11,500
Propiedades del yacimiento	Presión del Yacimiento		Altamente Sobre-presurizado	Altamente Sobre-presurizado	Altamente Sobre-presurizado	Altamente Sobre-presurizado	Baja-presión	Baja-presión
	TOC Promedio (wt. %)		0.05%	5.00%	5.00%	3.00%	4.00%	2.00%
	Madurez Térmica (%R _o)		0.85%	1.15%	1.60%	0.017	1.50%	2.50%
	Contenido de Arcillas		Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo
Recursos	Fase Gaseosa		Gas Asociado	Gas Húmedo	Gas Seco	Gas Seco	Gas Seco	Gas Seco
	Concentración de Gas in situ (Bcf/m ²)		21.7	74.4	190.9	100.3	131.9	69.1
	GIP en Riesgo (Tcf)		7.8	446.4	767.5	201.6	501	118.1
	Gas Técnicamente Recuperable (Tcf)		0.9	11.6	230.2	50.4	100.2	23.6

Tabla 2.1 Propiedades de los Yacimientos de gas de lutitas: Burgos, Sabinas y Recursos de México (EIA, 2013)

Información Básica	Cuenca/Área Bruta		Tampico (26,900 m ²)			Tuxpan (2,810 m ²)		Veracruz (9,030 m ²)	
	Formación de Lutita		Pimienta			Tamaulipas	Pimienta	Maltrata	
	Era Geológica		Jurásico			Cretácico Bajo Medio	Jurásico	Cretácico Inferior	
	Ambiente Depositional		Marino			Marino	Marino	Marino	
Extensión Física	Área Prospectiva (m ²)		9000	3,050	1,550	1,000	1,000	560	400
	Espesor (ft)	Orgánicamente Rico	500	500	500	300	500	300	300
		Neto	200	200	200	210	200	150	150
	Profundidad (ft)	Intervalo	3,300-8,500	4,000-8,500	7,000-9,000	6,000-9,500	6,600-10,000	9,800-12,000	10,000-12,500
		Promedio	5,500	6,200	8,000	7,900	8,500	11,000	11,500
Propiedades del yacimiento	Presión del Yacimiento		Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
	TOC Promedio (wt. %)		3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%
	Madurez Térmica (%R _o)		0.85%	1.15%	1.40%	0.85%	0.90%	0.85%	1.40%
	Contenido de Arcillas		Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo/Medio	Bajo/Medio
Recursos	Fase Gaseosa		Gas Asociado	Gas húmedo	Gas Seco	Gas Asociado	Gas Asociado	Gas Asociado	Gas Seco
	Concentración de Gas in situ (Bcf/m ²)		18.6	44.7	83	27.2	22.4	22.4	70
	GIP en Riesgo (Tcf)		58.5	47.7	45	9.5	6.6	6.6	14.7
	Gas Técnicamente Recuperable (Tcf)		4.7	9.5	9	0.8	0.5	0.5	2.9

Tabla 2.2 Propiedades de los Yacimientos de gas de lutitas: Tampico, Tuxpan, Veracruz y Recursos de México (EIA, 2013)

Información Básica	Cuenca/Área Bruta		Burgos (24,200 m ²)		Tampico (26,900 m ²)		Tuxpan (2,810 m ²)		Veracruz (9,030 m ²)
	Formación de Lutita		Eagle Ford		Pimienta		Tamaulipas	Pimienta	Maltrata
	Era Geológica		Cretácico Medio Superior		Jurásico		Cretácico Medio Inferior	Jurásico	Cretácico Inferior
	Ambiente Depositional		Marino		Marino		Marino	Marino	Marino
Extensión Física	Área Prospectiva (m ²)		600	10,000	9,000	3,050	1,000	1,000	560
	Espesor (ft)	Orgánicamente Rico	200	200	500	500	300	500	300
		Neto	160	160	200	200	210	200	150
	Profundidad (ft)	Intervalo	3,300-4,000	4,000-16,400	3,300-8,500	4,000-8,500	6,000-9,500	6,600-10,000	9,800-12,000
		Promedio	3,500	7,500	5,500	6,200	7,900	8,500	11,000
Propiedades del yacimiento	Presión del Yacimiento		Altamente sobre-presurizado	Altamente sobre-presurizado	Normal	Normal	Normal	Normal	Normal
	TOC Promedio (wt. %)		5.00%	5.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%	3.00%
	Madurez Térmica (%R _o)		0.85%	1.15%	0.85%	1.15%	0.85%	0.90%	0.85%
	Contenido de Arcillas		Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo/Medio
Recursos	Fase Gaseosa		Aceite	Condensado	Aceite	Condensado	Aceite	Aceite	Aceite
	Concentración de Gas in situ (Bcf/m ²)		43.9	15	37.9	17.3	36.4	33	23.5
	GIP en Riesgo (Tcf)		15.8	89.8	119.4	18.5	12.7	11.5	6.9
	Gas Técnicamente Recuperable (Tcf)		0.95	5.39	4.78	0.74	0.51	0.46	0.28

Tabla 2.3 Propiedades de los Yacimientos de aceite de lutitas: Burgos, Tampico y Recursos de México (EIA, 2013)

CAPÍTULO 3: PLAN DE DESARROLLO PARA LA EXPLOTACIÓN DE RECURSOS NO CONVENCIONALES.

Actualmente, la industria del petróleo y el gas se encuentra explotando cada vez más y más yacimientos complejos en diferentes escenarios que resultan complicados. La exploración cada vez va mucho más dirigida a este tipo de yacimientos complejos, que se encuentran ubicados en aguas profundas o ultra-profundas y en yacimientos no convencionales.

En la ingeniería petrolera, se ve involucrado el manejo eficiente de las reservas de petróleo y gas en un aspecto técnico, pero sobre todo económico, hoy en día se busca establecer un plan integral para poner en producción los yacimientos y en este plan se ven incluidos el modelado de yacimientos y su análisis económico. Con dicho plan, se mantiene bajo observación el yacimiento y se evalúa de manera continua su comportamiento, además en caso de ser necesario se implementan acciones correctivas.

Los estudios modernos en la ingeniería petrolera (proyectos y prácticas), se basan en un trabajo en equipo y en un enfoque integral. La geología, petrofísica, geofísica, geoquímica, perforación, producción, simulación numérica y otras áreas de la ciencia e ingeniería, buscan hacer que estos proyectos sean posibles. Además, incluyen regulaciones económicas, ambientales y políticas que incluyen la integración de diferentes profesionistas, logrando así un trabajo holístico multidisciplinario. Todo este esfuerzo, se ve materializado en forma de proyectos de ingeniería de desarrollo de yacimientos en donde se optimiza la producción de petróleo y gas, maximizando siempre el valor económico de los campos.

Cada yacimiento es único, por ende, se requiere de un enfoque único para poder desarrollarse y ser puesto a producción, cada paso en la evaluación del desarrollo de yacimientos petroleros, incluye la validación, interpretación e integración de grandes cantidades de datos: la caracterización de las complejidades geológicas, visualización del proceso de flujo de fluidos y la utilización de modelos de flujo de fluidos computacionales, todo esto incluye:

- Entendimiento detallado del yacimiento incluyendo la conceptualización y visualización de la roca y el flujo de fluidos, además de los mecanismos

con los que se produce en un yacimiento. En los yacimientos no convencionales la industria se enfrenta a diferentes desafíos que serán detallados más adelante.

- Integración de toda la información geofísica, geológica, petrofísica e información de producción de producción para poder lograr desarrollar un modelo conceptual del yacimiento.
- Estimación de la cantidad de petróleo o gas que se encuentran originalmente en la formación, bajo diferentes metodologías: cálculos volumétricos, análisis de declinación de producción, balance de materia de los fluidos involucrados en la producción e inyección de fluidos y la simulación de un modelo de yacimiento.
- Estimación de reservas de petróleo y gas con diferentes probabilidades.
- Diseño, colocación y terminación de pozos productores o inyectores para optimizar la producción.
- Diseño, estrategias, ejecución y monitoreo de la inyección de agua y operaciones de recuperación secundaria y mejorada.
- Implementación de estrategias para incrementar la recuperación de yacimientos maduros.
- Enfrentar los desafíos plantados por la declinación de producción, irrupción de agua y gas, heterogeneidades, problemas operacionales, aspectos económicos y ambientales, regulaciones políticas y otros.
- Trabajo en equipo multidisciplinario de ingenieros y especialistas en ciencias de la tierra para la administración integral de yacimientos.

El desarrollo rentable de los recursos no convencionales, sigue un enfoque de desarrollo como si fuera un ciclo de vida, dividido en 6 fases que abordan: exploración, evaluación, desarrollo, producción, rejuvenecimiento y abandono. Utilizar el concepto del ciclo de vida, ha demostrado que puede afectar positivamente la recuperación de hidrocarburos, mejorando la eficiencia operacional en cada una de sus etapas y reduciendo los costos operativos. Una conceptualización perfecta y un diseño excelente sin la implementación de tecnología, harían que todas las operaciones fueran fallidas. Durante la última década, un creciente entendimiento de los recursos no convencionales y el uso de tecnología de última generación como dupla inseparable, han hecho posible su extracción y desarrollo.

El uso y manejo de datos como parte del ciclo de vida y su aplicación, enmarcan la evaluación inicial del yacimiento. Esta visión puede ayudar a los diferentes operadores a alinear tareas específicas de la Ingeniería Petrolera con los objetivos del proyecto de campos no convencionales en cada fase de

desarrollo, esto aseguraría que están utilizando las técnicas más efectivas con la tecnología necesaria para asegurar la mejor recuperación en el yacimiento.

Desarrollar un yacimiento no convencional, no es tan “fácil” de desarrollar como los yacimientos convencionales por las siguientes razones:

- El mecanismo del flujo de fluidos en los yacimientos no convencionales es distinto.
- Los mecanismos de almacenamiento para los hidrocarburos son diferentes y son difíciles de caracterizar.
- La distribución de las fracturas es diferente y no se puede modelar o simular de forma convencional.
- La interacción y caracterización de varias fracturas hidráulicas resulta complicada.

El desarrollo de este tipo de recursos requiere de una inversión fuerte de capital, debido a la gran cantidad de pozos que se necesitan para poder desarrollar las reservas de petróleo y gas. El desarrollo de estos campos, requiere información de muchas disciplinas y la implementación de tecnología. Combinar y describir toda esta información es fundamental para lograr su desarrollo.

Muchas compañías operadoras, enfrentan diferentes tipos de complicaciones que van más allá de los costos operativos, adquirir suficiente información resulta imperativo para poder identificar si el proyecto es comercialmente viable, además, una exploración efectiva, requiere adquisición de datos sísmicos y un número de pozos para probar la existencia de hidrocarburos La mejor forma de determinar si los hidrocarburos son económicamente recuperables es a través de uso, manejo e interpretación de información. Por ejemplo, en los yacimientos no convencionales además de tener bien identificada la litología y composición de la roca como en los yacimientos convencionales, se necesita tener entendimiento de otros factores importantes como la geomecánica de la formación, el contenido de carbono orgánico total, estudios detallados sobre la permeabilidad y porosidad, etc.

Para enfrentarse a estos desafíos, evaluar las propiedades geológicas, geomecánicas, petrofísicas y geoquímicas a nivel regional y cerca del pozo para identificar los puntos destacables (sweet spots, por su nombre en inglés). Esto podría ayudar a determinar el valor económico y el potencial de una mayor producción.

Sin una evaluación previa del yacimiento, los operadores podrían colocar pozos en las zonas menos productivas, o seleccionar zonas sin potencial de producción, tampoco existiría oportunidad de estimular el yacimiento. Esto resulta en un costo mucho más alto en todos los aspectos del proyecto, desde la perforación hasta la terminación, consumo de agua, costos operativos, etc.

Para poder desarrollar estos yacimientos, se requiere procesamiento y adquisición de mucha información. En ciertas etapas de desarrollo existen conjuntos de datos críticos que deben ser adquiridos. Esta información puede ser utilizada para refinar los estudios en el yacimiento, los modelos y la refinación del modelado de fracturas. Esta información, es la base para la toma de decisiones operacionales con las que se crean planes de desarrollo.

Dentro del proceso de desarrollo de recursos no convencionales, existen actividades que son clave en las distintas etapas de la cadena de valor que más impactan en el éxito de los proyectos y que combinadas con el conocimiento, la tecnología y técnicas necesarias ayuda a evaluar:

- La intervención en lugares económicamente viables.
- Identificar los puntos destacables y determinar los mejores intervalos para su estimulación.
- Construir y perforar pozos de forma rápida y efectiva.
- Generar fracturas que obtengan la mejor recuperación.

Muchos autores han intentado de manera general, establecer un plan de desarrollo que se ajuste a cualquier campo. Sin embargo, al ser recursos no convencionales, las políticas gubernamentales y el desarrollo económico en cada país son distintos, haciendo que sea imposible estandarizar una metodología.

Vassilellis et al., introdujeron el flujo de trabajo y el esquema para la explotación y desarrollo de recursos no convencionales (**Fig. 3.1**), en el que el modelamiento del yacimiento es uno de los factores más importantes a la hora de evaluar este tipo de campos.

Se sabe que el modelo de yacimientos es consecuencia directa de toda la serie de toma de registros y adquisición de información sobre el yacimiento, en la que se incluye la caracterización (tanto estática y dinámica) como un solo elemento al que se le incluyen estudios geofísicos y estudios sobre el comportamiento de las fracturas (inducidas y naturales) la longitud, desviación

y terminación de los pozos, su espaciamento, desarrollo de campo y análisis económico.

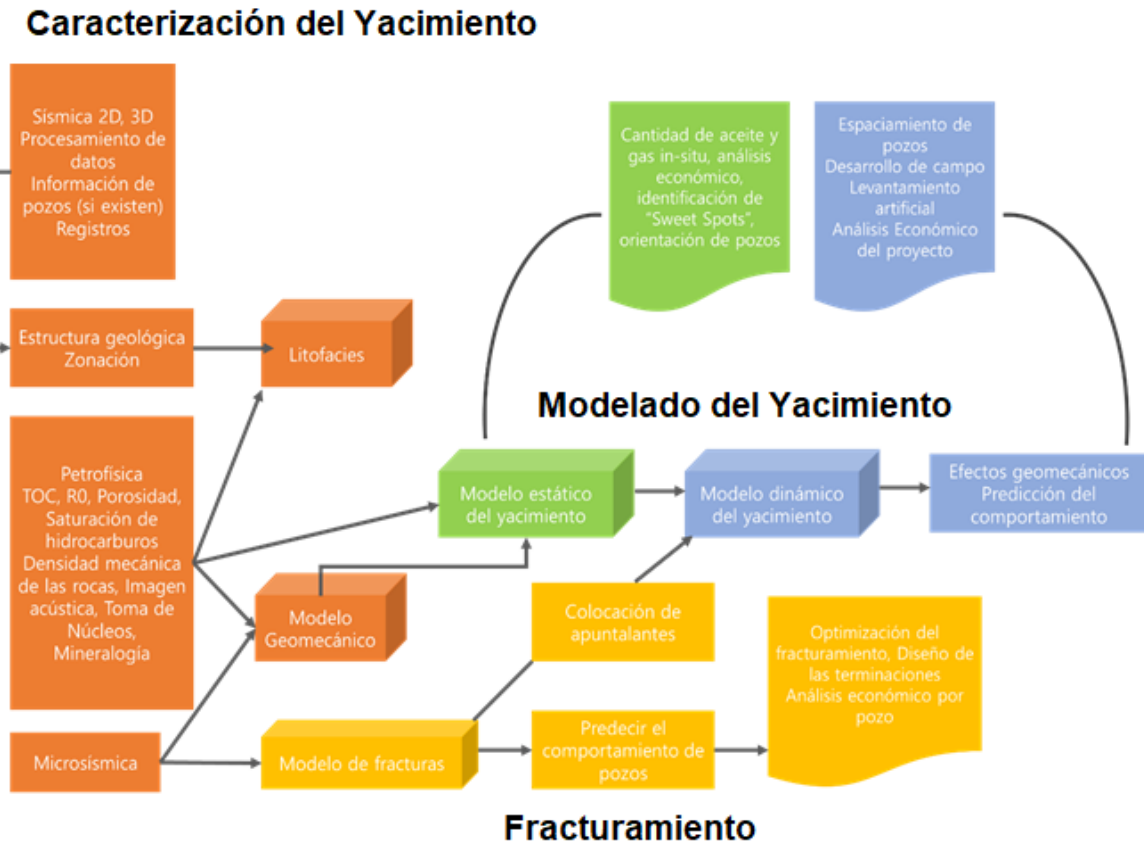


Fig. 3.1 Proceso del flujo de trabajo y esquema para la explotación y el desarrollo de recursos no convencionales (Vassilellis et al., 2011).

Para los fines de este trabajo, englobaremos de forma general los procesos más importantes durante el desarrollo de un campo no convencional, y los aplicaremos al modelamiento de un yacimiento, en el que evaluaremos los mejores planes y estrategias para su desarrollo en base a las prácticas internacionales (Fig. 3.2).

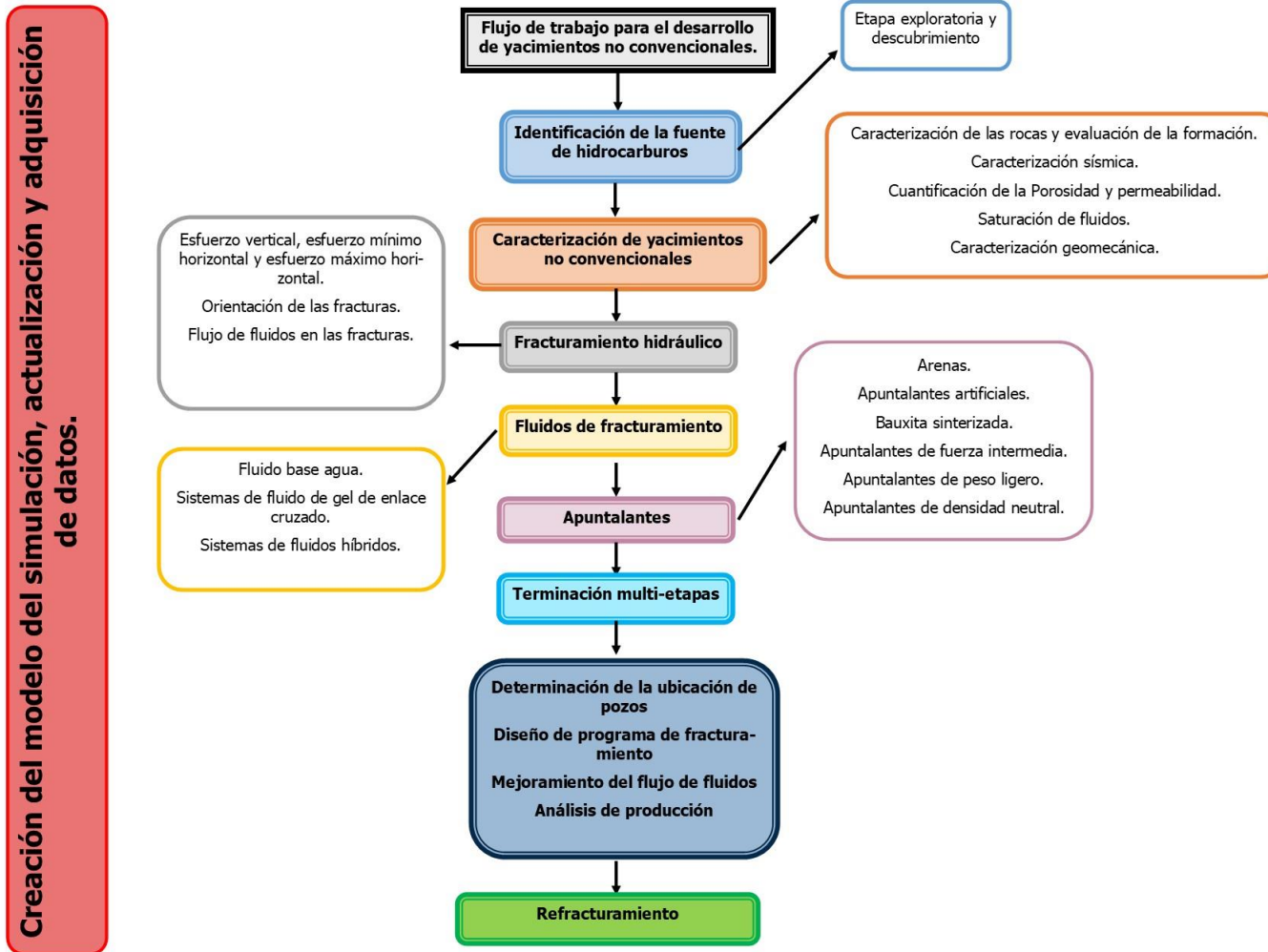


Fig. 3.2 Procesos más relevantes en el desarrollo de yacimientos no convencionales (elaboración propia)

3.1 RELEVANCIA DE LA INFORMACIÓN EN EL DESARROLLO DE RECURSOS NO CONVENCIONALES

Para el desarrollo de los recursos no convencionales es indispensable el uso y manejo de la información disponible como si se tratara de un proceso iterativo. En ciertas etapas de desarrollo, existen conjuntos de datos críticos que deben ser adquiridos y cuantificados de manera minuciosa.

La información proviene desde la caracterización del yacimiento¹, pruebas de fracturamiento y diferentes tipos de registros y técnicas aplicados a los yacimientos no convencionales, entre ellos destacan:

- Caracterización del yacimiento (de las rocas y evaluación de la formación, geológica, sísmica y geomecánica).
- Composición de la roca.
- Cuantificación y características del Carbono Orgánico Total (COT).
- Determinación de la litología y mineralogía.
- Cuantificación de la Porosidad y Permeabilidad.
- Saturación de fluidos.

Esta información puede ser utilizada para refinar los modelos del yacimiento y de las fracturas que son el soporte de las decisiones operacionales para crear los mejores planes de desarrollo además de poder predecir el comportamiento de la producción.

Dentro del plan de desarrollo para yacimientos no convencionales, existe un conjunto de subactividades (**Fig. 3.3**) dentro de la cadena de valor que más impactan y que combinadas con el conocimiento, la tecnología y las técnicas necesarias resultan fundamentales para:

- Evaluar e invertir en zonas económicamente viables.
- Identificar puntos destacables y determinar los mejores intervalos para su estimulación.
- Construir y perforar pozos de forma rápida y efectiva.
- Generar fracturas que obtengan la mejor recuperación.

¹ Las características de la caracterización en yacimientos no convencionales se describen en el **Apéndice A4**: Caracterización de yacimientos no convencionales.

Con todo lo mencionado anteriormente, se obtienen los elementos técnicos y la información necesaria, técnicas adecuadas y secuencia lógica que dan como resultado tener la capacidad de evaluar diferentes alternativas y estrategias que están preparadas para el mejor desarrollo de recursos no convencionales.

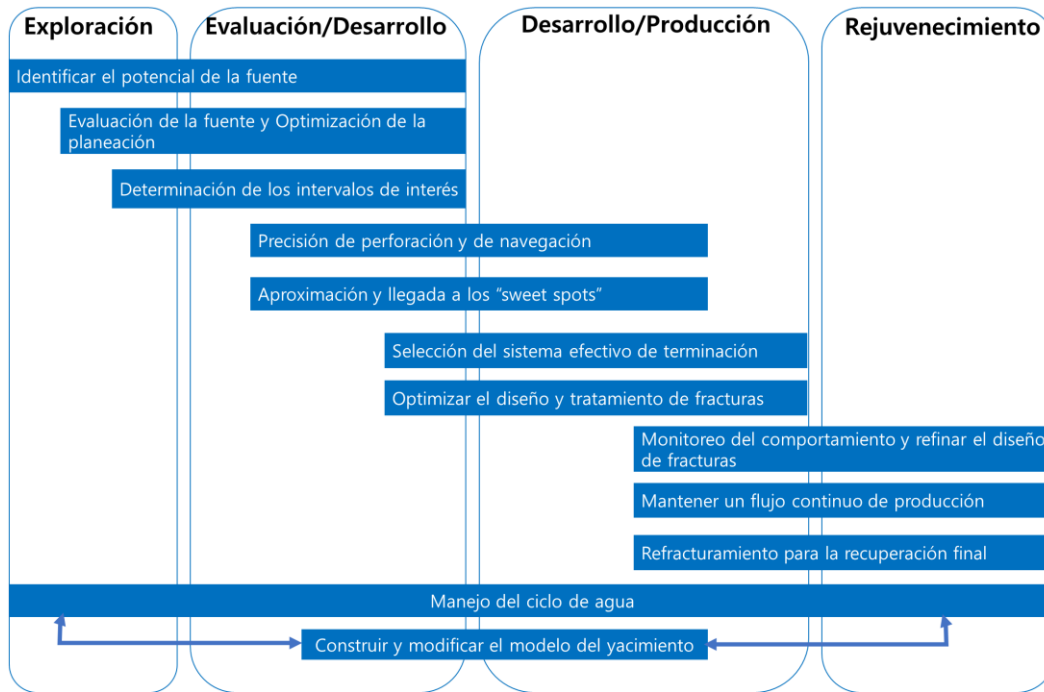


Fig. 3.3 Cadena de valor en el desarrollo de yacimientos no convencionales (Usman Ahmed, Nathan Neehan, *Unconventional Oil and Gas Resources, Exploitation and Development*, 2016).

Toda esta información es la base fundamental para la construcción de modelos de simulación de yacimientos, resulta imperativo tener disponibilidad y suficiencia de información para poder crear modelos de simulación. Es por ello que la relevancia de los datos y la información son la base sólida para el desarrollo del campo, esto reduce riesgos técnicos y económicos, además de que establece la mejor recuperación económica.

El análisis de la información ayuda a tomar decisiones en operaciones fundamentales para el desarrollo de yacimientos no convencionales como son:

- La elección de las zonas destacables.
- Identificar el intervalo ideal en el yacimiento.
- Optimizar el espaciamiento y la cantidad de etapas de fracturamiento.
- Diseñar un tratamiento efectivo de las fracturas.

Una producción inconsistente, es un resultado directo de la pobre localización de los pozos, su terminación y sus etapas de fracturamiento, estas a su vez, son consecuencia de la falta de información o una mala interpretación de los datos. Seguir un enfoque multidisciplinario que ayude a integrar y colaborar en el entendimiento de la información recopilada es un paso fundamental en el desarrollo de recursos no convencionales.

El enfoque simplificado según Knecht y Sambol-Koseoglu (2015) en el desarrollo de los recursos no convencionales se basa en:

- Determinar la mineralogía y la calidad de las rocas.
Las propiedades de las rocas pueden variar lateral y verticalmente en distancias muy cortas.
- Identificar y evaluar el potencial de la fuente.
Determinar en donde invertir, o incluso en donde comenzar a perforar, puede ser desafiante, después de la exploración, viene la recopilación de datos sísmicos, datos del pozo, toma de núcleos, etc. Datos que se traducen en la estimación de la viabilidad comercial del proyecto. Es necesario evaluar los siguientes puntos:
 - Interpretar la sísmica, nueva o existente.
 - Encontrar, organizar y analizar la información de pozos existentes o nuevos, incluyendo información geológica, sísmica 2D y 3D, registros y núcleos.
 - Comprender la subsuperficie a nivel regional.
 - Identificar áreas con el mayor contenido de carbono orgánico total.
 - Estimar las propiedades geomecánicas y los esfuerzos in-situ.
 - Calibrar la sísmica con el control de pozos para identificar áreas clave para la perforación y terminación.
 - Construir el modelo del yacimiento.
 - Estimar la cantidad de hidrocarburos existentes.
 - Estimar el factor de recuperación.
 - Determinar los factores de riesgo e incertidumbre que tengan la mayor influencia en la productividad.

3.1.1 EVALUACIÓN DEL YACIMIENTO Y GENERACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO

Muchos pozos son perforados durante la evaluación del yacimiento, toda la información de estos pozos ayuda a caracterizar por completo el yacimiento. La práctica recomendada recae en perforar pozos verticales para la adquisición de datos, los pozos horizontales son utilizados para la evaluación del

fracturamiento hidráulico² y el tipo de terminación³ en los pozos. Esta información puede refinar los modelos del yacimiento y nos ayuda a generar mejores predicciones y evaluar mejores resultados. Los planes para el desarrollo deben incluir el tipo de pozo, ubicación, dirección y espaciamiento. La perforación de pozos en dirección del esfuerzo mínimo horizontal, maximiza el acceso a las fracturas naturales existentes, es por eso que es importante comprender el régimen de esfuerzos en el yacimiento. El plan de desarrollo debe ser construido en base a los siguientes puntos:

- Utilización de pozos para caracterizar el yacimiento y probar el diseño de las fracturas.
- Determinar la litología, mineralogía y el contenido de carbono orgánico total.
- Determinar la permeabilidad, porosidad y saturaciones de fluido.
- Entender la mecánica de rocas y el régimen de esfuerzos.
- Identificación de fracturas verticales.
- Perforación de pozos verticales para la caracterización.
- Desarrollo de pozos horizontales para probar el diseño de fracturas y su terminación.
- La estimación del espaciamiento de los pozos para un número de pozos de desarrollo requeridos.



Fig. 3.4 Esquema representativo sobre la presencia de hidrocarburos en una formación.

² El fracturamiento hidráulico y los tipos de terminación en yacimientos no convencionales de gas, pueden ser consultados en el Apéndice 4.

3.1.1.1 DETERMINACIÓN DE LA MEJOR UBICACIÓN DE POZOS HORIZONTALES

Para las regiones en donde la información es escasa, el ajuste histórico no resulta suficiente, a menudo es ineficiente y no es capaz de entregar predicciones confiables. Adquirir información adicional puede proveer la percepción necesaria para optimizar las decisiones operacionales y reducir la incertidumbre.

Calibrar la información sísmica con la información existente refina el modelo inicial del yacimiento y permite a los ingenieros encargados identificar y redefinir los puntos en el proyecto que necesitan un ajuste.

Con las propiedades del yacimiento se refina el modelo predictivo y se determina si es posible o no avanzar, los puntos a evaluar son:

- Un análisis completo de la información para la determinación de la litología, mineralogía, contenido de carbono orgánico total, porosidad, permeabilidad y saturación de los fluidos.
- Análisis completo de la información para la determinación de la mecánica de rocas, régimen de esfuerzos, fracturas naturales y fracturas verticales.
- Identificar los intervalos ideales del yacimiento para la ubicación de pozos y la estimulación mediante fracturamiento hidráulico.
- Ubicar los lugares en donde la calidad del yacimiento y la roca coincidan para ubicar los pozos.
- Refinar el modelo del yacimiento con la información de los pozos.

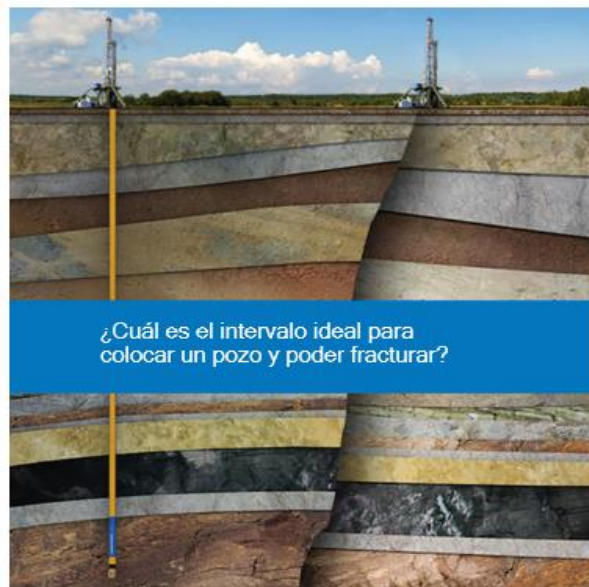


Fig. 3.5 Esquema representativo del mejor intervalo para la colocación de un pozo.

3.1.1.2 PRECISIÓN Y EFICIENCIA DE LA PERFORACIÓN Y EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Aplicar toda la información obtenida a los sistemas de perforación, barrenas, y fluidos de perforación, hacen que el control y estabilidad a la hora de dirigir los pozos pueda vencer estas formaciones complejas de manera rápida y efectiva. El rendimiento de la producción es altamente dependiente del diseño y tratamiento de las etapas de fracturamiento. Comprender la distribución de las propiedades críticas laterales y verticales, la determinación del lugar adecuado y el diseño y tratamiento efectivo de fracturas optimizan la conductividad y productividad del yacimiento, los temas a tratar son:

- Evitar la perforación de zonas no deseadas.
- Llegar a las zonas con mayor potencial productivo.
- Medición de los esfuerzos de la roca y la identificación de la capacidad de flujo a través de las fracturas.
- Diseño y tratamiento efectivo de fracturas para mejorar la distribución de los apuntalantes y el volumen estimulado en el yacimiento.

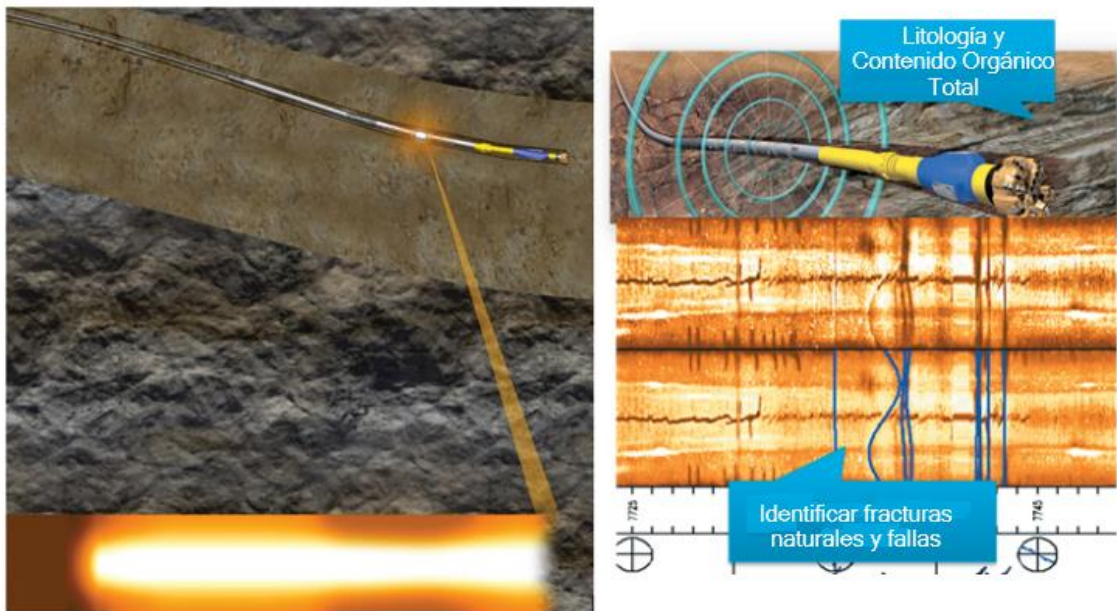


Fig. 3.6 Identificación del Contenido Orgánico Total y fracturas naturales (Baker & Hughes, 2016).

3.1.1.3 DISEÑO DEL PROGRAMA DE FRACTURAMIENTO Y SU TRATAMIENTO

La permeabilidad en los yacimientos no convencionales puede llegar a ser muy baja (como es el caso en los yacimientos tipo tight y shale), que no puede existir producción sin que se rompa la roca con algún proceso de fracturamiento. El fracturar la roca y colocar apuntalantes, abren canales de

alta permeabilidad, permitiendo así a la formación producir mucho más de lo que podría de forma natural. En oposición a los pozos tradicionales, los pozos horizontales con múltiples fracturas proveen un contacto mucho mayor con el yacimiento. Los puntos a tratar son:

- Calibrar el yacimiento y las características geomecánicas para ayudar a estimar la geometría de las fracturas y su conductividad, comparar diferentes escenarios y finalmente optimizar económicamente.
- Simular el volumen de fluido y apuntalantes inyectados en diferentes puntos para predecir la dimensión de la fractura y su conductividad.
- Determinar el gasto de bombeo, la concentración de apuntalantes y los caballos de fuerza necesarios.
- Comparar diferentes escenarios de tratamiento, pronosticar el valor presente neto, y determinar la tasa interna de retorno para cada pozo que necesita estimulación.
- Predecir el comportamiento de los pozos después del fracturamiento.
- Protección de los pozos de ataques microbianos, estabilizar la formación, soporte de las fracturas y reducción del consumo de caballos de fuerzas.
- Monitoreo de fracturas y refinación del programa de fracturamiento.

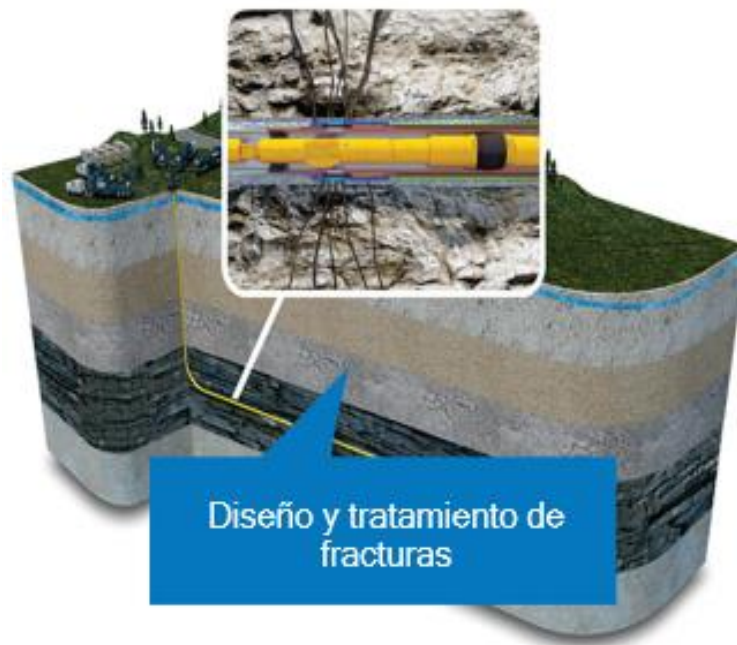


Fig. 3.7 Diseño y tratamiento de fracturas (Baker & Hughes, 2016).

3.1.1.4 MEJORAMIENTO DEL FLUJO DE FLUIDOS

Se puede contrarrestar la declinación de la producción tomando las medidas necesarias para mantener y optimizar el flujo de producción. Predecir las amenazas potenciales a tiempo para prevenir intervenciones costosas es la solución. Utilizando la información del yacimiento y la experiencia con los pozos, los ingenieros petroleros pueden predecir problemas post-fracturamiento, relacionados, con la depositación orgánica, bacterias y corrosión, con esto se busca:

- Manejo adecuado del flujo de fluidos.
- Mantenimiento y optimización del flujo producido.
- Proteger los pozos y las facilidades de la corrosión, bacterias.
- Identificación de pozos candidatos a Refracturamiento.

3.1.1.5 REFRACTURAMIENTO PARA MEJORAR LA RECUPERACIÓN FINAL

Lo que hoy comprendemos como estimulación en los yacimientos convencionales es un refracturamiento, es el método más efectivo para rejuvenecer y restaurar la producción en yacimientos con permeabilidad muy baja.

Actualmente el potencial del refracturamiento tan sólo en Estados Unidos, incluye cerca de 180,000 pozos. Además, la industria perfora cerca de 16,000 pozos por año en yacimientos del tipo shale, el proceso del refracturamiento depende de la terminación y ubicación de los pozos, además de las etapas de fracturamiento realizadas previamente, de forma general, el proceso del refracturamiento podría:

- Reestablecer la conectividad con el yacimiento.
- Reestablecer e incrementar el gasto de producción.
- Reducir el perfil de declinación.
- Extender la vida productiva del pozo.
- Incrementar el valor presente neto y el flujo de efectivo.

Las recomendaciones para el refracturamiento incluyen:

- Selección del tipo de refracturamiento.
- Selección del equipo adecuado para las labores de refracturamiento.
- Realizar estudios de simulación de fracturamiento.
- Utilizar servicios de bombeo y cableado adecuados para el refracturamiento del pozo.



Fig. 3.8 Extensión de la vida productiva del pozo a través del refracturamiento (Baker & Hughes, 2016).

3.2 CONSTRUCCIÓN Y MODIFICACIÓN DE LOS MODELOS DEL YACIMIENTO DURANTE EL PLAN DE DESARROLLO DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES.

El enfoque proactivo del desarrollo de los recursos no convencionales incluye el modelado del yacimiento, a diferencia de los yacimientos convencionales, es necesario simular las etapas de la estimulación hidráulica y se debe de modelar de tal manera que describa todas las propiedades de forma correcta, integrar la geología, geomecánica, geoquímica, petrofísica y la sismología de manera holística para comprender las complejidades del yacimiento y utilizar ese conocimiento para optimizar y priorizar operaciones, para este caso se necesita considerar los siguientes elementos:

- Comprender la subsuperficie a nivel regional.
- Identificar las áreas con mayor contenido de COT.
- Estimar las propiedades geomecánicas y el esfuerzo in-situ.
- Determinar la porosidad, saturación y el tipo de fluido.
- Determinar la cantidad de hidrocarburos y el contenido de carbono orgánico total.
- Caracterizar la litología y mineralogía.
- Caracterizar las propiedades mecánicas de la roca y el régimen de esfuerzos para determinar la dirección óptima de las fracturas.
- Determinar las amenazas geomecánicas y presión de cierre de fracturas.

- Refinar el modelo predictivo y el análisis económico.
- Optimizar el plan de desarrollo del campo.

En los capítulos posteriores daré un acercamiento a la simulación numérica de yacimientos, las diferencias entre la simulación convencional y la de nueva generación además de presentar el modelo de alta resolución.

Hasta ahora, hemos definido los conceptos fundamentales sobre los yacimientos no convencionales, cómo se genera el plan de desarrollo y la información necesaria para poder realizar estrategias para el desarrollo de este tipo de recursos.

CAPÍTULO 4: SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

La simulación numérica de yacimientos busca representar procesos operativos y eventos que ocurrirían en un yacimiento en la vida real, basados en la adquisición de datos y procesamiento de la información.

De forma general, un estudio típico de simulación, pronostica la producción de los pozos en un yacimiento, la relación agua-aceite, aceite-gas, gas-agua, agua-gas-aceite, el cambio de la presión del yacimiento y las saturaciones de fluidos en múltiples zonas del mismo yacimiento, durante un periodo de tiempo. Asimismo, también representa los cambios de fase (vaporización y condensación) que ocurren con los cambios de presión y que afectan al yacimiento. Indican el número óptimo de pozos que necesitan ser perforados y su ubicación, además del mejor tiempo para iniciar recuperación secundaria o mejorada y un sinfín de escenarios del tipo: ¿qué pasaría sí?¹

Los estudios de simulación pueden llegar a ser muy extensos, dependiendo de la complejidad del yacimiento (su estratificación, si es fracturado, la cantidad de fallas y otras complejidades), el tipo de producción (primaria, secundaria, o mejorada) y las respuestas buscadas para el estudio (presión, gasto de los pozos, irrupción de agua, flujo en las fracturas, etc.). La simulación de yacimientos, predice el comportamiento de un solo pozo, o de todo el yacimiento, y nos da un marco de tiempo para hacer económicamente operable el yacimiento. Además de tener la capacidad de determinar el mejor número de pozos, historia de producción, etc.

La aplicación de estudios de simulación de yacimientos ayuda de forma general a:

- Estimar el volumen original de petróleo y gas in-situ, además de la actualización de estos datos basados en nueva información.

¹ Arriesgarse a realizar operaciones en el yacimiento solo puede tener 2 resultados, pueden ser un éxito o un fracaso. Muchas de estas operaciones no pueden ser probadas de forma física, ya que implican riesgos operativos y económicos. La simulación numérica de yacimientos proporciona respuestas a este tipo de problemáticas, es decir ¿Qué pasaría si las operaciones fueran un éxito o un fracaso?, sin poner en riesgo los costos de los proyectos ni las operaciones.

- Eficiencia de recuperación de un yacimiento bajo diferentes escenarios de desarrollo, incluyendo perforación de relleno, inyección de agua y operaciones de recuperación mejorada.
- Adecuación de pozos en ciertas zonas del yacimiento para asegurar la máxima productividad.
- Terminación de pozos.
- Diseño y ubicación de patrones de perforación, incluyendo pozos productores e inyectores.
- Diseño y planificación de instalaciones superficiales.
- Espaciamiento entre pozos, para optimizar la producción y maximizar el valor económico.
- Optimización de los gastos de pozo, en términos de la relación, agua-aceite, gas-aceite, aceite-gas-agua.
- Efectos de la producción de gas o irrupción de agua (candados de gas, conificación de agua, producción de arenas, etc.).
- Optimización de la inyección de agua.
- Optimización de operaciones de recuperación mejorada.
- Capacidad de producción de yacimientos de gas.
- Optimización de inyección de gas.
- Estudio de conificación de agua en pozos y sus acciones correctivas.
- Pronóstico del potencial productivo de un pozo, después de alguna estimulación.
- Efectos de la estratificación, fracturas, fallas y otras heterogeneidades en el comportamiento del yacimiento.
- Investigación del flujo de petróleo, gas y agua, a través de diversas regiones del yacimiento.
- Identificación de las causas de un comportamiento anómalo en los pozos.
- Análisis económico y tasa interna de retorno de la empresa, durante la vida del yacimiento.

Los recursos que se necesitan para realizar simulación de yacimientos son de cierta forma pocos en comparación con otro tipo de estudio, además, las decisiones más importantes y el análisis económico, se basan en el resultado de los estudios de la simulación de yacimientos. De hecho, por ley, en algunos países es necesario realizar estudios de simulación para probar la viabilidad del desarrollo de proyectos de extracción de petróleo y gas, y a partir de esto se establecen las obligaciones de las compañías.

Debemos enfatizar el hecho de que una simulación de yacimientos, es un proceso cíclico y continuo a través de la vida del yacimiento y sirve como una herramienta fundamental para la toma de decisiones operacionales en el yacimiento.

En etapas tempranas del desarrollo de yacimientos, los datos necesarios para la simulación son bastante limitados; por lo tanto, se generan diferentes

escenarios para el yacimiento, variando el rango de los datos y parámetros de entrada, como la extensión del yacimiento, la permeabilidad entre los pozos, y la conectividad de los estratos con algún acuífero asociado. Mientras el yacimiento es puesto a producción durante meses o años, se comienza a construir una representación completa del yacimiento, que incluye todas las características en términos de producción de los pozos, heterogeneidades de la roca, y la calidad del yacimiento.

4.1 SIMULACIÓN CONVENCIONAL VS SIMULACIÓN NO CONVENCIONAL

Rose (2000), estableció uno de los principios básicos en la simulación numérica de yacimientos, con la introducción a la industria de la ingeniería del petróleo y el gas una nueva generación de simuladores comerciales: “información incorrecta entra, información incorrecta sale”.¹

Este principio implica que la información que se utilice no solo en simuladores comerciales y los que se encuentran en desarrollo tiene que ser lo suficientemente precisa como para que dé resultados confiables.

Abou-Kassem et al., (2006) definen a la industria del petróleo como la pionera en la recolección de datos desde la superficie, históricamente, no ha existido otra disciplina que haya tenido tanto interés en obtener información tan precisa y con tanta tecnología como la industria petrolera. Las tecnologías recientes que implican mapeo de superficie, monitoreo en tiempo real y transferencia de datos a altísima velocidad. Todo esto es evidencia del hecho de que la información que se necesita para llevar a cabo la simulación numérica de yacimientos no resulta ser el hilo más frágil en la generación de los modelos del yacimiento.

Para que un modelo sea lo suficientemente preciso, debe cumplir ciertos criterios, Islam et al. (2010), definen que la fuente de información, tiene que ser real (o verdadera) y el procesamiento de esa información, por consiguiente, también debe ser real. Para los yacimientos no convencionales, esto representa un problema ya que uno de los desafíos es desarrollar simulación con modelos que sean altamente detallados y que provean respuestas certeras para la toma de decisiones. Por ejemplo, la mayoría de los registros convencionales, no registran información que sea útil para la creación de un modelo de simulación no convencional, debido a las propiedades de estas rocas, las ondas sínicas,

¹ Trash in - trash out, basura dentro, basura fuera. Referencia que se hace al uso correcto de la información.

señales e incluso registros con lodo, no logran perforar las rocas e invalidan algunas de las técnicas de registro de pozos.

La simulación de yacimientos no convencionales, se caracteriza por tener un detalle geológico y petrofísico sumamente detallado, a diferencia de los yacimientos convencionales, el mecanismo de producción en estos yacimientos tiene ciertas particularidades en almacenamiento y distribución de la producción distintos a los yacimientos convencionales.

Los proyectos actuales de ingeniería de yacimientos convencionales, analizan y resuelven todos los problemas del yacimiento con simuladores, desde pruebas con los pozos hasta la recuperación final. El fundamento base en la simulación convencional es la ley de Darcy y en los yacimientos no convencionales esta ley no se cumple por las características propias de los mismos.

Con la introducción del fracturamiento hidráulico y técnicas avanzadas de explotación y desarrollo de campos, surgió la necesidad de crear simuladores capaces de predecir no solo el comportamiento del yacimiento, sino también el comportamiento geomecánico de manera integral. Para situaciones como estas, un simulador convencional, no se encuentra bien provisto para estos propósitos y los simuladores de nueva generación resultan ser una solución tentativa.

Para comprender mejor, habría que echar un vistazo a cómo eran anteriormente los simuladores convencionales de yacimientos (CRS¹), fueron originalmente diseñados cerca de los años 80's cuando las computadoras tenían menor capacidad de procesamiento y de memoria que hoy en día, computadoras poderosas de aquel entonces como la Gray 1, fue diseñada con el paradigma computacional limitado a 100 Mflops². Comparado con las computadoras de hoy en día que pueden alcanzar de 10 a 100 Peta-flops.

¹ Conventional Reservoir Simulators. Simuladores de Yacimiento Convencionales por su nombre en inglés.

² Operaciones de coma flotante por Segundo (Floating Point Operations per Second) son una medida del rendimiento de una computadora Las computadoras exhiben un amplio rango de rendimientos en coma flotante, por lo que a menudo se usan unidades mayores que el FLOPS. Los prefijos estándar del [SI](#) pueden ser usados para este propósito, dando como resultado mega-FLOPS (MFLOPS, 10⁶ FLOPS), giga-FLOPS (GFLOPS, 10⁹ FLOPS), tera-FLOPS (TFLOPS, 10¹² FLOPS), peta-FLOPS (PFLOPS, 10¹⁵ FLOPS), exa-FLOPS (EFLOPS, 10¹⁸ FLOPS).

En consecuencia, una pobre calidad de información, significaba que solo se pudiera simular algunos miles de bloques de malla en lugar de cientos de millones como hoy en día. Los simuladores de nueva generación están diseñados para utilizar algoritmos de solución paralela, altamente escalables que pueden explotar los diferentes núcleos y la memoria de las computadoras, además, son optimizados para asegurar que hagan mejor uso de sus jerarquías de memoria “caché”³. Esto conlleva a “correr”⁴ los resultados en mucho menor tiempo que los simuladores convencionales y consecuentemente, permite modelos mucho más grandes y flujos de trabajo mucho más complejos.

El desarrollo de nuevos sistemas operativos y el diseño de software y la funcionalidad de los compiladores durante los últimos 30 años, han permitido que los diferentes programas de simulación se construyan de tal manera, que se hubiera pensado imposible hace 30 años. Los nuevos programas de simulación se concentran principalmente en el funcionamiento de la simulación para situaciones complejas en el yacimiento, caracterizados por los altos contrastes en la permeabilidad, estructuras de malla que son complejas, sistemas no lineales debido a comportamientos de fase muy complejos, un gran número de celdas requiriendo alto grado de paralelismo y la gestión del control del yacimiento.

Un simulador convencional, no resulta suficiente y solo provee de una representación simplista de todo lo que resulta ser un yacimiento no convencional, aunque, el objetivo no es reemplazar los simuladores convencionales de los de alta resolución, en la industria, se promueve el cambio en los proyectos de yacimientos en donde puede lograrse un gran cambio en términos de eficiencia, eficacia y flexibilidad a la hora de obtener resultados.

4.2 EL CONCEPTO DE ALTA RESOLUCIÓN EN LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

Con la alta resolución, podemos generar mallas que puedan contener decenas de millones de celdas y miles de pozos, podemos hacer que el comportamiento y capacidad de la simulación no dependan directamente del tipo de malla (bloques centrados, refinamiento local, etc.), que sea un solo

³ La memoria caché es una memoria de acceso rápido de un microprocesador, que guarda temporalmente los datos recientes de los procesados.

⁴ Correr un programa o correr resultados, se emplea para expresar que un programa se ha ejecutado o que un análisis de resultados mediante un programa ha sido realizado.

simulador para todos los procesos de recuperación, capaz de unificar un modelo de pozo y sobre todo, capaz de generar un modelo que capture las restricciones operacionales y la lógica operativa necesarias para manejar los campos.

El concepto original de la Alta Resolución, está basado en el número de píxeles⁵ (puntos) que se utilizan para crear y formar una imagen en la pantalla. Cuanto mayor sea el número de píxeles, mayor es la resolución de un dispositivo.

Con el tiempo, la alta resolución se ha adaptado a los avances tecnológicos. La resolución es también comúnmente utilizada para clasificar casi cualquier dispositivo que esté relacionado con la imagen digital, cámaras, impresoras, pantallas de computadoras, televisiones, etc. todos estos dispositivos son capaces de procesar una cantidad de píxeles muy grande.

El concepto de alta resolución no aplica únicamente a este tipo de dispositivos. En medicina, química, la industria aeroespacial y en muchas otras industrias y ciencias, se ha adaptado el término de alta resolución a algún proceso de transformación o a algún tipo de estudio que realicen.

Para la industria del petróleo y gas, crear software que utilice lo último en hardware, para resolver desafíos como la simulación del flujo de fluidos, es fundamental un nivel de detalle extraordinario que nos permita analizar resultados en lugar de gastar mucho tiempo en procesar información. En la era digital, la simulación de yacimientos, tiene la llave para la formulación de muchas estrategias de administración en yacimientos petroleros, su producción y el análisis técnico.

La alta resolución en la simulación de yacimientos no convencionales, requiere un nivel en el mallado impresionante, en ellos se busca representar las características de las fracturas, el fracturamiento hidráulico, flujo de fluidos y etapas de extracción y operación con un nivel de detalle en el que no puede haber espacio para fallas.

Islam (2015) y Hossain, Mousavizadegan, Mustafiz, Abou-Kasem (2017), agrupan ciertas características que han desarrollado con éxito la simulación de yacimientos no convencionales en 4 grandes grupos que serán descritos a continuación:

- Rapidez y precisión.
- Nuevas ecuaciones en el flujo de fluidos.
- Modelo integral.
- Modelo geomecánico.

⁵ Un píxel es la menor unidad homogénea en color que forma parte de una imagen digital, ampliando lo suficiente una imagen (zoom) en la pantalla de una computadora, pueden observarse los píxeles que la componen.

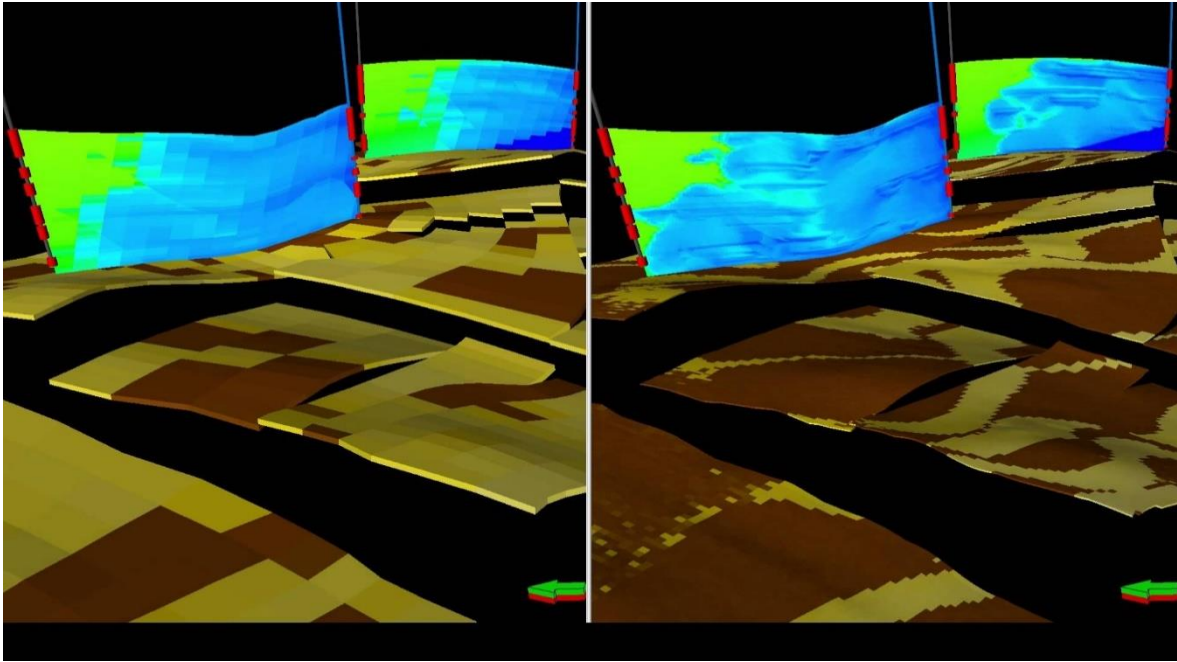


Fig. 4. 1 Comparación entre una malla normal y de alta resolución (Schlumberger, New Insight with high resolution reservoir simulation, 2015).

Para que un modelo de simulación numérica de alta resolución de yacimientos no convencionales de gas de lutitas pueda ser desarrollado, se han creado diferentes técnicas para representar no solo el flujo de fluidos o el modelo geomecánico, sino también el modelo de fracturas. Aunque, la elección del modelo de fractura apropiado no puede determinarse hasta después del ajuste histórico (A. G. Sivon, G. J. Mordis y T. A. Blasingame, 2018), en el que se identifica la menor desviación de los datos observados en campo y se ajustan con el modelo.

Es bien sabido, que esta deficiencia, limita la utilidad de la simulación numérica durante la etapa de diseño y puede ser un factor crítico para el desarrollo de este tipo de campos.

4.2.1 RAPIDEZ Y PRECISIÓN

La necesidad de nuevas ecuaciones en los yacimientos se origina principalmente de la necesidad de representar los yacimientos fracturados, ya que constituyen la mayor desviación del comportamiento del flujo de Darcy. Los avances se han logrado en muchos frentes, desde la velocidad de las

computadoras siguiendo la ley de Moore⁶ (duplicando cada 12 o 18 veces), la memoria también incrementó, para los estudios de simulación, esto se traduce en el uso de mayor precisión y la inclusión de términos de mucho mayor orden en la aproximación de la serie de Taylor, así como un número mayor de bloques de malla, alcanzando billones.

Un ejemplo, es GigaPOWERS, el simulador de Saudi Aramco, capaz de simular modelos con una cantidad multi-billonaria de celdas, así pues, se da la bienvenida a los simuladores de alta resolución, esenciales para entender varios procesos de flujo en el yacimiento, un mejor refinado del tamaño de malla y una mejor descripción del yacimiento. Muchos de estos simuladores, han sido creados con procesadores que incluyen redes de alta velocidad como Infiniband (IB). Conectando múltiples ordenadores a través de esta red de alta velocidad que se comportan como si fuesen una sola computadora y todas generando una malla de simulación, modelos que resultarían imposibles de simular por una sola computadora, esto es conocido como computación en paralelo.

Armbrust et al. (2010), señalan que además de la computación en paralelo, existe la computación en la nube, en donde una situación en particular denominada problema, se divide en un número de sub-problemas y cada uno de estos sub-problemas, se resuelve con un clúster⁷. El ejemplo más reciente es MAPREDUCE, un modelo de programación que brinda soporte a la computación en paralelo sobre grandes cantidades de datos.

Los esfuerzos en la simulación numérica, también han recaído en desarrollar mejores soluciones y más rápidas. Un ejemplo de esto son las llamadas, multi-celdas algebraicas adaptativas AMG⁸ por su nombre en inglés), desarrollado por Clees y Ganzer (2010), otras técnicas se han enfocado en el refinamiento y redistribución de los bloques de malla, generando sistemas de bloques de malla de fondo que son extraídos del flujo en una sola fase, para ser utilizados en cálculos de flujo en multifase (Evazi y Mahani, 2010).

El mayor desafío resulta ser que la calidad de los datos, no ha mejorado con los avances en velocidad y capacidad de las computadoras.

⁶ La ley de Moore expresa que aproximadamente cada dos años se duplica el número de transistores en un microprocesador.

⁷ Conjunto o conglomerado de ordenadores unidos entre sí que se comportan como si fueran una sola computadora.

⁸ Adaptive Multigrid por su nombre en inglés.

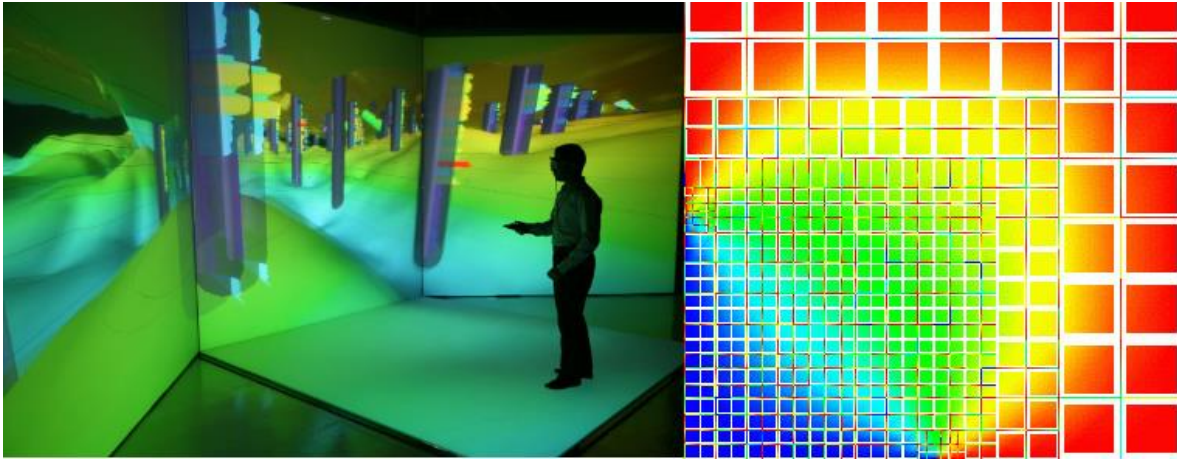


Fig. 4.2 GigaPOWERS de Saudi Aramco (izquierda) y Multi-celda adaptativa (derecha)

4.2.2 NUEVAS ECUACIONES DE FLUJO DE FLUIDOS

Un medio poroso puede ser definido como un cuerpo material multi-fase (la fase sólida, se representa por los granos sólidos de la roca, y los espacios vacíos son representados por los poros entre los granos sólidos), caracterizados por dos particularidades principales: que se puede determinar un volumen elemental representativo, de tal manera que no importa como esté distribuido en el medio poroso, siempre tendrá una fase sólida y un espacio vacío. Teóricamente, el flujo de fluidos en el medio poroso se entiende como el flujo de líquido o gas en ambos medios, tanto el lleno como el vacío. El concepto de un medio poroso heterogéneo cambió por completo las propiedades en este sistema y, por lo tanto, incorporar un modelo de flujo de fluidos en un medio como este, resulta complicado para la mayoría de los simuladores.

La mayoría de los simuladores convencionales no logran acoplar las propiedades tan variadas de los yacimientos y los resultados en la predicción del comportamiento de la presión y la producción se ven afectados. Utilizar solo la ley de Darcy para describir el comportamiento de los fluidos en los yacimientos petroleros resulta engañoso. Nguyen (1986) demostró que el uso de la ecuación de Darcy, en algunas circunstancias podría incluso llegar a sobre-predecir la productividad hasta en un 100%.

Hoy en día, la necesidad de representar un medio fracturado incluye describir los atributos de las fracturas, como el espaciamiento, el área, la apertura y orientación de las mismas y cómo es que los fluidos se alojan en ellas. Tanto las fracturas como el medio poroso necesitaron ser representados de mejor

manera, la pregunta fundamental fue la validez de las ecuaciones que gobernaban hasta en ese entonces, la representación del flujo de fluidos en este tipo de medios. Chi et al (1977) demostraron que el uso convencional de la ecuación de Darcy en la fractura y en la matriz del sistema fracturado, y propusieron el uso del modelo de Forchheimer en la fractura, mientras se mantenía la ley de Darcy en la matriz, su trabajo quedó limitado al flujo de una sola fase, en el presente, su trabajo se ha visto representado en un sistema multifásico. Hoy se considera que los yacimientos de gas son amplios candidatos a la extensión de Forchheimer, en lugar de la ley de Darcy.

Para los yacimientos no convencionales, la ecuación de Brinkman se utiliza en la matriz debido a la baja permeabilidad de la misma.

Acoplar diferentes ecuaciones de flujo siempre ha sido un desafío en la simulación de yacimientos. Pedrosa et al (1986) introdujeron el flujo de trabajo en el modelado híbrido de mallas, intentando acoplar bloques de malla cilíndricos y cartesianos, que después fue utilizado como base para varios modelos de flujo de fluidos (Islam y Chakma, 1990; Islam, 1990). En los últimos años, se han realizado diferentes estudios en diferentes categorías que incluye el acoplamiento de diferentes tipos de malla con diferentes tipos de terminación incluyendo el flujo de fluidos y la deformación mecánica del medio (Vaziri et al., 2002). Vaziri et al. (2002) utilizaron un análisis de elementos finito, desarrollando una forma modificada de la envolvente de Mohr-Coulomb para simular fallas tanto de tracción como de cizallamiento alrededor de pozos profundos en yacimientos de petróleo y gas.

Settari et al. (2006) aplicaron técnicas numéricas para calcular la subsidencia inducida por la producción de gas en el Norte del Adriático. Debido a la complejidad del yacimiento y los mecanismos de compactación, Settari tomó un enfoque combinado de simuladores de yacimiento en el modelo geomecánico, incluido el nivel de acoplamiento entre el flujo de fluido y la solución numérica. Y así hasta el día de hoy, se busca un enfoque mucho más completo sobre el esfuerzo geomecánico en el yacimiento, intentando representar de forma más precisa todos los procesos que ocurren en el mismo.

4.2.3 MODELAMIENTO DE FLUJO DE FLUIDOS BAJO ESFUERZOS TÉRMICOS

Los cambios de temperatura pueden inducir cambios en el régimen de esfuerzos de la roca, y esto puede crear nuevas fracturas o alterar la forma de

las fracturas existentes, cambiando la naturaleza de la forma primaria de producción. El esfuerzo térmico, ocurre como resultado de la diferencia de temperatura entre los fluidos inyectados y los yacimientos del fluido debido al efecto Joule-Thompson.

La mayoría de la investigación se ha enfocado solo en la recuperación mediante métodos térmicos, enfocado a yacimientos de aceite pesado. Y solo ha habido pocos investigadores que han intentado capturar por completo la alteración de las fracturas bajo un esfuerzo térmico.

Analizando la ecuación de difusividad de Forchheimer, el modelo modificado de Brinkman y la ecuación de Darcy, que son las ecuaciones de referencia para comparar predicciones con modelos alternativos.

El modelo de Forchheimer, es el más utilizado en la descripción de yacimientos de gas, y se utiliza para derivar una nueva ecuación de difusividad. El modelo modificado de Brinkman (MBM⁹ por su nombre en inglés), incorpora la viscosidad y el término fraccional viscosidad/fricción de la ecuación original. El término de la viscosidad en la ecuación original de Brinkman son de hecho los términos encontrados en la ecuación de Darcy, y la relación viscosidad/fricción representa las fuerzas generadas por la fricción entre las capas de fluido y el medio por el que se desplaza. Además, se incluye una teoría conocida como: Modelo integral, llamado así por incluye todos los términos que pueden influir en el flujo de fluidos en el medio poroso tanto Darciano como no Darciano. Incluye el término de la viscosidad de Darcy, el de la inercia de Forchheimer, el término viscosidad/fricción de Brinkman y el término convectivo de Navier-Stokes.

4.3 DATOS NECESARIOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN

Para poder generar un modelo de simulación, se necesita la recopilación, validación e integración de información del yacimiento, de diversas fuentes incluyendo información geológica, sísmica, geoquímica, petrofísica, análisis de presión de pozos e históricos de producción, la literatura indica que las fuentes de información utilizadas en la simulación numérica de yacimientos son:

⁹ Modified Brinkman Model por su nombre en inglés.

- Análisis de núcleos, incluyendo porosidad, permeabilidad, compresibilidad, mojabilidad, etc. Registros de pozos en donde se muestra el espesor de la formación, porosidad, saturación de fluidos, contactos agua-aceite, gas-aceite, estratificación, presencia de fracturas, etc.
- Terminación de pozos, indicando las zonas perforadas.
- Información sobre el fracturamiento hidráulico, en caso de que los pozos estén hidráulicamente fracturados.
- Análisis PVT de los fluidos.
- Información sobre la permeabilidad relativa o las fases de fluidos, basados en experimentos de laboratorio o correlaciones.
- Histórico de producción del campo, pozo o pozos, incluyendo presión, relación gas-aceite y agua-aceite.
- Reportes del análisis de presión.
- Reportes de estudios previos, incluyendo análisis volumétrico, curvas de declinación y balance de materia.
- Caracterización de la formación, incluyendo toda la descripción geológica, geoquímica, petrofísica y geomecánica.
- Restricciones en el gasto de los pozos y la presión mínima de fondo para que el pozo opere económicamente.

En muchos estudios de simulación, existen casos en los que la información fundamental para la construcción de los modelos de yacimiento no se encuentra disponible, debido a diferentes circunstancias y los modelos son construidos en base a diferentes suposiciones en base a la experiencia de los ingenieros. Así pues, los modelos al carecer de información, usualmente se basan en:

- Análisis de información limitada de núcleos.
- Correlaciones disponibles
- Analogías basadas en otros yacimientos de la región

Para reducir la incertidumbre, se realizan diferentes modelos del yacimiento que puedan conducir al análisis completo de simulación. Esto, busca capturar las posibles variaciones en la porosidad, permeabilidad, estratificación y algunas otras características geológicas, basados en modelos geo-estadísticos.

A continuación, en la **Tabla 4.1**, se muestran de forma general, los requerimientos de datos básicos para la simulación numérica de yacimientos.

<i>Fuente</i>	<i>Alcance</i>	<i>Información</i>	<i>Características generales</i>
<i>Sísmica</i>	Yacimiento	Estructura del yacimiento, anomalías y heterogeneidades	Extensivamente utilizado en yacimientos convencionales y no convencionales
<i>Microsísmica</i>	Volumen del yacimiento simulado cerca de los pozos	Red de fracturas y sus características	Utilizado principalmente en yacimientos no convencionales
<i>Geológica</i>	Yacimiento	Litología, estructura, estratigrafía, identificación de límites, contactos, heterogeneidades	
<i>Geoquímica</i>	Pozo/yacimiento	Contenido de Carbono Orgánico Total/ madurez térmica	Utilizado en yacimientos no convencionales
<i>Geomecánica</i>	Pozo/yacimiento	Módulo de Young, Relación de Poisson, régimen de esfuerzos	Utilizado en yacimientos no convencionales
<i>Registro de pozos</i>	Limitado a la vecindad del yacimiento	Porosidad, saturación, espesor de la formación, contactos, zonas de transición	Utilizado en yacimientos convencionales y no convencionales
<i>Muestras de fluidos</i>	Yacimiento/región	Propiedades PVT	Las propiedades pueden ser representativas del yacimiento o de una región, dependiendo del grado de comunicación

<i>Núcleos</i>	Limitado a la vecindad del pozo	Porosidad, permeabilidad absoluta, permeabilidad relativa, presión capilar, mojabilidad, estratigrafía, composición de roca	Los núcleos representan una porción minúscula del yacimiento modelado
<i>Pruebas de presión</i>	Pozo/yacimiento	Propiedades de la roca y los fluidos, incluyendo permeabilidad efectiva cerca del pozo, características de las fracturas, heterogeneidades, fallas, efectos de frontera	Las pruebas de presión aportan un mejor manejo de los pozos y el yacimiento
<i>Histórico de producción</i>	Pozo/yacimiento	Gastos de pozo, relaciones agua-aceite-gas-aceite, presión de fondo fluyendo, irrumpimiento de agua	
<i>Estudios de yacimiento</i>	Yacimiento	Estimaciones de la cantidad existente de petróleo y gas por métodos volumétricos, curvas de declinación y balance de materia	
<i>Tendencias regionales</i>	Región geográfica	Atributos que afectan a la producción de pozos	

Tabla 4.1 Requerimiento de datos en la simulación numérica de yacimientos (Satter, Iqbal, Buchwalter, Practical Enhanced Reservoir Engineering: assisted with simulation software, Tulsa, Pennwell, 2008).

4.3.1 CRITERIOS DE LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

Todos los estudios de simulación numérica de yacimientos, buscan cumplir con un objetivo en particular, para poder cumplir con estos objetivos, es necesario identificar de manera clara lo siguiente:

- El objetivo de la simulación:
Es fundamental conocer ¿para qué se está realizando el estudio se simulación?, por ejemplo, estudios de inyección de fluidos, combatir el corte de agua, análisis de reservas, comprender las complejidades del yacimiento, recuperación mejorada, etc.
- ¿Cómo ayuda el resultado de los estudios de simulación en el manejo del yacimiento a largo y corto plazo?, esto ayuda a conocer (dependiendo del proyecto) si es necesario perforar nuevos pozos, reparar pozos, realizar nuevos estudios, etc.
- ¿Cuál es el tipo de modelo necesario (2D, 3D, Radial)?
- ¿Cuál será la metodología de la simulación? (Aceite negro, composicional, químico, etc.)
- ¿Cuáles son los requerimientos de información necesarios y cuánta información hay disponible? Además de identificar las fuentes de información disponibles.
- ¿Cuáles son las características del yacimiento que más impactaran sobre el desarrollo del campo? (Presencia de fracturas, permeabilidad, fallas, etc.)

CAPÍTULO 5: CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DE ALTA RESOLUCIÓN

En el norte del país existe continuidad con el sistema de gas de lutitas con Eagle Ford en Texas, una de las 2 áreas más importantes de Estados Unidos, además de Bakken, en Dakota del Norte.

El pozo que en este trabajo es analizado, lleva por nombre Raftel-1, y se encuentra localizado en el municipio de Hidalgo, Coahuila al noreste del país y las características de su perforación y terminación, están apoyadas en el pozo análogo Galván Ranch-6H, que es productor de gas seco ubicado en el sur de Texas en Estados Unidos perteneciente al Play no convencional de Eagle-Ford, y se encuentra basado en las características petrofísicas y geofísicas del pozo perforado por PEMEX llamado Emergente-1.

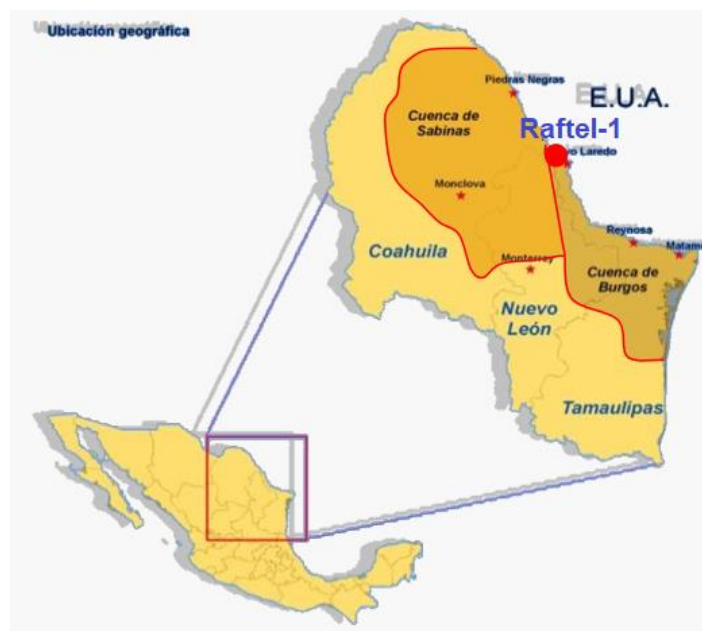


Fig. 5. 1 Ubicación Geográfica del pozo Raftel-1, modificado de PEMEX E y P (2014).

El pozo Raftel-1, comenzó a perforarse el 13 de septiembre del 2010 y su perforación fue finalizada el 17 de febrero del 2011, primero fue perforado el pozo vertical inicial de 2500 m con 1521 m de sección horizontal

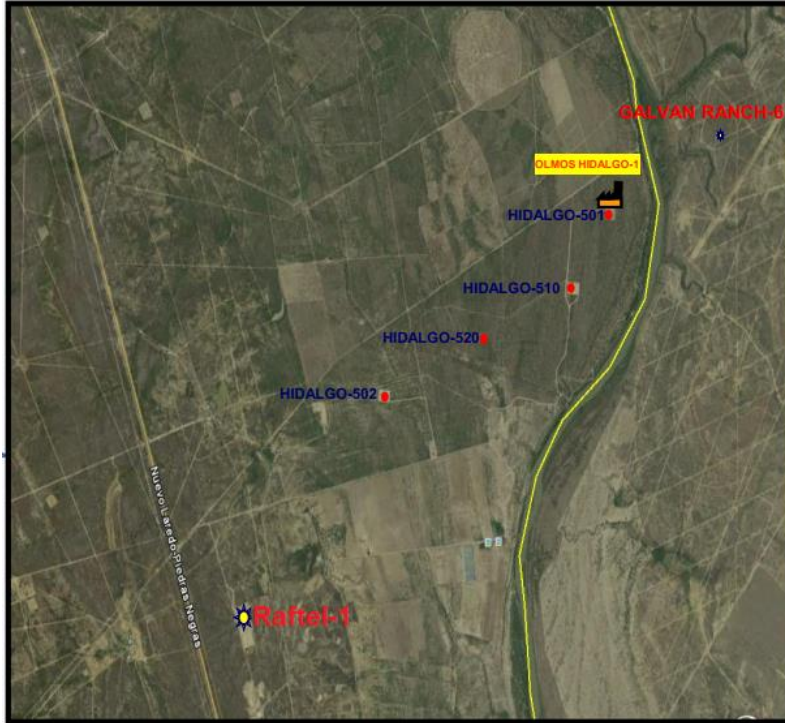


Fig. 5.2 Localización geográfica de Raftel-1 (Modificado de PEMEX Exploración y Producción).

La formación de lutitas de Eagle Ford, es una roca sedimentaria que posee un alto contenido de carbonato y es una formación del periodo cretácico que tiene una edad geológica de unos 90 millones de años. La formación está ubicada a una profundidad de cerca de 2500 pies (762 metros), en su parte menos profunda y hasta cerca de 15 mil pies (4572 metros) en su parte más profunda con espesores variables de 350 pies (107 metros).

El área que cuenta con mayor actividad petrolera tiene 65 kilómetros de ancho y 645 kilómetros de largo desde el este de Texas hasta la frontera con México y los líquidos que se pueden encontrar en las zonas de menor profundidad en la parte central y alta del play. El gas se encuentra en las zonas de mayor presión, más profundas y maduras (Fig. 5.3, Vielma Luis, Global Energy, 2012).

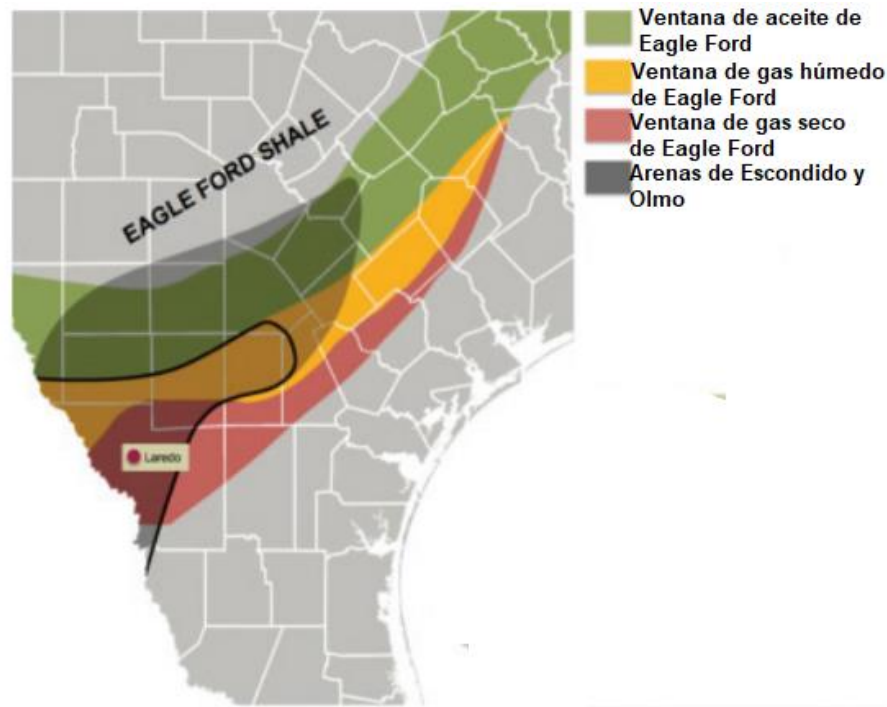


Fig. 5.3 Shales: la nueva frontera de los hidrocarburos (Vielma Lobo, Dirección General de CBM, Global Energy, 2012).

Las lutitas de Eagle Ford son probablemente, el mayor desarrollo económico en la historia del estado de Texas, y se ubica como el mayor desarrollo de petróleo y gas en el mundo, basado en capital invertido, en el que se gastaron casi \$30 billones de dólares en desarrollar el campo en 2013. Ha tenido un impacto de más de 60 billones de dólares en el sur de Texas y generó más de 116,000 empleos gracias al desarrollo de este campo.

5.1 INFORMACIÓN GEOLÓGICA DE LA FORMACIÓN EAGLE FORD

De acuerdo con los pozos existentes en el estado de Texas en Estados Unidos y con los datos obtenidos del primer pozo en lutitas terminado en México, la información geológica de Contenido Orgánico Total e Índice de Madurez Térmica para Eagle Ford es:

- Contenido de gas esperado >100 scf/ton
- Madurez térmica típica de 1.2% (de 0.5 a 2.0+)
- Contenido orgánico típico 7% (de 0.5 a 9.0+)
- Permeabilidad mayor a 100 nano-Darcy
- Porosidad mayor al 4%
- Yacimientos con presiones anormales

- Saturación de agua congénita menor a 45%
- Espesores típicos de 100 ft (entre 40 y 70 m)
- Contenidos de arcilla menores al 40%
- Profundidades entre 700 y 2600 mv

<i>Características\Formación</i>		<i>Eagle Ford (E.U.A.)</i>	<i>Eagle Ford (México)</i>
<i>Espesor</i>		30-75 m	40-70m
<i>Tipo de Kerógeno</i>		II y III	II y III
<i>COT (%)</i>	Unidad Superior	2 a 9	0.5 a 2.5
<i>COT (%)</i>	Unidad Inferior		0.5 a 7.5
<i>R0 (%)</i>		1 a 1.45	0.5 a 2.0
<i>Profundidad de producción (m)</i>		1500-4200 m	1500-3380 md
<i>Porosidad (%)</i>		3.4-14.6	4.0-15
<i>Geología Estructural</i>		Sin estructuración, echado al SE	Sin estructuración, echado al SE

Tabla 5. 1 Características geológicas de la formación Eagle Ford (Caracterización de Yacimientos no convencionales, Castellanos Francisco, 2015).

5.2 CARACTERÍSTICAS DEL YACIMIENTO: RAFTEL

Localizado en la Cuenca de Sabinas, en los límites con la Cuenca de Burgos y geográficamente a casi 63 kilómetros al Noreste de Nuevo Laredo Tamaulipas. Geológicamente, se encuentra conformado por sedimentos que van desde la formación Buda del Cretácico, hasta sedimentos de la formación Wilcox del Eoceno. En el caso particular de Raftel, se trata de una lutita calcárea negra, micro-laminar, de aspecto carbonoso, con presencia de calcita, foraminíferos planctónicos y abundante pirita. Con alternancia de wackestone-packstone en la que se encuentran abundantes foraminíferos planctónicos. Con un alto contenido de materia orgánica de hasta 6%. Tiene la combinación de contenido de materia orgánica, madurez, porosidad y saturación de gas que, de acuerdo a las tablas de contenido orgánico total, lo convierten en el más atractivo para su explotación. Presenta valores que van desde 2.43% a 5.95%, tiene una madurez térmica que se encuentra con valores de R_0 (reflectancia de la vitrinita) que va desde maduro con un rango de 0.5 a 1.2% a sobre-maduro (>1.2%) con una porosidad que varía de 3.5 a 6.4%. Y que por sus características litológicas y mineralógicas la permeabilidad es casi nula, por lo que el fracturamiento hidráulico es necesario.

Este yacimiento se probó con 17 etapas de fractura, que fluyeron por 18/6 de pulgada con un gasto cercano a los 2.9 millones de pies cúbicos por día de gas y 432 barriles por día de agua, con una presión de 2700 libras por pulgada cuadrada, inyectando cerca de 8 millones de galones de fluido base agua con polímeros añadidos y 42,563 sacos de apuntalante. Todo el tratamiento de estimulación fue completamente basado en diferentes análisis de laboratorio, que incluyeron análisis de núcleo, mineralogía, refracción de rayos X y escaneo de electrones microscópico, análisis de succión-capilar, además de los esfuerzos axiales y triaxiales en el yacimiento.

El pozo tuvo un costo aproximado de 25 millones de dólares, y fue perforado y terminado en su totalidad en 5 meses. La producción de este pozo, fue analizada, dando un comportamiento de producción similar a los pozos que existen en la frontera con Texas en la formación Eagle Ford en la frontera México-Estados Unidos, además, este pozo es el más profundo que se ha perforado a comparación de los ya existentes en la cuenca de Burgos como son Nómada, Percutor, Gamma, Habano y Durián.

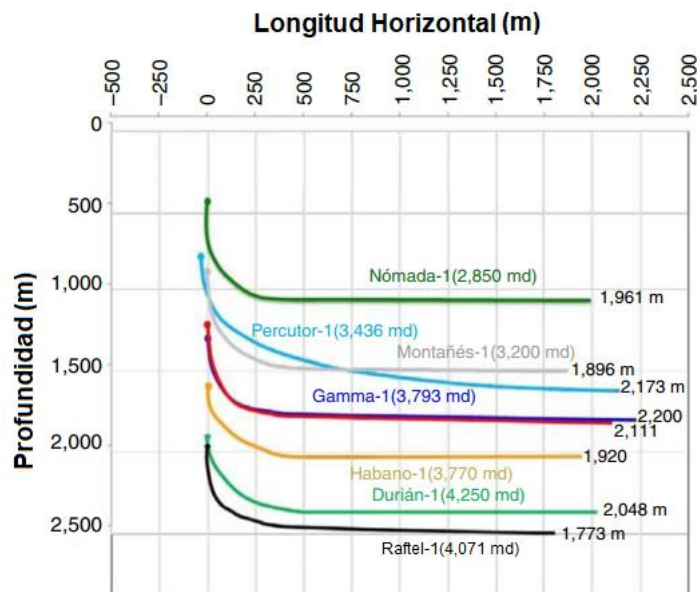


Fig. 5.4 Longitud Horizontal y profundidad de los pozos exploratorios perforados en las lutitas de Eagle Ford (modificado de PEMEX, 2014 y Cruz Luque, Rascon y Aguilera, Calgary, 2018).

5.3 CREACIÓN DEL MODELO DE ALTA RESOLUCIÓN DE RAFTEL-1

En este trabajo se especificaron algunos de los componentes necesarios para construir un modelo de simulación numérica. El modelo que se expone en este trabajo, es un modelo sectorial, en el que se incluye el análisis de un pozo perforado con sus etapas de fracturamiento, longitud y ancho de fracturas. Los datos disponibles para la construcción del modelo Raftel-1, se muestran a continuación:

Datos del yacimiento

Radio	77 m	
Longitud	1450 m	
Área	0.2233 km ²	55.2 acres
Profundidad	8036 ft verticales	2500 m
Espesor Bruto	511.8 ft	156 m
Neto Impregnado	312.2 ft	95.17 m
Relación I/E Bruto	0.61	
Porosidad	0.052	
Permeabilidad	0.0009 mD	
Saturación de agua	0.288	
Cf (A partir de ϕ)	6.38 microsips	
Ce	10.2 microsips	
Presión inicial	5100 psia	
Gradiente de Presión	0.633 psi/ft	
Temperatura del Yacimiento	207 °F	
Temperatura en Superficie	95 °F	
Gradiente térmico	1.39 °F/100 ft	

Tabla 5.2 Datos del yacimiento Raftel-1.

Propiedades del Gas			
Gravedad Específica	0.596		
CO₂	0.0398		
N₂	0.006		
Temperatura crítica	357	Bgi (FVF)	682 BLS/Mcf
Presión Estándar	15 psia	p/Z inicial	4975 psia
Factor inicial z	1.025	Cig	1.3x10 ⁻⁴ 1/psi
Viscosidad inicial	0.239 cP	Salinidad del agua	60000 ppm NaCl
Cw	2.97 microsips	Bwi (FVF)	1.03

Tabla 5.3 Propiedades del Gas en Raftel-1.

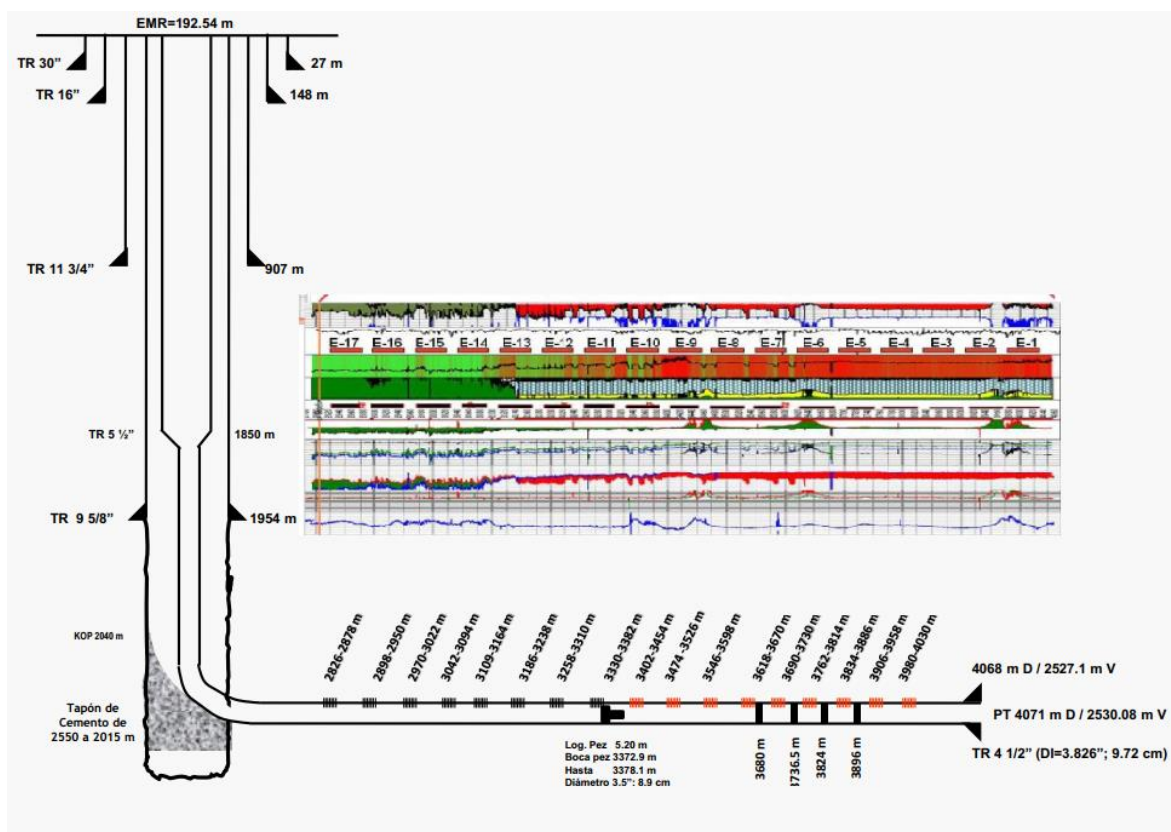


Fig. 5. 5 Estado Mecánico Raftel-1 y etapas de fracturamiento (elaboración propia).

ETAPA	17	16	15	14	13	12	11	10
Cima (m)	2826	2898	2970	3042	3114	3186	3258	3330
Base (m)	2878	2950	3022	3094	3166	3238	3310	3382
Longitud de cada etapa (m)	52	52	52	52	52	52	52	52
Cluster	5	5	5	5	5	4	4	4
Distancia clusters (m)	13	13	13	13	13	17	17	17
Longitud clusters (ft)	2	2	2	2	2	2	2	2
dpp 0.3"	6	6	6	6	6	6	6	6
Longitud Fractura (m)	192	186	195	190	189	198	201	197
Altura Fractura (m)	130	131	140	138	132	159	144	142

Tabla 5.4 Evaluación de fracturas, Raftel-1: Etapa 17-10.

ETAPA	9	8	7	6	5	4	3	2	1
Cima (m)	3402	3474	3546	3618	3690	3762	3834	3906	3978
Base (m)	3454	3526	3598	3670	3742	3814	3886	3958	4030
Long de cada etapa (m)	52	52	52	52	52	52	52	52	52
Cluster	5	5	5	5	5	4	4	4	4
Distancia clusters (m)	13	13	13	13	13	17	17	17	17
Longitud clusters (ft)	2	2	2	2	2	2	2	2	2
dpp 0.3"	6	6	6	6	6	6	6	6	6
Longitud Fractura (m)	216	148	160	149	240	236	217	236	200
Altura Fractura (m)	150	142	152	143	144	131	138	155	155

Tabla 5.5 Evaluación de fracturas, Raftel-1: Etapas 9-1.

Resumen de las operaciones de fracturamiento en Raftel-1:
12 Etapas en zona frágil
5 Etapas en zona dúctil
Longitud por etapa 52 metros.
Número de Intervalos por Etapa:
4 intervalos (clusters) en zona frágil
5 intervalos (clusters) en zona dúctil
2 pies por intervalo con 6 dpp, 0.3" DE

Tabla 5. 6 Resumen de las operaciones de fracturamiento en Raftel-1.

Fluido inyectado al yacimiento	
Etapas	17
Fluido total a bombear (bls) 181,859	30,201,068.5207 litros
Tipo de fluido	Slick Water y Gel Lineal
Gasto Promedio (bpm)	72
Presión promedio (psi)	7500
Concentración Arena (lbs/gal)	1-4 ppg
Total de apuntalante (lbs)	4,276,700.00
Tipo de Apuntalante	Ottawa 40/70 y 30/50

Tabla 5.7 Fluido y apuntalante utilizado en Raftel-1

Evaluación de Fracturas en diferentes etapas.

	3978-4030 mD	3690-3742 mD	3330-3382 mD	3114- 3166 mD	2826- mD
Fluido	Slick Water	Slick Water	Slick Water	Híbrido	Híbrido
Pad (gls)	82824	61194	82866	70182	71358
Gel para Arena (gls)	432222	344022	346836	283878	275856
Desplazamiento (gls)	12978	12978	14196	12432	11256
Concentración Arena (ppg)	1.5	1-2.25	1.25	1-3.0	2
Ottawa 40/80	2030	2000	1941	1547	1500
Ottawa 30/50	500	500	500	500	500
Malla 100	534	501	500	500	500
Gasto Promedio (psi)	72	72	72	72	72
Presión Promedio (psi)	8545	7616	7918	7139	6928
Presión Máxima (psi)	8910	8218	9348	8541	8067
Longitud Fractura (m)	155	240	197	189	192
Altura de Fractura (m)	155	144	142	132	130
Concentración promedio (lb/ft²)	0.38	0.39	0.42	0.49	0.51
Conductividad Promedio (md-ft)	66.9	87.9	67.7	169.4	148.1

Tabla 5. 8 Evaluación de Fracturas en diferentes etapas.

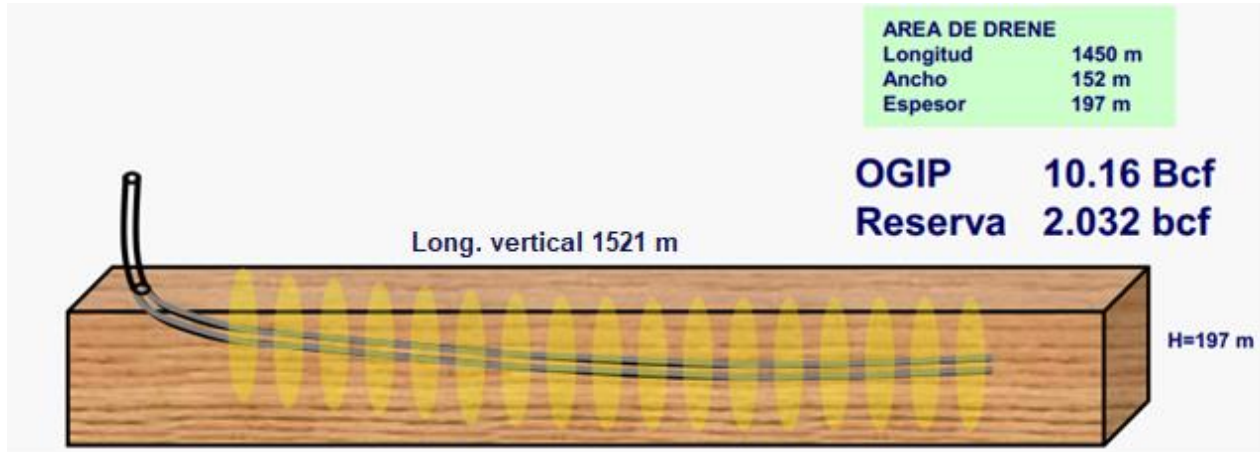


Fig. 5. 6 Esquema representativo del pozo Raftel-1 con Estimación de OGIP y Reservas (elaboración propia).

5.4 MODELO DE SIMULACIÓN: “RAFTEL-1”

En base a la información disponible, se optó por la creación de una malla de simulación que representara las condiciones más significativas en el yacimiento, para esto, se hizo uso de un simulador comercial que basado en diferentes soluciones numéricas, es capaz de calcular el comportamiento dinámico de cualquier tipo de yacimiento y su esquema de desarrollo.

La **Tabla 5.9**, muestra algunos de los atributos más relevantes de la malla de simulación:

Modelo	3D de dimensiones variables
Dimensiones de la malla	400x150x15
Nodos de la malla	401x151x16
Número total de celdas de la malla	900000
Número total de nodos de la malla	968816
Capas geológicas	15
Total de celdas 2D	60000
Total de nodos 2D	60551
Tipo de fluido	Gas

Tabla 5.9 Datos de la malla de simulación

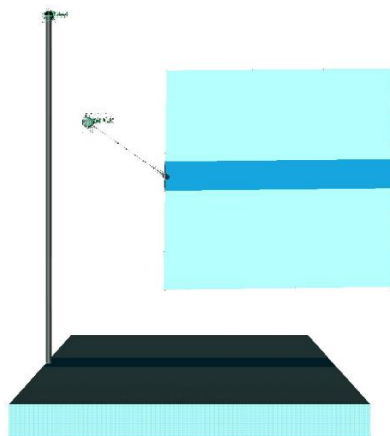


Fig. 5.7 Vista general del modelo de Simulación de Raftel-1

El modelo de simulación, abarca un área total de 55.2 acres que equivalen a 0.233 km² y cuenta con un pozo perforado que tiene distancia vertical de 2500 metros con 1521 metros de longitud horizontal, por la geometría del modelo, y la información disponible, se decidió realizar la representación de las fracturas de manera cartesiana y con un refinamiento local en el área de las fracturas dado que requerimos de un mayor nivel de detalle en esta zona, reemplazando así el conjunto de celdas originales, por una cuadrícula más fina, haciendo así, que el flujo en los bordes de los refinamientos locales tomen una forma multipunto (Fig.).

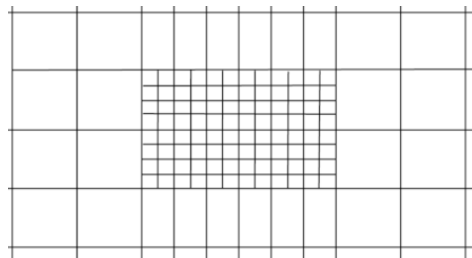
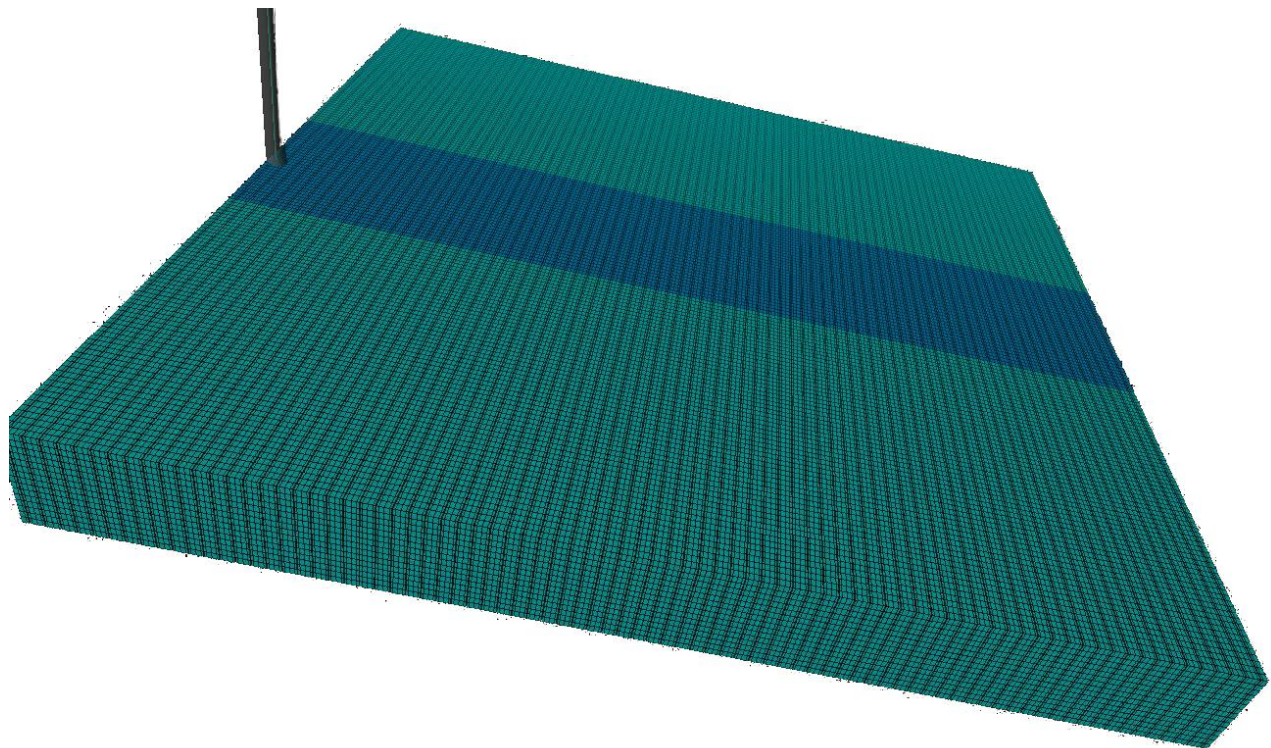


Fig. 5.8 Esquema representativo del mallado en la zona de fracturas de Raftel.



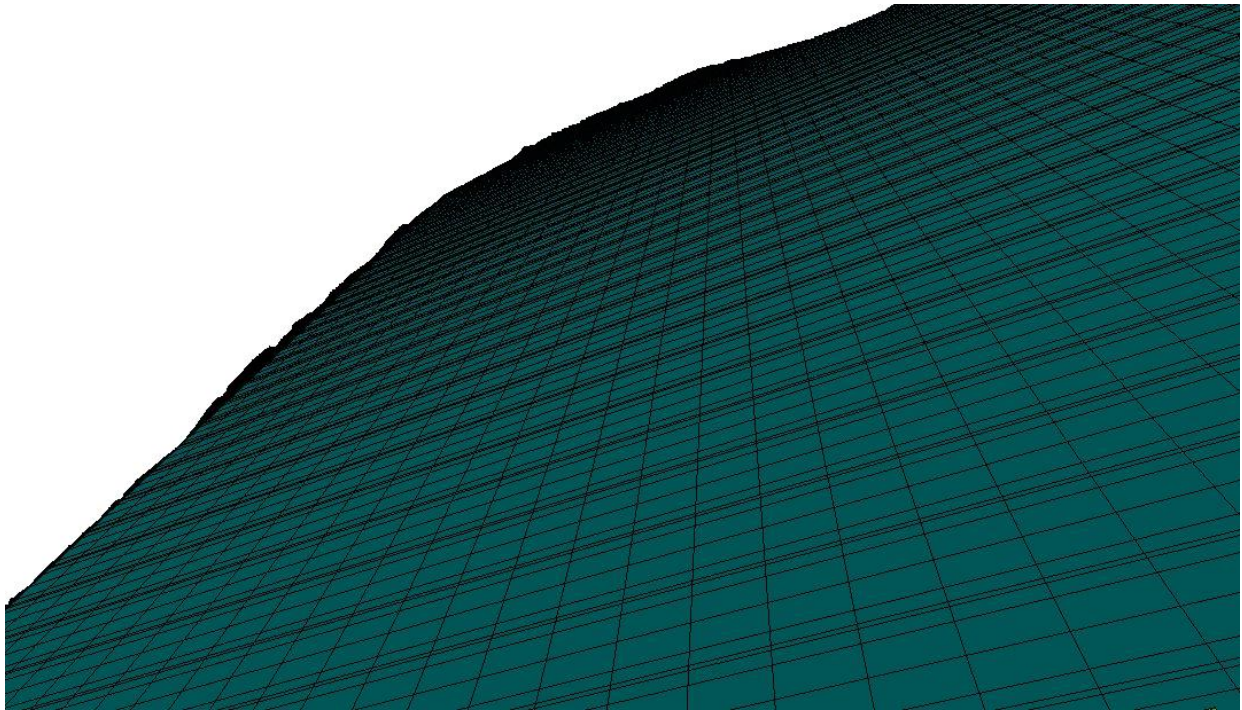


Fig. 5. 9 Malla de simulación de Raftel-1

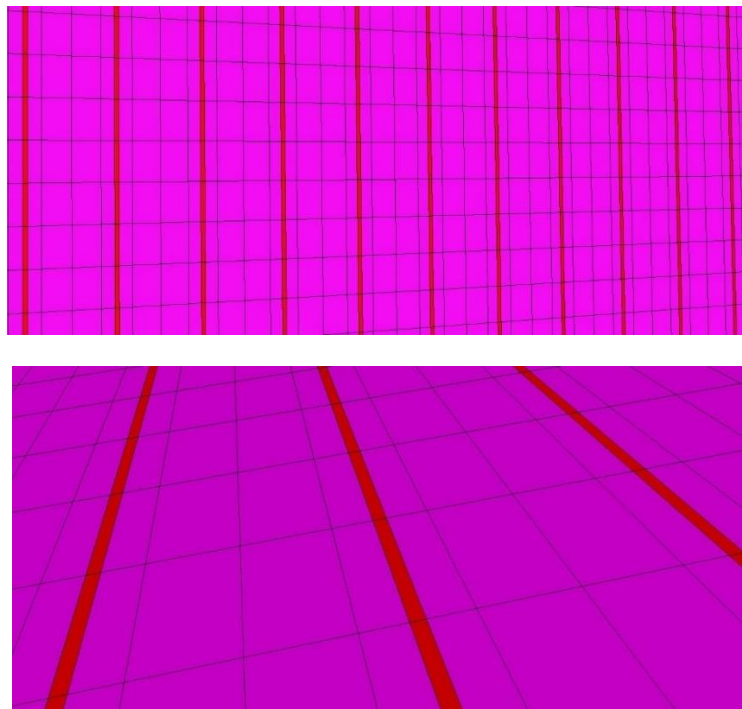


Fig. 5.10 Fracturas en color rojo, en la malla de simulación de Raftel-1

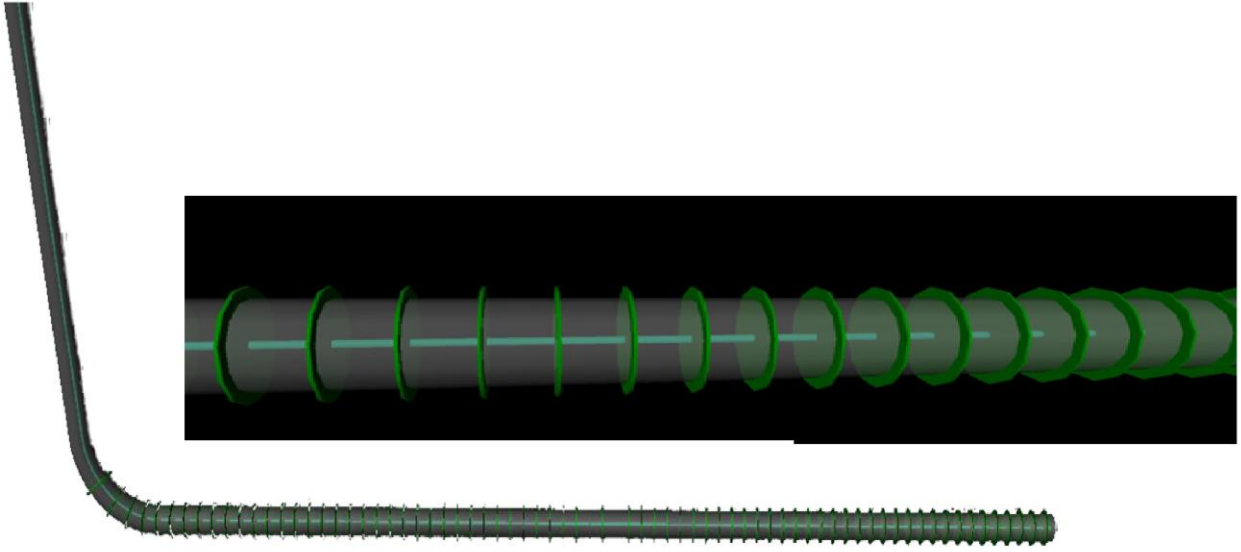


Fig. 5.11 Vista simple del pozo Raftel-1.

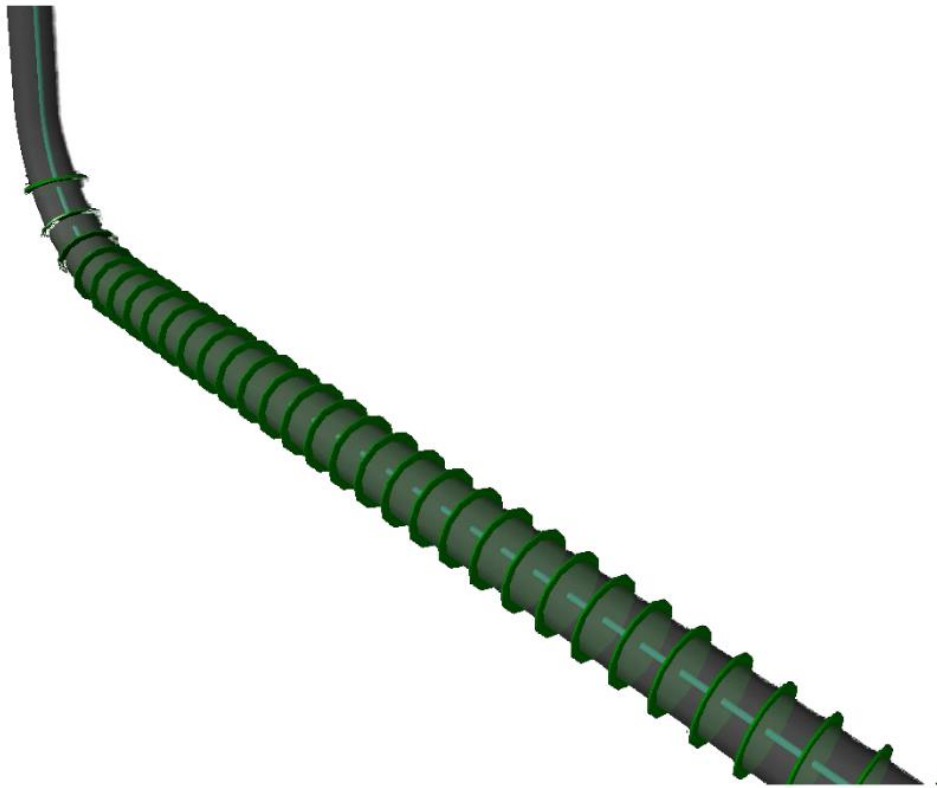


Fig. 5.12 Vista simple del pozo Raftel-1 y los disparos.

5.5 CONSIDERACIONES EN EL DISEÑO DEL MODELO DE SIMULACIÓN: RAFTEL-1

El modelo Raftel-1 está basado por completo en las características descritas anteriormente y en este trabajo nos enfocaremos en el análisis de cómo pudieron haber sido las operaciones de fracturamiento hidráulico (principalmente en la longitud de las fracturas) al inicio de las operaciones de ingeniería y producción, y señalizaremos cuáles son las mejores estrategias y cómo pudo haber impactado en el plan de desarrollo del yacimiento.

El diseño de las fracturas está basado en las condiciones originales que se realizaron en el yacimiento (**Tabla 5.4** y **Tabla 5.5**), el modelo fue ajustado con los datos de producción que fueron registrados desde el 17 de febrero del 2011 con una presión en el yacimiento de 2722 psi y un gasto de gas de 3.964 MMPCD en su punto de producción más alto, hasta el cierre del pozo el 3 de mayo del 2012 con una presión de 720 psi y un gasto de 0.720 MMPCD (**Fig. 5.13** y **Fig. 5.14**).

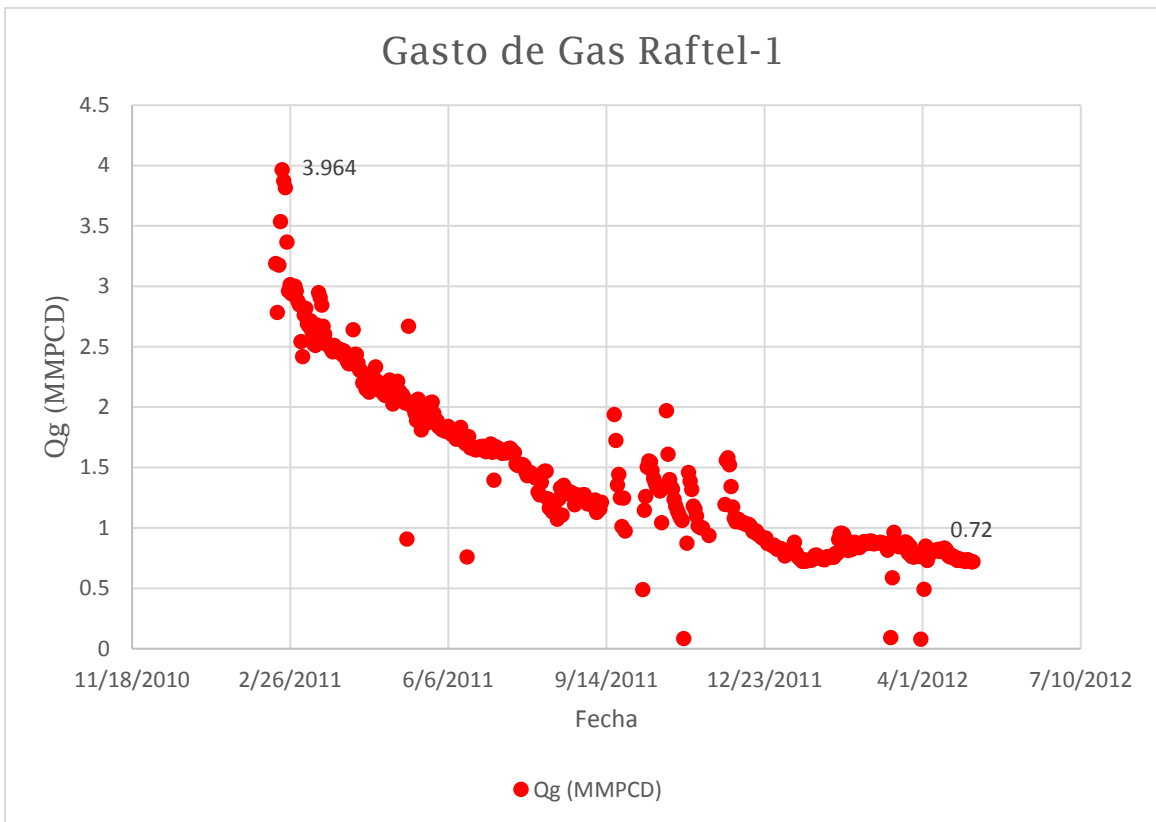


Fig. 5.13 Gráfico del histórico de producción de Raftel-1

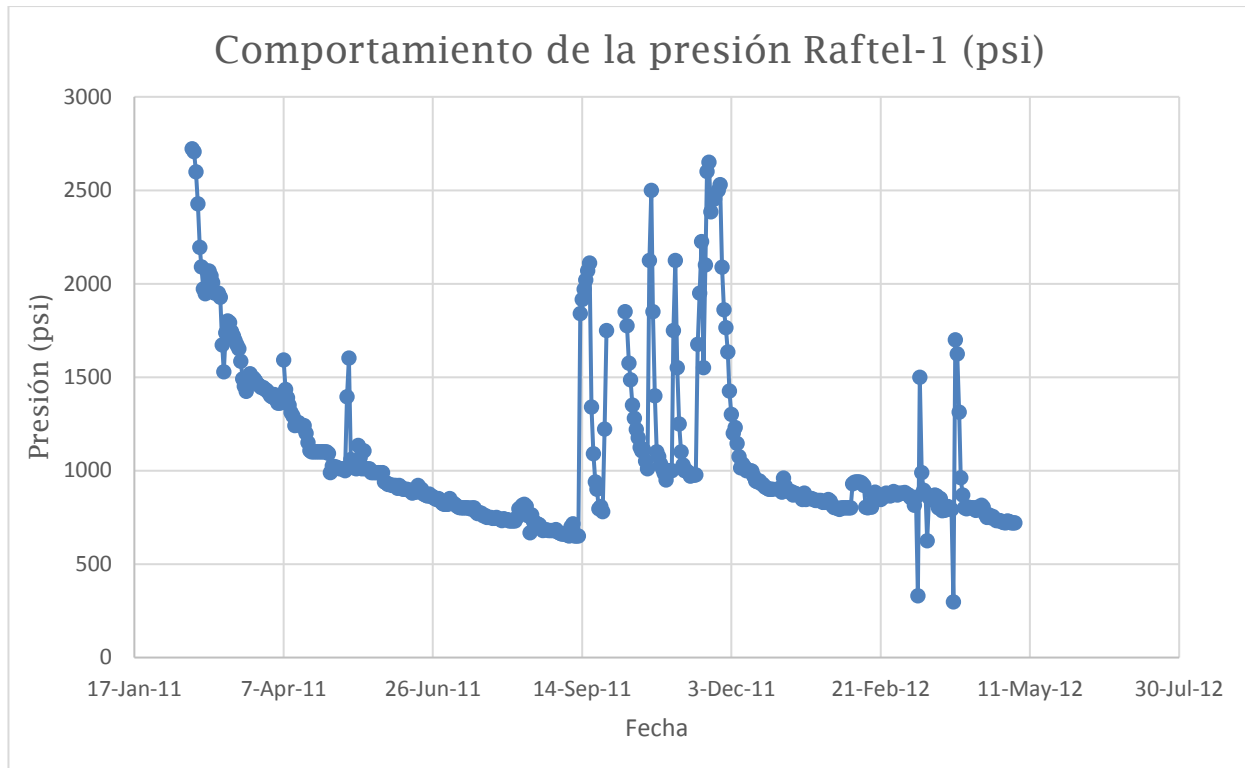


Fig. 5.14 Comportamiento de la presión Raftel-1

Uno de los principales desafíos en la construcción de este modelo de simulación fue el ajuste de la presión de fondo en el pozo y la presión registrada. Después de haber modificado y analizado muchas variables dentro de la misma simulación como la porosidad, permeabilidad, compresibilidad y saturación de gas, no se podía obtener un resultado adecuado en el ajuste de la misma. También, en el análisis de la respuesta de todas las variables en la simulación atribuimos la mala respuesta del simulador a la misma geometría de la malla y el mallado que se había designado para la misma. Matemáticamente no podía ser solucionado lo que traía problemas de convergencia y no se obtenían resultados confiables. Aunque, la producción en los yacimientos de lutitas presenta un flujo linear con una cantidad de daño considerable, creí en un principio que el simulador no otorgaba una respuesta debido al daño que puede ser ocasionado por la convergencia del flujo en un pozo horizontal (Bello y Wattenbarger 2009) y/o por la conductividad finita de las fracturas (Anderson et al. 2010).

Después de consultar a diferentes expertos, pudimos llegar a la conclusión de que podría haber habido algún tipo de mala lectura en los sensores de fondo o que había existido daño durante las operaciones de producción en este

yacimiento. Como había mencionado anteriormente, el modelo de Raftel-1, está basado en el pozo EMERGENTE-1 perforado por PEMEX, y haciendo un análisis a fondo de las operaciones en el mismo, descubrimos que no se habían obtenido lecturas apropiadas debido al atascamiento de la propela por acumulación de sólidos y para que se pueda realizar un cálculo del gasto a partir de las lecturas del molinete, es necesaria la continuidad de las lecturas en el pozo con flujo estable, cuestión que no es posible en los yacimientos no convencionales de baja permeabilidad, debido a la alta velocidad en el flujo de fluidos de la formación hacia pozo, además, se tenía información de que no había gran cantidad de flujo por debajo de la última estación de disparo, lo que pudo haber causado poco flujo en estaciones de disparo superiores. Después de este análisis, se consideró el factor de daño en la formación de manera independiente al gasto de producción (**Fig. 5.15**), ya que es una función primaria del daño¹⁰ a la formación, desviación del pozo, fallas en la terminación y perforación dado que el tipo de daño dependiente del gasto es principalmente una función de los efectos “no Darcianos”.

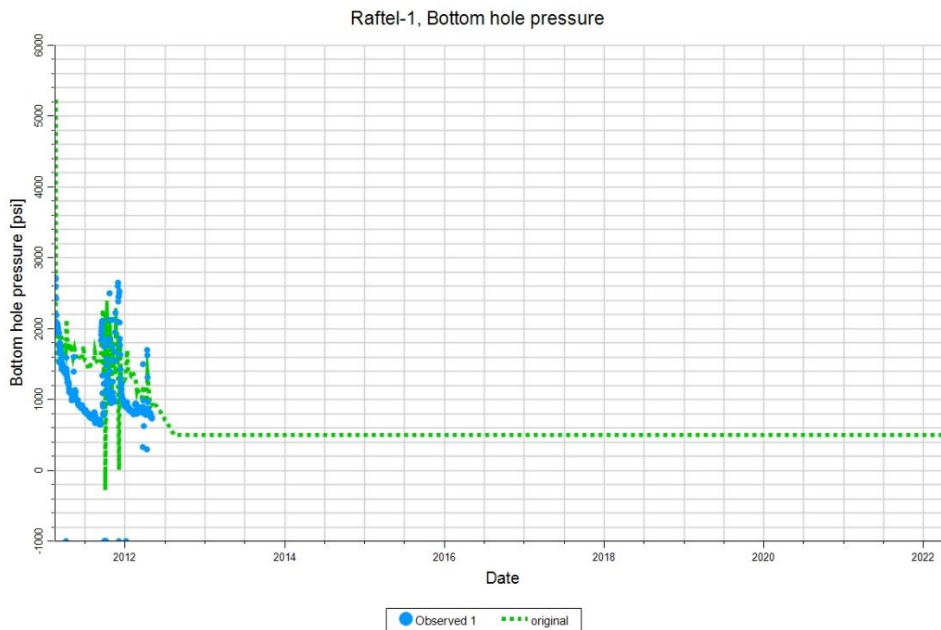


Fig. 5.15 Presión de fondo del pozo (BHP) ajustada en el simulador comercial.

¹⁰ Factor adimensional calculado para determinar la eficiencia de la producción de un pozo mediante las condiciones reales o condiciones teóricas o ideales. Un valor de factor de daño positivo indica la existencia de cierto daño o influencias que deterioran la productividad del pozo. Un valor de factor de daño negativo indica un mejoramiento de la productividad, resultante generalmente de la estimulación (fuente: Oilfield Glossary, Schlumberger, 2018).

El ajuste de los datos de producción del simulador dio como resultado, al inicio de las operaciones un gasto de 3.932 MMPCD con un gasto al final de la vida productiva del yacimiento de 0.052 MMPCD en el año 2022, lo cual se ajusta a los datos que teníamos reportados como observados, el resultado se muestra en la **Fig. 5.16**:

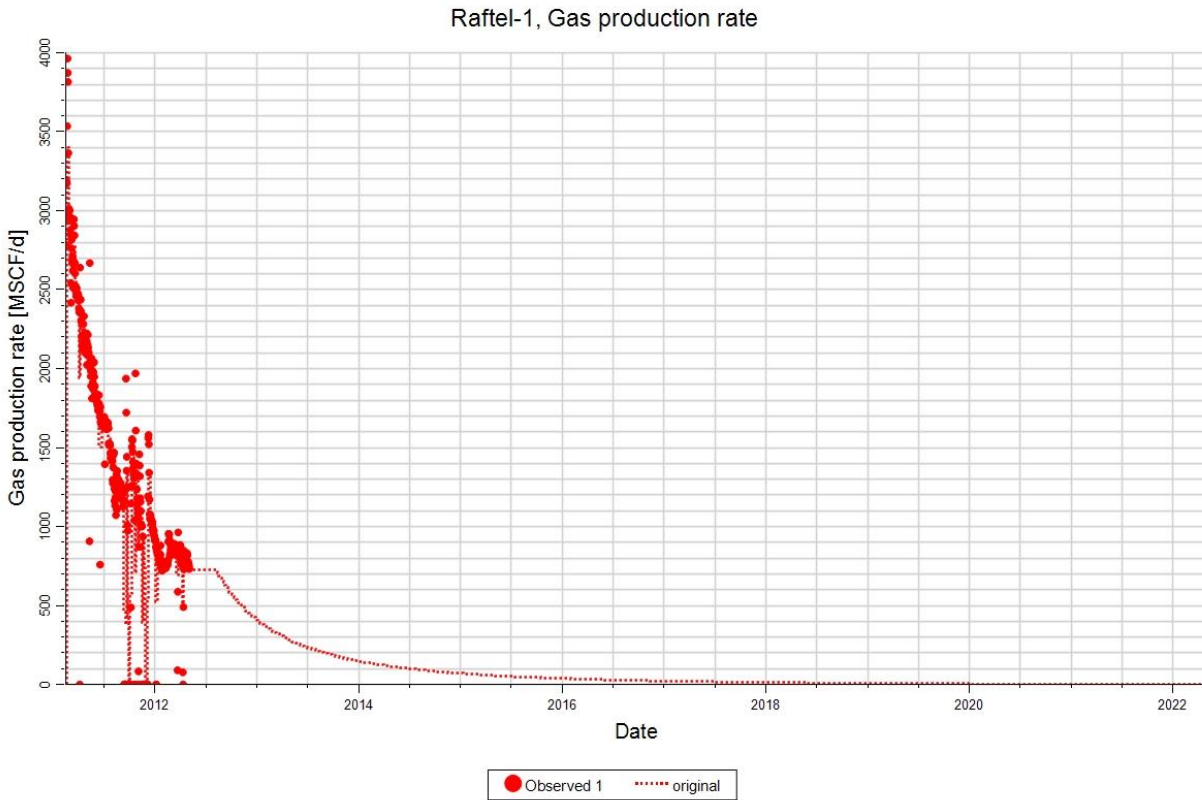


Fig. 5.16 Gasto de producción de gas, observada vs simulador comercial.

Cuando el modelo fue ajustado por completo, pudimos pasar a realizar el análisis que más nos interesaba: el impacto de la longitud de las fracturas al inicio de las operaciones de ingeniería y desarrollo. El diseño que fue considerado para la creación de las fracturas hidráulicas, fue el conocido como de “2 alas”, ya que la zona en la que se planeó realizar las fracturas en su mayoría era dúctil y no frágil (**Fig. 5.17**).

En el modelo se realizó el análisis de la respuesta del simulador con diferentes daños para conocer precisamente cuál y cómo era la respuesta del yacimiento en la producción y el comportamiento de la presión, en los resultados, se puede observar que mientras mayor fuera el daño mejor ajuste había en los

resultados de la simulación lo que nos confirma la existencia del mismo desde el inicio de las operaciones (Fig. 5.18 y Fig. 5.19).

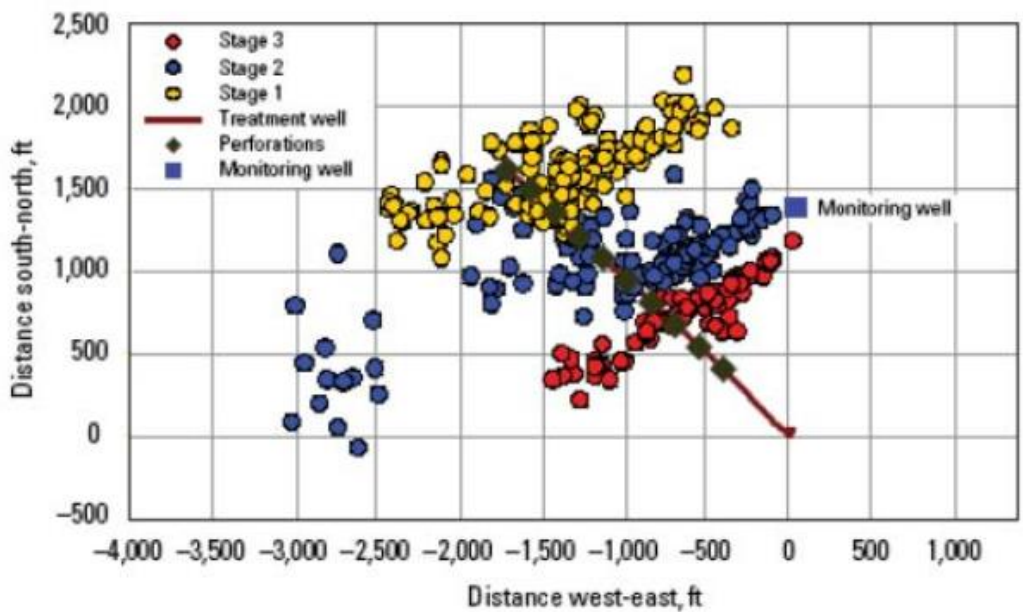


Fig. 5.17 Geometría de Fracturas en Raftel-1

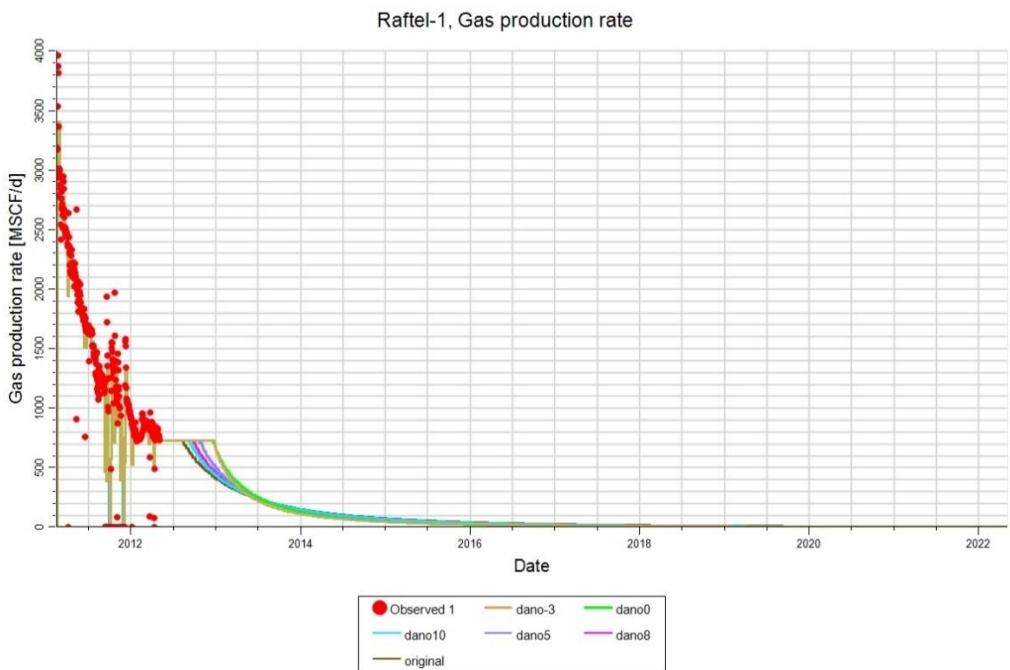


Fig. 5.18 Análisis de resultados del simulador comercial en la producción de gas con diferentes daños.

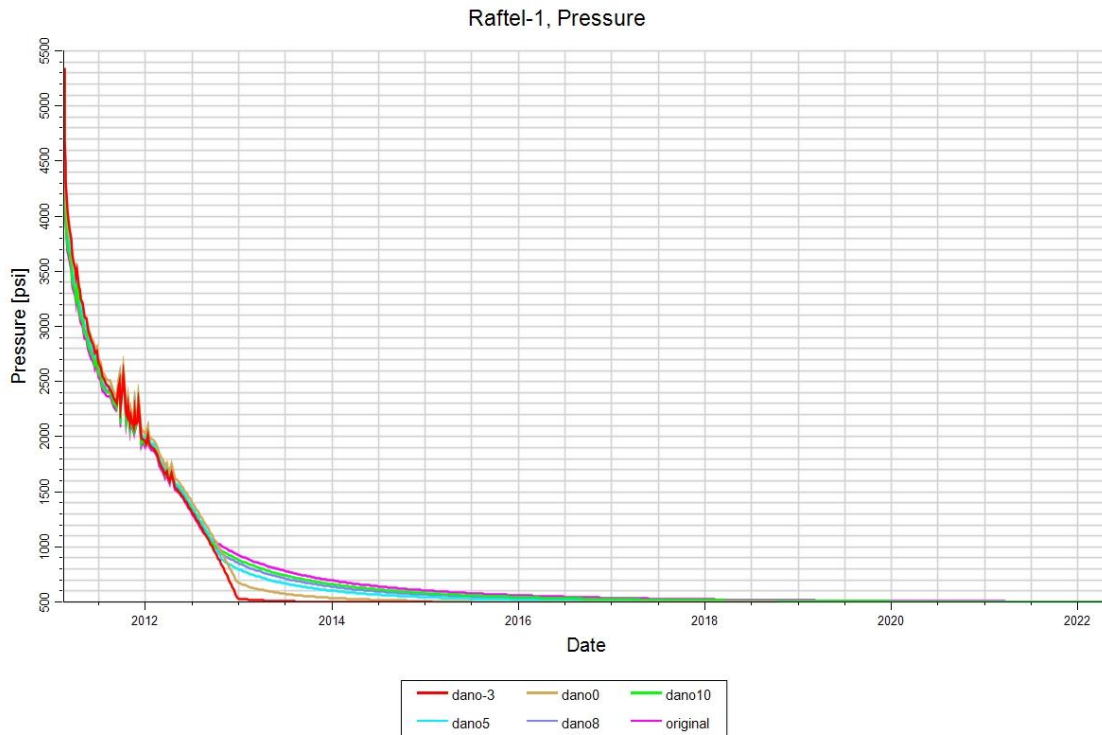


Fig. 5.19 Análisis de resultados del simulador comercial en el comportamiento de la presión con diferentes daños.

Los resultados que mostramos anteriormente, son claros indicadores de que la respuesta operativa en un inicio no fue la adecuada y desde luego pudieron haberse tenido otro tipo de consideraciones. Establecer cuáles pudieron haber sido las mejores condiciones operativas es una problemática que conlleva un análisis que no solamente recae en los ingenieros petroleros, sino también en todo el equipo de desarrollo, desde el equipo que lleva a cabo la etapa exploratoria hasta el equipo de trabajo que es encargado del abandono del proyecto.

Es importante señalar que el modelo no pudo ser calibrado de manera holística, es decir, incluyendo datos de geofísica, geoquímica, sísmica y microsísmica, debido a la falta de adquisición de datos por mi parte. En muchos proyectos de ingeniería petrolera, el equipo de yacimientos está realmente forzado a entregar resultados con la información que se encuentra disponible y sobre los resultados del análisis de los mismos se toman las decisiones operativas que pueden llegar a sacar adelante el proyecto es por eso que en el desarrollo de este modelo con toda la información a nuestro alcance,

concluimos que antes del inicio de las operaciones la longitud y diseño de las fracturas es el parámetro que más impacta en el desarrollo de este proyecto.

En la realidad, PEMEX cerró el pozo EMERGENTE-1, porque no fue un proyecto económicamente viable y solo querían probar el potencial del pozo y la existencia de hidrocarburos no convencionales en esa zona, además con un precio de gas de cerca de los 2.7 dólares por millar de pie cúbico en ese tiempo, era lógico que el proyecto no fuera viable.

Con esto establecido, pasamos a realizar el análisis sobre la longitud y diseño de fracturas, en el capítulo 3, señalizamos que, dentro del plan de desarrollo de recursos no convencionales, para las actividades clave en las distintas etapas de la cadena de valor se encuentran:

- La intervención en lugares económicamente viables.
- Identificar los puntos destacables y determinar los mejores intervalos para su estimulación.
- Construir y perforar pozos de forma rápida y efectiva.
- Generar fracturas que obtengan la mejor recuperación.

En este yacimiento ya se habían cumplido con todos los procesos que se mostraron en la

Fig. 3.2, es decir:

- ✓ La identificación de la fuente de hidrocarburos.
- ✓ La caracterización del yacimiento (caracterización de las rocas y evaluación de la formación, cuantificación de la porosidad y permeabilidad, saturación de fluidos y caracterización geomecánica).
- ✓ Fracturamiento hidráulico (identificación del esfuerzo vertical, esfuerzo mínimo horizontal, orientación de las fracturas y el flujo de fluidos en las fracturas).
- ✓ Selección del tipo de fluido de fracturamiento.
- ✓ Selección del tipo de apuntalante.
- ✓ Terminación multi-etapas.

Parte del análisis que abarca este trabajo es analizar el diseño del programa de fracturamiento hidráulico y el análisis de producción.

5.6 ANÁLISIS DE RESULTADOS DEL MODELO

Dentro del plan de desarrollo de este yacimiento, ya se tenían procesos cumplidos, sin embargo, el análisis del diseño de programa de fracturamiento hidráulico y el análisis de producción no se habían realizado.

Con el modelo ajustado en su totalidad a los datos observados en la realidad, procedimos al análisis del diseño del programa de fracturamiento hidráulico, como he señalado, la identificación del esfuerzo vertical, esfuerzo mínimo horizontal, orientación de las fracturas, la selección del tipo de apuntalante y el tipo de terminación ya habían sido determinadas, sin embargo, el impacto en la longitud de las fracturas no había sido analizado lo cual, modifica el

programa del fracturamiento hidráulico y por lo tanto el análisis de producción.

Para esto, se tomó en cuenta el análisis de una fractura de longitud promedio de 256 m, 304 m, 365 m y 396 m (**Fig. 5.20**), ya que, en pozos desarrollados en la misma formación al sur del Estado de Texas, son las longitudes de fractura más comunes en el desarrollo de este tipo de yacimientos.

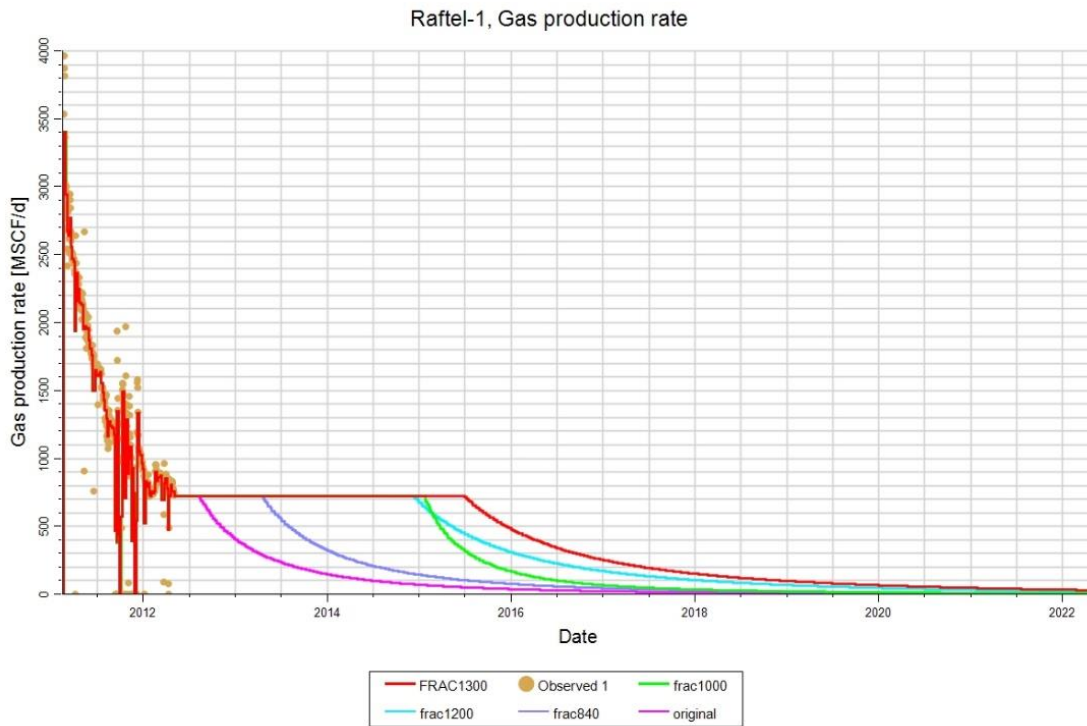


Fig. 5.20 Análisis de producción de Raftel-1 con diferentes longitudes de fractura con simulador comercial.

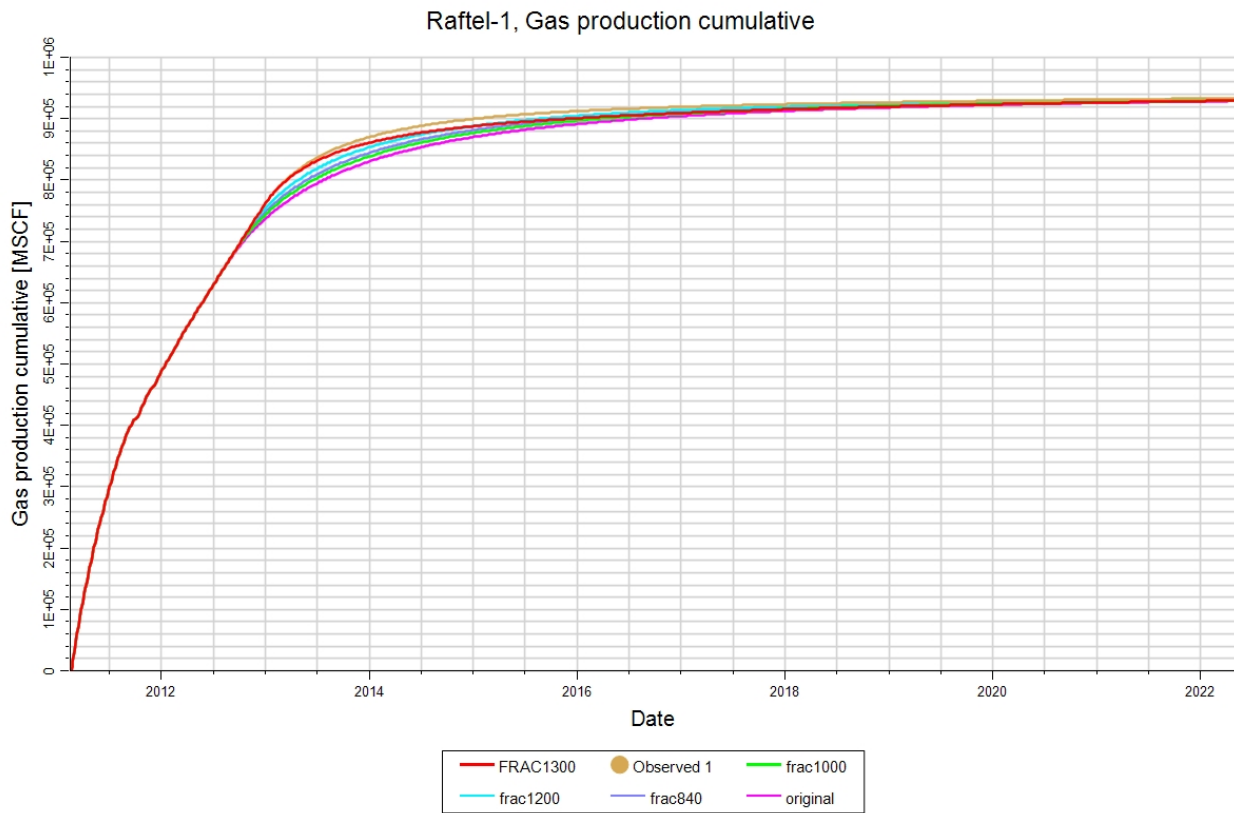


Fig. 5. 21 Gráfico de la producción acumulada con diferentes longitudes de fractura.

Resultados de la producción acumulada

	MMPC	Tiempo Prod.
<i>Caso Original</i>	0.24405	2 años
<i>Frac 840 ft</i>	198	10 años
<i>Frac 1000 ft</i>	217	10 años
<i>Frac 1200 ft</i>	231	10 años
<i>Frac 1300 ft</i>	245	10 años

Tabla 5. 10 Resultados de la simulación sobre la producción acumulada.

El pozo en el caso original, fue cerrado a los 2 años de producción debido a que no era un proyecto económicamente viable, en la Fig. 5.20 se observa que el pozo podría llegar a producir con las diferentes longitudes de fractura propuestas hasta por 10 años a partir de la fecha inicial de producción. Aunque no significa que eso lo convierta en un proyecto económicamente viable. A simple vista podría parecer que el gasto de producción después de unos años

de ser puesto en marcha, no produce lo suficiente como para hacerlo atractivo económicamente. Sin embargo, habría que considerar que estaríamos hablando de solo 1 pozo y el factor clave para hacer exitosos este tipo de proyectos es la masificación de los mismos, tal como se hace en Estados Unidos, en donde se busca principalmente tener una gran cantidad de pozos que sean capaces de extraer la mayor cantidad posible de gas del yacimiento.

Además, podemos observar de manera clara cuándo son necesarias las operaciones de refracturamiento, en los diferentes casos en los que se evalúa la longitud de la fractura, el tiempo de declinación de la producción cambia para los mismos gracias a la simulación, podemos observar que la declinación primeramente comienza en todos los casos a partir del año 2014, por lo que hubiera sido necesario implementar algún programa de rejuvenecimiento del yacimiento, si bien los casos con las longitudes más grandes no se ven tan afectados, las operaciones pudieron haber comenzado desde el 2016 lo que hubiera alargado el gasto de producción un par de años más. El modelo de Raftel-1, no es capaz de representar cómo y cuándo podrían hacerse las operaciones de rejuvenecimiento del yacimiento debido a la falta de la información geo-sísmica, no sabemos con certeza cómo se están comportando las fracturas dentro de la formación, lo cual hasta ahora nos imposibilita la posibilidad de realizar un análisis más profundo sobre el cambio en la geometría y orientación de las fracturas y/o las operaciones de control sobre la inyección de agua y apuntalantes.

5.6.1 OBJETIVO DEL CASO DE ESTUDIO

El impacto más grande en el plan de desarrollo de un proyecto no convencional, radica siempre en la viabilidad económica de los mismos, para la elaboración del plan de desarrollo de un proyecto no convencional de gas, existen diferentes efectos económicos en todas las actividades de desarrollo, estos efectos pueden ser catalogados como efectos directos, efectos indirectos y efectos inducidos. En este trabajo, se examinan los efectos directos en un solo pozo de lutitas perforado en Sabinas, con un solo pozo como unidad de medida general, con el que se busca ayudar a comprender de mejor forma el desarrollo de este tipo de yacimientos en esta zona, a través de una serie de pasos que pueden llegar a variar dependiendo de la localidad, el estado de la perforación, es decir si existen pozos perforados o si no los hay, la geografía y la ubicación de la región de interés. Basado en el proceso aplicado en Eagle Ford y Marcellus (W.E. Hefley y S.M. Seydor, 2018), el proceso se compone de:

1. El arrendamiento del lugar y el trámite de los permisos correspondientes ante las diferentes instancias gubernamentales.
2. Construcción del lugar de operaciones.
3. Perforación.
4. Fracturamiento hidráulico.
5. Terminación.
6. Producción.
7. Reparaciones.
8. Abandono.

Sin embargo, no exige que un proyecto no considere aspectos ambientales y de seguridad, así como procesos legales y regulatorios, en este trabajo, solo se evalúan los procesos que ya están aplicados para esta formación y que algunos ya fueron planteados en el pozo en el que está basado el diseño de Raftel-1.

Las medidas de seguridad deben de estar establecidas previamente, sin una regulación ni medidas de seguridad establecidas, la estabilidad del desarrollo de proyectos de gas de baja permeabilidad se ve afectada y podría llegar a fracasar si las bases no están establecidas. Es importante también que se tome a consideración, el uso y manejo del agua disponible para el desarrollo de este tipo de proyectos.

La cadena de valor y los efectos se generan en la misma, comienzan siempre con la preparación de lugar y continúa hasta las actividades de post-producción. Es necesario primeramente preparar la zona de interés con caminos y accesos apropiados, así como las rutas de salida para todo el equipo de trabajo necesario, entonces, se establece el equipo que puede incluir la renta o compra de todo el equipo o partes del mismo, así como la consideración de todo el proceso de transporte. Antes de las operaciones de perforación, una buena infraestructura debe de estar construida en el lugar, esto incluye los generadores de energía que suministrarán potencia a todo el sitio de trabajo, y considerar los cuartos de vivienda para los trabajadores de perforación.

Toda el agua utilizada en el proceso necesita ser transportada en camiones para que cuando comience la perforación, todos los ingredientes para el fluido de perforación y de fracturamiento se encuentren disponibles, esto incluye la compra de agua, apuntalantes y productos químicos. Con la perforación vertical terminada, se tiene que dar inicio a la perforación horizontal en donde se tengan claramente identificadas las zonas de interés y el tipo de terminación necesaria y durante el proceso de fracturamiento hidráulico, el fluido de

fracturamiento que regresa a superficie junto con el gas, debe de ser tratada para no desperdiciar agua.

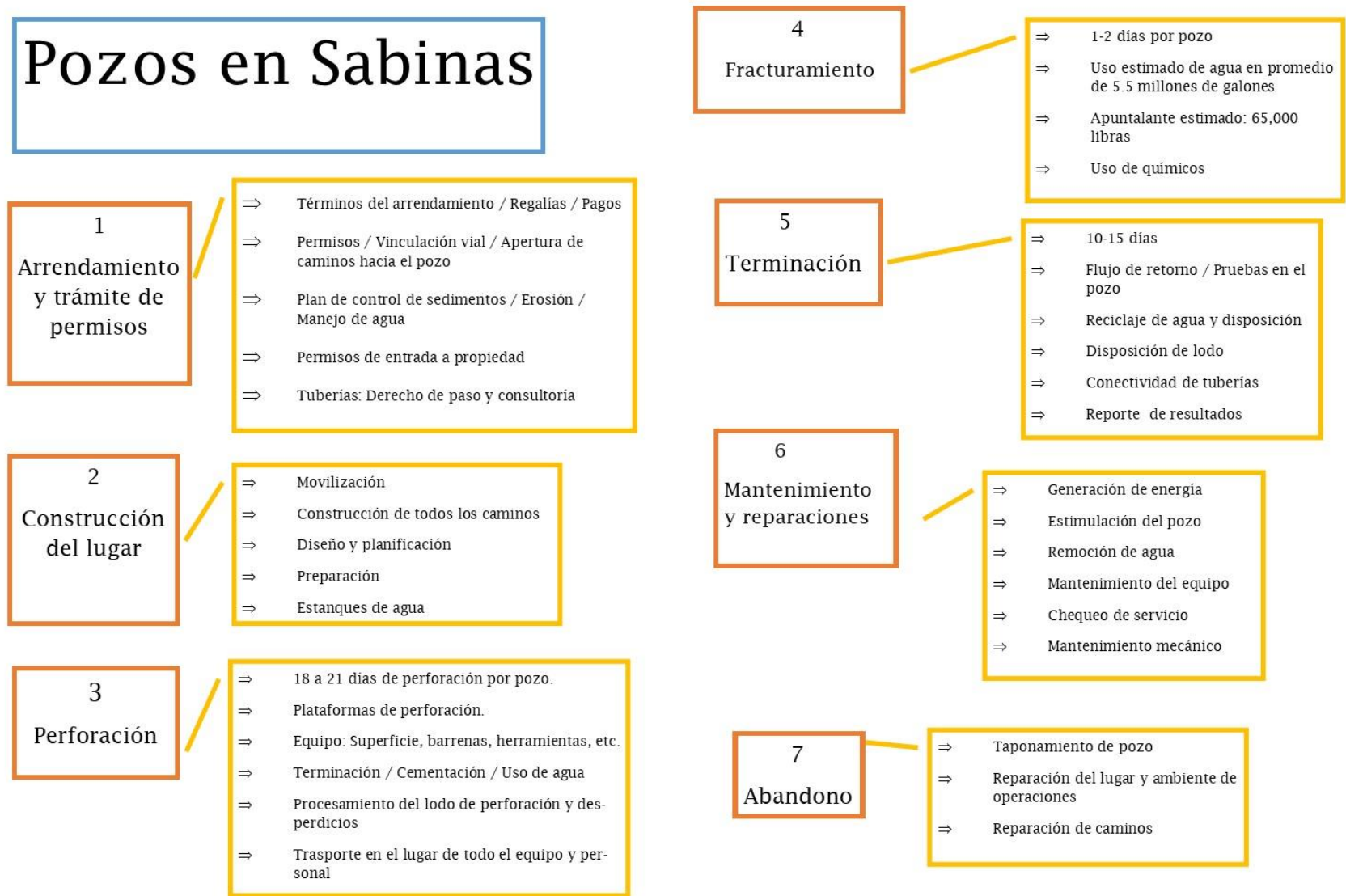
Esta breve introducción a la cadena de valor, se resume en la **Fig. 5.22** y con los resultados obtenidos en el modelo de Raftel-1, podemos hacer un análisis que aborde los efectos económicos durante todas estas fases ya que dada la vida productiva esperada de un pozo que abarca muchos años, los costos tendrán un beneficio económico continuo para la región y que se ve reflejado directamente en la toma de decisiones tanto operativas como de desarrollo para este proyecto. El plan de desarrollo se puede ver afectado debido a la incertidumbre en:

- Volumen del yacimiento.
- Factor de recuperación.
- Costos y tiempo de perforación.
- El perfil de producción por pozo.
- Precio comercial del gas.

Y es en base a esto que se toman las decisiones que impactarán la rentabilidad económica del desarrollo, estrictamente, en este trabajo nos limitaremos a hacer un estudio acerca de la producción esperada con las diferentes longitudes de fractura analizada en Raftel-1.

Dentro del desarrollo de proyectos de fracturamiento hidráulico el consumo de agua representa una cantidad económica importantísima, principalmente por el uso y disposición del vital líquido, el costo por el uso de agua puede llegar a ser desde 4 a 9 millones de dólares para un estimado de 4 a 6 pozos durante las etapas de fracturamiento hidráulico, además de que no se tiene con certeza bien sabido cuánta agua será necesaria utilizar, además de la variación en la cantidad de apuntalante necesaria para terminar el proyecto.

Pozos en Sabinas



Todos los tiempos de perforación y terminación están basados en los tiempos de desarrollo para yacimientos no convencionales en Estados Unidos, en la formación Eagle Ford y Marcellus.

Fig. 5.22 Fases y aspectos clave en el desarrollo de pozos en Burgos (modificado de W.E. Hefley y S.M. Seydor)

Para el caso de Raftel-1, el análisis económico de los diferentes escenarios de producción se muestra en la **Tabla 5.13**, en cada uno de ellos se hicieron las siguientes consideraciones:

1. Un precio por millar de pie cúbico de gas de \$3 dólares.
2. Costos operativos de \$300,000 dólares por año (este costo es para el desarrollo de 4 pozos).
3. Costos de uso de agua de \$4,500,000 dólares durante todo el desarrollo del proyecto (este costo es el que se considera para la perforación y fracturamiento hidráulico en 4 pozos).
4. Costo de tratamiento de barril de agua de \$1.5 dólares por barril.
5. Costos de inversión inicial de \$2,500,000 dólares para pozos con una profundidad promedio de 2800 metros verticales y 2000 metros horizontales (la inversión incluye arrendamiento, permisos, servicios, vinculación vial, permisos de entrada a propiedad y servicios de consultoría).
6. Tasa de descuento del 10% anual.
7. Tasa impositiva del 25%.

Existen diferentes indicadores económicos que ayudan a la toma de decisiones operativas y de desarrollo en los proyectos, sin embargo, en este trabajo, se calcularon los siguientes:

- Valor Presente Neto, VPN en un periodo de 10 años.
- Tasa Interna de Retorno, TIR.
- Eficiencia de la Inversión, Ei.

Los costos de perforación, fueron basados en los costos promedio en la formación Eagle Ford y Marcellus en Estados Unidos para 1 solo pozo:

Costos asociados con la perforación	
<i>Perforación vertical (costos en dólares)</i>	
<i>Casing</i>	\$ 19,500.00
<i>1er tubería intermedia</i>	\$ 12,625.00
<i>2da tubería intermedia</i>	\$ 51,500.00
<i>Equipo en la cabeza de pozo</i>	\$ 5,000.00
<i>Centralizadores, equipo de operación, etc.</i>	\$ 11,750.00
<i>Operaciones diarias de perforación</i>	\$ 225,000.00
<i>Movilización y plataformas</i>	\$ 32,250.00
<i>Combustible</i>	\$ 32,250.00

<i>Herramientas, pinzas eléctricas, escariadores</i>	\$ 50,000.00
<i>Liners</i>	\$ 24,000.00
<i>Lodo de perforación y químicos</i>	\$ 10,000.00
<i>Perforación diversa (direccional, giroscopio, etc.)</i>	\$ 45,000.00
<i>Cemento para superficie</i>	\$ 15,000.00
<i>Cemento para operaciones intermedias</i>	\$ 10,000.00
<i>Cemento para operaciones secundarias</i>	\$ 20,000.00
<i>Camionaje</i>	\$ 500.00
<i>Registro de lodo</i>	\$ 11,900.00
<i>Consultoría de Ingeniería</i>	\$ 25,500.00
<i>Herramientas varias, servicios y rentas</i>	\$ 56,500.00
<i>Transporte de agua dulce para cementación</i>	\$ 5,000.00
<i>Subtotal</i>	\$ 663,275.00

Tabla 5.11 Costo promedio asociado a la perforación vertical en la formación Eagle Ford y Marcellus (William E. Hefley, Yongsheng Wang, Economics of Unconventional Shale Gas Development, Case Studies and Impacts, 2018)

Costos asociados con la perforación

Perforación horizontal (costos en dólares)	
<i>Tubería de producción</i>	\$ 248,500.00
<i>Equipo en la cabeza de pozo</i>	\$ 25,000.00
<i>Centralizadores, equipo de operaciones, etc.</i>	\$ 15,000.00
<i>Trabajo diario de perforación horizontal</i>	\$ 209,000.00
<i>Movilización de plataformas</i>	\$ 171,000.00
<i>Combustible</i>	\$ 38,000.00
<i>Herramientas, pinzas eléctricas, etc.</i>	\$ 4,000.00
<i>Lodo de perforación y químicos</i>	\$ 127,800.00
<i>Perforación diversa</i>	\$ 85,250.00
<i>Cemento</i>	\$ 80,000.00
<i>Camionaje</i>	\$ 25,000.00
<i>Registro de lodo</i>	\$ 11,050.00
<i>Consultoría de Ingeniería</i>	\$ 26,500.00
<i>Herramientas diversas, servicios y rentas</i>	\$ 144,750.00
<i>Transporte de agua dulce para cementación</i>	\$ 4,000.00
<i>Subtotal</i>	\$ 1,214,850.00

Tabla 5.12 Costo promedio asociado a la perforación horizontal en la formación Eagle Ford y Marcellus (William E. Hefley, Yongsheng Wang, Economics of Unconventional Shale Gas Development, Case Studies and Impacts, 2018).

	Tiempo prod.	VPN (MMDD)	TIR	Ei
Longitud de fractura 840 ft	10 años	-\$ 3,579,162.00	-8%	-9.15
Longitud de fractura 1000 ft	10 años	-\$ 3,153,573.00	-6.80%	-6.58
Longitud de fractura 1200 ft	10 años	-\$ 2,985,349.00	-6.22%	-6.23
Longitud de fractura 1300 ft	10 años	-\$ 2,512,840.00	-5.89%	-5.79

Tabla 5.13 Indicadores económicos para los diferentes escenarios.

5.7 DISCUSIÓN DE RESULTADOS

De los resultados observados y la información recopilada, se puede observar que el impacto de la longitud de las fracturas en este caso de estudio es notorio. El alargar la fractura unas decenas de metros impacta no solo en el contacto con el yacimiento, sino en la cantidad de hidrocarburos que la formación aporta al pozo, lo que se traduce en una mayor recuperación económica. Además de que ayuda a alargar la vida productiva de los mismos, lo que se traduce

Después de algunos años de haber sido puesto a producción, Raftel-1 comienza a declinar rápidamente, y puede deberse a diferentes factores: el cierre de las fracturas, caídas de presión, fenómenos de compactación en las zonas cercanas en las diferentes etapas de fracturamiento, etc. El modelo, de forma general nos ayudó a notar cómo y cuándo podrían llevarse a cabo operaciones de refracturamiento del pozo y aunque pareciera ser que el pozo produce muy poco, debemos recordar que este análisis se centraliza precisamente en analizar la producción de 1 pozo, y que a pesar de que los indicadores económicos estudiados parecerían hacer notar que el proyecto no resulta atractivo, debemos recordar que el éxito de estos proyectos se basa en la masificación de las operaciones de perforación horizontal y fracturamiento hidráulico.

Cualquier compañía que quisiera analizar la posibilidad de desarrollar un proyecto como este, lo tomaría en seria consideración porque implica adentrarse a un mercado en un país en el que la regulación no se encuentra del todo desarrollada y la infraestructura no está completamente disponible, sin embargo, todos los proyectos de yacimientos no convencionales de gas, se ven afectados hoy en día, primeramente por el precio comercial de la venta del

millar de pie cúbico de gas lo que inmediatamente hace que las ganancias por el desarrollo de estos proyectos sean mínimas.

Para Raftel-1, queda analizar más a fondo el comportamiento geodinámico de las fracturas, integrar todos los datos posibles de sísmica 3D, litología en las etapas de fracturamiento, conocer cuál fue el impacto del fracturamiento hidráulico en las primeras etapas de desarrollo del campo. Integrar información que resulta fundamental para complementar este modelo en el que trabajamos. Información, con la que estamos seguros de que este proyecto podría tener un plan de desarrollo completo desde su etapa de rejuvenecimiento, hasta su abandono.

Queremos señalar que la transición de la industria petrolera convencional mexicana a la no convencional es fundamental para lograr el éxito de este tipo de proyectos que son el futuro energético no solo de la nación sino del mundo.

CONCLUSIONES

1. En este trabajo, pudimos ofrecer un acercamiento hacia el entendimiento de los recursos no convencionales y tratamos de hacer énfasis en que este tipo de yacimientos pueden llegar a ser la principal fuente de energía en el futuro.
2. Mostramos la importancia del desarrollo de estos recursos en México y de manera general, la estrategia nacional sobre el desarrollo de estos yacimientos.
3. A pesar de que los retos técnicos y los avances tecnológicos para el desarrollo de este tipo de yacimientos han ido cambiando con el tiempo y en otras regiones del mundo han sido cambios muy favorables, en este trabajo, señalamos que en México, el desarrollo de este tipo de proyectos necesita una transformación de la industria petrolera nacional que permita tener más expertos en este tipo de campos y además, contar con toda la regulación necesaria para que puedan ser desarrollados con éxito.
4. Señalamos las prácticas internacionales más importantes dentro del plan de desarrollo de este tipo de yacimientos y que son las que más impacto tienen durante la vida productiva de los mismos e hicimos especial énfasis en la señalización de que la adquisición de toda información durante cada etapa de desarrollo es fundamental para lograr que estos proyectos sean capaces de generar ganancias importantes a las compañías que los lleguen a operar y que además ayudan a la construcción y modificación de los modelos del yacimiento durante todo el plan de desarrollo.
5. Con la ayuda de la Simulación de Alta Resolución, pudimos generar un modelo que nos ayudó a realizar un análisis a fondo sobre el efecto del alargamiento de las fracturas y cómo pudo haber afectado la vida productiva de este campo que en la realidad dejó de ser operado.
6. Definitivamente, los costos asociados a la producción de gas natural en este tipo de campos, son los que más impacto tienen en la toma de decisiones operativas, y es el reto más grande que enfrenta la industria a nivel mundial, poder generar y crear modelos de Simulación de Alta Resolución como el que se hizo en este trabajo, permiten, tener mayor grado de certidumbre sobre el desarrollo de este tipo de proyectos.
7. Para este caso de estudio, señalizamos que el proyecto en realidad no resulta económicamente atractivo, sin embargo, defendemos la postura de la puesta en marcha de la masificación de este tipo de proyectos que

sin lugar a dudas harían de estos tipos de pozos, proyectos atractivos a la inversión nacional y extranjera.

8. México necesita la participación de todas las instancias gubernamentales en el desarrollo de este tipo de proyectos, en todo tipo de procesos tanto operativos como de regulación, se debe de dar un paso adelante, en la búsqueda del éxito del desarrollo de este tipo de proyectos.

APÉNDICE A1: DIFERENCIAS ENTRE YACIMIENTOS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES

En la geología clásica, durante décadas, se han propuesto diferentes teorías acerca del origen del petróleo y el gas. El origen de ambos, está arraigado al transporte y depositación de sedimentos en diferentes ambientes sedimentarios: marinos, deltaicos, lagunas, desiertos y otros varios tipos de ambientes. Un proceso que ocurrió gracias a la acción de fuerzas naturales como las gravitacionales, el agua, viento, y el derretimiento de grandes glaciares desde tiempos inmemorables.

En conjunto con la depositación de diferentes materiales, se encontraba también la materia orgánica, como restos de organismos marinos o plantas que dieron origen a una sustancia cerosa y de color oscuro llamada querógeno, que es el precursor del petróleo y el gas.

El proceso de la generación de hidrocarburos, se puede resumir de manera siguiente:

- Los sedimentos, son enterrados a grandes profundidades con la descarga continua de partículas sedimentarias en grandes cantidades a través de ríos, vientos arroyos y derretimiento de grandes glaciares por grandes periodos de tiempo.
- Estos sedimentos que no están consolidados, pasan por un proceso llamado litificación, que involucra la compactación y cementación de los sedimentos. La compactación ocurre por la sobrecarga de cantidades masivas de sedimentos a través del tiempo que crea una enorme presión de confinamiento.
- La cementación ocurre por el trabajo de diferentes minerales como sílice o calcita, que se precipitaron por el agua y quedaron alrededor de los sedimentos y finalmente generaron un vínculo entre los granos y la cementación. El proceso de cementación resulta en la forma consolidada de la roca sedimentaria.
- El petróleo y el gas son componentes hidrocarburos, que se cree fueron originados de la materia orgánica que fue sepultada con los sedimentos y debido a la gran presión y temperatura en un ambiente sin oxígeno, la materia orgánica contenida en esas rocas se transformó en querógeno.

Los tipos de querógeno incluyen varias características relacionadas con su ambiente deposicional que se ilustran en la **Tabla A 1.1**.

Kerógeno	Tipo 1	Tipo 2	Tipo 3
<i>Origen</i>	Material de algas procesado por bacterias y microorganismos	Restos planctónicos procesados por bacterias	Material vegetal leñoso
<i>Se convierte en</i>	Aceite	Aceite y gas	Gas y carbón
<i>Relación H/C¹</i>	>1.25	<1.25	<1.0
<i>Relación O/C*</i>	<0.15	0.03-0.18	.03-0.3
<i>Ambiente deposicional</i>	Lacustres y marinos	Marinos semi profundos	No marinos y superficiales a marinos profundos

Tabla A 1.1 Tipos y características del querógeno (Satter, Iqbal, Reservoir Engineering, The fundamentals simulation and management of conventional and unconventional recoveries, 2016).

También existe el querógeno tipo 4, en donde la relación hidrógeno/carbono es insignificante y no produce aceite o gas.

Los profesionales de la industria del petróleo ven la generación del petróleo y gas (**Fig. A 1.1**) como un proceso que incluye: generación, migración y acumulación. Incluyendo los elementos geológicos que juegan su papel en estos procesos. El sistema petrolero se refiere a todos los elementos y los procesos desde el origen de las rocas, hasta la acumulación del petróleo y gas que se encuentran en los yacimientos que son producidos hoy en día.

Los elementos de un sistema petrolero convencional se resumen a continuación:

- Roca generadora (madre) - En donde el petróleo y el gas se originan de la materia orgánica contenida en la roca bajo una presión y temperaturas elevadas.
- Migración - Este proceso incluye poros interconectados, micro-fracturas, fallas y pequeños canales por donde el petróleo o gas fluyen de la roca

¹ Relación H/C: Relación entre los átomos de hidrógeno (H) y los de carbono (C) que contiene un combustible, cuanto mayor sea la relación H/C de un combustible, menores serán sus emisiones de CO₂.

* Relación O/C: Relación entre los átomos de oxígeno (O) y los de carbono (C), cuanto mayor sea la relación O/C, será un indicador de la generación de petróleo.

generadora a la roca almacenadora, en este proceso las principales fuerzas motrices que participan en este son: la presión y la flotabilidad.

- Roca almacenadora - En donde el petróleo y el gas quedan almacenados y de donde se produce subsecuentemente.
- Roca sello - Un tipo de roca impermeable que detiene el flujo de petróleo y gas de la roca almacenadora.
- Trampa - Un evento geológico, estratigráfico, estructural o una combinación que hace que el petróleo y gas no puedan escapar. No obstante, en un yacimiento “no convencional” no se tiene una definición de trampa en sentido convencional.
- Roca de sobreesfuerzo - Imparte la presión necesaria para la compactación de los sedimentos ricos en materia orgánica y las formaciones geológicas.

Los procesos del sistema petrolero se resumen como sigue:

- Generación - El petróleo o gas se generan en las rocas generadoras bajo condiciones apropiadas incluyendo: alta presión y temperatura, bajo un largo periodo de tiempo.
- Migración - El aceite o gas son expulsados de la roca generadora y migran hacia la roca almacenadora (este proceso solo se asocia con los yacimientos convencionales).
- Acumulación - Los fluidos provenientes de la mayoría de yacimientos que conocemos hoy en día, quedaron atrapados bajo un mecanismo efectivo que hizo imposible que escaparan de la roca almacenadora.

Estos componentes y procesos, son los que definen de forma general a un yacimiento convencional. La diferencia con los yacimientos no convencionales radica en algunos aspectos que son claves, por ejemplo, la acumulación. En los yacimientos no convencionales, este proceso se lleva a cabo de manera continua sobre una gran extensión de tierra sin ningún tipo de trampa, otro, son los componentes; la roca generadora y almacenadora son la misma formación geológica y la migración de petróleo y gas solo ocurre en distancias pequeñísimas o definitivamente no ocurre. La capacidad de un yacimiento no

convencional de poder transportar fluidos es significativamente pobre, debido a la permeabilidad² ultra baja de este tipo de yacimientos.



Fig. A 1.1 Proceso de la generación del petróleo y gas (Revista Energía, Argentina, 2015).

Las características contrastantes entre los yacimientos convencionales y los no convencionales, se muestran en la **Tabla A 1.2**:

<i>Elemento/proceso</i>	<i>Yacimiento no convencional</i>	<i>Yacimiento convencional</i>
Proximidad a la roca generadora	Cercana	Cercana o distante
Migración de petróleo y/o gas	El petróleo y/o gas no migran de la roca generadora	La migración puede ocurrir hasta en grandes distancias
Trampa	No existe una trampa, el petróleo y/o gas se conservan en la roca generadora	Estructural, estratigráfica o una combinación
Área contenedora de hidrocarburos	Persistente a través de un área muy grande	Área relativamente pequeña
Recursos in-situ	Grandes	Pequeños
Capacidad de la roca para transportar fluidos	Ultra-baja	De moderada a fuerte
Potencial de recuperación	Relativamente bajo	Moderado

Tabla A 1.2 Características contrastantes entre los yacimientos convencionales y no convencionales (Zou C. *Unconventional Petroleum Geology*, 2012).

² La permeabilidad es la capacidad que posee un material de permitir el flujo de algún tipo de fluido sin alterar su estructura interna. Se considera que un material resulta ser permeable si a través de él deja pasar una cantidad apreciable de fluido, e impermeable si la cantidad de fluido que pasa a través de él es despreciable.

1.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL PETRÓLEO Y GAS COMPACTOS

Los recursos no convencionales de Aceite y Gas compactos (Tight Oil y Tight Gas por su nombre en inglés), son definidos por Law (2002) como:

“Acumulaciones regionales impregnadas, que están saturadas por hidrocarburos, anormalmente presurizadas, comúnmente sin contacto de agua inferior y tienen yacimientos de permeabilidad baja”.

En 1970, el gobierno de Estados Unidos, decidió que la definición de un yacimiento del tipo compacto, sería un yacimiento con una permeabilidad menor a 0.1 mD. Esta definición fue meramente política, los especialistas, los han definido como yacimientos que no pueden ser puestos en producción a menos que sean estimulados con tratamientos extensivos de fracturamiento hidráulico o utilizando pozos horizontales (Holditch, 2007).

No existen yacimientos típicos de aceite y gas compacto, en general pueden encontrarse de muchas maneras, por ejemplo:

- Pueden ser profundos o someros.
- De alta o baja presión.
- De alta o baja temperatura.
- Estratificados o lenticulares.
- Homogéneos o naturalmente fracturados.
- De una o múltiples capas.
- De arenas o carbonatos.
- Yacimientos de lutitas.

A diferencia de los yacimientos de lutitas o de gas en capas de carbón, los hidrocarburos que se encuentran en los yacimientos compactos, son generalmente yacimientos que vienen de otras formaciones, migraron y quedaron atrapados (de manera convencional) en la formación en la que fueron encontrados.

Poseen las siguientes características generales:

- Son de gran espesor (decenas o cientos de metros).
- Porosidades bajas (entre 8 y 12%).
- Permeabilidades menores a 0.1 mD.
- Generalmente son una combinación entre arenas y lutitas.
- Poseen una presión anormal (predominantemente sobre-presurizados).

- Deben ser estimulados con fracturas para que puedan producir comercialmente.
- Su profundidad va desde los 1430 a los 6000 metros aproximadamente.
- Los pozos presentan una declinación muy rápida en los primeros años de producción.

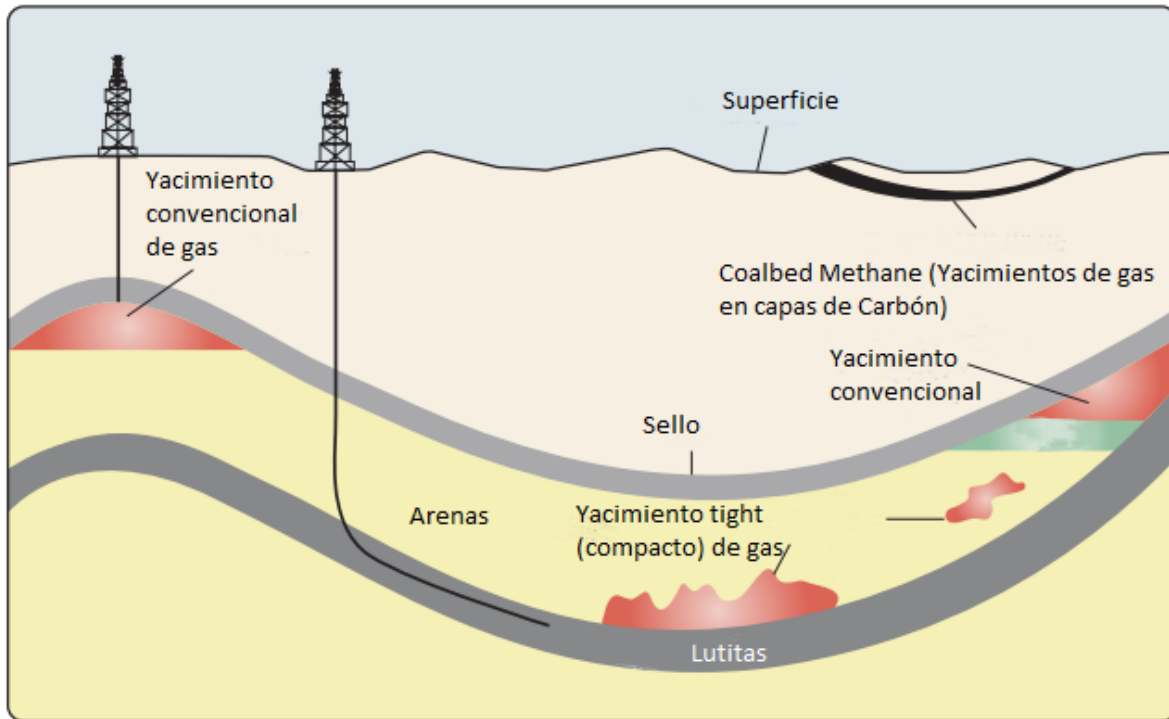


Fig. A 1.2 Esquema que ilustra los principios geológicos fundamentales asociados con los hidrocarburos convencionales y no convencionales. El gas compacto se designa como "Yacimiento tight" (EIA 2010)

1.1.1 RESERVAS DE PETRÓLEO Y GAS EN YACIMIENTOS COMPACTOS (TIGHT)

La primera estimación de la cantidad de petróleo y gas fue realizada por Rogner (1997), que reportó un estimado de 7400 Tcf para 7 regiones del mundo. Dado que los yacimientos compactos (tight), pueden estar presentes en cada provincia petrolera, Rogner asignó esta cantidad de gas ponderando el estimado del volumen global de tight gas de Kuuskra y Meyer (1980) de casi 190 Gigatonnes³ de petróleo equivalente con la distribución convencional de gas.

³ Un gigatón es el equivalente en el SI de 1×10^9 toneladas; 1,000,000 de kilotonnes; o 1,000,000,000 de toneladas en su formato totalmente expandido.

Dong et al. (2012), reevaluaron esta cantidad, presentando una solución probabilística para establecer la distribución del gas para 7 regiones del mundo, exceptuando Medio Oriente y la Comunidad de Estados Independientes.

<i>Región</i>	<i>Rogner (1997)</i>	<i>Dong et al (2012) P50</i>
<i>Australia-Asia (AAO)</i>	1802	6253
<i>Norteamérica (NAM)</i>	1371	10784
<i>Latinoamérica (LAM)</i>	1293	3366
<i>Comunidad de Estados Independientes (CIS)</i>	901	28604
<i>Medio Oriente (MET)</i>	823	15447
<i>África (AFR)</i>	784	4000
<i>Europa (EUR)</i>	431	3525
<i>Mundo</i>	7405	72182

Tabla A 1.3 Evaluaciones a nivel regional del gas in situ de yacimiento de tight gas, en Tcf (Rogner, 1997; y Dong et al. (2012))

Por su parte la EIA, realizó un estimado sobre la cantidad de aceite compacto (tight oil) que se encuentra disponible en el mundo, aunque el inventario se encuentra incompleto debido a que esta contabilidad, excluye el petróleo y gas de fuentes distintas a las lutitas, como arenas compactas o carbonatos compactos, formaciones que son subyacentes a los grandes yacimientos petrolíferos ubicados en el Medio Oriente y la región del Caspio, formaciones extraterritoriales, o de los cuales hay muy poca información.

Las cantidades que se muestran a continuación incluyen únicamente prospectos de alta cantidad que probablemente puedan ser desarrollados.

<i>Lugar</i>	<i>País</i>	<i>Reservas probadas (billones de barriles)</i>
1	Rusia	75
2	Estados Unidos	58
3	Pakistán	58
4	China	32
5	Argentina	27
6	Libia	26
7	Australia	18
8	Venezuela	13
9	México	13
10	Canadá	9
Total		345

Tabla A 1.4 Recursos técnicamente recuperables de aceite compacto (EIA, 2013).

1.2 CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL GAS EN CAPAS DE CARBÓN (CBM, COALBED METHANE).

Como su nombre lo implica, es gas natural almacenado en capas de carbón, o en pequeñas grietas dentro del carbón. Estos yacimientos contienen gas que se formó de manera biogénica o termogénica, del material orgánico dentro del carbón. En su forma original contiene todos los componentes vitales de la forma de vida: oxígeno, vapor de agua, dióxido de nitrógeno, nitrógeno, dióxido de carbón, monóxido de carbón, ozono, ácido nítrico, amoníaco y muchos más arreglos complejos de hidrocarburos no metanos.

Los yacimientos de gas en capas de carbón, son diferentes a los de lutitas y compactos y cualquier otro convencional, porque el gas se almacena dentro del carbón por dos procesos llamados absorción y adsorción. El metano se encuentra en estado casi líquido, forrando el interior de los poros dentro del carbón (matriz). La absorción se refiere al proceso en donde una sustancia, sólida o líquida toma otra sustancia, líquida o gaseosa a través de los poros diminutos o los espacios entre sus moléculas. La capacidad para poder absorber una sustancia, depende en el equilibrio de las concentraciones entre la fase gaseosa y la líquida.

La adsorción se refiere al proceso por el cual las moléculas de una sustancia, tales como un gas o un líquido, son “recolectadas” en la superficie de un sólido. Este proceso puede ser reversible tanto de forma física como química. En el

proceso de adsorción físico, las moléculas de gas se adhieren a la superficie del sólido adsorbente como resultado de las fuerzas de atracción entre moléculas (fuerzas de Van der Waals). Mientras que la adsorción química, involucra una reacción química. Las capas de carbón son los mejores adsorbentes. Actúan como un excelente adsorbente de metano (95-98%).

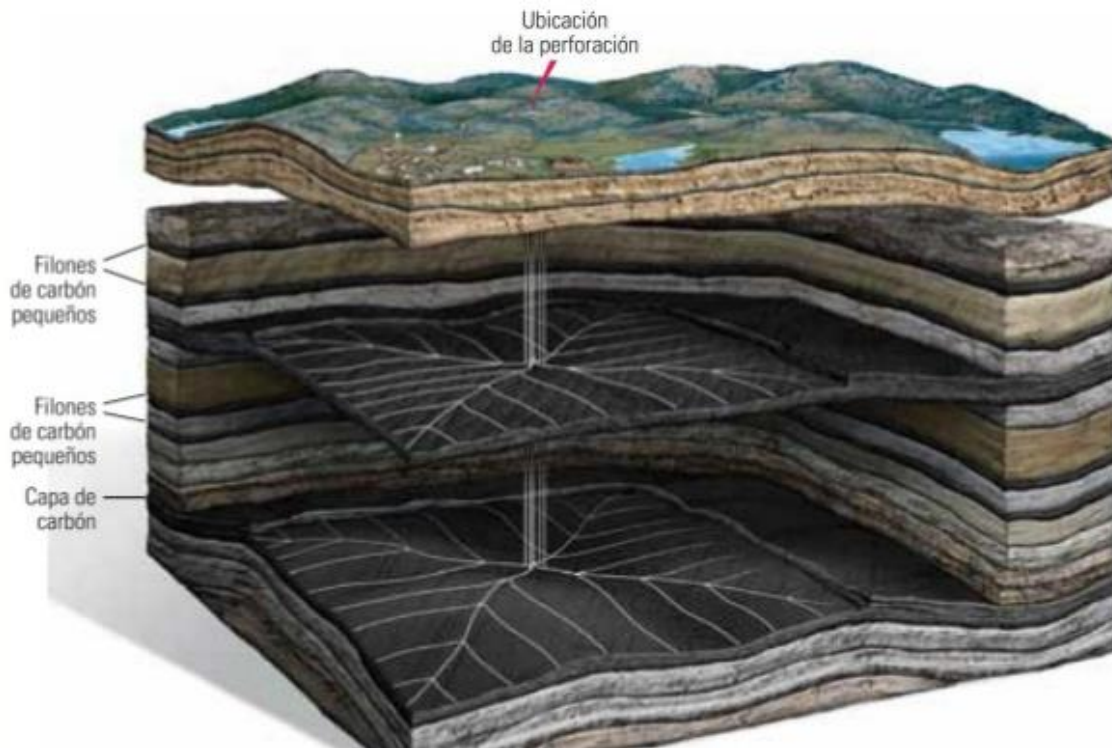


Fig. A 1.3 Extracción Ideal de CBM (Al-Jubori et al., 2009).

En este tipo de yacimientos, la condensación juega un papel importante, es el proceso de convertir gas a líquido al reducir la temperatura, y/o incrementar la presión. La condensación ocurre cuando la presión de una sustancia en el gas, es más baja que la presión de vapor de una sustancia pura a una temperatura dada. Los yacimientos de gas en capas de carbón, están expuestos a una presión elevada, la condensación, lleva a la compactación del gas, haciendo que estos yacimientos sean comerciales. El flujo y mecanismo de producción de estos yacimientos, tiene una cierta similitud con la producción de yacimientos de lutitas. El flujo inicial está dictaminado por el gas y el agua almacenados en la red de fracturas, y la producción es controlada por la desorción del gas de la matriz mientras la presión cae debido a la producción de agua. Esta red de fracturas que permite que los fluidos puedan encontrar su camino de salida, las fracturas por lo general son más anchas cerca de la

superficie, pero a medida que la profundidad aumenta, el peso de las rocas que están por encima, las comprime o las cierran, reduciendo su anchura e interconectividad, esto implica una reducción en la permeabilidad. Las compañías que se dedican a extraer el gas de este tipo de yacimientos, siempre buscan las áreas con mayor permeabilidad para mejorar el potencial de desarrollo de este tipo de campos.

1.2.1 RESERVAS DE GAS EN CAPAS DE CARBÓN (CBM)

Rogner (1997) estimó que las reservas mundiales de gas en capas de carbón, eran de 9000 Tcf, la evaluación determinista fue establecida utilizando la distribución de recursos de carbón y los valores estimados para el contenido de gas en sus capas. Según el estudio de Kuuskra (1992), Rogner reportó que las reservas de gas en las capas de carbón variaban de 2980 a 9260 Tcf. Sin embargo, solo el top 12 de países con reservas de carbón se incluyeron en el estudio.

Dong et al. (2012), mejoraron la evaluación de las reservas de este recurso, incluyendo más países, generando una distribución probabilista para 7 regiones en el mundo. Las reservas más grandes se encuentran en Norteamérica, Australia-Asia y en la comunidad de Estados Independientes, sin embargo, mucho del potencial en el mundo sigue sin poder ser desarrollado y no lo será en algunos países debido a la falta de incentivos para poder explotar estos recursos, como es el caso de la comunidad de Estados Independientes, en donde se tiene una cantidad abundante de este recurso, pero no se plantea explotarlos.

El carbón sigue siendo un contribuyente crucial para el suministro de energía en muchos países. El carbón, es el combustible fósil más difundido en todo el mundo y más de 75 países cuentan con depósitos de carbón.

Región	Rogner (1997)	Dong et al (2012) P50
<i>Comunidad de Estados Independientes (CIS)</i>	3957	859
<i>Norteamérica</i>	3017	1629
<i>Australia-Asia (AAO)</i>	1724	1348
<i>Europa (EUR)</i>	274	176
<i>Latinoamérica (LAM)</i>	39	13
<i>África (AFR)</i>	39	18
<i>Medio Oriente (MET)</i>	0	9
Mundo	9051	4046

Tabla A 1. 5 Estimación de las reservas de gas en capas de Carbón (Rogner, 1997; y Dong et al., 2012)

Ranking	País	Coalbed Methane, Tcf
1	Rusia	1730
2	Estados Unidos + Alaska	1700
3	China	1307
4	Australia	1037
5	Canadá	699
6	Reino Unido	102
7	India	71
8	Ucrania	42
9	Kazajistán	23

Tabla A 1.6 Top 9 de Países con Reservas de CBM (Zee ma. A. Holditch,, *Unconventional Oil and Gas resources handbook*, 2015).

1.3 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LOS HIDRATOS DE METANO

Los hidratos de metano (Error! Reference source not found.), son diferentes de cualquier otro tipo de yacimientos no convencionales de gas. Su proceso de formación es único e implica el atrapamiento de moléculas de metano directamente en el cuerpo de agua. A pesar de ser biogénico, el gas de metano es purificado durante el proceso de formación de los hidratos.

Es un tipo de jaula de hielo, en la cual se encuentran atrapadas moléculas de metano, el principal componente del gas natural, si es calentado o despresurizado, produce gas natural puro y listo para quemar. Al ser llevado a la superficie de la tierra, 1m³ de hidratos de metano, libera 164 m³ de gas natural. Los depósitos de hidratos tienen varios cientos de metros de espesor y se dan principalmente en dos entornos, bajo el permafrost⁴ ártico y a profundidades elevadas en el océano.

Han sido creados por la actividad biológica en los sedimentos y de manera termogénica por los procesos geológicos dentro de la tierra, durante la formación de los hidratos de metano, las moléculas de agua se cristalizan formando un tipo de estructura enrejada. Esta estructura se compone de agua

⁴ El subsuelo congelado permanentemente que se encuentra debajo de la capa superior (varias pulgadas a pies) del suelo en las regiones árticas. (Fuente: www.glossary.oilfield.slb.com)

que se encuentra unida a moléculas de hidrógeno, en donde existen moléculas de metano.

Durante el proceso de formación los cristales de los hidratos, expulsan iones de sal de la estructura cristalina, las mediciones de cloro en los hidratos de metano, indican concentraciones de sal mucho más bajas que en el agua de mar. Con una concentración cercana al 2% que es la salinidad normal para poder beber agua, en contraste con la concentración del 20% en el agua de mar.

Su potencial para generar energía, es un tema de investigación que se ha estado desarrollando durante los últimos años, los hidratos de metano no son como el hielo, no se derriten y tienen una forma de espuma de poliestireno. La investigación sobre este tipo de recursos sigue creciendo y con ella nuevos temas a tratar.

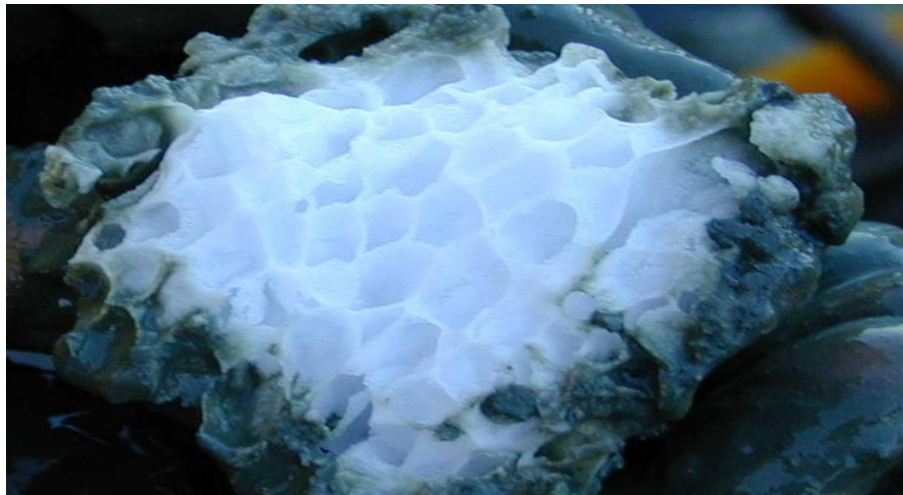


Fig. A 1.4 Hidrato de metano, la energía oculta en el hielo (Richard Anderson, BBC, 2014).

Por ejemplo, en las operaciones de perforación en el océano, algunas veces se han encontrado con depósitos de hidratos de metano, mientras la barrena gira a través del hidrato, el proceso puede hacer que se disocie y el gas liberado podría llegar a explotar, ocasionando así que se pierda el control del pozo.

Otro problema es la inestabilidad de las capas de los hidratos, que podría derrumbar plataformas completas o en mayor escala, provocar tsunamis. Aún no se ha desarrollado una metodología para poder convertirlos en un recurso energético potencial.

La cooperación internacional ayuda a los científicos en todas las naciones a comprender la variedad de la depositación de los hidratos de metano, además

de que genera habilidad para tomar mejores muestras y tener muchas más técnicas de medición. Aunque se cree que los hidratos de metano existen en todas las plataformas continentales, solo se han logrado perforar, tomar registros o muestras de sólo algunos de ellos.

1.3.1 RESERVAS DE HIDRATOS DE METANO

Es bien sabido que el potencial de este tipo de recursos, es increíblemente grande. La reserva es tan grande que la contabilidad a nivel mundial está incompleta, pero varía de entre 2800 trillones a 8 billones de billones de m^3 de gas natural. Esto es mucho más que las reservas de gas convencional.

Las estimaciones globales sobre este tipo de recursos, se encuentran ubicados en depósitos oceánicos, con una estimación que va desde 3.1×10^{12} a $7600 \times 10^{15} m^3$ y en regiones polares cerca de 0.014×10^{15} a $32 \times 10^{15} m^3$.

En un futuro, los hidratos de metano, sin lugar a duda alternarán la demografía energética en el mundo, el esfuerzo por desarrollar este tipo de recursos se realiza en países como India (Sain, 2012), Japón (Pfeifer, 2014), Estados Unidos y Canadá.

APÉNDICE A2: DEFINICIÓN DE RECURSOS Y RESERVAS

Para la industria del petróleo y el gas, las reservas y los recursos, son los activos fundamentales, es por eso que deben ser evaluados, clasificados y categorizados correctamente.

La palabra reservas, implica los recursos que pueden ser extraídos de forma técnica y económicamente posibles. Las limitaciones técnicas y económicas evolucionan de manera continua y están estrictamente vinculadas con aspectos sociopolíticos.

El Sistema de Gestión de Recursos Petroleros (2007) (PRMS¹, por sus siglas en inglés), define a las reservas y recursos como:

- Reservas: Aquellas cantidades de petróleo que se prevé puedan ser recuperadas comercialmente, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo a acumulaciones conocidas, desde una fecha determinada, bajo condiciones conocidas y deben satisfacer 4 criterios principales: Deben ser descubiertas, recuperables, comerciales y remanentes (a partir de una fecha determinada) basados en el desarrollo del proyecto aplicado.
- Recursos: el término, tal como se emplea aquí, tiene por objeto abarcar todas las cantidades de petróleo (recuperable e irrecuperable) que se produce naturalmente dentro o fuera de la corteza terrestre, descubiertas y no descubiertas; más las cantidades ya producidas. Además, incluye todos los tipos de petróleo, ya sean o no considerados como “convencionales” o “no convencionales”.

Estos criterios se definen como:

- Descubiertas:
El primer requerimiento para que las reservas pueden ser descubiertas, es un pozo, no es posible tener una acumulación conocida sin la penetración de un pozo. Las acumulaciones potenciales que no han sido descubiertas, se contabilizan utilizando la clase de recursos prospectivos.
- Recuperables:

¹ Petroleum Resources Management System

Cuando alguna compañía, está realizando estimaciones o reportando alguna clase de recursos (reservas, recursos contingentes y recursos prospectivos), la información más importante es la cantidad que puede ser recuperada y vendida, dicho de otra forma, monetizada.

Siempre habrá alguna parte del volumen que se encuentra originalmente, que no pueda ser recuperada, debido a las limitaciones de los procesos físicos involucrados. Esta cantidad irrecuperable, se le denomina “irrecuperable” (en el marco de la PRMS).

La cantidad de petróleo o gas que pueda ser recuperada, dependerá de los detalles de extracción del proyecto (mecanismo de producción, sistemas de recuperación mejorada, sistemas artificiales, caídas de presión natural, etc.) y en las propiedades físicas de la roca y los fluidos (permeabilidad, viscosidad, mojabilidad de la roca, etc.).

La cantidad de hidrocarburos que pueden ser recuperados de un yacimiento pueden cambiar con el tiempo, basado en las condiciones económicas y la tecnología disponible.

➤ **Remanentes:**

Las reservas u otras declaraciones de recursos, siempre reflejan la cantidad que se estima recuperable a partir de una fecha determinada, por lo tanto, los reportes siempre tendrán una “fecha de caducidad” efectiva. Añadiendo la producción histórica (si la hay) a una estimación posible de recuperación futura que proporciona la cantidad estimada de recuperación final (EUR² por su nombre en inglés).

➤ **Económicas o comerciales:**

Para que un volumen pueda calificar como reserva, debe de cumplir con otra serie de criterios. Este número de condiciones debe de caer en los siguientes criterios.

Los recursos contingentes, pueden ser comercialmente producibles, y por lo tanto reservas, si se basan en los siguientes criterios:

- Pruebas para apoyar un calendario razonable para el desarrollo.
- Una evaluación razonable del futuro económico de tal proyecto, que cumpla con criterios de inversión y operación definidos.
- Una expectativa razonable de que habrá mercado para todas o al menos las cantidades de venta esperadas para la producción, ambas requeridas para justificar el desarrollo.

² Estimated Ultimate Recovery.

- Evidencia de que se cuenta con la producción necesaria y las instalaciones de transporte, o que se puedan hacer de éstas.
- Evidencia de que los asuntos legales, contractuales, ambientales y otros sociales y económicos, permiten la implementación del proyecto.

Para que se puedan incluir en la clase de reservas, un proyecto debe de estar lo suficientemente bien definido, para establecer su viabilidad comercial. Se debe tener una expectativa razonable de que todas las aprobaciones tanto internas como externas requeridas, estarán disponibles, y que hay evidencia de la firme intención de proceder con el desarrollo dentro de un marco razonable de tiempo. El tiempo para la iniciación del proyecto depende de circunstancias específicas y varía según el alcance del proyecto. Cuando el desarrollo económico de un proyecto se aplaza, por razones relacionadas con el mercado, o para cumplir con objetivos contractuales o estratégicos. En todos los casos, la justificación de la clasificación como reservas tiene que estar claramente documentadas:

- Límite económico: La prueba de límite económico (Economic Limit Test), es una evaluación de volúmenes de petróleo o gas que pueden ser producidos económicamente. El límite económico, es el punto en el tiempo más allá del cual los ingresos de la producción (en declive) ya no son suficientes para cubrir los costos operativos del proyecto. Ese es el límite para la proyección de la recuperación de reservas. Los volúmenes que pueden ser técnicamente recuperables, más allá del límite económico, pueden ser catalogados como recursos contingentes.
- Volúmenes desarrollados y no desarrollados: Las definiciones del PRMS, distinguen entre los volúmenes que han sido desarrollados y aquellos que requieren inversiones. Los volúmenes desarrollados, se estima que pueden ser recuperados con procesos ya existentes, mientras los volúmenes no desarrollados, requieren, adicionalmente mayores gastos de capital.
- Recursos contingentes: Aquellas cantidades estimadas de petróleo o gas, que, a partir de una fecha determinada, son potencialmente recuperables de acumulaciones conocidas, mediante la aplicación de proyectos de desarrollo, pero que actualmente no se consideran comercialmente recuperables debido a una o más contingencias. Estos recursos, incluyen, por ejemplo, proyectos para los cuales no existe mercado, o en donde la recuperación comercial depende de tecnología que se encuentra en desarrollo o la que está disponible, también puede variar, dependiendo

de la evaluación de la acumulación de hidrocarburos, en donde no se puede evaluar claramente la comercialidad.

- Recursos prospectivos: Acumulaciones que no han sido descubiertas, pero que nos interesa estimar los volúmenes que pueden ser recuperables, basados en el desarrollo de proyectos potenciales.

Así pues, las reservas probadas, son aquellas reservas en las que se tiene una certeza razonable (normalmente del 90%) de que pueden ser recuperadas bajo las condiciones políticas y económicas actuales, con la tecnología existente en una nación. Los especialistas se refieren a estas como P90 o 1P. Las reservas probadas se subdividen en:

- Probadas desarrolladas.
- Probadas no desarrolladas.

Wright et al. (2008) clasificaron a las reservas probadas desarrolladas, como aquellas que pueden ser producidas con pozos y perforaciones existentes, o de yacimientos adicionales en donde se requiere una inversión adicional mínima, manteniendo el costo de infraestructura en cero. Las reservas probadas no desarrolladas, requieren capital de inversión adicional para la producción de petróleo y gas.

Desde enero del 2010, las compañías comenzaron a declarar como reservas 2P (probadas y probables) a aquellas reservas en donde se tiene la confianza de un 50% de recuperación, los especialistas también se refieren a ellas como P50.

Las reservas posibles, se atribuyen a acumulaciones en donde se tiene una oportunidad de extracción menor, un 10% de certeza en la recuperación, estas reservas son conocidas como P10, o 3P (*probadas + probables + posibles*). Las razones para considerar una reserva como posible, varía en la tecnología y capital de inversión disponible, así pues, una reserva de tipo 3P, con más capital de inversión y tecnología, podría convertirse en una reserva de tipo 2P, y esta a su vez podría convertirse en una reserva de tipo 1P.

Según el Sistema de Gestión de Recursos Petroleros, existe dentro de la cantidad total de petróleo y gas, un volumen descubierto y uno descubierto. El volumen descubierto a su vez, se clasifica en 2 tipos: comercial y sub-comercial. El volumen descubierto comercial, puede ser puesto en producción bajo diferentes escenarios probables (1P, 2P y 3P), mientras que el volumen sub-comercial, se considera un recurso contingente con diferentes probabilidades de ser puesto en producción comercial (1C, 2C y 3C).

También hace referencia a la cantidad de petróleo y gas que aún no ha sido descubierta, en donde existen 3 estimados: uno bajo, el mejor estimado y un estimado alto. La **Fig. A 2.1** ilustra la clasificación de los recursos según el Sistema de Gestión de Recursos Petroleros.

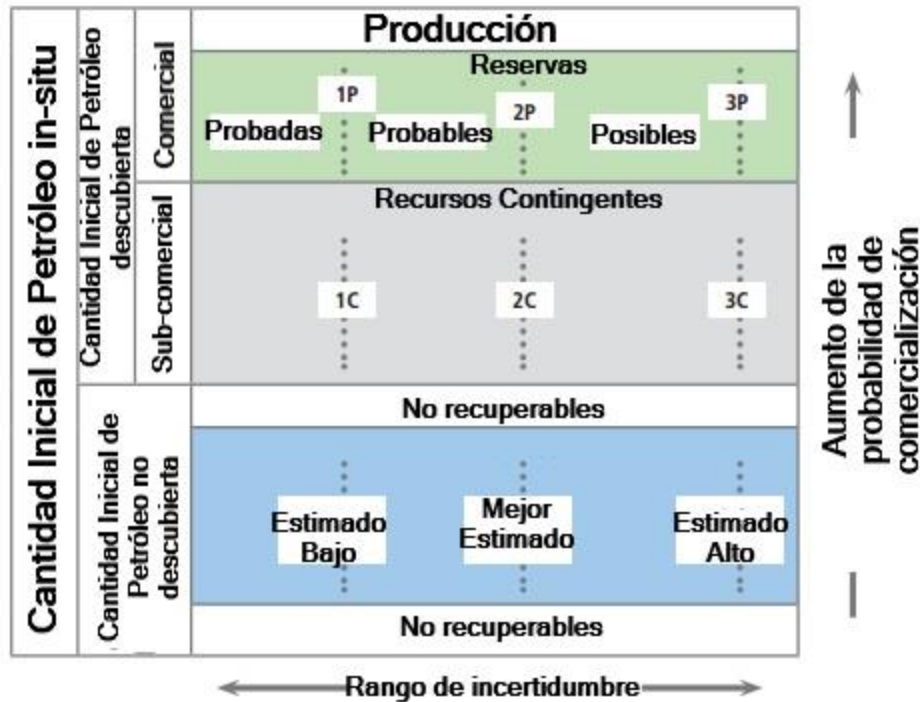


Fig. A 2.1 Clasificación de Recursos del PRMS.

La estructura general y las definiciones de reservas dentro del Comité de Reservas de Petróleo y Gas (OGRC³, por sus siglas en inglés), realizó un estudio de las reservas y recursos según las siguientes entidades internacionales.

1. U.S. Security and Exchange Commission (SEC).
2. U.K. Statement of Recommended Practices (SORP).
3. Canadian Security Administration (CSA).
4. Russian Ministry of Natural Resources (RMNR).
5. China Petroleum Reserves Office (PRO).
6. Norwegian Petroleum Directorate (NPD).
7. United States Geological Survey (USGS).
8. United Nations Framework Classification (UNFC).

De donde se concluyó que:

³ Oil and Gas Reserves Committee

- Todos los sistemas, han definido las principales categorías como las define la SPE: no descubiertas (recursos prospectivos), descubiertas irrecuperables, descubiertas sub-comerciales (recursos contingentes), y descubiertas comerciales (reservas).
- La mayoría de las clasificaciones, reconocen 3 escenarios deterministas, con certidumbre técnica, es decir, un estimado bajo, el mejor estimado y un estimado alto.
- Las agencias regulatorias, por lo general definen un subconjunto de la clasificación total para los inversionistas; en donde se imponen reglas más específicas en torno a la certidumbre técnica y comercial.
- La UNFC es la única agencia, que establece una clasificación de alto nivel, que incluye todas las industrias extractoras, incluyendo energía y minerales.
- Las estimaciones de las cantidades recuperables, deben identificar claramente el desarrollo de proyecto, aplicado a un yacimiento en específico.
- Las definiciones deben abarcar todos los recursos hidrocarburos, ya sean convencionales o no convencionales.

Para los yacimientos no convencionales de petróleo y gas, el problema surge del hecho de que todo el volumen de hidrocarburos, no puede ser puesto en producción bajo la definición convencional de “reservas probadas”.

En Estados Unidos, antes de que se aplicaran tecnologías como la perforación horizontal, fracturamiento hidráulico y terminación multi-etapa a los yacimientos no convencionales, la cantidad de petróleo y gas que almacenaban, era considerada como recurso contingente, y en algunas naciones. La aplicación de estas tecnologías está completamente prohibida por lo que son recursos contingentes de forma definitiva, además de que la extracción de los recursos convencionales está completamente unida a los precios del petróleo y el gas. Los yacimientos no convencionales, no estaban listos para ser puestos en producción o ser considerados como recursos, en los últimos años, los avances tecnológicos, han vencido las dificultades técnicas y económicas en el desarrollo de estos yacimientos, lo que demuestra que, a futuro, recursos que hoy en día consideramos como inalcanzables o que entran en el rango de los no descubiertos, pueden ser, sin lugar a duda producidos y llevados a desarrollo de forma rentable.

2.1 ESTIMACIÓN DE RESERVAS

Las compañías de petróleo y gas, tienen un interés particular en los volúmenes que pueden reportar como reservas. Para la mayoría de los yacimientos no convencionales, las estimaciones sobre la recuperación, se basan en el número de pozos que pueden ser asignados a cada categoría de las reservas (probadas, probables y posibles).

Un factor clave en asignar reservas a los yacimientos no convencionales, es el proyecto. El PRMS es un sistema que se basa en proyectos, de esta forma, nos instruye a tratar de estimar la recuperación de proyectos definidos que están extrayendo recursos subterráneos, sin embargo, un proyecto no convencional es más complicado de lo normal. Pueden necesitarse miles de pozos para poder desarrollar un solo campo, por ejemplo.

Existen dos maneras principales de considerar cuántos pozos deben ser incluidos, para una estimación de recuperación futura.

1. El número de pozos que compensará la producción establecida.
2. El número de pozos que se han aprobado para perforación.

El reto de utilizar un método como el anterior, recae en reconocer la distancia de todos los pozos de control, distancia que no puede ser cuantificada de forma exacta.

A pesar de que se sabe que los yacimientos no convencionales pueden ser regionalmente homogéneos, son localmente heterogéneos, por esta razón es necesario utilizar métodos estadísticos, cuando un número considerable de pozos han sido perforados.

2.1.1 MÉTODOS ESTADÍSTICOS

Este enfoque se describe en las directrices para la evaluación práctica de las reservas no desarrolladas en yacimientos de la Sociedad de Ingenieros Petroleros Evaluadores (SPEE⁴ por sus siglas en inglés) en la monografía 3 (2010), de donde podemos resumir que:

1. Para que se pueda realizar un estimado sobre reservas en un yacimiento, se deben cumplir las siguientes características del criterio 1:
 - I. Los pozos perforados, muestran una distribución estadística repetible de su recuperación final.

⁴ Society of Petroleum Evaluation Engineers

- II. El comportamiento del pozo, no es un predictor fiable del comportamiento de otro pozo no desarrollado.
 - III. Existe un sistema continuo de hidrocarburos que es regional en extensión.
 - IV. Los hidrocarburos libres no se mantienen en el mismo lugar por hidrodinámica.
2. Deben por lo menos existir 10 pozos perforados para poder aplicar este método.
 3. Se tienen que identificar los pozos análogos y deben de encontrarse dentro de un entorno geológico común, ser perforados y terminados de manera similar.
 4. Crear una distribución estadística de los pozos análogos basados en los parámetros adecuados como la estimación de recuperación final. Todos los pozos deben formar parte de una distribución estadística común, esto es esencial, porque se asume que todos los pozos futuros también pueden ser parte de la misma distribución, con el mismo contexto, desviación estándar y forma de distribución.
 5. Determinar el número de oportunidades para perforar.
 6. Preparar una simulación Monte Carlo⁵.
 7. Calcular las reservas probadas, probables y posibles utilizando las definiciones adecuadas.

Dado que se requieren muchos pozos, de un ambiente geológico consistente con un análisis confiable de la recuperación final, este método resulta aplicable solo en algunas situaciones. Este sólo es un método práctico, según sus autores.

2.1.2 PRONÓSTICO, ESTIMACIÓN E INCORPORACIÓN DE RESERVAS EN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

Uno de los desafíos más grandes en estimar reservas y recursos en yacimientos no convencionales es proyectar una producción a futuro. Hoy en día, el historial de producción de este tipo de campos está limitado a solo un par de meses o algunos años y es poco probable que el flujo y el comportamiento de presión hayan alcanzado las fronteras del yacimiento. Y extrapolar el histórico de producción está sujeto a una gran incertidumbre, sin embargo, resulta necesario realizar estas proyecciones, la producción de aceite

⁵ Una simulación Monte Carlo, es un método para resolver un problema mediante la estimación de las probabilidades de diferentes resultados con ensayos, denominadas simulaciones que utilizan un muestreo aleatorio de las distribuciones de probabilidad de variables de entrada.

no convencional actualmente se encuentra limitada, y solo existen proyecciones sobre la producción de gas (Fig. 2.7).

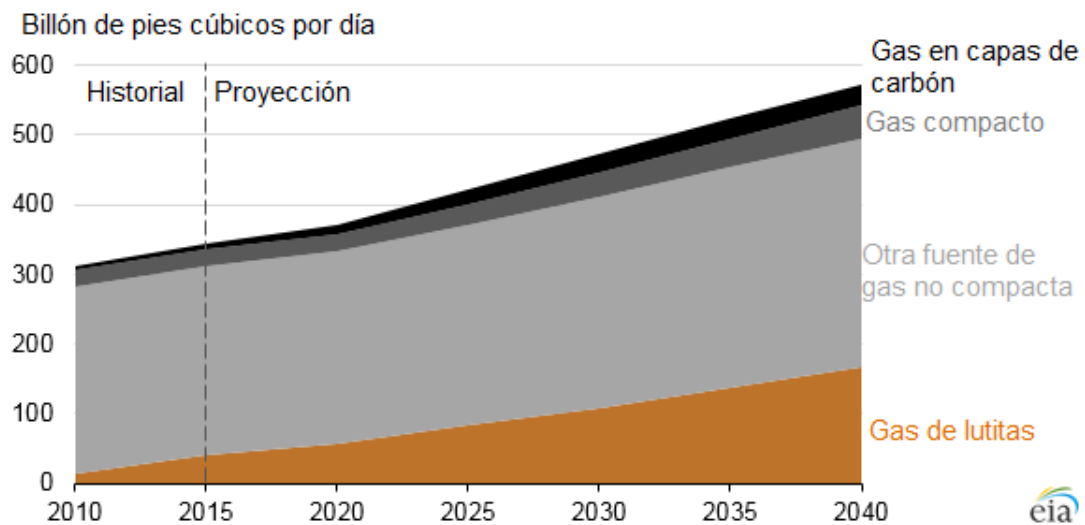


Fig. A 2.2 Proyección de la producción de gas natural diaria en el mundo (EIA, 2016).

Existen dos tipos de pronósticos que son necesarios. Primerio, se necesita proyectar la recuperación de los pozos que ya se encuentran produciendo, en segundo lugar, se necesita realizar las estimaciones de los pozos que van a ser perforados en el futuro. La aproximación más cercana para los pozos que ya se encuentran produciendo, es sin lugar a dudas el análisis de curvas de declinación, basado en el ajuste de la ecuación hiperbólica de Arps (1945) al histórico de producción.

Usualmente, debido a que el flujo de los yacimientos estimulados (principalmente por fracturas inducidas) es en gran medida lineal, el exponente hiperbólico “b” es mayor que 1 y frecuentemente se acerca a 2 en las etapas tempranas de producción, resulta insostenible en un largo plazo (la extrapolación conduciría a una recuperación infinita); es por esto que muchos especialistas aplican una tasa de declinación exponencial.

Existen muchísimos ajustes de curvas que se han propuesto, cada uno afirma que encaja mejor con los datos que sólo con la fórmula de Arps. Algunos son relativamente sencillos, mientras otros son demasiados complejos y consumen demasiado tiempo.

Adicionalmente existen soluciones con software, que proveen de soluciones analíticas en el análisis de producción, y la simulación completa en 3D resulta

una aproximación para la evaluación de los yacimientos no convencionales. Independientemente del método utilizado, los supuestos subyacentes sobre el comportamiento a futuro de los pozos, tendrán un impacto significativo en la recuperación proyectada y por lo tanto en las estimaciones de reservas.

Para los pozos que se planea sean perforados a futuro, es una práctica común, construir curvas tipo de los pozos existentes que se consideran análogos. Existe una variación muy grande en el comportamiento de los pozos que se encuentran en yacimientos no convencionales, incluso ostensiblemente del mismo (o muy similar) ambiente geológico. Solo se pueden construir curvas tipo significativas, cuando existe un buen número de pozos con el suficiente histórico de producción para evaluar un rango razonable de posibles recuperaciones.

APÉNDICE A3: RECURSOS NO CONVENCIONALES EN MÉXICO

En esta sección se incluyen algunos estimados de reservas de Gas en capas de carbón (CBM) e información acerca de los hidratos de metano en México.

3.1 GAS EN CAPAS DE CARBÓN (CBM) EN MÉXICO

El estado de Coahuila, es el lugar en donde se considera se pueden desarrollar proyectos de extracción de CBM, la empresa Netherland Sewell International, en una solicitud enviada por PEMEX Exploración y Producción (PEP), realizó un estudio para poder estimar el potencial de Coalbed Methane en la cuenca de Sabinas en Coahuila, donde consideraron las 6 subcuentas más grandes de esa región: Sabinas, Saltillito-Lampacitos, Las Esperanzas, Adjuntas, San Patricio y Monclova.

Utilizando el método probabilístico de Monte Carlo, los valores de recursos potenciales de CBM se muestran a continuación:

<i>Parámetro</i>	<i>Valor mínimo (P90)</i>	<i>Valor medio (P50)</i>	<i>Valor máximo (P10)</i>
<i>Densidad del carbón (g/cm³)</i>	1.2	1.4	1.65
<i>Área de la subcuenca (hectáreas)</i>	342,769	685,537	754,334
<i>Espesor del manto (m)</i>	2	4	9
<i>Contenido de gas (m³/t)</i>	2.83	7.08	17.98
<i>Factor de recuperación</i>	25	50	75
<i>Área de drenado por pozo (hectáreas)</i>	65	65	65
<i>Producción por pozo (Millones de m³)</i>	6.3	16.8	37
<i>Potencial de gas en la Cuenca (Gm³)</i>	66	177.518	391.112

Tabla A 3.1 Valores Probabilísticos de parámetros y cálculo de recursos potenciales de CBM de la Cuenca de Sabinas (SEMARNAT, “Estudio para identificar las capacidades de la minería de carbón en el uso y aprovechamiento del gas metano asociado”)-

Por otra parte, Scott y Ambrose (2001), estimaron el potencial de gas en capas de carbón presente en México, basados en un rango de contenidos de metano en carbón entre 2.8 y 8.5 ($\frac{m^3}{t}$) comparando con los resultados de NSI, podemos decir que el estimado para la región de Coahuila es favorable.

<i>Cuenca</i>	<i>Tipo de carbón</i>	<i>Recursos de carbón</i>	<i>Recursos de CBM para contenido de 2.8 m³/t (Gm³)</i>	<i>Recursos de CBM para contenido de 8.5 m³/t (Gm³)</i>
Barranca	Antracita a Meta-antracita	1,098	3	9
Mixteca	Bituminoso de baja volatilidad a semi-antracítico	1,252	4	11
Sabinas	Bituminoso de volatilidad media a alta	20,171	57	171
Fuentes-Río Escondido	Bituminoso de alta volatilidad	9,363	27	80
Cabullona	Bituminoso	560	2	5
San Pedro Corralitos	Bituminoso de baja volatilidad	42	0.1	0.4
Ojinaga	Bituminoso de alta volatilidad	161	0.5	1.4
Colombia San Ignacio	Lignito "cannel"	1,660	5	14
Total		34,307	99	292

Tabla A 3. 2 Estimado de Recursos de gas en capas de carbón (CBM) por Scott y Ambrose (2011).

3.2 HIDRATOS DE METANO EN MÉXICO

Dentro de la zona económica exclusiva de México, existen varios sitios con potencial de contener hidratos de metano, frente a las costas de Puerto Vallarta (Bartolomé, 2002), trinchera del Pacífico, Golfo de California y el Golfo de México, frente a la Plataforma de Campeche y en el talud continental frente a la costa de Veracruz (**Fig. A 3.1**) (Hernández Vite, UNAM, 2009)

A pesar de que no se cuenta con una cuantificación sobre las reservas de este tipo de recursos, se sabe que, en la porción sureste del Golfo de México, se

encuentra presencia de hidratos de gas a una profundidad que va de los 2950 m at 3700 m de profundidad en las zonas centro y suroeste del Golfo de México, estas zonas incluyen: la Planicie Abisal Sigsbee, el talud de Campeche, talud de Veracruz, Las Cordilleras Mexicanas y el Talud este de México.

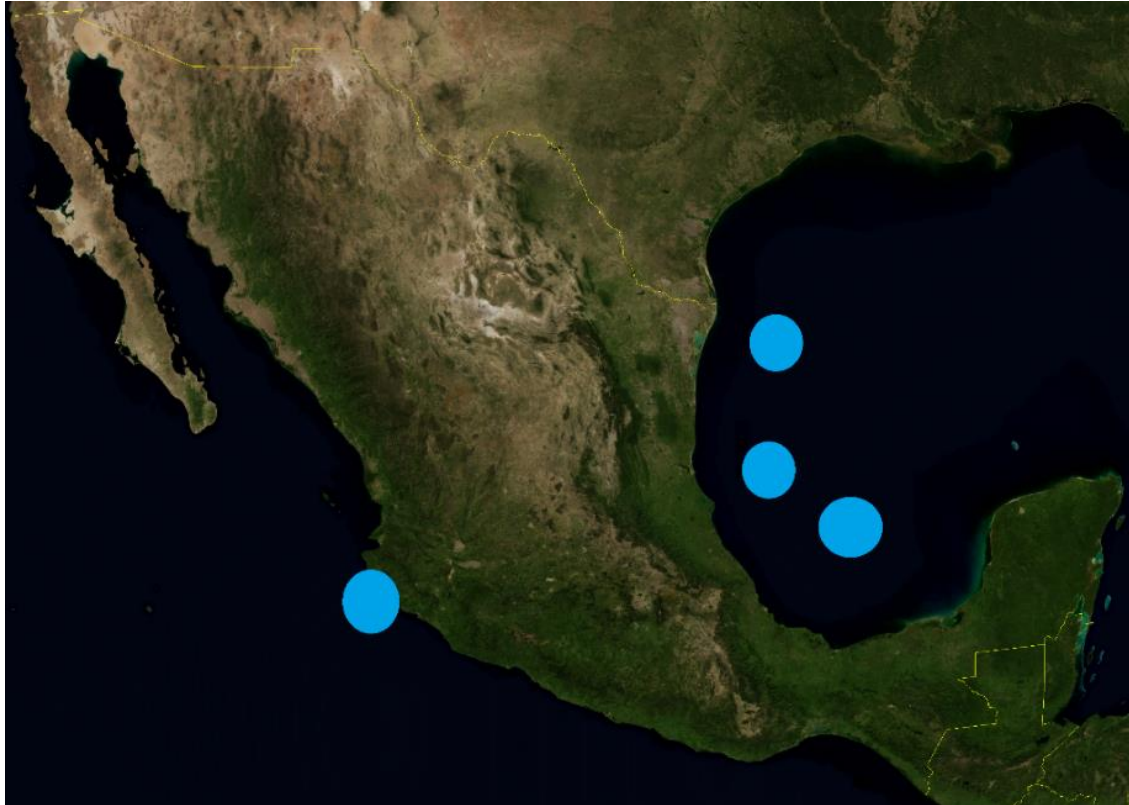


Fig. A 3.1 Esquema representativo que incluye las zonas con presencia de Hidratos de Metano en México.

APÉNDICE A4: CARACTERIZACIÓN DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES.

La caracterización de los yacimientos no convencionales es uno de los factores más importantes para poder conocer las diferentes propiedades físicas y químicas presentes en los yacimientos, además de que nos permite estimar la cantidad de petróleo o gas que existen en ellos y con base a esto realizar estimados sobre los gastos de producción. La producción de los yacimientos no convencionales es una función de la porosidad de la matriz, permeabilidad, saturación de hidrocarburos, presión de poro, área de contacto y la conductividad que nos proporciona el fracturamiento hidráulico.

Los métodos convencionales para tomar muestras o medir algunas de estas propiedades, tienen un nivel de éxito muy limitado debido a la complejidad física de estos yacimientos. Actualmente se han desarrollado nuevas maneras y tecnologías para poder obtener que las mediciones sean más precisas.

El proceso de la caracterización de recursos no convencionales, incluye la caracterización sísmica y la caracterización de las rocas en los yacimientos, además de comprender el comportamiento del mismo a través de una serie de análisis de laboratorio y procesamiento digital de imágenes que ayudan a desarrollar y explotar estos recursos de forma eficiente.

4.1 CARACTERIZACIÓN DE LAS ROCAS Y EVALUACIÓN DE LA FORMACIÓN EN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

Las rocas madre en los yacimientos no convencionales, son geológica y petrofísicamente complejas, ricas en material orgánico, de grano muy fino y deben ser estimuladas mediante fracturamiento hidráulico para que puedan ser puestas en producción de manera rentable. Estas rocas, incluyen fluidos aerotransportados o de origen terrígeno, cuarzo, feldespatos, arcillas o fragmentos de rocas ígneas y metamórficas. Puede ser que también contengan partículas de origen biológico (querógeno) o rocas de origen diagenético o químicamente alteradas como las dolomitas o piritas.

Estos yacimientos tienen sistemas porosos complejos que son súmamente pequeños y que se encuentran en la nano-escala. Para que estos yacimientos puedan producir hidrocarburos, los yacimientos tienen que tener una saturación de hidrocarburos muy alta y saturaciones de agua muy bajas. Su

permeabilidad es extremadamente baja, a menudo en el rango de los nano-Darcy y los hidrocarburos contenidos en estos yacimientos pueden presentarse en los poros o como hidrocarburos adsorbidos y absorbidos al querógeno o las superficies de las arcillas. La evaluación exitosa de la caracterización de estos yacimientos, requiere la adquisición y el análisis de información en alta resolución de diferentes fuentes.

Comparado con los yacimientos convencionales, las fuentes originadoras de hidrocarburos en los yacimientos no convencionales, se extienden a través de grandes porciones de una cuenca. Consecuentemente, la caracterización a través de toda la cuenta, requiere identificar las áreas con mayor potencial. Este proceso incluye cuantificar una serie de propiedades petrofísicas, geológicas, geofísicas, geomecánicas, geoquímicas y de ingeniería de operación sobre los fluidos y la roca.

Las características de la roca en yacimientos no convencionales se pueden agrupar en diferentes categorías que nos ayudan a identificar cuáles son los parámetros o propiedades específicas de la roca y los fluidos que necesitamos cuantificar.

Las categorías pueden ser agrupadas en:

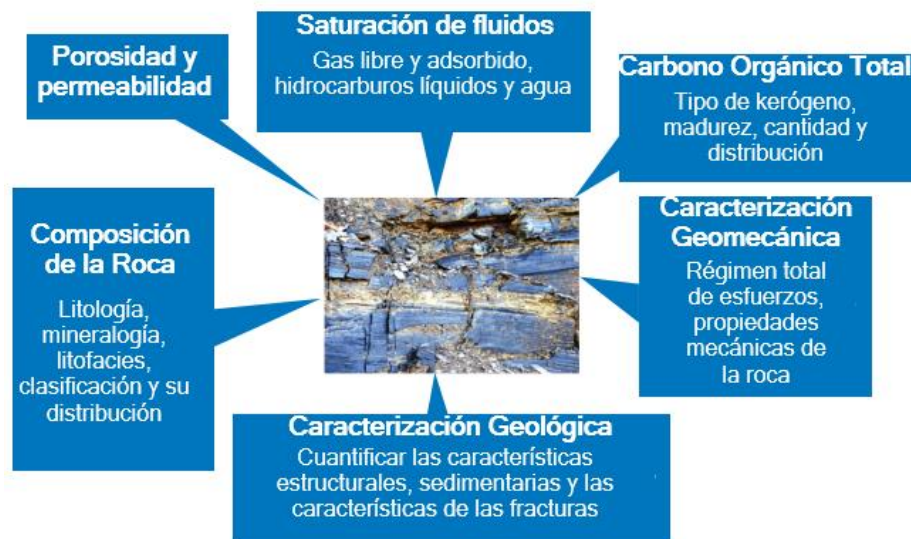


Fig. A 4.1 Características de la roca en yacimientos no convencionales (Dow, W.g., Kerogen Studies and Geochemicla Interpretations, 1977).

4.1.1 COMPOSICIÓN DE LA ROCA

La caracterización de los yacimientos no convencionales, comienza con la cuantificación de la litología y la composición mineral de la formación, por ejemplo, en yacimientos de lutitas, la composición mineral es una de las propiedades que pueden tener mayor impacto en la productividad del yacimiento (Walles et al. 2009).

En los yacimientos no convencionales, el tamaño de grano es generalmente similar, la mineralogía varía significativamente y puede haber cantidades variables de arcillas, querógeno, cuarzo, feldespatos, dolomitas y otras partículas minerales. Estos minerales inorgánicos pueden ser de origen detrítico o biológico. La variación en la mineralogía, nos indica las variaciones en las propiedades mecánicas de la roca. En cada pozo, la litología y la composición mineral deben ser cuantificadas utilizando la información de los registros mientras se perfora (LWD¹ por su nombre en inglés), con ayuda del análisis de núcleos o examinación del lodo de perforación. Cada yacimiento contiene una variedad distinta de litofacies, o zonas con una composición mineral similar, contenido orgánico y propiedades geomecánicas. Cuantificar la litología y mineralogía, nos permite hacer estimaciones más precisas sobre la porosidad y permeabilidad, además de proporcionarnos información para los diseños de estimulación y terminación.

4.2 CARACTERIZACIÓN GEOLÓGICA

La caracterización geológica incluye comprender la historia tectónica y estructural del yacimiento y de la roca generadora en él. Determinar y comprender la estratigrafía, su secuencia estratigráfica y el ambiente deposicional, es fundamental para poder conocer cuáles son las zonas ricas en contenido orgánico. Los yacimientos no convencionales de petróleo y gas, tienen una variación importante en su composición mineral y en su contenido orgánico, las propiedades mecánicas de la roca son una función de la variación de su ambiente deposicional y la secuencia estratigráfica de cada unidad (Passey et al., 2010; Lash y Engelder, 2011).

El proceso de la caracterización geológica incluye el sistema natural de fracturas, este sistema se encuentra presente en muchos de estos yacimientos y tienen un factor positivo en la productividad del yacimiento al ser comunicadas con la estimulación por fracturamiento hidráulico, generando

¹ Logging While Drilling

una red de fracturas compleja que lleva hacia el pozo. También puede tener un impacto negativo en la productividad, si la estimulación por fracturamiento hidráulico se cruza con fracturas que se extiendan fuera de la zona de interés hacia formaciones porosas y permeables almacenadoras de agua (Jacobi et al., 2008).

4.2.1 CUANTIFICACIÓN Y CARACTERÍSTICAS DEL CARBONO ORGÁNICO TOTAL (COT)

La característica más obvia en las rocas generadoras, es que contienen una cantidad elevada de Carbono Orgánico Total (COT). En la industria el término COT y el querógeno se han utilizado de manera similar, a pesar de que no son lo mismo. El COT tiene 3 componentes: el gas o el petróleo presentes en la roca, el querógeno que representa el carbón disponible que puede ser generado, el carbón residual, que no tiene potencial para la generación de hidrocarburos. Los hidrocarburos se forman de la roca generadora a partir del querógeno, que es una mezcla sólida de componentes químicos orgánicos que son insolubles en solventes orgánicos normales, debido al gran peso molecular de sus componentes y el bitumen.

En una típica roca generadora, los hidrocarburos son expulsados y migran hacia las trampas para convertirse en yacimientos convencionales, en los yacimientos no convencionales el volumen generado de hidrocarburos no es expulsado de la roca generadora y se convierte ella misma en el yacimiento. Las características del carbono orgánico total y el querógeno incluyen:

- Porcentaje en peso del carbono orgánico total que se encuentra en cada pozo y a través del yacimiento.
- Cómo es que el porcentaje en peso del carbono orgánico total está distribuido en el yacimiento, en su área, de manera vertical y horizontal.
- Determinar qué tipo de querógeno se encuentra presente y cómo cada tipo está distribuido. El tipo de hidrocarburo que se produce, depende de la madurez térmica del querógeno, que es función de la temperatura y la presión a la que ha sido sometido.
- Determinar la madurez térmica del querógeno en el yacimiento.

La productividad de los yacimientos no convencionales, es controlada principalmente por los componentes que fueron depositados en ella, estos incluyen minerales, textura interna, tipos de arcilla, materia orgánica y la heterogeneidad en la que estos elementos han sido acomodados. Dentro de los recursos no convencionales que son más productivos, los sistemas

interconectados de porosidad de querógeno y materia orgánica, juegan un papel productivo significativo. Los sistemas de porosidad a nano-escala dentro de los yacimientos, pueden incluir combinación de sistemas de porosidad intra-querógeno, inter-partículas/inter-cristalinas o intra-particulares. Un factor importante de la calidad de los yacimientos no convencionales ricos en hidrocarburos líquidos o gases, es confirmar que se tiene una gran cantidad de carbono orgánico de calidad, que puede desarrollar los hidrocarburos que se desea producir con un sistema interconectado de porosidad a nano-escala.

El carbono orgánico total representa una medición cualitativa del potencial de la roca generadora (Jarvie et al., 2007), normalmente se representa en su porcentaje en peso, puede ser una mezcla de querógeno reactivo o no reactivo y puede ser oxidado o completamente transformado en hidrocarburos.

Las rocas generadoras de hidrocarburos contienen típicamente un contenido de carbono orgánico total mayor a 1.0% y la riqueza en COT puede variar de pobre <1.0%; favorable: de 1.0 a 2.0% y de bueno a excelente: 2.0 a 10% (PESGB, 2008).

El querógeno no es lo mismo que el COT, el COT está compuesto por querógeno y bitumen. Existen diferentes definiciones del querógeno, Lewis et al. (2013), lo han definido como una materia orgánica insoluble, que está compuesta principalmente de carbono e hidrógeno, con menores cantidades de oxígeno, azufre y nitrógeno. El contenido de nitrógeno disminuye conforme la madurez térmica aumenta. El querógeno, tiene una densidad de grano baja (1.1 a 1.4 g/cm³) que también incrementa con la madurez térmica. El otro componente importante que es el bitumen es una materia orgánica soluble, que se considera es producto derivado de la baja madurez térmica del petróleo y también pueden aparecer como piro-bitumen, que es un producto derivado de la elevada madurez térmica en el gas seco.

La medición que se tiene del COT es en realidad una mezcla de querógeno y bitumen, en donde el querógeno transformado puede o puede haber tenido capacidad de generar o expulsar hidrocarburos específicos, no hidrocarburos ácidos orgánicos y ácidos inorgánicos. Esta capacidad, depende en gran medida del tipo de querógeno, que además impacta en la calidad del yacimiento y en la productividad resultante.

Desde la perspectiva de calidad de un yacimiento no convencional, hay 3 procesos de primer orden que son controlados por la calidad y tipo de carbono orgánico total o el tipo de querógeno, estos incluyen:

- El aumento de volumen y calidad de hidrocarburos líquidos, asociados con fluidos no-hidrocarburos y gases correspondientes al alto contenido de hidrógeno, estructura amorfa, sapropeles y querógenos ricos en lípidos. Este tipo de querógenos, tienen un alto índice de hidrógeno original (HI²) y un índice de oxígeno original bajo (OI³). El querógeno que desarrolla gas metano, presenta un alto nivel de querógeno proveniente de plantas terrestres, formado por una gran cadena que se define por el bajo contenido original de hidrógeno y un alto contenido original de oxígeno. Los sistemas de anillo grandes y los aromáticos que incorporan átomos de oxígeno a la forma estructurada del querógeno, tienen un menor contenido en hidrógeno y una menor capacidad para producir hidrocarburos complejos. Esta es una importante razón por la que los querógenos estructurados tienen la pobre capacidad de generar cadenas de hidrocarburos más largas, a menos que el querógeno contenga componentes amorfos de querógeno.
- El sistema poroso a nano-escala del querógeno interconectado es función de la transformación de la composición del querógeno y su grado de transformación térmica. Los sistemas de querógeno ricos en lípidos y una mayor cantidad de hidrógeno, son asociados con el desarrollo de porosidad de querógeno a nano-escala. El incremento del tamaño de garganta de poro a nano-escala, también se atribuye a la transformación térmica. La producción de hidrocarburos líquidos se relaciona también con la calidad del querógeno y con el nivel de activación de energía del querógeno y la relación de transformación correspondiente (madurez térmica).
- Los procesos de saturación de agua irreductible, sub-irreductible e hidrocarburos, incluyen un cambio en la mojabilidad del poro a nano-escala que modifica la superficie y propiedades energéticas del poro que reestructuran el posicionamiento de los fluidos dentro del poro. Una transformación temprana del querógeno, podría generar agentes mojadores como hidrocarburos polares (alcoholes) y ácidos orgánicos que ayudan a desplazar el agua contenida en los poros al centro del sistema poroso, permitiendo preferentemente su expulsión.

Existen diferentes métodos para cuantificar el COT:

² Hydrogen Index

³ Oxygen Index

- Utilización de núcleos para análisis geoquímicos.
 - Análisis de pirólisis.
La muestra se descompone (con excepción de sus componentes metales) en donde solo queda carbono como residuo, mediante un proceso de calentamiento que supera los 900°C en un minuto.
- Mediciones a través de registros convencionales.
 - Método de Passey (delta Log R).
La técnica delta Log R de Passey, es una técnica de superposición sobre la gráfica de porosidad-resistividad. La técnica permite identificar los intervalos ricos en materia orgánica y calcular el porcentaje de COT si el nivel de madurez del querógeno se conoce o si puede ser estimado. El nivel de madurez se calcula con diferentes métodos, incluida la reflectancia de la vitrinita (Passey et al., 1990).
 - Espectroscopia elemental de pulso neutrón.
Estos instrumentos, miden la concentración elemental del espectro de energía inelástica, dado que el carbono es un elemento que solo se puede medir y cuantificar con el espectro inelástico, estos instrumentos son utilizados para cuantificar el COT.
- Sondas de muestreo.
Las grandes compañías prestadoras de servicios, cuentan con diferentes sondas de muestreo que ayudan a determinar el porcentaje en peso del COT.
- Resonancia Magnética Nuclear.

4.2.2 DETERMINACIÓN DE LA LITOLOGÍA Y MINERALOGÍA

Todos los yacimientos poseen diferente composición, tanto en el tamaño de grano, particularidades físicas y químicas etc. La diferencia entre cada yacimiento, hace que cada plan de desarrollo sea distinto y se adapte a las necesidades de cada campo.

Las características de cada yacimiento, hacen que la capacidad de estimular mediante fracturamiento hidráulico y la ubicación de pozos sean completamente opuestas y esto impacta directamente en la capacidad el potencial productivo de cada yacimiento.

Uno de los principales objetivos durante el proceso de desarrollo de los yacimientos no convencionales es determinar la composición de la matriz, que

puede contener diferentes cantidades de arcillas, querógeno, cuarzo, feldespatos, calcita, dolomitas, piritas y otros tipos de minerales.

Los yacimientos no convencionales muestran una gran variación en su composición mineral, el contenido de carbono orgánico total, litofacies, etc. Para determinar los intervalos que pueden ser estimulados con fracturamiento hidráulico, se debe realizar un estudio integral sobre la distribución en el área y la distribución vertical de la composición mineral, identificar las áreas ricas en contenido orgánico y las propiedades mecánicas de la formación. Este estudio requiere una descripción realizada mediante la interpretación de registros y análisis de laboratorio.

4.3 CARACTERIZACIÓN SÍSMICA DE RECURSOS NO CONVENCIONALES

La revolución tecnológica en la industria del petróleo y el gas, ha resultado en un rediseño y cambios significativos en la implementación de estrategias, desarrollo de planes, y el análisis económico en los proyectos no convencionales. Desde el avance en la computación hasta en las herramientas de adquisición de información sísmica.

En los yacimientos no convencionales, la utilización de la información sísmica, requiere un reconocimiento estructural y geomecánico de la tierra. Tal reconocimiento ayuda a diferenciar cuando son necesarios estudios en sísmica 2D y 3D en las fases de exploración, reconocimiento y la caracterización de yacimientos no convencionales.

La sísmica 2D, por ejemplo, en yacimientos convencionales, se utiliza para la exploración y delimitación de algún proyecto, la capacidad de determinar la extensión del yacimiento, el mecanismo de la trampa y el marco estructural, son cuestiones clave que en los yacimientos convencionales se asignan a un pozo de exploración, la correlación del pozo con el modelo sísmico inicial, se lleva a cabo haciendo uso de sismogramas sintéticos que ayudan a confirmar el espesor del yacimiento y la posición estructural.

Para los pozos no convencionales, el valor de los datos sísmicos se utiliza de forma distinta. Los yacimientos no convencionales, sirven como roca generadora, almacenadora y trampa al mismo tiempo, conocer el marco estructural no es de mucha ayuda, el volumen de hidrocarburos recuperados va más relacionado con heterogeneidades estratigráficas en las lutitas y la

efectividad en la terminación de los pozos, estas heterogeneidades son difíciles de conocer con un solo estudio sísmico.

En los yacimientos no convencionales, se utilizan los datos sísmicos para conocer un modelo que ayude al diseño conceptual de la perforación, que determine en dónde se va a llevar a cabo la perforación de pozos. El espesor y la complejidad estructura son un criterio clave en la etapa exploratoria y esta información, por ejemplo, es obtenida de los datos sísmicos. El pozo debería ser perforado en una sección de roca, tal que la energía del fracturamiento hidráulico se quede en esa área, fracturar fuera de esta zona causa un gasto significativo de recursos y puede degradar la viabilidad de los pozos en esa zona. Por esta razón, es necesario llevar a cabo una caracterización estructural minuciosa que debe considerar el estudio sísmico.

El proceso de caracterización sísmica, es el proceso que describe propiedades importantes del yacimiento, e integra toda la información de los registros tomados gracias a los pozos y los estudios realizados en núcleos. En yacimientos convencionales, se buscan características clave, como la porosidad, saturación de agua y el volumen de lutitas, carbón, carbonatos y otros tipos de rocas que puede tener la formación. En los yacimientos no convencionales, existen muchos atributos geológicos potenciales que pueden ser importantes, estos atributos caen en 3 grupos generales todos son analizados con el proceso de caracterización sísmica.

Las propiedades y atributos de la roca como el porcentaje mineral, el contenido de carbono orgánico total, la porosidad y las litofacies, pueden ser estimadas con la calibración de inversión geológica⁴. Estos atributos ayudan al entendimiento de algunos mecanismos de producción clave para el yacimiento.

Los atributos geomecánicos como el módulo de Young, la relación de Poisson y la fragilidad de la roca, también son resultados de la calibración de los resultados de la inversión geológica. Estos atributos ayudan a comprender cuando la roca es dúctil o quebradiza y subsecuentemente cómo se comportará cuando el yacimiento sea estimulado hidráulicamente.

⁴ Proceso matemático en el cual los datos se utilizan para generar un modelo consistente con éstos; se trata del problema de resolución del problema inverso. En sismología, los datos sísmicos de superficie, perfiles sísmicos verticales y los datos de registro de pozos pueden ser utilizados para efectuar la inversión. Cuyo resultado es un modelo de las capas de la Tierra y de su espesor. (Fuente: www.glossary.oilfield.slb.com).

4.4 CUANTIFICACIÓN DE LA POROSIDAD Y PERMEABILIDAD

Los yacimientos no convencionales, poseen sistemas porosos complejos, compuestos de poros inorgánicos y orgánicos, con inter-partículas e intra-partículas extremadamente pequeñas. La porosidad es por lo general muy baja, varía en un rango de entre 3 y 12%. La determinación de la porosidad para estos yacimientos utilizando registros convencionales es complicada, debido a la cantidad de carbono orgánico total y la mezcla heterogénea de componentes minerales inorgánicos presentes. Es necesario, realizar diferentes estudios de laboratorio para cuantificar con precisión la permeabilidad y porosidad de este tipo de yacimientos. Algunos de estos estudios incluyen espectroscopia y resonancia magnética nuclear.

La permeabilidad en estos yacimientos es extremadamente baja, y la estimación de la permeabilidad recae en estudios de laboratorio basados en el análisis de núcleos, los análisis más comunes son: decaimiento de la presión, decaimiento del pulso de presión (Passey et al., 2010; Sondergeld et al., 2010) y presión capilar por inyección de mercurio (MICP⁵ por su nombre en inglés).

4.4.1 SATURACIÓN DE FLUIDOS

En yacimientos convencionales, los hidrocarburos se almacenan en los poros de la matriz. La saturación de hidrocarburos, se calcula a través de diferentes análisis de laboratorio o de algunas mediciones durante la perforación como la resistividad y cuantificación de la porosidad. En los yacimientos convencionales los hidrocarburos se almacenan en:

- Gas libre y petróleo en los poros orgánicos e inorgánicos de la matriz y las fracturas naturales.
- Petróleo y gas sorbidos o adsorbidos en la materia orgánica y superficies minerales en las fracturas naturales o absorbidos en la materia orgánica y superficies de minerales de la matriz.
- Gas disuelto, en los hidrocarburos líquidos presentes en el bitumen.

Para los yacimientos no convencionales compactos y de lutitas, se necesitan análisis específicos (Bustin et al., 2009) como la extracción de Dean-Stark⁶ y el

⁵ Mercury Injection Capillary Pressure.

⁶ Método de medición de saturaciones de fluidos de una muestra de núcleo mediante extracción por destilación. El agua presente en la muestra se evapora con un solvente hirviente, luego se condensa y se recolecta en un recolector calibrado. De este modo, se obtiene el volumen de agua presente en la muestra. El solvente también se condensa, luego refluye sobre la muestra y extrae el petróleo. El proceso continúa durante 2 días hasta que el solvente

método de retorta⁷, al momento de analizar las muestras de núcleo o rocas pulverizadas, se necesita realizar un análisis isotérmico de adsorción y desorción, para calcular el volumen de gas total y el volumen de gas adsorbido, estos yacimientos producen poca agua libre y el valor de la saturación de agua se ha determinado en la mayoría de los casos como reductible o sub-irreductible. Generalmente, la saturación de agua se cuantifica a partir de registros de resistividad y porosidad utilizando la ecuación de Archie. Sin embargo, existe cierto grado de incertidumbre en estas mediciones, dado que los valores de parámetros de la formación como la salinidad del agua y los eléctricos pueden resultar erróneos por la composición de las rocas.

4.5 CARACTERIZACIÓN GEOMECÁNICA

El desarrollo de yacimientos no convencionales compactos y de lutitas, dependen de una perforación horizontal y un fracturamiento hidráulico exitosos. Esto requiere comprender los esfuerzos que existen en la formación y la distribución natural de las fracturas en cada yacimiento. El régimen de esfuerzos y los patrones de fracturas no son siempre los mismos en el mismo campo, estas variaciones afectan la forma de producir de las rocas. La caracterización geomecánica, debe incluir la determinación de las propiedades mecánicas dinámicas, anisotropía, fragilidad de la roca y su dureza.

La ingeniería geomecánica se ha convertido en una de las ramas más importantes en el desarrollo de estos recursos por diferentes razones técnicas. Su importancia radica en generar una red de permeabilidad artificial creada por el hombre, que pueda drenar la formación.

El análisis de la caracterización geomecánica en yacimientos no convencionales de petróleo y gas, es más complicada que en el desarrollo convencional. Primeramente, los hidrocarburos se encuentran en rocas que tienen una permeabilidad ultra-baja, y esta permeabilidad hace que la caracterización mecánica del comportamiento bajo diferentes esfuerzos sea más compleja. Además, no existe un consenso general en la industria para

extraído está limpio o la muestra no exhibe fluorescencia. El peso de la muestra se mide antes y después de la extracción. Luego se calcula el volumen de petróleo a partir de la pérdida de peso de la muestra menos el peso de agua. La saturación se calcula a partir de los volúmenes. (Fuente: www.glossary.oilfield.slb.com).

⁷ Técnica de medición de las saturaciones de fluidos en una muestra de núcleo mediante el calentamiento de la muestra y la medición de volúmenes de agua y petróleo expulsados. La muestra se tritura y se pesa antes de ser colocada en la retorta.

parámetros clave como la fragilidad de la roca o el fracturamiento hidráulico como tal.

Tampoco existe una metodología estándar para el análisis de núcleos, herramientas de muestreo de fondo o atributos sísmicos y resulta complicado analizar la presión de poro lo que trae como consecuencia no poder tener una cuantificación exacta sobre las medidas de cierre de fractura. La complejidad de la estructura micro-porosa, combinada con la mezcla de la materia orgánica distribuida en el sistema poroso, hace que no se puedan tener mediciones exactas sobre la permeabilidad. Por lo que se tienen que realizar análisis y estudios de laboratorio que incrementan los costos operativos en el desarrollo de este tipo de proyectos.

Críticamente la consideración de la geomecánica en el diseño de los pozos, diseño hidráulico de la fractura, contención de las fracturas hidráulicas, la extensión de las fracturas, la forma de las fracturas naturales y la generación de un volumen estimulado en el yacimiento. Se han convertido en aspectos centrales del desarrollo de recursos no convencionales.

Para lograr comprender el yacimiento de forma geomecánica y cómo se comportará ante la estimulación por fracturamiento hidráulico, es necesario definir las propiedades mecánicas de las rocas que definen como la roca se deformará y cómo se comportará ante diferentes esfuerzos.

Los esfuerzos como la tensión y la deformación son parámetros esenciales necesarios para la caracterización de las propiedades mecánicas de la roca. Estas propiedades, se utilizan en la perforación, terminación de pozos y en la toma de decisiones de producción durante el desarrollo de recursos no convencionales. A continuación, se muestran varios conceptos de mecánica de rocas clave y su interacción entre los esfuerzos inducidos especialmente durante el fracturamiento hidráulico.

4.5.1 MÓDULO DE YOUNG

El módulo de Young, hace referencia a la cantidad de presión necesaria para deformar la roca. Este parámetro cuantifica la dureza de la roca. Cuanto mayor sea el módulo de Young, más rígida será la roca.

Un valor elevado del módulo de Young, ayuda a mantener las fracturas abiertas, para que se realice un trabajo de fracturamiento hidráulico exitoso, se requiere un módulo de Young alto, este valor indica que la roca es frágil y

que las fracturas se mantendrán abiertas después del trabajo de fracturamiento hidráulico. Algunos materiales con un módulo de Young elevado son, por ejemplo: el cristal, diamante y granito, estos materiales aparentemente son muy duros, pero tienden a romperse, a diferencia de materiales con un módulo de Young bajo como la goma o la cera, que son muy flexibles y tienen mayor resistencia a romperse. El módulo de Young en los yacimientos es distinto, y la fragilidad de la roca determina cual es el sistema de fluido para fracturar la formación. El módulo de Young puede ser medido utilizando registros sínicos o análisis de núcleos, la ecuación del módulo de Young de un análisis de núcleo es:

$$E = \text{Módulo de Young} = \frac{\sigma}{\epsilon_{xx}} \dots\dots\dots (4. 1)$$

Ecuación 4.1 Módulo estático de Young de un análisis de núcleo.

Donde:

$\sigma = \text{Esfuerzo (psi)}$

$\epsilon_{xx} = \text{Tensión}$

Otro método para poder calcular el módulo de Young es a través de un registro sínico, el resultado es el módulo dinámico de Young, que posteriormente debe ser convertido al módulo estático de Young:

1. Cálculo del módulo de la formación:

$$G = 1.34 \times 10^{10} \times \frac{\rho_b}{\Delta t_s^2} \dots\dots\dots (4. 2)$$

Ecuación 4.2 Módulo de la formación

Donde:

$G = \text{Módulo de la formación (psi)}$

$\rho_b = \text{Densidad del bulto } \left(\frac{g}{cc}\right)$

$\Delta t_s = \text{Tiempo de desplazamiento de la onda de corte } \left(\frac{\mu s}{ft}\right)$

2. Cálculo del módulo dinámico de Young desde un análisis de registro:

$$E = 2G(1 + \nu) \dots\dots\dots (4. 3)$$

Ecuación 4.3 Módulo dinámico de Young desde un análisis de registro

Donde:

G = Módulo de la formación (psi)

ρ_b = Densidad del bulto $\left(\frac{g}{cc}\right)$

Δt_s = Tiempo de desplazamiento de la onda de corte $\left(\frac{\mu s}{ft}\right)$

3. Conversión del módulo dinámico de Young a módulo estático:

$$E_{estático} = 0.835 \times E_{dinámico} - 0.424 \dots\dots\dots (4. 4)$$

Ecuación 4.4 Conversión del Módulo estático de Young (King, 2010)

4.5.2 RELACIÓN DE POISSON

La relación de Poisson cuantifica la deformación en un material en una dirección perpendicular a la dirección de la fuerza aplicada, este parámetro mide la fortaleza de las rocas. Es un parámetro adimensional y varía de 0.1 a 0.45, un valor, por ejemplo, de 0.1-0.25, indica que la roca es más fácil de fracturar, mientras que un valor de 0.35-0.45, indica que la roca es más dura y difícil de fracturar, las formaciones con una relación de Poisson baja, son las candidatas a ser fracturados hidráulicamente. El valor de la relación de Poisson puede ser obtenido de una muestra en forma de núcleo, al que se le aplica una fuerza compresiva y se mide el cambio en la altura y diámetro, la siguiente relación se utiliza para calcular la relación de Poisson:

$$\nu = \frac{\varepsilon_y}{\varepsilon_x} = \frac{\text{Tensión radial}}{\text{Tensión axial}} \dots\dots\dots (4. 5)$$

Ecuación 4.5 Relación de Poisson en análisis de núcleo

Donde:

ε_x = Esfuerzo en la dirección x (indica que tanto se ha deformado un material al ser sometido a un esfuerzo).

ε_y = Indica que tanto se ha deformado un material después de haber sido sometido a un esfuerzo.

La relación de Poisson también puede ser calculada utilizando un registro sísmico en la zona de interés. El registro sísmico, proporciona el tiempo de

recorrido de la longitud de onda de corte y compresión que se utiliza en el cálculo de la relación de Poisson con las siguientes ecuaciones:

$$v = \frac{R_v^2 - 1}{R_v^2 - 1} \dots\dots\dots (4. 6)$$

Ecuación 4.6 Relación de Poisson en un análisis de registro

Donde R_v es:

$$R_v = \frac{\Delta t_s}{\Delta t_c} \dots\dots\dots (4. 7)$$

Ecuación 4.7 Cálculo de R_v

$\Delta t_s =$ Tiempo de desplazamiento de la onda de corte $\frac{\mu s}{ft}$.

$\Delta t_c =$ Tiempo de desplazamiento de la onda de compresión $\frac{\mu s}{ft}$.

4.5.3 DUREZA DE LA FRACTURA $\left(\frac{psi}{\sqrt{in}}\right)$

El módulo de la dureza de fractura, es otro indicador que nos ayuda a conocer si en la roca existe algún tipo de defecto, por ejemplo, el vidrio, tiene una dureza relativamente elevada, pero la presencia de una pequeña fractura, haría que su dureza se viera reducida. Este es un parámetro importante en el diseño de fracturas, sobre todo en casos en donde existen formaciones con un módulo de Young muy bajo y en presencia de fluidos de muy baja viscosidad (agua). Un valor pequeño de la dureza de fractura, indica que el material sufre de pequeños defectos o también llamadas fracturas frágiles, mientras que los valores altos de la dureza de fractura, son una señal de ductilidad. El valor de la dureza de fractura, varía de los 1000 a los 3500 $\frac{psi}{\sqrt{in}}$. El valor se mide en el laboratorio y se denota con K_{IC} . Las formaciones que tienen un valor de la relación de Poisson bajo, valor de la dureza de fractura bajo y un alto módulo de Young, son los mejores candidatos para ser fracturados hidráulicamente con agua.

4.5.4 RELACIÓN DE FRAGILIDAD Y CAPACIDAD DE FRACTURAMIENTO: “FRACABILITY”).

La relación de fragilidad y capacidad de fracturamiento, son valores muy importantes a la hora de tratar de diseñar y simular el diseño del fracturamiento hidráulico. Calcular por separado el módulo de Young y la relación de Poisson no nos brinda un claro entendimiento de la fragilidad y la capacidad de fracturamiento de la formación. Aunque se han desarrollado diferentes ecuaciones que combinan ambos parámetros en una sola variable. El método más simple para encontrar el valor numérico de la fragilidad de la roca, es tomando la relación entre el módulo de Young sobre la relación de Poisson (E/PR), entre más alto sea el valor, mayor será la fragilidad. Cabe mencionar que estas ecuaciones se desarrollaron en Estados Unidos para las lutitas de Barnett. La siguiente relación de fragilidad fue desarrollada después de Rickman y Mullen et al. (2008):

$$\text{Relación de fragilidad} = \frac{\left(\left(\frac{E_{\text{estático}} - 1}{7}\right) \times 100\right) + \left(\left(\frac{v - 0.4}{-0.25}\right) \times 100\right)}{2} \dots\dots (4. 8)$$

Ecuación 4.8 Relación de fragilidad

Donde:

$E_{\text{estático}}$ = Modulo estático de Young

v = Relación de Poisson

La relación de la capacidad de fracturamiento se generó después de Goodway et al. (2010) utilizando la **Ecuación 4.11** que es una función de la constante de incompresibilidad λ y la constante de rigidez μ :

$$\lambda = \frac{E_{\text{estático}} \times v}{(1 + v)(1 - 2v)} \dots\dots\dots (4. 9)$$

Ecuación 4.9 Constante de Incompresibilidad

$$\mu = \frac{E_{\text{estático}}}{2(1 + v)} \dots\dots\dots (4. 10)$$

Ecuación 4.10 Constante de rigidez

$$\text{Capacidad de fracturamiento} = \frac{\lambda}{\mu} = \frac{\text{Constante de incompresibilidad}}{\text{Constante de rigidez}} \quad \dots\dots (4. 11)$$

Ecuación 4.11 Relación de la capacidad de fracturamiento (“fracability”)

En el caso de las lutitas de Barnett, las operaciones de fracturamiento hidráulico fueron realizadas sobre un valor en la relación de fragilidad mayor a 50 y una relación de la capacidad de fracturamiento menor a 1.

4.6 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

El fracturamiento hidráulico, también conocido como fracking, es una de las técnicas que han permitido la producción de los recursos no convencionales. Los yacimientos no convencionales poseen una permeabilidad ultra-baja, lo que hace imposible que puedan ser puestos a producción de forma convencional, la estimulación por fracturamiento hidráulico, se utiliza para incrementar la permeabilidad y reducir el daño causado por la perforación.

El proceso del fracturamiento hidráulico (**Fig. A 4.2**) consiste en el bombeo de un fluido en un pozo, a gastos de inyección, que son tan elevados, que la formación no puede aceptarlos por completo sin romperse. Una vez que la formación ves vencida, se generan las fracturas y los fluidos de la formación fluyen a través de ellas hacia el pozo.

Sin el proceso del fracturamiento hidráulico, los yacimientos con permeabilidades ultra-bajas, nunca producirían en gastos económicamente rentables. Actualmente, el fracturamiento hidráulico moderno, se considera en la industria como un proceso conocido como “estimulación horizontal multietapas con un fluido base agua con una pequeña cantidad de polímeros añadidos para obtener beneficios en la reducción de la fricción” (slick water frac por su nombre en inglés). Fue realizado por primera vez (con un proceso de bombeo controlado) en las lutitas de Barnett, Texas, en el año de 1998. Esta técnica hizo que la producción de yacimientos de baja permeabilidad fuera prometedora. Aquí surgió un cambio radical en la industria petrolera. En Estados Unidos y alrededor del mundo, ahora la industria está tendiendo a moverse de los recursos convencionales con alta permeabilidad (que son difíciles de encontrar y relativamente fáciles de producir), a recursos como los

yacimientos de lutitas o compactos, que son fáciles de encontrar, pero difíciles de producir.

Existen diferentes aplicaciones para el fracturamiento hidráulico, entre ellas se encuentran:

1. Incrementar el flujo de fluidos de los yacimientos con baja permeabilidad.
2. Crear una extensión del pozo hacia la formación por medio de las fracturas.
3. Reducir el número de pozos de relleno con estimulación horizontal por fracturamiento hidráulico.
4. Conectar las fracturas hidráulicas con las fracturas naturales existentes.
5. Incrementar el flujo de producción de pozos que han sido dañados a causa de la perforación.
6. Bajar la caída de presión alrededor del pozo.
7. Disminuir la producción de arenas con la inyección de apuntalantes especiales.

El fluido que se inyecta a la formación, no contiene ningún tipo de sólido, este primer fluido inyectado se conoce como “el camino” (the pad, por su nombre en inglés), y es el encargado de generar las primeras fracturas en la formación. Hasta que las fracturas son lo suficientemente amplias, se bombean agentes apuntalantes. La función de estos componentes, es principalmente mantener abiertas las superficies de la fractura después de la operación de bombeo.

Para el desarrollo de un proceso de fracturamiento hidráulico, es necesario conocer ciertas características de la formación que permiten que la operación sea exitosa. En este trabajo se describirán algunas de las propiedades que mayor impacto tienen en el diseño de fracturas hidráulicas.

La meta principal de este método es generar un sistema complejo de fracturas e incrementar el contacto con la formación. Cuando no existe un contacto suficiente con la formación, no se maximiza la producción del pozo, es por esto que se utiliza una cantidad enorme de agua para crear el máximo contacto posible. El uso de agua es limitado, por ser un recurso de suma importancia, su uso es restringido y los proyectos de fracturamiento hidráulico buscan prevenir sanciones gubernamentales extensiones no deseadas de las fracturas y disminuir los costos en los caballos de fuerza de bombeo.

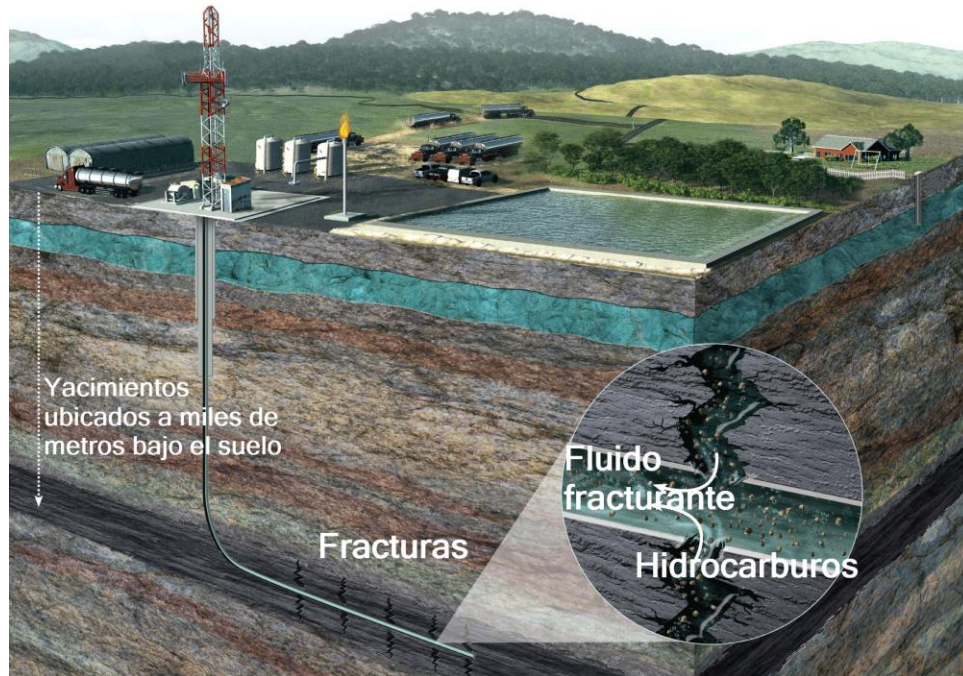


Fig. A 4.2 Esquema representativo del fracturamiento hidráulico (ww.geologypage.com, 2016).

Para el proceso de fracturamiento hidráulico, existen muchas limitantes, tanto operacionales como gubernamentales, en algunos lugares del mundo está prohibido aplicar esta técnica, mientras que de manera operacional la presión es una limitante de suma importancia. Bombear el fluido a una presión adecuada requiere de equipos muy especiales y en algunas ocasiones demasiado costosos. El control de la presión se maneja como barriles bombeados por minuto (bpm). En la formación Marcellus, por ejemplo, la presión de tratamiento de la superficie a fracturar, es cercana a los 9500 psi a 60 bpm. El gasto de inyección, solo puede ser aumentado si la presión disminuye debajo de la presión máxima de tratamiento durante la estimulación por fracturamiento hidráulico.

El gasto, es básicamente el parámetro más importante durante la estimulación por fracturamiento hidráulico, la cantidad necesaria de agua para perforar y fracturar un pozo horizontal de lutitas, por ejemplo, varía en un rango de 2 a 4 millones de galones de agua (7,580,000-15,160,000 litros), dependiendo de la formación y las características de la cuenca (Katelyn Nash, Shale Gas Development, 2010).

La Tabla 4.1, muestra una estimación de requerimientos de Agua para la perforación y fracturamiento por pozo en diversas regiones de Estados Unidos.

El mejor fluido con capacidad para fracturar, no necesariamente es agua fresca. Una vez que se bombea “el camino”, es llevado de vuelta a superficie y se genera una combinación entre agua y el agua que regresó de la formación.

La mayoría de las compañías, utilizan una mezcla entre estos dos tipos de agua para obtener el volumen de agua necesario para realizar las operaciones de fracturamiento hidráulico.

Play	Volumen de agua para perforación (litros)	Volumen de agua para el fracturamiento (litros)	Volumen total de agua por pozo (litros)
Barnett	1,514,160	8,706,420	10,220,580
Fayetteville	227,124	10,977,660	11,204,784
Haynesville	3,785,400	10,220,580	14,005,980
Marcellus	302,832	14,384,520	14,687,352

Tabla 4.2 Estimación de requerimientos de Agua para la perforación y fracturamiento por pozo (Modern Shale Gas Development in the US, A Primer, US Department of Energy).

La mayoría de las compañías, utilizan una mezcla entre estos dos tipos de agua para obtener el volumen de agua necesario para realizar las operaciones de fracturamiento hidráulico. Cada etapa de fracturamiento hidráulico, utiliza de 4000 a 11,000⁸ (Hoss Beyaldi, Ebrahim Fathi, Fatemeh Belyadi, Hydraulic Fracturing in Unconventional Reservoirs: Theories, Operations, and Economic Analysis, 2017) barriles de agua (635,950-1,748,860 litros), dependiendo del trabajo, resultados de producción, contacto y extensión de las fracturas etc.

Las operaciones de fracturamiento hidráulico requieren comprender los esfuerzos que existen en la tierra, en este trabajo se muestran los más importantes que son considerados en las operaciones de fracturamiento hidráulico.

4.6.1 ESFUERZOS DE LA TIERRA DURANTE LAS OPERACIONES DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

El diseño de un programa de fracturamiento hidráulico, debe forzosamente incluir los esfuerzos que ocurren en la tierra, existen 3 categorías principales.

- Esfuerzo vertical.

⁸ 168,000 - 462,000 galones de agua.

- Esfuerzo mínimo horizontal.
- Esfuerzo máximo horizontal.

Cada esfuerzo implica conocer el comportamiento de las rocas bajo diferentes tipos de presión y cómo afectan las operaciones de fracturamiento hidráulico.

4.6.1.1 ESFUERZO VERTICAL

El esfuerzo vertical, también conocido como esfuerzo de sobrecarga, es la suma de todas las presiones aplicadas por todas las capas diferentes de roca. Una correlación de porosidad, puede ser utilizada para definir la cantidad de espacio que está ocupado por fluidos contra el espacio que está ocupado por roca. La densidad promedio de la roca puede ser calculada como:

$$\rho_{promedio} = \rho_{roca}(1 - \phi) + \rho_{fluido}\phi \quad \dots\dots\dots (4. 12)$$

Ecuación 4.12 Densidad promedio de la formación

Donde:

$\rho_{promedio}$ = Densidad promedio de la formación, ppg

ρ_{roca} = Densidad de la roca, ppg

ρ_{fluido} = Densidad del fluido, ppg

ϕ = Porosidad, fracción

Una vez conocida, la densidad de formación, la magnitud del esfuerzo vertical, en una formación isotrópica, homogénea y linealmente elástica se calcula como:

$$\text{Esfuerzo vertical} = \sigma_v = 0.5195 \times \rho_{promedio} \times H \quad \dots\dots\dots (4. 13)$$

Ecuación 4.13 Esfuerzo vertical

Donde:

$\rho_{promedio}$ = Densidad promedio de la formación, ppg

H = Altura de la capa de rocas, ft

0.5195 factor de conversión de ppg a $\frac{psi}{ft}$

Resulta complicado obtener la densidad de roca y la densidad del fluido en diferentes profundidades. Sin embargo, se puede cuantificar mediante el uso de herramientas de registro de densidad, que miden la densidad de la formación por cada medio pie. El gradiente del esfuerzo vertical, varía de $1 \frac{psi}{ft}$ a $1.1 \frac{psi}{ft}$ dependiendo de la profundidad y la porosidad (en yacimientos de shale). En una formación, entre mayor sea la porosidad y la profundidad sea menor, se tendrá un menor esfuerzo vertical, por el contrario, mientras menor sea la porosidad y mayor la profundidad, se tendrá un esfuerzo vertical mayor.

4.6.1.2 ESFUERZO MÁXIMO HORIZONTAL

El esfuerzo máximo horizontal se determina a partir de la relación de Haimson y Fairhurst (1967), en la que demostraron la relación entre la magnitud del esfuerzo cercano al pozo y la magnitud del esfuerzo horizontal a través de la presión de ruptura.

Para un fluido penetrante, la siguiente ecuación se puede utilizar para calcular el esfuerzo máximo horizontal:

$$P_b = \frac{3 \times (\sigma_{min} - P_R) - (\sigma_{máx} - P_R) + T}{\left(2 - \alpha \left(\frac{1 - 2\nu}{1 - \nu}\right)\right)} + P_R \quad \dots\dots\dots (4.14)$$

Ecuación 4.17 Presión de ruptura para un fluido penetrante

Donde:

- P_b = Presión de ruptura, psi
- σ_{min} = Esfuerzo mínimo horizontal, psi
- α = Constante de Biot
- P_R = Presión del yacimiento, psi
- ν = Relación de Poisson
- T = Tensión de tracción

Para un fluido no penetrante (gel), la siguiente ecuación se utiliza para calcular el esfuerzo máximo horizontal:

$$P_b = 3 \times (\sigma_{min} - P_R) - (\sigma_{máx} - P_R) + P_R + T \quad \dots\dots\dots (4.15)$$

Ecuación 4.18 Presión de ruptura para un fluido no penetrante

4.6.2 ORIENTACIÓN DE LAS FRACTURAS

La fractura siempre se crea y se propaga de forma perpendicular a la tensión horizontal mínima. La orientación de la fractura, depende de diferentes factores como la presión de sobrecarga, presión de poro, fuerzas tectónicas, relación de Poisson, módulo de Young, dureza de la fractura y la compresibilidad de la roca.

Es de suma importancia conocer cuáles son los principales esfuerzos que tienen lugar en la formación de interés para poder realizar una estimulación por fracturamiento hidráulico exitosa.

Existen 2 tipos de fracturas que pueden lograrse con estimulación por fracturamiento hidráulico, una de ellas es la fractura longitudinal, que es en esencia una fractura muy grande, el segundo tipo son las llamadas fracturas transversales, que son una combinación de fracturas largas y estrechas.

4.6.2.1 FRACTURAS TRANSVERSALES

En la mayoría de los yacimientos del tipo shale en Estados Unidos, se fijaron como objetivo crear fracturas transversales, debido a la dirección de los esfuerzos, magnitud, producción y viabilidad económica. Para que estas fracturas puedan ser creadas, el pozo necesita ser perforado de forma paralela al esfuerzo mínimo horizontal o de forma perpendicular al máximo esfuerzo horizontal. Esto significa que la fractura se propagará de forma perpendicular al mínimo esfuerzo horizontal. La dirección de los esfuerzos puede llegar a ser obtenida de la micro-sísmica de la fractura, un registro micro-imagen de la formación⁹ (FMI por su nombre en inglés), o un mapa mundial de los esfuerzos.

Este tipo de fracturas son utilizadas en bajas profundidades, en Estados Unidos, las fracturas creadas en Bakken, Eagle Ford, Marcellus, Utica, y Barnett, fueron fracturas transversales.

4.6.2.2 FRACTURAS LONGITUDINALES

Para crear una fractura longitudinal, el pozo debe ser perforado de forma paralela al máximo esfuerzo horizontal o perpendicular al esfuerzo mínimo horizontal, esto significa que las fracturas se propagaran de forma paralela al esfuerzo mínimo horizontal y perpendiculares al esfuerzo máximo horizontal,

⁹ Formation Micro-imager

que es lo opuesto a las fracturas transversales, este tipo de fracturas son utilizadas en bajas profundidades.

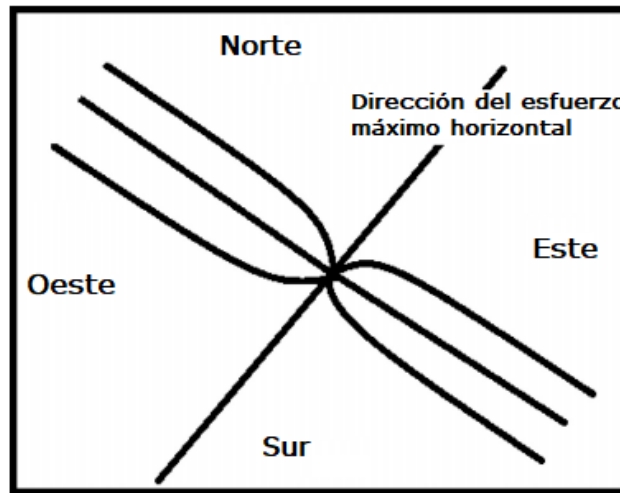


Fig. A 4.3 Pozos perforados perpendiculares al esfuerzo máximo horizontal

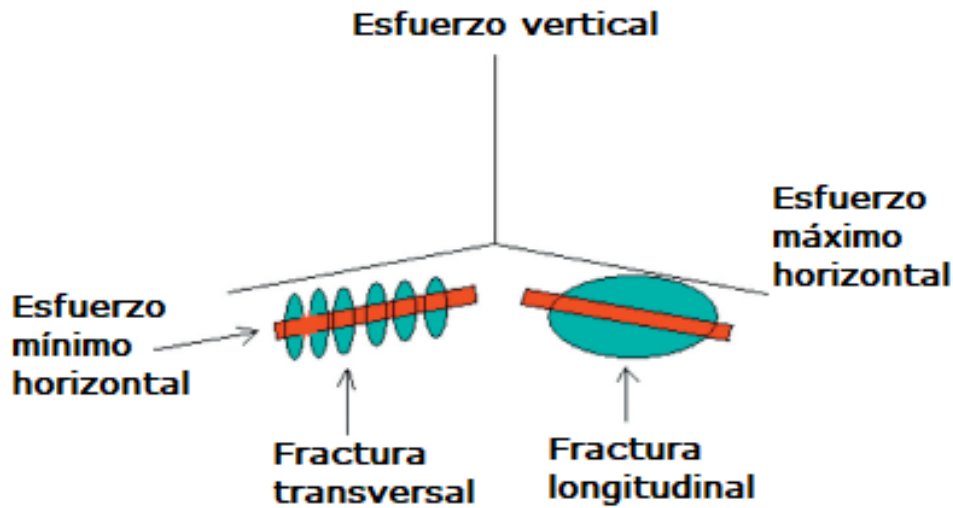


Fig. A 4.4 Fractura longitudinal vs fractura transversal (Belyadi, Fathi. Belyadi, Hydraulic Fracturing in Unconventional Reservoirs: Theories, Operations and Economic Analysis, 2017).

4.6.3 FLUJO DE FLUIDOS EN FRACTURAS HIDRÁULICAS

El flujo de fluidos en una fractura hidráulica, es gobernado por la ley de Poiseuille en una o dos dimensiones y la teoría de lubricación. En el fracturamiento hidráulico, esto se traduce a tener un ancho de fractura mucho más pequeño que la altura de fractura, ancho y longitud. Dado un modelo

bidimensional, se asume un flujo de fluidos unidimensional a través de la longitud de la fractura como sigue a continuación:

$$q = -\frac{w^3}{12\mu} \nabla p_f \quad \dots\dots\dots (4. 16)$$

Donde:

$q =$ Gasto de flujo

$\mu =$ Viscosidad del fluido

$w =$ Ancho de la fractura

$\nabla p_f =$ Gradiente de la presión de fractura

Asumiendo un fluido de fracturamiento incompresible y una fuga de fluido gobernada por el modelo de fuga de Carter, la conservación de fluido en la fractura se muestra como:

$$\frac{\partial w}{\partial t} + \nabla \cdot q + \xi = 0 \quad \dots\dots\dots (4. 17)$$

Ecuación 4.20 Conservación de la masa en la fractura

En donde la fuga de fluido alrededor de la formación utilizando el modelo de Carter se describe por la siguiente ecuación:

$$(x, t) = \frac{2C}{\sqrt{t - t_0(x)}} \quad \dots\dots\dots (4. 18)$$

Ecuación 4.21 Modelo de fuga de fluido de Carter

Donde:

$C =$ Coeficiente de fuga

$t =$ Tiempo

$t_0 =$ Tiempo de llegada a la punta de la fractura

Las condiciones de frontera para la ecuación del flujo de fluidos, es obtenida con un gasto constante de $\frac{Q_0}{2}$ en el punto de inyección de una fractura simétrica de 2 alas y con un valor 0 en el gasto de la punta de la fractura.

4.7 FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO

Los fluidos de fracturamiento, son aquellos utilizados en todas las operaciones de fracturamiento hidráulico, con la finalidad de vencer la formación y crear una extensión del pozo mediante fracturas, transportan apuntalantes a través de los equipos de bombeo hasta que se colocan dentro de las fracturas. Existen diferentes tipos de fluidos que son utilizados en las operaciones de fracturamiento hidráulico.

4.7.1 FLUIDO BASE AGUA CON POLÍMEROS AÑADIDOS PARA OBTENER BENEFICIOS EN LA REDUCCIÓN DE FRICCIÓN (SLICK WATER FRAC, SWF)

Para la aplicación de la técnica de fracturamiento hidráulico con este tipo de fluidos, se bombea agua, arena y químicos especiales que son bombeados para crear un sistema complejo de fracturas dentro del yacimiento, al ser un fluido de baja viscosidad y ser bombeado a alta presión, se crea una red compleja de fracturas (**Fig. A 4.5**), la meta con este tipo de fluidos, es romper la formación con un gasto de 70 a 100 barriles por minuto, aunque depende de las características de la formación. Por ejemplo, en Barnett, se necesitó de 130 barriles por minuto.

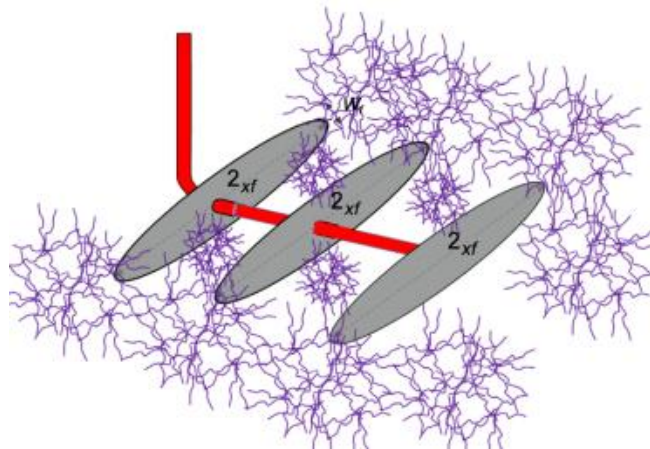


Fig. A 4.5 Ilustración de un sistema complejo de fracturas transversal (Belyadi, Fathi. Belyadi, Hydraulic Fracturing in Unconventional Reservoirs: Theories, Operations and Economic Analysis, 2017):

Es necesario, cuidar el gasto de inyección para prevenir fugas y problemas no deseados con las fracturas, como su extensión o que el fluido se quede perdido en la formación.

Es necesario, cuidar el gasto de inyección para prevenir fugas y problemas no deseados con las fracturas, como su extensión o que el fluido se quede perdido

en la formación. Con este tipo de fluidos, se busca crear una conexión con las fracturas naturales que existen en el yacimiento, bombeando altos gastos de inyección de fluido.

4.7.2 SISTEMAS DE FLUIDO DE GEL DE ENLACE CRUZADO

Este tipo de sistema de fluido, se utiliza tanto en yacimientos convencionales como en yacimientos no convencionales para crear un sistema de fracturas conocidas como sistema 2- alas (**Fig. A 4.6**), el gel de enlace cruzado, es un fluido de alta viscosidad, con este tipo de fracturamiento, se busca colocar apuntalantes en la formación, se utiliza generalmente en formaciones de alta permeabilidad y en yacimientos de lutitas para obtener una mayor amplitud de fracturas en donde la meta es colocar la mayor concentración de arena posible cerca del pozo, en este sistema de fluidos, no es necesario bombear altos gastos, generalmente se bombean de 25 a 70 barriles por minuto.

Este sistema puede ser utilizado en formaciones con un módulo de Young muy bajo y una relación de Poisson muy elevada. El principal problema con este sistema de fluidos, resulta ser el residuo que queda en la formación, ya que, si no se tiene un control adecuado sobre este sistema, se puede causar un gran daño a la formación, y puede repercutir en la permeabilidad y en la conductividad de las fracturas.

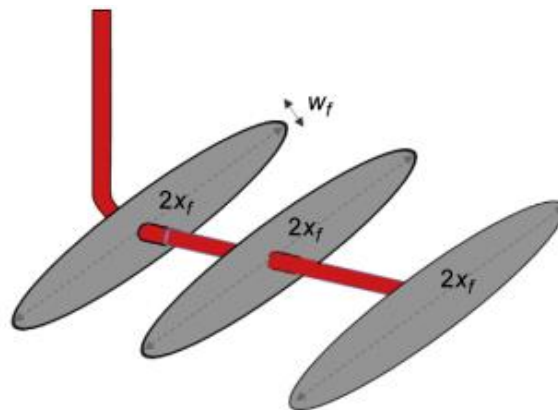


Fig. A 4.6 Ilustración de un sistema de fracturas 2- alas (Belyadi, Fathi. Belyadi, Hydraulic Fracturing in Unconventional Reservoirs: Theories, Operations and Economic Analysis, 2017):

4.7.3 SISTEMAS DE FLUIDOS HÍBRIDOS

En este tipo de Sistema de fluidos, se utiliza agua con una menor concentración de arenas con una combinación de gel de enlace cruzado, para después bombear con una mayor concentración de arena y maximizar la conductividad cercana al pozo. Algunas compañías utilizan este tipo de fracturamiento en yacimientos no convencionales, debido a que, en algunas ocasiones, no se puede bombear agua como fluido fracturante con una alta concentración de arena, es necesario primero abrir camino y después colocar los apuntalantes. La cantidad de barriles bombeados, varían según las necesidades de cada formación.

4.7.4 FRACTURAMIENTO CON ESPUMAS

El fracturamiento con espumas, es el tipo de fracturamiento menos común en la mayoría de los yacimientos no convencionales de tipo shale, aunque este sistema posee atributos que otros sistemas de fracturamiento no tienen.

La espuma se crea de dos partes, burbujas de gas (fase interna) y líquidos (fase externa). El fracturamiento con espuma de Nitrógeno, es el más utilizado en este tipo de sistemas, el nitrógeno se bombea con agua y otros aditivos para formar la espuma. El fracturamiento con espuma de nitrógeno, es el más utilizado en yacimientos de CBM, arenas compactas y algunos yacimientos de shale que se encuentran a una profundidad menor a los 5000 pies, con este sistema, se disminuye el daño a la formación (en formaciones sensibles al agua), se aplica a formaciones de baja presión, en donde el nitrógeno ayuda a limpiar después de que el fracturamiento hidráulico ha terminado.

La espuma tiene que pasar por un proceso de evaluación, que incluye:

- Calidad de espuma
- Estabilidad de espuma
- Tortuosidad

Con estos parámetros se evalúa la aplicación de la inyección de espumas, por presión, tipo de surfactante y concentración, polímeros y capacidad de drene.

4.8 APUNTALANTES: CARACTERÍSTICAS Y APLICACIÓN

Los apuntalantes, son utilizados para mantener las fracturas abiertas, después de que el trabajo de fracturamiento hidráulico ha sido terminado, mantienen abierto un camino de alta conductividad para que los hidrocarburos puedan fluir del yacimiento hacia el pozo, los apuntalantes, también son conocidos como agentes de sustentación, cumplen con la función de prevenir que las fracturas se vuelvan a cerrar por el esfuerzo de sobrecarga y que las fracturas pierdan su conductividad con el tiempo.

Bombear agua sin apuntalantes, haría que la producción decreciera drásticamente, haciendo que los pozos no sean económicamente rentables. En general, son partículas de diferente tamaño, que se mezclan con un fluido de fracturamiento, existen diferentes tipos de apuntalantes utilizados para las operaciones de fracturamiento hidráulico.

4.8.1 ARENAS

La arena fue introducida como agente apuntalante en 1940 y continúa siendo el tipo de apuntalante más utilizado hoy en día, gracias a su bajo costo y disponibilidad. Después de que la arena se procesa para remover minerales, y componentes no deseados, se lava, se seca y se filtra para obtener el tamaño adecuado. Tienen una gravedad específica de 2.65, que permite una excelente suspensión en el fluido de fracturamiento. Manejan una presión de cierre de hasta 6000 psi. Los dos tipos más utilizados de arenas en el fracturamiento hidráulico son conocidos como Ottawa (“arenas blancas”) y Brady (“arenas cafés”) (Fig. A 4.7).

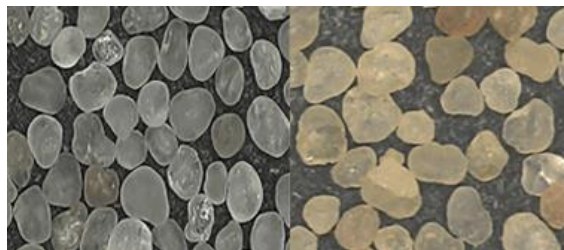


Fig. A 4.7 Imagen que muestra a la izquierda las arenas Ottawa y a la derecha arenas Brady (Economides y Martin 2007).

Las arenas blancas (Ottawa) se caracterizan por ser de mayor calidad, tienen una mayor conductividad y resistencia comparada con las arenas cafés (Brady), que son más irregulares, contienen más impurezas y se utilizan en pozos más someros, donde la presión de cierre, no rebasa las 5000 psi.

4.8.2 APUNTALANTES ARTIFICIALES

Así como se utiliza la arena para el fracturamiento hidráulico, las arenas cubiertas de resina, se utilizan como un apuntalante mucho más fuerte, cuyas características lo hacen ser más esférico y más resistente, está compuesto por materiales cerámicos, que mejoran la conductividad de la fractura, resultando en una mayor producción. Este tipo de apuntalantes son más caros que la arena regular, y se necesita de un análisis cuidadoso para su selección. El uso de este tipo de apuntalantes va dirigido a ambientes más desafiantes, en pozos más profundos y con mayor temperatura. Existen diferentes tipos de arenas cubiertas de resina, el primer tipo son las llamadas arenas recubiertas de resina pre-curada (PRCS), contienen una capa dura de resina alrededor de los granos de arena, que causa que la arena tenga una mayor conductividad comparada con la arena sin recubrimiento, se utiliza en formaciones que tienen una presión de cierre cercana a los 6000 y 8000 psi.

También se encuentran disponibles las arenas recubiertas de resina curable (CRCS), poseen características similares a las PRCS, estas arenas se utilizan generalmente para controlar el flujo de retorno, después del trabajo de fracturamiento hidráulico, una cantidad de arena bombeada a las fracturas, regresa a la superficie, estas arenas son bombeadas al final de cada etapa de fracturamiento hidráulico para mitigar este problema.



Fig. A 4.8 Arena recubierta de resina curable a condiciones estándar (izquierda) y bajo condiciones de yacimiento (derecha) (Belyadi, Fathi. Belyadi, Hydraulic Fracturing in Unconventional Reservoirs: Theories, Operations and Economic Analysis, 2017):

4.8.3 BAUXITA SINTERIZADA DE ALTA RESISTENCIA

Diseñada para mantener su integridad en las condiciones más difíciles, poseen una redondez y esfericidad excelentes, poseen corundo, uno de los materiales más fuertes conocidos por el hombre, y se utilizan en pozos con una presión de cierre de más de 12000 psi con temperaturas elevadas. Son de los apuntalantes más caros en la industria. La resistencia es un factor muy importante en el diseño del fracturamiento hidráulico, el estándar para las condiciones extremas en este tipo de operaciones ha sido la Bauxita sinterizada.



Fig. A 4.9 Bauxita sinterizada de alta resistencia (Sintex Propants, 2015).

4.8.4 APUNTALANTES DE FUERZA INTERMEDIA (ISP)

Poseen una forma y tamaño uniforme, y son muy resistentes al calor, utilizados en presión de cierre cercana a los 8000 y 12000 psi, debido a su bajo costo, menor densidad, fuerza y conductividad en profundidades elevadas, proveen de una alternativa económicamente benéfica.

Son llamados también agentes apuntalantes cerámicos, y pueden ser manufacturados con alúmina y silicato, su densidad es menor al de la Bauxita, esto hace que el transporte de apuntalantes sea mejor y reducen el riesgo de daño en las operaciones de fracturamiento hidráulico.

4.8.5 APUNTALANTES DE PESO LIGERO (LWC)

Los apuntalantes de peso ligero, son utilizados en presiones de cierre que van de los 6000 a los 10000 psi (Economides y Martin, 2007), formados

por alúmina y silicato, proveen una conductividad mucho mayor gracias a su esfericidad y tamaño más uniforme.

4.8.6 APUNTALANTES DE DENSIDAD NEUTRAL

El alto gasto de bombeo y concentración de apuntalantes, en ocasiones resultan ser un problema en el proceso del fracturamiento hidráulico, en algunas ocasiones, el fluido fracturante, no puede transportar apuntalantes convencionales dentro de la fractura (King, 2012), y en estos casos se utilizan los apuntalantes de densidad neutral, quienes tienen una gravedad específica muy particular, cercana a la del fluido fracturante.

Estos apuntalantes, han demostrado tener la suficiente fuerza de aplicación en yacimientos con una presión de cierre cercana a los 8000 psi y temperaturas superiores a los 275°F.

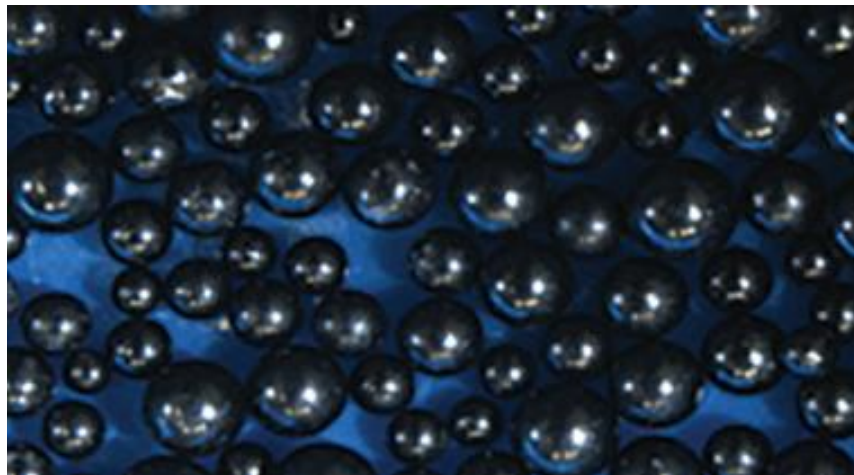


Fig. A 4.10 Apuntalantes de densidad neutral, hechos de termo-plásticos y nano-compuestos. (Usman Ahmed, Nathan Meehan, Unconventional Oil and Gas Resources, Exploitation and Development, 2016).

4.8.7 TAMAÑO DE LOS APUNTALANTES

Existen diferentes tamaños de apuntalante que pueden ser utilizando, dependiendo del diseño de fracturas y mecanismos de producción. El tamaño de los apuntalantes puede llegar a afectar la permeabilidad de la fractura en caso de que el tamaño no sea el adecuado y no se tenga una distribución correcta del mismo dentro de la fractura.

El tamaño se distingue con un conjunto de mallas de distintos tamaños que son colocadas una sobre de otra, en donde se somete a movimiento por un tiempo en específico para obtener el tamaño deseado.

El tamaño de malla se refiere al número de aperturas por pulgada lineal, es decir, mientras menor sea el tamaño de la malla, más grande será el tamaño de la partícula mientras que mientras mayor sea el tamaño de la malla, menor será el tamaño de la partícula. Existen otros parámetros que son de suma importancia en la selección de los apuntalantes como la esfericidad, redondez, densidad, gravedad específica, arcilla y resistencia a la compresión.

4.8.7.1 MALLA 100

La malla 100 es muy similar al talco para bebé (Beyaldi, 2017), es muy un tamaño muy fino y se utiliza para sellar micro-fracturas, este tamaño no está diseñado para generar conductividad, sino para la erosión de la perforación, y obtención de un mayor contacto con el área, viajando más adentro de la formación, es el tamaño de malla más pequeño utilizado en operaciones de fracturamiento hidráulico.



Fig. A 4.11 Tamaño de arena malla 100 (Belyadi, Fathi. Belyadi, Hydraulic Fracturing in Unconventional Reservoirs: Theories, Operations and Economic Analysis, 2017):

4.8.7.2 MALLA 40/70

La malla 40/70 se utiliza después de la malla 100, es más grande en tamaño comparada con la anterior, el bombear este tipo de arenas, crea la longitud de fractura requerida para establecer máximo contacto con el área y conductividad en las fracturas. Se utiliza una combinación de malla 100 y 40/70 en la mayoría de los yacimientos de tipo shale. Se sabe que los tamaños de malla más pequeños, tienen una mayor resistencia al aplastamiento, en comparación con el mismo tipo de material en una malla más grande. Debido al hecho de que, en el ancho de fractura, hay más granos de ese tamaño que

pueden distribuirse los esfuerzos de mejor manera que en granos más grandes. Este concepto es fundamental al diseñar el tamaño del apuntalante en cualquier trabajo de fracturamiento.

4.8.7.3 MALLA 30/50

Este tipo de malla, es más grande que la 40/70 y tiene una mayor conductividad que proveen caminos de mejor flujo de fluidos en flujo multifásico. Algunas compañías no utilizan la malla 40/70, en lugar bombean malla 30/50 para una mejor transición después de malla 100.

4.8.7.4 MALLA 20/40

La malla 20/40 es el tipo de malla más grande comparado con todos los anteriores, este tamaño se utilizar para maximizar la conductividad cercana al pozo, dependiendo del trabajo de fracturamiento y diseño, cada etapa de fracturamiento requiere entre 200,000 y 700,000 lb de arena.

4.9 SELECCIÓN DE APUNTALANTES

El éxito, en las operaciones de fracturamiento hidráulico, dependen de muchos factores, y la selección de los apuntalantes es uno de los más importantes, uno de los mecanismos principales en la selección de apuntalantes, es sin lugar a duda su costo y disponibilidad.

Actualmente, los apuntalantes, tienen una alta demanda y a menudo, en los proyectos de desarrollo de yacimientos no convencionales, el apuntalante se selecciona en base a su disponibilidad en lugar de lo que mejor “acomoda” a la formación. En el mercado existen diferentes opciones para los apuntalantes, y la selección de estos, debe estar basada en una especificación cuidadosa, examinación y control de calidad, aunque en la industria siempre se le dará prioridad a lo que es económicamente factible, es necesario realizar una combinación desafiante entre el número de variables involucradas en su selección: profundidad, conductividad, disponibilidad, resistencia al aplastamiento, resistencia térmica, composición, concentración, volumen y precio.

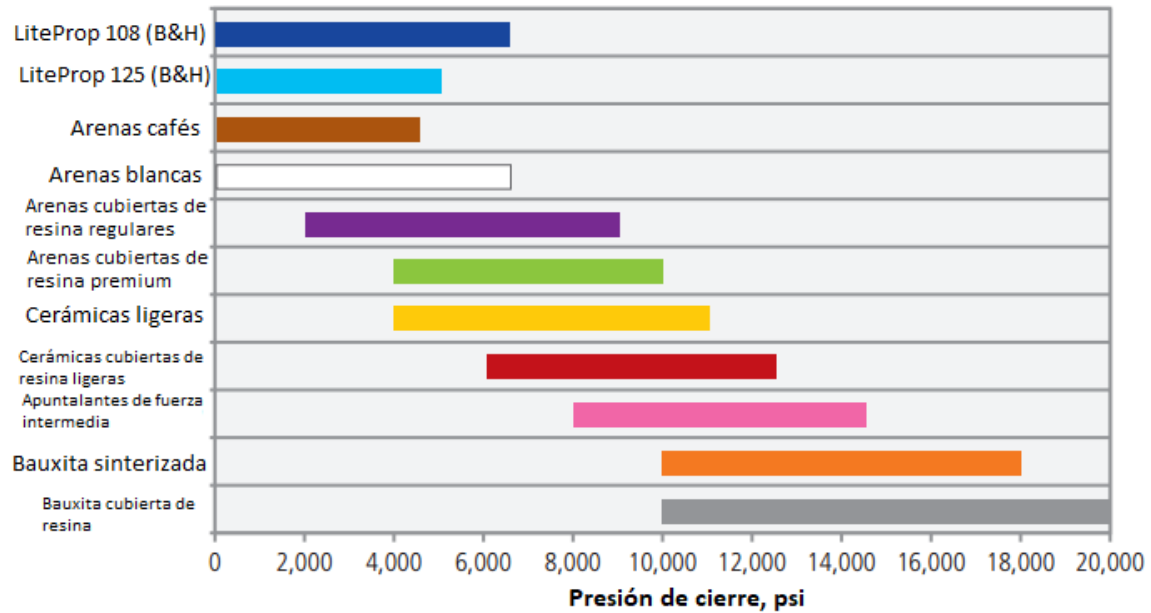


Fig. A 4.12 Rangos de presión de cierre recomendada para varios tipos de apuntalantes (Sim-Lab, 2017).

Muchos operadores, basan su selección en la conductividad, aunque la conductividad no toma en cuenta factores de la vida real como el flujo no darciano, flujo multifásico, daño por geles, migración de finos, presión de cierre de fracturas, flujo de retorno etc.

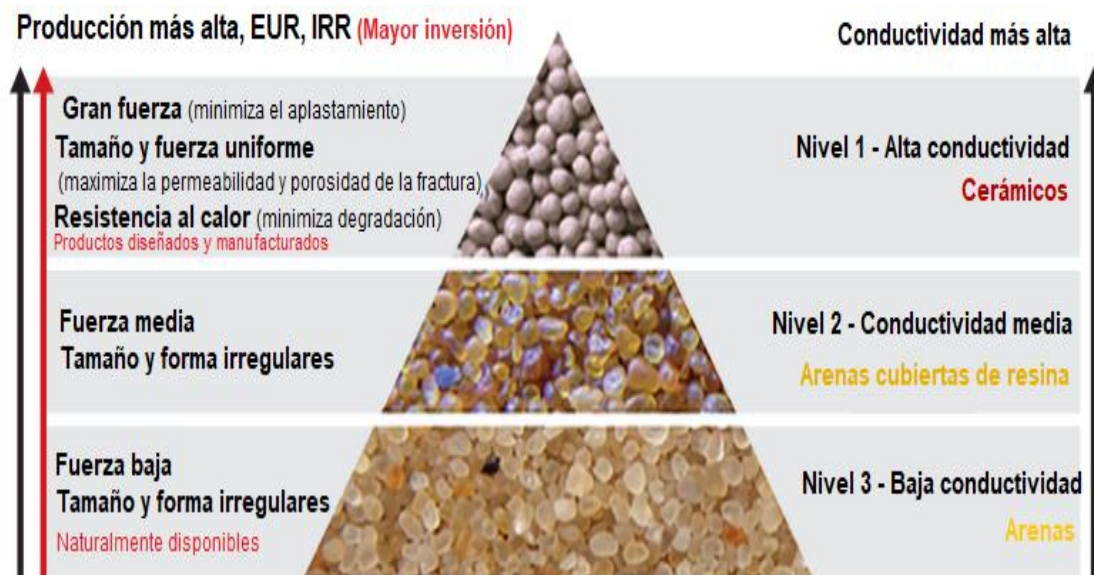


Fig. A 4.13 Pirámide de la conductividad de apuntalantes, ayuda a la selección de apuntalantes en yacimientos no convencionales (Saldungaray y Palish 2012).

La **Fig. A 4.12** y la **Fig. A 4.13** muestran la selección de apuntalante, en base a la presión de cierre de fractura y la pirámide de conductividad.

4.10 SISTEMAS DE TERMINACIÓN MULTIETAPA EN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

La terminación en un pozo, transforma a un pozo de un “agujero” en el suelo a un pozo productivo. Las herramientas de terminación son instaladas, después de que un pozo ha sido perforado y permite diferentes técnicas de terminación para hacer que el pozo pueda producir, como perforar o acidificar la formación. En el proceso de la terminación de pozos horizontales estimulados mediante el fracturamiento hidráulico, se debe considerar la dirección del pozo, Daneshy (2011) explica que los pozos deben ser paralelos al esfuerzo mínimo, ya que las fracturas que se crean serán transversales (perpendiculares al eje de perforación), cuando el eje del pozo resulta ser perpendicular al esfuerzo mínimo, las fracturas que se crean serán longitudinales y su comportamiento sería igual al de un pozo vertical.

En los pozos tanto horizontales se utilizan diferentes tipos de herramientas y dos tipos de terminación: en agujero descubierto o liner¹⁰ ranurado además de la tubería cementada, estos métodos aseguran que el pozo permanezca estable y no colapse, además buscan establecer una mayor superficie de contacto entre el pozo y la formación.

Estas herramientas de terminación, pueden permanecer en el pozo para ser utilizadas en la producción. La terminación en los yacimientos no convencionales, “aísla” diferentes secciones en el pozo para el fracturamiento hidráulico, esto permite fracturar la formación en diferentes etapas. Existen 2 técnicas que son las más comunes, “enchufar y perforar” (plug & perf por su nombre en inglés) y la segunda conocida como “mangas deslizables” (sliding sleeves), la selección de la técnica de terminación depende de un exhaustivo análisis económico, es decir, si la técnica mangas deslizables funciona mejor en ciertas áreas desde la perspectiva de producción, económica y operacional, debe utilizarse esta técnica, sin embargo, si la técnica enchufar y perforar incrementa la producción en gran proporción sin ningún riesgo operacional o riesgo económico, se debe utilizar enchufar y perforar.

¹⁰ Tubería que baja por el interior del pozo y que es fijada a la última tubería de revestimiento.

4.10.1 ENCHUFAR Y PERFORAR (PLUG & PERF, PNP)

Este es el método más utilizado en yacimientos no convencionales de lutitas, el sistema utiliza tradicionalmente cemento para poder aislar el anillo y perforaciones para romper la tubería de revestimiento cementada para crear un camino de flujo de fluidos durante el proceso de fracturación y posteriormente producción.

Una vez alcanzada la profundidad de interés, se establece un “tapón” de puente compuesto, y cada pistola de perforación se lleva hasta la profundidad deseada, disparando y generando un “cluster”¹¹. La técnica incluye múltiples perforaciones por etapa, es un método lento y repetitivo, lento porque después de cada etapa de fracturamiento, el cableado debe ser reacomodado en el pozo. Por ejemplo, un pozo con 40 etapas, debe realizar 40 veces este proceso (disparar, taponar). Después de haber establecido el tapón, se bombea el fluido con los apuntalantes en la tubería, generando presión. El fluido escapa a través de los clusters, rompiendo el tapón y generando las fracturas que quedan llenas de apuntalantes.

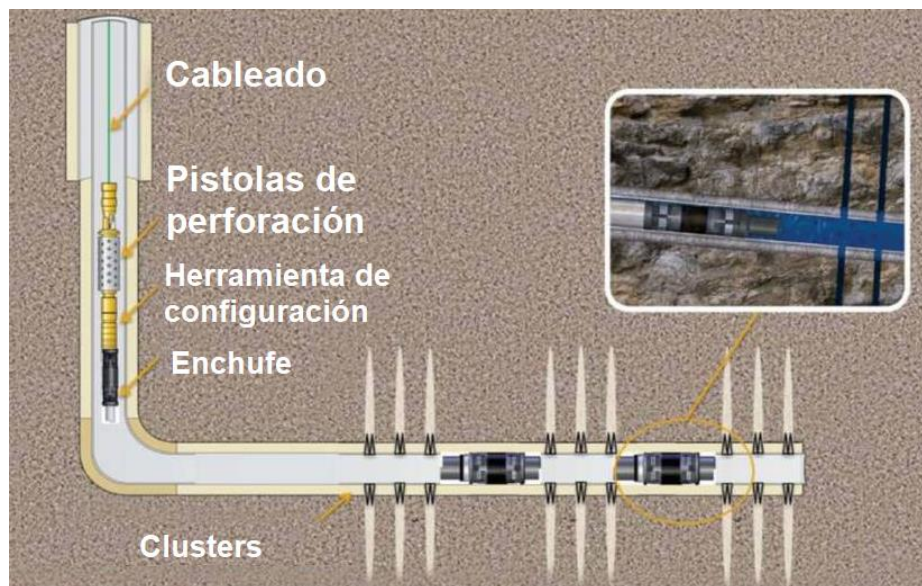


Fig. A 4. 14 Diagrama de un trabajo del tipo enchufar y perforar (Usman Ahmed, Nathan Meehan, Unconventional Oil and Gas Resources, Exploitation and Development, 2016).

¹¹ Palabra que se refiere al agujero que queda en las tuberías después de los disparos en el pozo

4.10.2 MANGAS DESLIZABLES (“SLIDING SLEEVES”)

Este método es operado a través de una “bola” y un bafle, cuando la bola cae sobre el bafle, se abre una manga interna y se activa. Esto proporciona una vía de flujo para el flujo de fracturación. Este tipo de fracturamiento típicamente tiene solo un cluster por etapa, a diferencia del método enchufar y perforar, no tiene la necesidad de enviar un conector compuesto y pistolas de perforación en el fondo del pozo. Reduce el uso de agua y los problemas con la circulación del fluido.

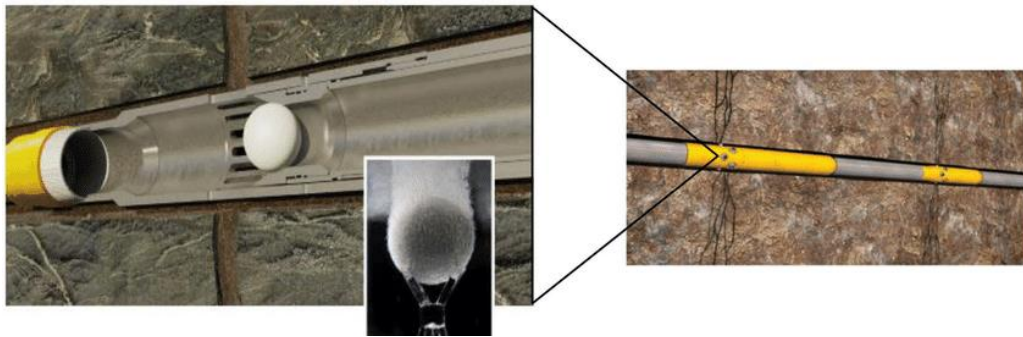


Fig. A 4.15 Evaluación de terminación de pozos por fracturamiento hidráulico utilizando mangas deslizables (Mohamed El-Sebaee, Khalda, Mohamed Gabry, 2017).

REFERENCIAS

Marcela Cruz y Roberto Aguilera, 2018. Eagle Ford and Pimienta Shales in Mexico: A Case of Study. *Society of Petroleum Engineers. SPE-189797-MS.*

Marian Cruz y Edgar Urban-Rascon, 2018. Mexican Unconventional Plays: Geoscience, Endowment, and Economic Considerations. *SPE Res Eval & Eng. SPE-57469-PA.*

R.O. Bello, R.A. Wattenbarger, 2009. Modelling and Analysis of Shale Gas Production with a Skin Effect. *Canadian International Petroleum Conference. Paper 2009-082.*

Orkhan Samandarli, Hasan Al-Ahmadi y Robert A. Wattenbarger, 2011. A New Method for History Matching and Forecasting Shale Gas Reservoir Production Performance with a Dual Porosity Model. *Society of Petroleum Engineers. SPE 144335.*

Jebraeel Gholinezhad, John Senam Fianu y Mohamed Galal Hassan (2018). *Challenges in Modelling and Simulation of Shale Gas Reservoirs.* Cham, Suiza: Springer.

B. C. Craft y M. Hawkins (1991). *Applied Petroleum Reservoir Engineering (Second Edition).* Eaglewood Cliffs, N. J.: Pentice-Hall.

A. Cominelli, P. Panfili, C. Casciano et. al, 2014. Deployment of High-Resolution Reservoir Simulator: Methodology & Cases. *Society of Petroleum Engineers. SPE-171965-MS.*

Juan Andrade, Faruk Civan, Deepak Devegowda, et. al, 2010. Accurate Simulation of Shale-Gas Reservoirs. *Society of Petroleum Engineers. SPE 135564.*

Hoss Belyadi, Ebrahim Fathi y Fatemeh Belyadi (2018). *Hydraulic Fracturing in Unconventional Reservoirs: Theories, Operations, and Economic Analysis.* Oxford, Reino Unido: Elsevier.

Ambar Chayres (2017). *Diseño de fracturamiento hidráulico para yacimientos de gas y aceite en lutitas de México.* Ciudad de México, México: UNAM.

M. R. Islam, M. E. Hossain, S. Hossein Mousavizadegan et. al (2016). *Advanced Petroleum Reservoir Simulation: Towards Developing Reservoir Emulators (Second Edition).* Hoboken, N. J.: Wiley.

U.S. Energy Information Administration (2016). *Country Analysis Brief: Mexico.* Washington, D.C.: EIA.

- Society of Petroleum Evaluation Engineers (2005). *Monograph 3 Guidelines for the Practical Evaluation of Undeveloped Reserves in Resource Plays*. Texas, Estados Unidos: SPEE.
- U.S. Energy Information Administration (2016). *International Energy Outlook 2017*. Washington D.C.: EIA.
- Yu-Shu Wu (2016). *Multiphase Fluid Flow in Porous and Fractured Reservoirs*. Oxford, Reino Unido: Elsevier.
- Y. Zee Ma y Stephen A. Holditch (2016). *Unconventional Oil and Gas Resources Handbook: Evaluation and Development*. Oxford, Reino Unido: Elsevier.
- Shahab D. Mohaghegh (2017). *Shale Analytics: Data-Driven Analytics in Unconventional Resources*. Morgantown, WV: Springer.
- Usman Ahmed y D. Nathan Meehan (2016). *Unconventional Oil and Gas Resources, Exploitation and Development*. Boca Raton, Florida: Taylor & Francis Group.
- William E. Hefley y Yongsheng Wang (2015). *Economics of Unconventional Shale Gas Development: Case Studies and Impacts*. Washington, Estados Unidos: Springer.
- Yongsheng Wang y William E. Hefley (2015). *The Global Impact of Unconventional Shale Gas Development: Economics, Policy, and Interdependence*. Berkeley, USA: Springer.
- Reza Rezaee (2016). *Fundamentals of Gas Shale Reservoirs*. Hoboken, N.J.: Springer.
- M. Rafiqul Islam (2015). *Unconventional Gas Reservoirs: Evaluation, Appraisal and Development*. Kidlington, Oxford: Elsevier.
- U.S. Energy Information Administration (2015). *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources*. Washington D.C.: EIA.
- Castellanos Páez Francisco (2015). *Caracterización dinámica de Yacimientos no Convencionales de Gas*. Ciudad de México, México: UNAM.
- Amirmasoud Kalantari-Dahaghi y Shahab D. Mohaghegh (2011). *A new practical approach in modelling and simulation of shale gas reservoirs: Application to New Albany Shale*. Morgantown, West Virginia.

Lee, J. 2011. Estimating Reserves in Unconventional Gas Resource Plays. *Society of Petroleum Engineers. SPE 130102.*

Cheng, Y., Lee, W.J., y McVay, D.A. 2007. Pressure Transient Analysis of Fractal Reservoirs. *SPE Form Eval. SPE 18170-PA.*

Detring, J. y Williams-Stroud, 2012. Using Micro-seismicity to Understand Subsurface Fracture Systems and Increase the Effectiveness of Completions: Eagle Ford Shale. *Society of Petroleum Engineers. SPE 162845.*

Lee, J. y Sidle, 2010. Gas-Reserves-Estimation in Resource Plays. *Society of Petroleum Engineers. SPE-130102.*

Smith, M.B., Bale, A., Britt, L.K., et al. 2004. An Investigation of Non-Darcy Flow Effects on Hydraulic Fractured Oil and Gas Well Performance. *Society of Petroleum Engineers. SPE 90864.*

Kuuskraa, V., Stevens, S., Van Leeuwen, T., et al. 2011. *World Shale Gas Resources: An Initial Assesment of 14 Regions Outside the United States, prepared by Advanced Resources International Inc.* Washington D.C.

Cainneng, Z. 2012. *Unconventional Petroleum Geology.* Elsevier.

Economides, M.J. y Martin, T., 2007. *Modern Fracturing Enhancing Natural Gas Production,* BJ Services Company: Houston, Texas.