



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
FACULTAD DE INGENIERÍA

Ingeniería de shale

TESIS

Que para obtener el título de

Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

César Alonso Peña

DIRECTORA DE TESIS

M.C. Iza Canales García



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2017

Agradecimientos

A la Universidad Nacional Autónoma de México, pero especialmente a la Facultad de Ingeniería por haberme permitido crecer profesionalmente y humanamente así como haber sido mi segunda casa por todo este tiempo, con mis acciones pondré en alto el nombre de la facultad.

Un agradecimiento infinito a la M. C. Iza Canales García que sin tu gran ayuda no hubiera realizado este trabajo pero también por tu orientación, amistad y lo más valioso haber compartido tu conocimiento a lo largo de mi formación profesional estaré siempre agradecido contigo.

Un agradecimiento especial a mi mamá Genaida Peña que siempre creyó en mí dándome su apoyo incondicional, por tus desvelos, por preocuparte que no me faltara nada durante esta etapa de mi formación profesional y gracias a ti he llegado hasta donde estoy ahora, tu eres parte de esto y nunca podre pagarte tanto amor.

A mi padre Raúl Alonso por inculcarme los valores como la perseverancia y el trabajo que me hicieron la persona que soy hoy, este logro es tuyo también.

A mis hermanas Anayeli y Jessica porque siempre me dieron motivación, alegría y amor, además me soportaron todo este tiempo, este logro es también de ustedes.

A mis amigos de la facultad de Ingeniería que me hicieron más agradable mi paso por las aulas y compartieron su tiempo conmigo.

"Dejar tu huella en el mundo no es cosa fácil". – Barack Obama

INDICE

Resumen.....	1
Abstract.....	2
Introducción.....	3
CAPÍTULO 1 RECURSOS NO CONVENCIONALES.....	3
1.1 ¿Qué es un recurso no convencional?.....	3
1.1.1 Definición de yacimiento convencional.....	4
1.1.2 Definición de recurso no convencional.....	4
1.2. Tipos de yacimientos no convencionales.....	6
1.2.1. Gas en lutitas (shale gas).....	7
1.2.1.2 América del Norte.....	9
1.2.1.4 Europa.....	11
1.2.1.5 África.....	12
1.2.1.6 Asia.....	13
1.2.1.7 Oceanía.....	13
1.2.2 Yacimientos de Petróleo en lutitas (shale oil).....	14
1.2.2.1 Distribución mundial de las lutitas de aceite.....	16
1.2.3 Gas en arenas apretadas (Tight sand).....	17
1.2.3.1 Distribución mundial de las arenas apretadas (Tight Sand).....	17
1.2.4 Yacimientos de Aceite pesado.....	18
1.2.5 Yacimientos de Bitumen (Arenas bituminosas).....	20
1.2.5.1 Distribución mundial del aceite pesado y de las arenas bituminosas.....	20
1.2.6 Metano en capas de capas de carbón.....	21
1.2.6.1 Distribución mundial del metano en capas de carbón.....	24
1.2.7 Hidratos de metano.....	25
1.2.7.1 Distribución mundial de los hidratos de metano.....	26
1.3 Propiedades de las lutitas.....	28
1.3.1 Definición de lutita.....	28
1.3.2 Tipos de materia orgánica y su transformación.....	29
1.3.3 Análisis geoquímico de las lutitas.....	33
1.3.4 Madurez térmica de las lutitas.....	34

1.3.5 Permeabilidad de las lutitas	34
1.3.6 Mineralogía y petrofísica de las lutitas	36
CAPÍTULO 2 MÉTODOS DE EXTRACCIÓN	38
2.1 Generación de vapor en el fondo del pozo con la tecnología (DHSG Down hole steam generation) para aceite pesado.....	38
2.1.1 Limitaciones de la recuperación mejorada convencional (EOR)	39
2.1.1.1 Limitaciones de la inyección de vapor en superficie	39
2.1.1.2 Limitaciones del CO ₂	39
2.1.1.3 Limitaciones de la combustión in situ.....	40
2.1.1.4 Recomendaciones para mejorar la recuperación en aceite pesado.....	40
2.1.2 Tecnología (DHSG Down hole Steam Generation) generación de vapor en el fondo del pozo.	41
2.1.3 Generación de vapor en el fondo del pozo (DHSG) modos de operación.	42
2.1.3.1 Inyección de Vapor+ nitrógeno y aire enriquecido.....	42
2.1.3.2 Inyección de vapor+CO ₂ +O ₂ para la oxidación en situ.....	44
2.1.4 Generación de vapor en el fondo del pozo como mecanismo de recuperación mejorada EOR	45
2.1.4.1 Efecto del gas en la viscosidad del aceite pesado	45
2.1.4.2 Efecto del gas con vapor en los gastos de producción de aceite pesado ...	45
2.1.4.3 Vapor + inyección de gas para optimizar la producción del yacimiento.....	46
2.1.5 Los efectos de una alta presión en el yacimiento en un proceso térmico de recuperación mejorada.....	46
2.1.6 Beneficios del DHSG	46
2.2 Rediseño de prácticas para los carbonatos fracturados (tight oil) a partir de los mecanismos de producción	48
2.2.1 Estudio geológico	50
2.2.2 Propiedades de la roca.....	51
2.2.3 Comportamiento de la producción.....	54
2.2.4 Influencia de las fracturas	57
2.2.5 Fracturas modeladas con la geomecánica.....	58
2.2.6 Modelo a escala de campo	61
2.2.7 Nuevo concepto de desarrollo.....	65
2.2.8 Resultados.....	66

2.2.9 Recomendaciones para la producción en yacimientos de tight oil.....	67
2.3 Mejoramiento en el diseño de pozos en yacimientos de tight oil a partir de la simulación del fracturamiento hidráulico.....	67
2.3.1 Un nuevo método	68
2.3.1.1. Simulador de diferencias finitas.....	69
2.3.2 Efectos en el estado geomecánico.....	71
2.3.3 Proceso de modelado	72
2.3.4 Ejemplo de campo.....	72
2.3.5 Conclusiones y recomendaciones	76
2.4 Predicción del comportamiento del fracturamiento en lutitas a partir del modelo geomecánico.....	76
2.4.1 Antecedentes del proyecto.....	77
2.4.1 Elementos para construir el modelo geomecánico	79
2.4.2 Caracterización de los esfuerzos y de las fracturas naturales.....	80
2.4.3 Control de la fractura y la conductividad.....	81
2.4.4 Detección de fracturas naturales utilizando registros de imagen	84
2.4.5 Determinación de la magnitud y orientación de los esfuerzos.....	85
2.4.6 Construcción del modelo geomecánico	86
2.4.6.1 Predicción de la forma de la región estimulada	86
2.4.6.2 Datos microsísmicos para predecir el volumen de la etapa de producción.....	87
2.4.5.3 Calibración del modelo de producción del yacimiento	89
2.4.7 Observaciones y resultados.....	90
CAPÍTULO 3 APLICACIÓN DE LA INGENIERÍA DE SHALE.....	92
3.1 Un nuevo método para la simulación de yacimientos.....	92
3.1.1 El principio de la Ingeniería de shale.....	93
3.1.2 Descripción del modelo	96
3.1.2.1 Zona de estudio.....	98
3.1.3 Efectos geomecánicos.....	98
3.1.4 Propagación de fractura	101
3.1.5 Modelo del pozo.....	103
CAPÍTULO 4 MARCO GEOLÓGICO	110
4.1 Cuenca Tampico-Misantla.....	110

4.1.1 Ubicación de la Cuenca Tampico-Misantla	110
4.1.2 Geología regional	111
4.1.3 Evolución de la Geología Estructural	113
4.1.4 Estratigrafía de la Cuenca Tampico-Misantla	124
4.1.4.1 Basamento Pre-Mesozoico.....	124
4.1.4.2 Triásico	125
4.1.4.3 Jurásico.....	125
4.1.5 Reservas y producción	128
4.2 La Cuenca Tampico-Misantla, la Formación Pimienta y su potencial como cuenca y yacimiento no convencional.....	129
4.2.1 Exploración de lutitas en la Cuenca Tampico-Misantla.....	129
4.2.2 Antecedentes de producción en formaciones de lutitas en la Cuenca Tampico-Misantla.....	135
4.2.2.1 Sísmica Limonaria.....	136
4.2.3 Importancia económica.....	138
CAPÍTULO 5 EVALUACIÓN DE RECURSOS DE LA FORMACIÓN PIMIENTA	139
5.1 Realización de la caracterización geológica de la Cuenca Tampico-Misantla y de la Fm. Pimienta.	139
5.1.1 Cuenca Tampico-Misantla y Fm. Pimienta.....	139
5.1.1.1 Ambiente de depósito de la Fm. Pimienta.....	141
5.1.1.2 Profundidad (Del intervalo superior a la base de la lutita)	142
5.1.1.3 Estructura de la cuenca.....	143
5.1.1.4 Espesor del intervalo	145
5.1.1.5 COT, Contenido Orgánico Total	146
5.1.1.6 Ro, Madurez térmica	147
5.1.2 Delimitación del área de la Fm. Pimienta.	149
5.1.2.1 Ubicación Geográfica de las zonas prospectivas	151
5.1.3 Estimación del aceite en el sitio (in-place) para la Fm. Pimienta.	154
5.1.4 Tecnologías clave en la recuperación de petróleo.....	156
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	166
Referencias	169

Resumen

En México se tiene potencial para desarrollar recursos de gas y aceite contenido en lutitas, estos se encuentran distribuidos principalmente en la Cuenca Tampico-Misantla en la Fm. Pimienta, sin embargo este tipo de yacimientos no producen de una manera rentable debido a su baja permeabilidad, pero pueden llegar a ser productivos por medio del fracturamiento hidráulico masivo, creando redes de fracturas hidráulicas que se extienden a cientos de metros dentro de la formación proporcionando una mayor área de contacto entre el pozo y el yacimiento.

En este trabajo se presentan un conjunto de características y parámetros que se encontraron como factores clave en el desarrollo exitoso de este tipo de yacimientos. Uno de estos parámetros es el impacto que tendrá la estimulación en áreas con fracturas naturales; para conocer la magnitud del fracturamiento se construye un modelo geomecánico que describe a la red de fracturas, fallas y orientación de los esfuerzos en el yacimiento, seguido de esto se utiliza un simulador de flujo para modelar la estimulación y los procesos de retorno del flujo.

El simular el fracturamiento hidráulico es un parámetro clave para la comprensión y aprovechamiento de la formación además del papel que tienen las redes de fracturas naturales y las creadas artificialmente. Para conocer la eficacia de la estimulación es necesario conocer la forma y volumen de la roca estimulada esto permitiría maximizar la recuperación y un mejor diseño de espaciamiento entre pozos.

Un mejor entendimiento del proceso de estimulación también ayudaría al diseño del pozo horizontal sino también a desarrollar herramientas de ingeniería de yacimientos (analítica o numérica) que ayuden a predecir el comportamiento de la producción. Este trabajo aborda las relaciones entre la microsísmica, la geomecánica y las que describen el volumen de roca simulada.

Abstract

In Mexico there is potential to develop gas resources and oil content in shales, these are mainly distributed in the Tampico-Misantla Basin in the Fm. Pimienta, however, these deposits do not produce in a profitable way due to their low permeability, these deposits can become productive by means of massive hydraulic fracturing, creating networks of hydraulic fractures that extend to hundreds of meters within the formation providing a greater area of contact between the well and the reservoir.

This paper presents a set of characteristics and parameters that have been found as key factors in the successful development of this type of reservoirs. One of these parameters is the impact of the stimulation in areas with natural fractures, to know the magnitude of the fracturing that builds a geomechanical model that describes a red of fractures, faults and orientation of the efforts in the deposit, followed by this is used a flow simulator to model estimation and return flow processes.

The simulation of hydraulic fracturing is a key parameter for the understanding and use of training in addition to the role of natural fracture networks and artificially created creations. To know the efficiency of the estimation it is necessary to know the shape and volume of the rock stimulate the maximum maximize the recovery and a better design of spacing between wells.

A better understanding of the stimulation process also helps to design the horizontal well, but also to develop analytical (numerical or analytical) engineering tools to help predict the behavior of production. This work makes an attempt to address the relationships between microseismic, geomechanical and those that describe the volume of

Introducción

Los objetivos principales presentados en este trabajo son plantear algunos métodos de explotación de los yacimientos no convencionales principalmente para el método de la fractura hidráulica, además de destacar las particularidades de la Fm. Pimienta perteneciente a la Cuenca Tampico-Misantla. Para lograr tales objetivos se hará una evaluación geológica detallada de la Cuenca Tampico-Misantla y se evaluarán los recursos contenidos en lutitas para su posible explotación.

El capítulo 1 se desarrolla a partir de definir que es un yacimiento no convencional y qué yacimientos están dentro de esta categoría. Además, se hace una clasificación de los yacimientos no convencionales mencionando sus principales características geológicas y de hidrocarburos que pueden almacenar, asimismo de cuáles fueron los factores y procesos que intervinieron durante su depósito o formación, también se mencionará cuál es su distribución mundial mencionando a aquellos países que poseen la mayor cantidad de recursos y reservas. En este capítulo también se hace mención de las principales características de las lutitas.

El capítulo 2 hace una recopilación de casos exitosos en la explotación de yacimientos no convencionales de baja permeabilidad (tight y shale) que surgieron de la experimentación, dando resultado a nuevas técnicas o enfoques para el desarrollo de este tipo de yacimientos. Con la intención de identificar aquellos factores que hacen que se puedan explotar este tipo de yacimientos.

El capítulo 3 hace una introducción a lo que es la “Ingeniería de Shale” que es un nuevo enfoque para predecir la producción en yacimientos de lutitas a partir de modelar la propagación de la fractura en el yacimiento utilizando herramientas como la simulación que se complementan en la geomecánica, las propiedades físicas de la lutita, la interpretación microsísmica y la petrofísica con el objetivo de optimizar el diseño de pozos y campos.

El capítulo 4 abarca el marco geológico de la Cuenca Tampico-Misantla, indicando características generales como son la ubicación, geología regional, geología estructural y la evolución tectónica de la cuenca; posterior a esto se describirán las principales características de las unidades estratigráficas que rellenaron a la Cuenca Tampico-Misantla.

En el capítulo 5 se realiza una caracterización geológica de la Fm. Pimienta, a partir de la recopilación de información de diversas fuentes, con el objetivo de hacer una evaluación de cuál es el potencial de esta formación como play no convencional.

CAPÍTULO 1 RECURSOS NO CONVENCIONALES

1.1 ¿Qué es un recurso no convencional?

Para hablar del concepto de yacimientos no convencionales es necesario tomar en cuenta que existe una diferencia entre convencionales y no convencionales, pues ello depende de la técnica que se utilice para su extracción; es decir, mientras el convencional requiere las técnicas utilizadas comúnmente, debido a que el aceite o el gas fluyen muy fácil, el no convencional requiere técnicas especiales para ser extraído por ser muy viscoso o porque se encuentra contenido en una roca que le impide moverse por su baja permeabilidad. **(Figura 1.1)**

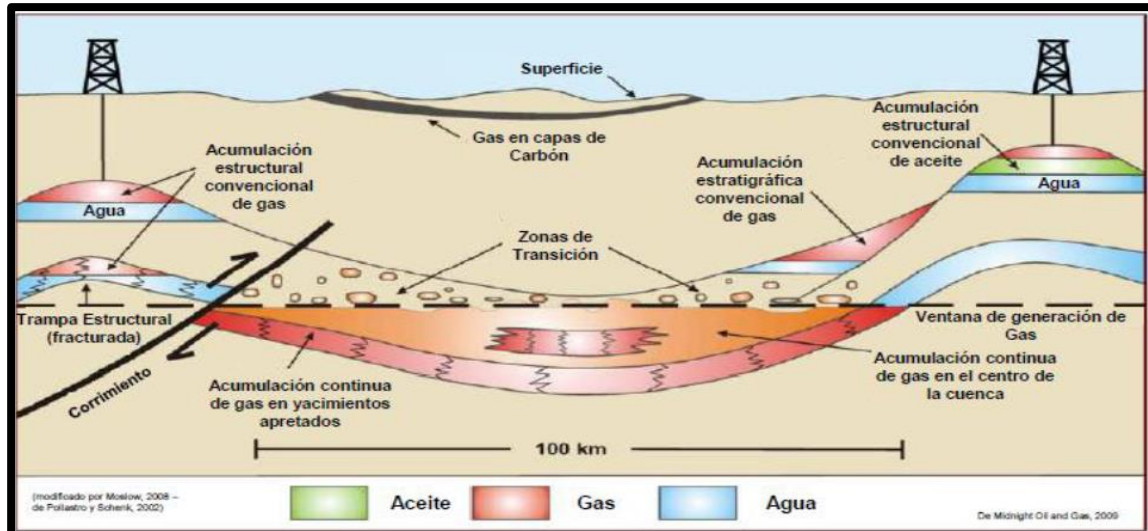


Figura 1.1 Yacimientos convencionales y no convencionales. “Arévalo, (2016), Yacimientos convencionales y no convencionales, [Figura], Recuperado de: Apunte de Clase Capitulo 11”

“El triángulo de los recursos (Master & Grey, 1970) explica que los recursos naturales están depositados en la naturaleza siguen una distribución normal” (Arévalo, 2016). **(Figura 1.2)** Para el caso de los yacimientos de alta permeabilidad son de tamaño pequeño y de más fácil acceso, y en el caso de los yacimientos de baja permeabilidad o de alta viscosidad, los volúmenes de hidrocarburos son mucho mayores. Siendo estos últimos el mayor reto del desarrollo de la tecnología para explotarlos comercialmente.

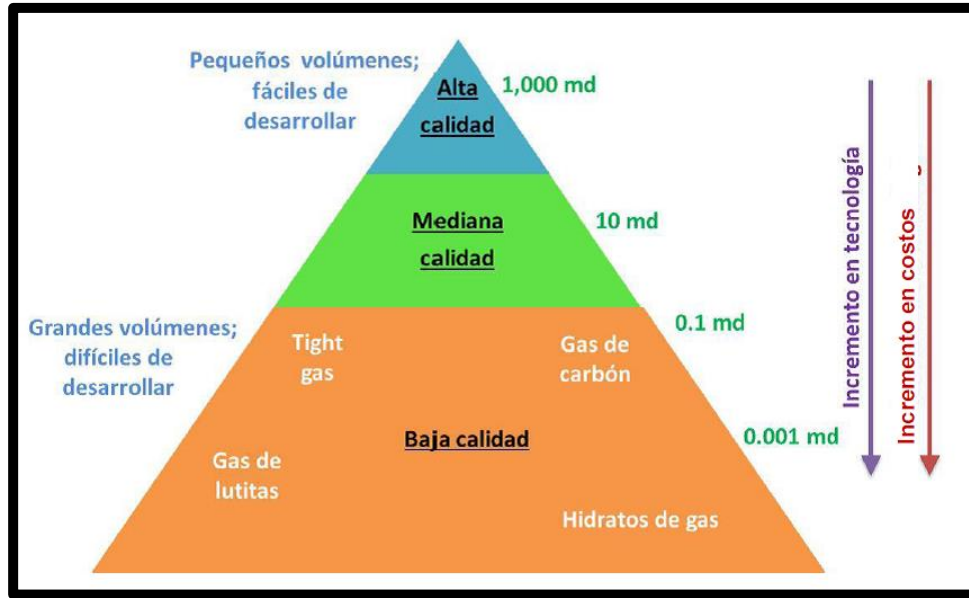


Figura 1.2 Triángulo de los recursos, adaptado por Master & Grey, 1970. "Arévalo, (2016), Triángulo de los recursos, [Figura], Recuperado de: Apunte de Clase Capítulo 11"

1.1.1 Definición de yacimiento convencional

Así, un yacimiento convencional es una formación geológica que tiene la capacidad de contener hidrocarburos (líquidos o gases) que son almacenados para ser explotados convencionalmente, permitiendo que estos fluidos se desplacen hacia los pozos de producción.

Debido a la variedad de formaciones geológicas, se producen diferentes tipos de fluidos hidrocarburos, que requieren operaciones de extracción particular que deben de estar en un sistema petrolero que cumpla con ciertos factores determinantes para considerarse convencionales, a saber: roca generadora (roca que dio origen al hidrocarburo), trampa (estructura que contiene al hidrocarburo después de la migración) y roca sello (impide la migración de los hidrocarburos).

1.1.2 Definición de recurso no convencional

Los yacimientos no convencionales son aquellas acumulaciones que están en regiones extensamente predominantes, donde la mayoría de las veces son independientes de las trampas estructurales o estratigráficas, y en las que en

Ingeniería de shale

algunas ocasiones no producen de manera económicamente rentable, viéndose en la necesidad de aplicarles estimulación masiva, como el fracturamiento hidráulico o procesos de recuperación mejorada. Estos yacimientos se clasifican según su tipo de formación en continuos y no continuos. **La figura 1.3** muestra los mecanismos de formación de estos yacimientos y su clasificación.

“Los yacimientos continuos de aceite y gas hacen referencia a yacimientos no convencionales sin ningún cambio gradual en la distribución de aceite o gas” (Maldonado, 2014). Estos dependen principalmente de las propiedades de la roca, es decir, de la porosidad, permeabilidad, contenido de materia orgánica, grado de evolución térmica y la presión entre el recurso y el yacimiento; algunos ejemplos de estos yacimientos son gas en arenas apretadas (tight sandstone oil/gas), aceite o gas en lutitas (shale oil/gas), metano en yacimientos de carbón (coal bed gas) o los hidratos de metano (hydrate).

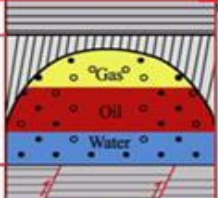

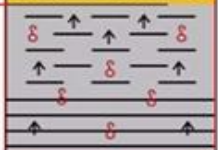
Tipo de Yacimiento	Mecanismo de formación del yec.	Fuente del yacimiento	Porcentaje de la Fuente	Objetivo de la Exploración	Tecnología de Exploración	Fase de Exploración	
Trampa convencional yacimiento de aceite/gas	Migración Secundaria de larga distancia	Sello Regional		0	Bloque de Falla en un Yacimiento Anticlinal	Sísmica 2D Sísmica 3D Pozo Vertical	Fase Temprana
		Trampa			Yacimiento Litológico-Estatigráfico Arenas Petrolíferas y Aceite Pesado		
		Barrera					
Trampa no convencional yacimiento de aceite/gas (campo)	No Continuo	Migración Secundaria de corta distancia		60	Gas en Arenas Compactas Baja porosidad y permeabilidad del aceite	Sísmica de alta resolución Predicción del Yacimiento	Fase Media
	Continuo	Migración Primaria			Hidratos de Gas Aceite y Gas en Lutitas Metano en capas de Carbón Biogas	Pozo Horizontal Fracturamiento a gran escala	Fase Tardía

Figura 1.3. Mecanismos de formación de los yacimientos y la clasificación de los tipos de yacimientos “continuos” y “no continuos”. “Modificado por Maldonado, (2014), Mecanismos de Formación, [Figura], Recuperado de: Tesis de licenciatura”.

Es importante mencionar que cada tipo de recurso no convencional tiene características muy particulares y si los generalizamos, no sólo sería difícil clasificarlas sino caeríamos en la incertidumbre de tener éxito o fracaso al desarrollarlas.

1.2. Tipos de yacimientos no convencionales

Tomando en cuenta las limitaciones presentadas anteriormente al definir claramente el marco de recursos no convencionales, se hace un intento de hacer una clasificación de estos recursos de acuerdo a las características del yacimiento y tipo de fluido como se muestra en la **Figura 1.4**.

Yacimientos de baja permeabilidad	
Gas en lutitas (shale gas) Gas en arenas apretadas (tight sand) Petróleo en lutitas (Shale oil)	Enorme almacenamiento
Fluidos de baja movilidad	
Aceite pesado Bitumen (arenas bituminosas)	Poco profundo, muy permeable
Hidrocarburos capturados	
Metano en capas de carbón Hidratos de metano	Productos refinados

Figura.1.4 Recursos no convencionales categorías y atributos. "Vasilellis, (2009), Un conventional resources, Categories and Attributes, [Figura], Recuperado de: SPE – 121968".

Las dos primeras categorías se relacionan con los atributos del yacimiento, que pueden ser su capacidad para retener hidrocarburos y la habilidad de permitir el flujo de los hidrocarburos. Sin embargo, algunos de estos atributos son superiores a los yacimientos convencionales, por ejemplo, la enorme capacidad de las diatomitas de acumular hidrocarburos.

En los yacimientos de baja movilidad (yacimientos de aceite pesado) debido a su viscosidad y almacenamiento ha generado un gran interés para investigar métodos que hagan proyectos viables, por ejemplo en algunos casos debido a la profundidad se permite la inyección de vapor, que ha funcionado eficazmente.

En la última categoría tenemos a los hidrocarburos capturados en estructuras donde las condiciones de presión hacen estructuras estables con gran capacidad de almacenamiento, por ejemplo, los hidratos de metano y el metano en capas de carbón.

1.2.1. Gas en lutitas (shale gas)

Estos yacimientos de gas en lutitas, son un sistema de rocas arcillosas con alto contenido de materia orgánica que funcionan como roca generadora, almacenadora, trampa y sello. En las lutitas gasíferas, el gas es generado localmente; la lutita actúa como roca generadora (roca madre) y como yacimiento. La lutita es una roca sedimentaria muy abundante de permeabilidad extremadamente baja, que es considerada como una barrera natural que evita la migración de los hidrocarburos, en este caso gas.

El gas es almacenado en los poros de la roca o en los espacios de las fracturas de las lutitas, o es adsorbido por los componentes orgánicos que están almacenados en las lutitas. En los yacimientos convencionales el gas migra de la roca generadora hacia rocas de carbonatos o areniscas, donde se almacena y queda atrapado en una estructura que se conoce como trampa estructural o estratigráfica, a la que se le asocia con un contacto gas-agua. Debido a que las lutitas gasíferas no presentan este comportamiento, entran en la clasificación de yacimientos no convencionales.

El gas de las lutitas es producido de acumulaciones de gas continuas, según el Servicio Geológico de EUA (USGS). “En el artículo publicado por la USGS se enlistan 16 cualidades características, de las cuales unas o todas pueden estar presentes en acumulaciones de gas continuas” (Boyer et al., 2006,

p.36). Las características que pueden presentarse en una lutita gasífera son: abarcan gran extensión, falta de un sistema de petrolero como roca sello y trampa, la ausencia de contacto gas-agua definido, fracturas naturales presentes, una recuperación estimada que es menor a la de un yacimiento convencional y bajos volúmenes de recuperación.

Estas formaciones tienen una mínima permeabilidad y en algunos casos mínimo contenido de gas (baja porosidad o relación neta), y llegan a ser productivas por fracturamiento hidráulico. Estas fracturas generadas hidráulicamente extienden el alcance de los pozos a unos cientos de metros, proporcionando un área de mayor contacto superficial con una matriz menos permeable y porosa, como se muestra en la **Figura 1.5**. En los últimos años la perforación horizontal se ha complementado con tratamientos de fracturas múltiples transversales.

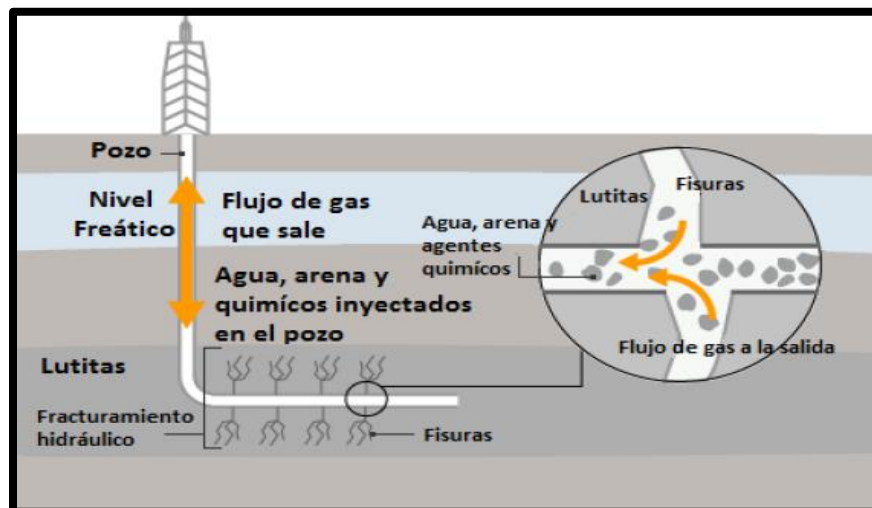


Figura 1.5 Extracción de gas por medio de fracturamiento hidráulico. "Maldonado, (2016), Fracturamiento hidráulico, [Figura], Recuperado de: Tesis de Licenciatura".

1.2.1.1 Distribución mundial de las lutitas de gas (shale gas)

El descubrimiento de recursos de lutitas de gas ha tomado gran importancia a nivel mundial para las compañías de exploración y producción, en todo el mundo se han desarrollado con éxito proyectos rentables en gas de lutitas.

Ingeniería de shale

“Estudios han demostrado que las estimaciones de gas natural que provenía de las lutitas son de 716 trillones de m³ [25 300 Tpc]. En un informe que entregó y publicó la Administración de Información de Energía (EIA) en que evaluaron 48 cuencas de lutitas de gas de 32 países” (Boyer *et al.*, 2011, p.30).

1.2.1.2 América del Norte

País	Potencial en GIP	Volumen recuperable	Formación o cuenca
Estados Unidos	42.5 trillones de m ³		Lutita Marcellus con una superficie de 246 000 km ²
	20.3 trillones de m ³		Lutita New Albany 123 000 km ²
	9.3 trillones de m ³		Lutita Haynesville Bossier
			Lutita Barnett
Canadá	37.6 trillones de m ³	10 trillones de m ³ Producción de 10.7 millones m ³ /d de gas natural 877 000 millones de m ³	Cuenca Horn River Bahía de Córdoba, Cuenca de Laird Cuenca Profunda y Grupo Colorado Las lutitas del Devónico como:

Ingeniería de shale

	<p>4.4 trillones de m³</p> <p>255 millones de m³</p>	<p>56 600 millones de m³</p>	<p>Lutita Muskwa, Otter Park, Evie, Klua y Lower Besa River.</p> <p>Lutita Montney</p> <p>Lutita Udica</p> <p>Lutita Horton Bluff</p>
México	<p>67 trillones de m³</p>	<p>19.3 trillones de m³</p>	<p>Cuenca de Burgos (lutita de la Formación Eagle Ford y lutitas del Tithoniano)</p> <p>Cuenca Sabinas (lutita Eagle Ford y Formación La Casita de edad del Tithoniano)</p> <p>Cuenca de Tampico (lutita de la Formación Pimienta)</p> <p>Cuenca de Tuxpan (lutita de la Formación Pimienta y Tamaulipas)</p>

Ingeniería de shale

1.2.1.3 América del sur

Pais	Potencial en GIP	Volumen recuperable	Formación o cuenca
Argentina	77 trillones de m ³	21.9 trillones de m ³ son recuperables	Cuenca Neuquina Formación los Molles Formación Vaca Muerta Cuenca Golfo San Jorge Iutita Pozo D-129 Formación Aguada Banderada
Brasil	25.7 trillones de m ³	6.4 trillones de m ³	Cuenca Chacoparanaense

1.2.1.4 Europa

País	Potencial GIP	Volumen recuperable	Cuenca o formación
Polonia	22.4 trillones de m ³	5.3 trillones de m ³	Cuencas del Báltico y Lublin Cuenca de Podlasie
Francia	20.4 trillones de m ³	5.1 trillones de m ³	Cuenca de Paris Cuenca del Sudeste. Formación TerresNoires

Ingeniería de shale

			Formación Liásica
Alemania	736 000 millones de m ³ formación Posidonia 254 000 millones de m ³ lutita Wealden	198 000 millones de m ³ formación Posidonia 56 600 millones de m ³ lutita Wealden	Cuenca del Mar del Norte lutita Posidonia lutita Wealden
Noruega, Suecia y Dinamarca	16.7 trillones de m ³	4.2 trillones de m ³	-Lutita Alum
Hungría, Rumanía y Eslovaquia	Con aun actividades de exploración		Cuenca Pannonia-Transilvania
Reino Unido	2.7 trillones de m ³	538 000 millones de m ³	Cuenca Cheshire

1.2.1.5 África

País	Potencial en GIP	Volumen recuperable	Formación o Cuenca
Sudáfrica	51.9 trillones de m ³	13.7 trillones de m ³	Cuenca de Kaoro
África septentrional Sahara Occidental, Marruecos, Argelia, Túnez y Libia	7.5 trillones de m ³	1.5 trillones de m ³	Cuenca de Tindouf Cuenca de Tadlan

Ingeniería de shale

1.2.1.6 Asia

País	Potencial en GIP	Volumen recuperable de gas	Formación o cuenca
China	144.4 trillones de m ³	36.1 trillones de m ³	Cuenca de Sichuan Cuenca Tarim
India y Pakistán	14 trillones de m ³	3.2 trillones de m ³	Cuenca de Cambay Cuenca de Krishna-Godavary Cuenca del valle de Damodar Cuenca de Cauvery

1.2.1.7 Oceanía

País	Potencial en GIP	Volumen recuperable de gas	Formación o cuenca
Australia	39.1 trillones de m ³	11.2 trillones de m ³ , de los cuales La cuenca	Cuenca Canning

		Cooper produce 14 millones de m ³ /d	Cuenca Cooper
		6.5 trillones de m ³	Formación Goldwyer

1.2.2 Yacimientos de Petróleo en lutitas (shale oil)

Los yacimientos que contienen aceite y gas en lutitas son definidos como un sistema (play), rocas arcillosas con gran cantidad de materia orgánica y de baja permeabilidad. Este tipo de rocas a su vez funciona como generadora, almacenadora y sello.

“La lutita de aceite (shale oil) es una roca sedimentaria con vasto contenido de materia orgánica, los granos de depósito son de tamaño muy fino, similar al de los limos, con una concentración de kerógeno en un 80% y un 20% de bitumen” (Maldonado, 2014).

Esta roca es conocida también como roca generadora o roca madre que produce gran cantidad de hidrocarburos, siendo sometida a procesos de sepultamiento, temperaturas y presiones durante un largo tiempo geológico. Para obtener petróleo es necesario que el yacimiento tenga una temperatura que oscile entre los 100°C y 150°C.

El tipo de kerógeno (I y II) que contiene las lutitas de aceite, es un material orgánico sin la madurez suficiente para transformarse en hidrocarburos. El origen de este tipo de kerógeno proviene de sedimentos como algas, cuerpos leñosos, así como restos de flores y diferentes tipos de fauna. “El kerógeno ayuda a determinar qué tipo de hidrocarburo se producirá cuando éste madure térmicamente” (Allix *et al*, 2011, p.6).

El kerógeno inmaduro contenido en lutitas de aceite experimenta el proceso de diagénesis con temperaturas relativamente bajas. Otras lutitas que aún no han llegado a su madurez térmica pueden ser de gran potencial en un futuro. Algunos ejemplos de estas lutitas son las de Bakken, Monterey y Eagle Ford, que son productoras de petróleo en los EUA (**Figura 1.6**).

“Los ambientes de depósito son muy variados desde lagos y pantanos de agua dulce, cuencas marinas, litorales y plataformas submareales. Estas acumulaciones llegan a tener un gran espesor en cientos de metros y cubren miles de kilómetros cuadrados” (Allix *et al.*, 2010, p.5).

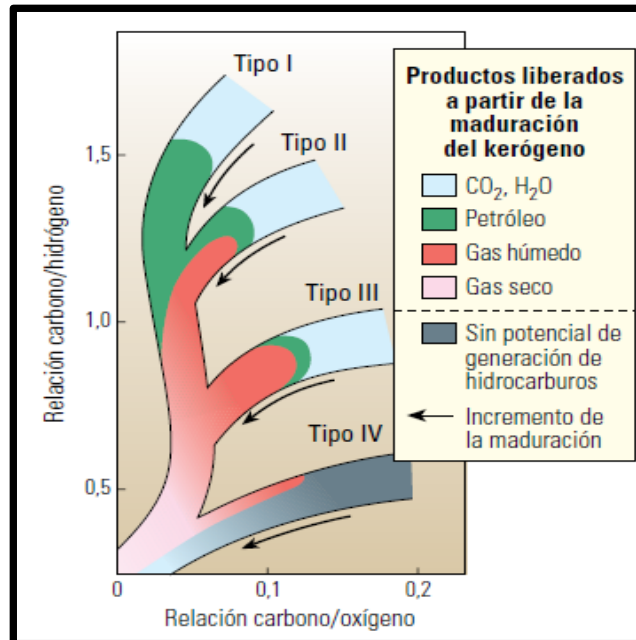


Figura 1.6 Maduración del kerógeno. “(Allix *et al.*, (2011), La maduración del kerógeno..., [Figura], Recuperado de: Oilfield Review, Schlumberger”.

Para extraer el shale oil se pueden aplicar métodos similares a los de extracción minera. Los plays de Shale Oil localizados a mayor profundidad y que presentan condiciones favorables para un fracturamiento hidráulico, presentan oportunidades viables de desarrollo en América del Norte. Aunque la producción del Shale Oil está en su etapa temprana, éste tiene el potencial de evolucionar y hacer una significativa contribución para el suministro de aceite. (**Figura 1.7**)

1.2.2.1 Distribución mundial de las lutitas de aceite.

Los depósitos de lutitas petrolíferas están ampliamente distribuidos por todo el mundo existen cientos de depósitos en más de 30 países (**Figura 1.8**). Y los recursos mundiales de petróleo de lutitas son aproximadamente de $5.1 \times 10^{11} \text{ m}^3$ [3.2 trillones de barriles, estimándose que más del 60% de este volumen aproximadamente $3 \times 10^{11} \text{ m}^3$ [2 trillones de bbl] se localizan en EUA. “La mayoría de los recursos descubiertos se encuentran en 14 países” (Allix *et al.*, 2010).

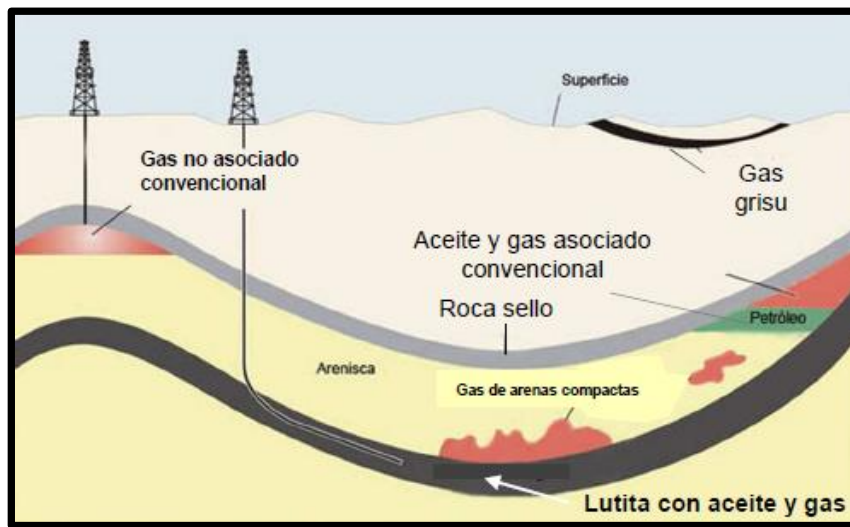


Figura 1.7 Distribución de los recursos convencionales y no convencionales. . “Pemex, (2012), Tipos de yacimientos no convencionales, [Figura], Recuperado de: Potencial de recursos no convencionales asociado a plays de aceite y gas de lutitas en México”.

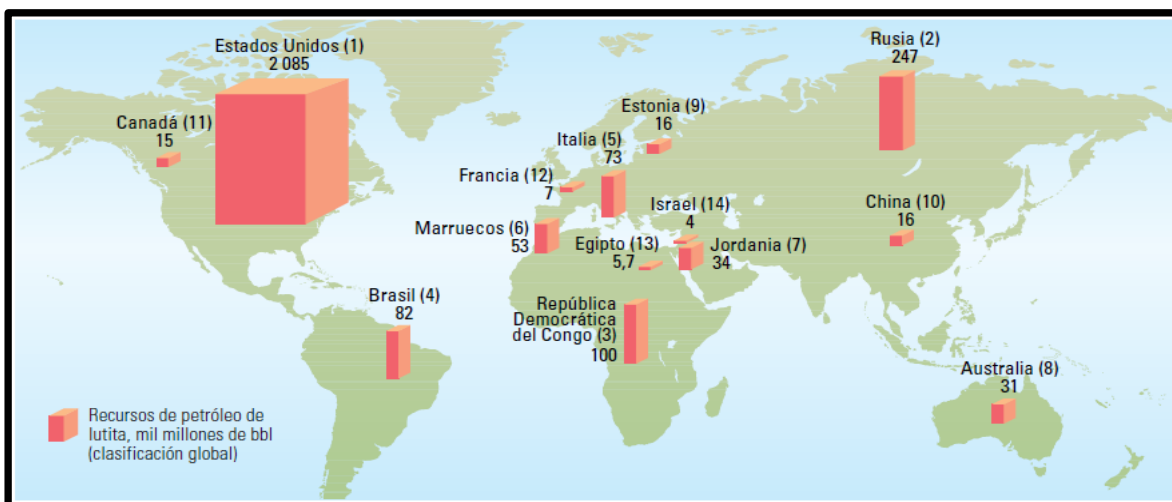


Figura 1.8 La mayoría de los recursos conocidos de petróleo de lutita de alta calidad se encuentra distribuida en estos 14 países. “(Allix *et al.*, (2011), Depósitos significativos de lutitas..., [Figura], Recuperado de: Oilfield Review, Schlumberger”.

1.2.3 Gas en arenas apretadas (Tight sand)

El término “gas apretado” o “gas compacto” puede estar equivocado ya que no refiere al proceso en el que el gas esté apretado sino, más bien, a la formación productora. Un yacimiento de gas en arenas compactas puede ser caracterizado por su baja permeabilidad, profundo, de alta presión y requiere de vastos tratamientos de fracturamiento hidráulico, para producir costos que sean rentables y comerciables. Para que el yacimiento se clasifique como tight gas la permeabilidad debe ser menor a 0.1 milidarcy.

Sin embargo, algunos yacimientos tienen permeabilidades estimadas muy bajas de 0.01, 0.001 o incluso 0.0001 milidarcys de acuerdo con el análisis del yacimiento. La estimación de la permeabilidad se establece de acuerdo a las pruebas realizadas en el pozo y a los análisis sobre el comportamiento de la producción. En muchos casos, para la interpretación se realizan supuestos basados en la longitud de las fracturas hidráulicas o en la presencia de fracturas naturales.

En algunos casos la existencia de fracturas naturales es un factor que hace que los pozos produzcan a gastos rentables, las fracturas naturales son evidentes a partir del análisis del núcleo y otros datos. El indicio de una fractura puede ser un conducto de flujo primario en rocas prácticamente impermeables.

1.2.3.1 Distribución mundial de las arenas apretadas (Tight Sand)

La distribución de los recursos de arenas compactas principalmente se encuentra en Estados Unidos siendo este el principal productor de gas natural con una 30% de la producción mundial. También hay cuencas que se localizan en menor proporción en países como Australia, India, Alemania y Egipto.

En México se tienen recursos de arenas compactas que pueden llegar a ser de gran potencial con volúmenes de gas muy vastos. Estos recursos se pueden

encontrar en cuencas como Chihuahua, Coahuila, Sabinas, Comalcalco, Veracruz, Burgos y Macuspana.

1.2.4 Yacimientos de Aceite pesado

El petróleo de 10° API o menor densidad son clasificados como extrapesados, debido a que son de mayor densidad que el agua. “La mayor parte de los recursos de petróleo del mundo corresponde a hidrocarburos viscosos y pesados que son difíciles, caros de producir y refinar” (Aldbouwarej *et al.*, 2006, p.38). La **Figura 1.9** muestra la distribución de los recursos mundiales de aceite pesado.

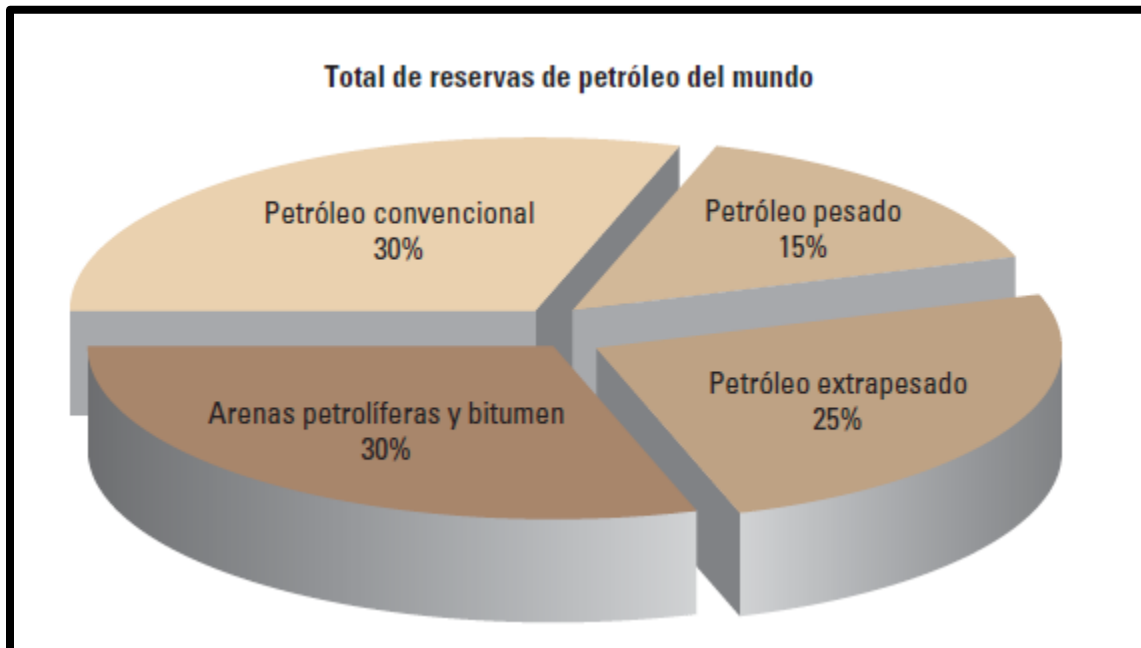


Figura 1.9 Total de reservas de petróleo en el mundo. El petróleo pesado, el petróleo extrapesado y el bitumen conforman aproximadamente un 70% de los recursos de petróleo totales del mundo. “(Aldbouwarej *et al.*, (2006), Total de reservas..., [Figura], Recuperado de: Oilfield Review Schlumberger”.

El factor más importante que afecta los proyectos de recuperación en este tipo de yacimientos es la viscosidad. Entre mayor viscosidad del petróleo más dificultades para producirlo tendremos. La viscosidad de los petróleos convencionales puede oscilar entre 1 centipoise (cP), la viscosidad del agua es aproximadamente 10 cP. La viscosidad de los petróleos pesados y extrapesados puede estar entre menos de 20 cP y más de 1 000 000 cP.

Ingeniería de shale

Este tipo de recursos están almacenados en yacimientos someros de gran tamaño, en cuencas de antepais. Las cuencas de antepais son depresiones enormes, formadas a raíz del hundimiento de la corteza terrestre durante la orogénesis (**Figura 1.10**). Los sedimentos marinos de la cuenca se convierten en roca generadora (roca madre) de los hidrocarburos, que migran echado arriba constituyendo sedimentos erosionados desde las montañas recién formadas. Los nuevos sedimentos a menudo actúan como sello.

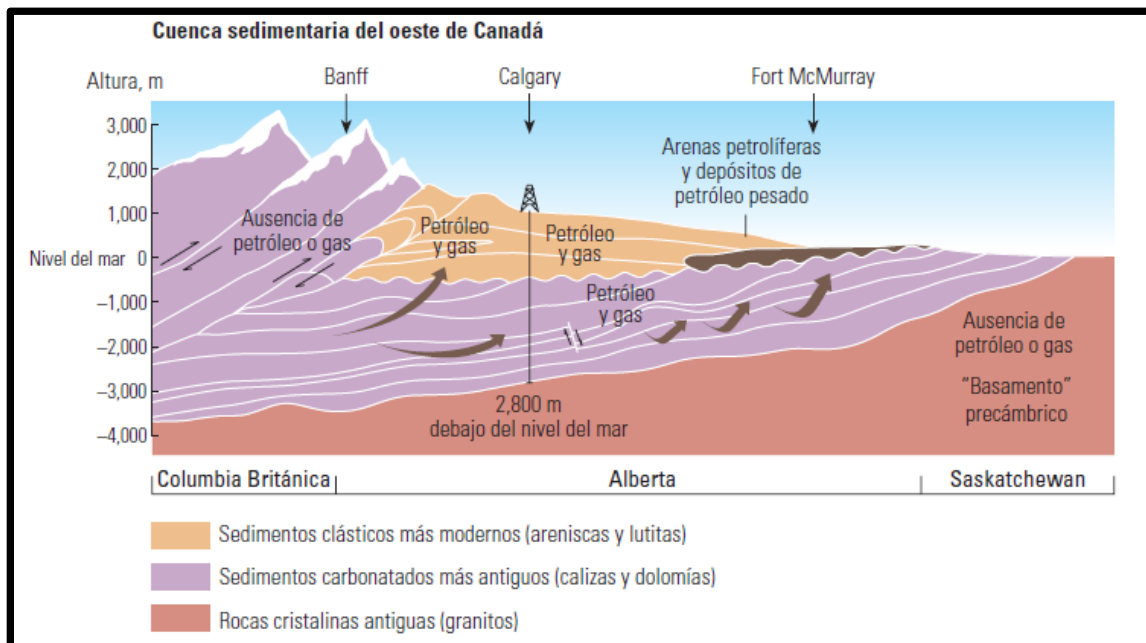


Figura 1.10 Ambiente geológico de depósito de petróleo pesado más grande del mundo. (Aldbouwarej *et al.*, (2006), Ambiente geológico de..., [Figura], Recuperado de: Oilfield Review Schlumberger”.

El petróleo pesado se forma a partir de la biodegradación, siendo los microorganismos los que degradan a los componentes ligeros e intermedios, dejando las partes pesadas. Esto genera la oxidación del petróleo, reduciendo la relación gas/petróleo (GOR) e incrementando la densidad, acidez, viscosidad y el contenido de azufre y de otros metales. Cuando sucede la biodegradación, se pierde una fracción del volumen original. Las condiciones necesarias para que exista la degradación microbiana de los hidrocarburos se da en los yacimientos de petróleo a temperaturas inferiores a 80°C.

1.2.5 Yacimientos de Bitumen (Arenas bituminosas)

Las arenas bituminosas o arenas petrolíferas, son una mezcla de arcilla, arena, agua y alquitrán y se encuentran principalmente en Canadá (**Figura 1.11**). El yacimiento es excavado y después la arena se separa del alquitrán. Se necesita excavar el yacimiento, removiendo el subsuelo haciendo un proceso de extracción.

Para recuperar el petróleo pesado se utiliza un método semejante al de la minería. “Los principales países donde se explota por este método son Canadá; en Rusia se ha utilizado la minería subterránea para explotarla” (Alboudwarej *et al.*, 2006, p.41).



Figura 1.11 Arenas bituminosas. (Alboudwarej *et al.*, (2006), Recuperación de Bitumen, [Figura], Recuperado de: Oilfield Review Schlumberger.

1.2.5.1 Distribución mundial del aceite pesado y de las arenas bituminosas.

Los volúmenes de aceite pesado, aceite extrapesado y bitumen a nivel mundial son de 6 a 9 trillones de barriles [0.9 a 1.4 trillones de m³]. Las reservas de Venezuela en la faja de petróleo pesado del Orinoco son las acumulaciones más grandes con 1.2 trillones de barriles [190 000 millones de m³] de petróleo extrapesado de 6 a 12°API. “En América del Norte hay yacimientos de petróleo extrapesado en las cuencas del oeste de Canadá en Alberta con un volumen de 1.7 trillones de bbl [270 000 millones de m³]” (Alboudwarej *et al* 2006; p.40.)

Las arenas bituminosas o petrolíferas se encuentran en Canadá, donde se estima que el volumen de los depósitos de arenas petrolíferas someras está estimado en 28 000 millones de m³ [176 000 millones de barriles], en el años 2015 la producción de bitumen en Canadá era de 472 000 m³/d [3 millones de bbl/d]. El mayor número de reservas de Arenas bituminosas se encuentran en Arabia Saudita con un volumen estimado en 250 billones de barriles. Irán es el tercer país con reservas estimadas en 175 billones de barriles.

1.2.6 Metano en capas de capas de carbón

Los yacimientos de metano entran en la clasificación de yacimientos no convencionales debido a su capacidad de almacenamiento de hidrocarburos y su producción de agua. “Los carbones tienen la capacidad de almacenar hasta seis veces más gas que una arenisca que tenga una presión similar” (Al-Jubory *et al.*, 2009, p.6). La capacidad de almacenamiento es definida por la calidad y rango del carbón como se muestra en la **Figura 1.12**.

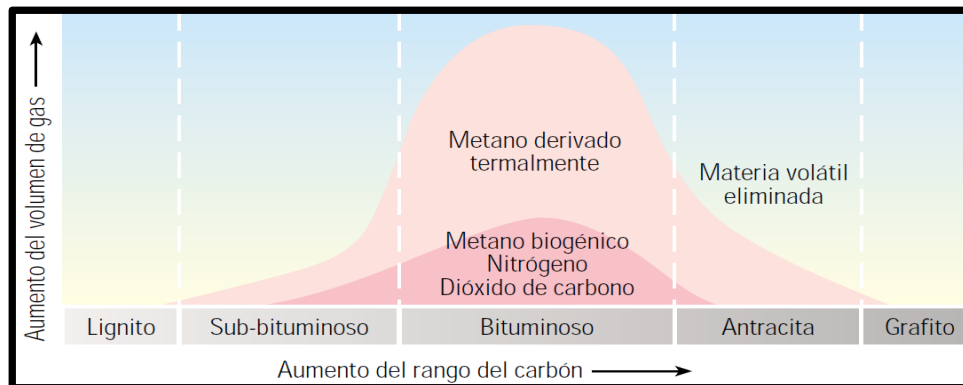


Figura 1.12. Capacidad de almacenamiento, rango del carbón y generación de metano. “Al-Jubory *et al.*, (2009), Capacidad de almacenamiento..., [Figura], Recuperado de: Oilfield Review Schlumberger”.

El metano se genera en carbones de bajo rango cuando hay procesos de actividad microbiana, y en los carbones de rango alto durante el proceso de maduración térmica de los compuestos orgánicos.

La formación del carbón inicia con la sedimentación de la materia orgánica vegetal, lo que origina la turba. La turba es formada a partir de la sedimentación

subacuática de materia orgánica que proviene de plantas en ambientes donde las aguas intersticiales son escasas de oxígeno. Las características de estos ambientes permiten que esta materia orgánica se acumule, se sepulse y preserve la turba, estas áreas pueden ser pantanos y áreas de influencia marina.

La carbonización o transformación de la turba en carbón, se produce a diferentes regímenes en diferentes ambientes. La degradación bioquímica inicia el proceso de carbonización, pero con el aumento de las presiones debido a la sobrecarga y las temperaturas del subsuelo, se generan procesos fisicoquímicos que continúan con la carbonización. Al liberarse el agua, el dióxido de carbono y el metano, el carbón aumenta de rango. Si bien las capas de carbón contienen ciertos materiales inorgánicos, se componen en gran parte de macérales, o compuestos vegetales, que van desde plantas leñosas o resinas.

Las tres categorías generales de macérales son la vitrinita, la liptinita y la inertinita. La vitrinita se refiere a material de plantas leñosas, tales como troncos, raíces, ramas y brotes. Los macérales liptiniticos corresponden a las partes más resistentes de las plantas, tales como esporas, polen, ceras y resinas. Los macérales inertiniticos representan material vegetal alterado y se encuentran menos estructurados. Estos macérales tienen un mayor contenido de carbono como consecuencia de los procesos de oxidación producidos durante la sedimentación; los datos de los macérales reflejan la composición básica de las capas del carbón y, por lo tanto, ayudan a los geólogos a determinar la potencia de los yacimientos de metano en las capas de carbón.

Este tipo de yacimientos se define como no convencional debido a que el tipo de sedimentos hacen que el carbón sea diferente de otro tipo de rocas. Su composición de sedimentos vegetales (macérales) hace que a la vez éste funcione como fuente generadora y yacimiento de hidrocarburos. Este tipo de yacimientos se encuentran fracturados en consecuencia al proceso de carbonización que forma fracturas verticales o diaclasas.

Las diaclasas son el mecanismo primario de permeabilidad. Este tipo de yacimientos también puede ser naturalmente fracturado (**Figura 1.13**). El metano es almacenado en el carbón por adsorción, proceso en el cual las moléculas de gas individuales se ligan a las moléculas orgánicas sólidas.

La capacidad del carbón de almacenar metano reduce sustancialmente la necesidad de contar con mecanismos de entrapamiento de yacimientos no convencionales, haciendo que su contenido de gas esté relacionado con el rango del carbón y el grado de desarrollo de diaclasas o fracturas naturales sean la principal consideración para determinar el potencial de producción de metano en capas de carbón.

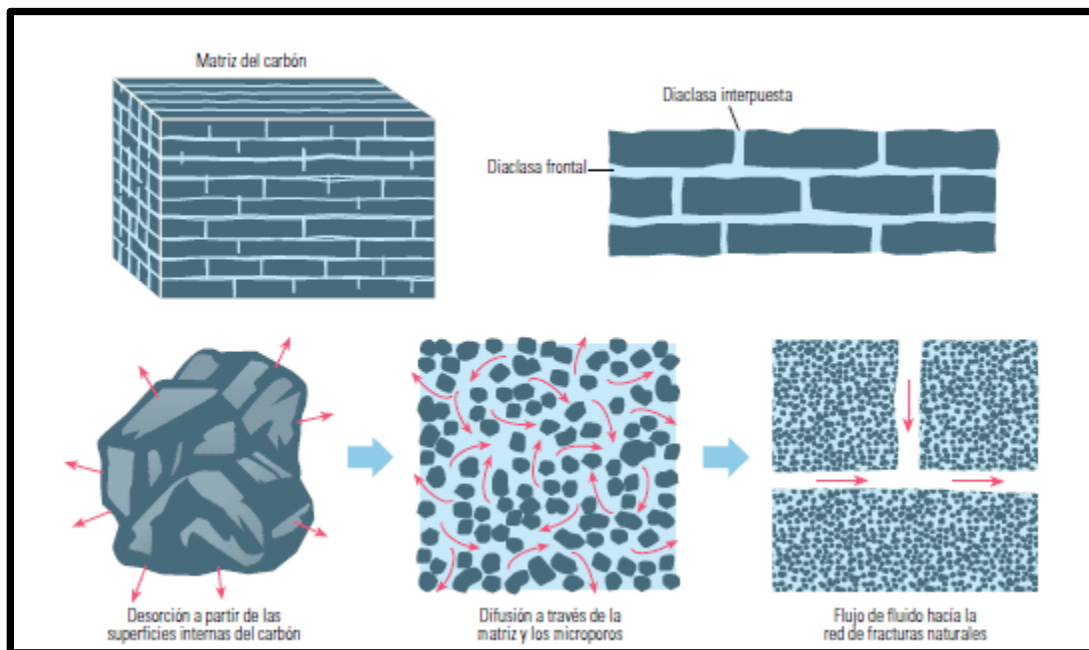


Figura 1.13 Adsorción y desorción a medida que se produce agua y la presión de formación se reduce y se libera metano. "Al-Jubory *et al.*, (2009), Adsorción y desorción..., [Figura], Recuperado de: Oilfield Review Schlumberger".

"Debido a su capacidad de almacenamiento, las capas de carbón en su etapa inicial de producción dependen de su relación de adsorción y no a una caída de presión gradual en el yacimiento" (Anderson *et al.*, 2003, p.13). Estos yacimientos pueden tener presencia de agua o gas en el sistema de fracturas naturales y diaclasas, y gas adsorbido en la matriz interna del carbón (**Figura 1.14**). Los estratos de carbón producen gas metano, para extraerlo es necesario

perforar y hacer una estimulación de fracturas. La extracción del agua del sistema es importante para reducir la presión del yacimiento

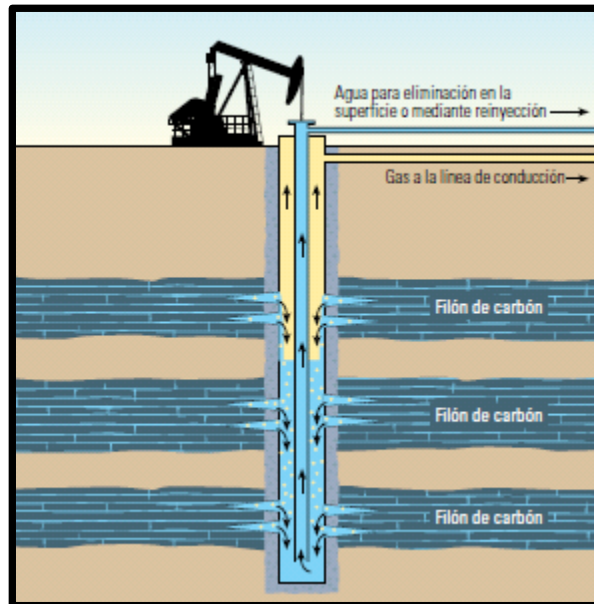


Figura 1.14 Un pozo terminado de metano en capas de carbón. “Al-Jubory *et al.*, (2009), Pozo CBM..., [Figura], Recuperado de: Oilfield Review Schlumberger”.

1.2.6.1 Distribución mundial del metano en capas de carbón

“El mayor volumen de reservas probadas recuperables de carbón se encuentran en EUA (28.6%), en segundo lugar, Rusia (18.5%), China (13.5%), Australia (9.0%) e India (6.7%)” (Jubory *et al.*, 2009, p.5). En china se han realizado numerosas inversiones que ascienden a 30,000 MMm³ [1.059 Tpc] para 2015 y 50,000 MMm³ [1.756 Tpc] para 2020. (**Figura 1.15**)

Estados Unidos posee 10 cuencas productoras principales de metano en capas de carbón, sin considerar los recursos de Alaska que tienen volúmenes estimados en más de 30 trillones de m³ [1,000 Tpc].

Australia ocupa el segundo lugar en producción de metano en capas de carbón, iniciando la producción en este tipo de yacimientos en la década de los 1990, en el año 2008 llegó a producir 4,000 MM m³ de metano en capas de carbón.

India posee volúmenes importantes de reservas de carbón donde con potencial para explotar metano. Una intensa exploración llevó a que en el año de 2007 se iniciara la producción comercial del metano en capas de carbón.

Rusia es un país con gran potencial con un volumen de reservas estimadas entre 17 y 80 trillones de m^3 [600 y 2,825 Tpc]. Apenas en 2009 se había perforado algunos pozos.

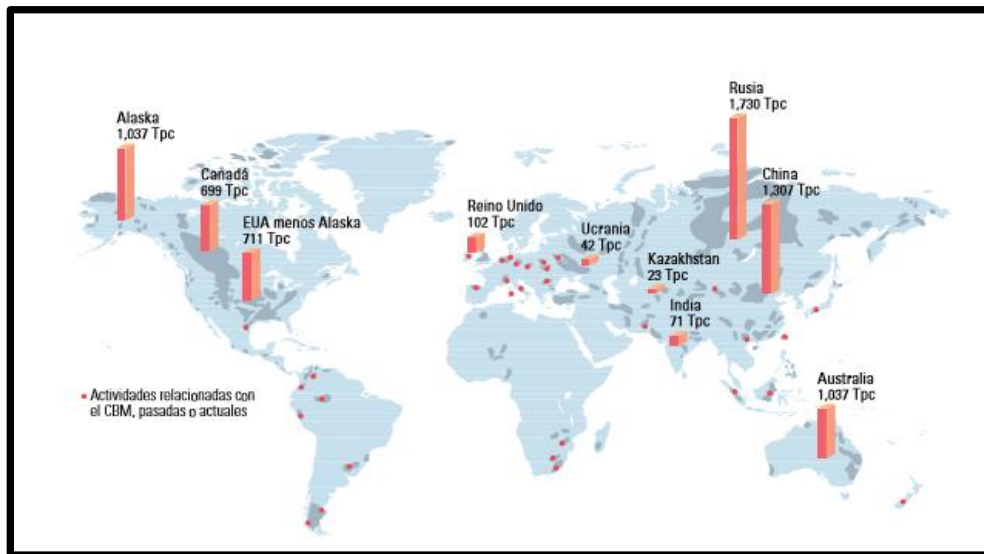


Figura 1.15 Las reservas principales de CBM (Azul oscuro) se encuentran en Rusia, EUA y Alaska. “Jubory *et al.*, (2009), Reservas de CBM, [Figura], Recuperado de: Oilfield Review Schlumberger”.

1.2.7 Hidratos de metano

Esta categoría de hidratos de metano involucra acumulaciones encontradas en el fondo del océano o en ambientes árticos donde las bajas temperaturas o las altas condiciones de presión hacen estructuras moleculares estables. Los hidratos son también una combinación especial de dos sustancias comunes, agua y gas natural.

El gas metano se forma en los hidratos debido a que las bacterias anaeróbicas que descomponen la materia orgánica, en zonas de mayor profundidad debajo del mar produciendo metano y otros gases como dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, etano y propano. “Estas moléculas pueden

incorporarse a los hidratos, pero entre ellos predomina el metano” (Collet, Lewis, Uchida, 2009, p.48).

Cuando estas sustancias se encuentran en condiciones de alta presión y alta temperatura, se unen para formar una sustancia semejante al hielo. Grandes volúmenes de sedimentos en el fondo del mar y en las regiones polares favorecen la formación de hidratos. Un metro cúbico de hidrato de metano contiene gas que se expandirá entre 150 y 180 metros cúbicos a presión y temperatura estándar.

La localización de estos recursos está en las zonas marinas en regiones de permafrost (capas que permanecen heladas todo el año) donde las aguas tienen una profundidad aproximada de 1500 pies [aproximadamente 500 m], y donde hay una alta concentración de materia orgánica que aprovechan las bacterias para convertirla en metano. Los hidratos de metano se localizan usualmente a profundidades de 325 a 1600 pies [100 a 500 metros].

Para evaluar las posibles cantidades de volúmenes de hidratos es necesario conocer su distribución como sedimento y sus propiedades mecánicas (**Figura 1.16**). Algunas muestras tomadas revelan partículas individuales de hidrato diseminado, pero esto también se presenta como cemento intergranular, nódulos, láminas, vetas y capas masivas.

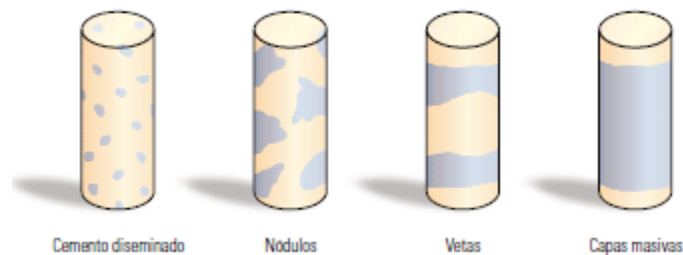


Figura 1.16 Un yacimiento de hidratos puede contener sedimentos en forma de cemento diseminado, nódulos, vetas y capas masivas. “Collet, Lewis, Uchida, (2009), Distribución de los sedimentos..., [Figura], Recuperado de: Oilfield Review Schlumberger”.

1.2.7.1 Distribución mundial de los hidratos de metano

“El interés por el estudio de los hidratos de metano comenzó en la década de 1930 cuando se encontró que los hidratos causaban bloqueos en las tuberías” (Collent

et al., 2000, p.47). Se han identificado grandes acumulaciones de hidratos de metano en 1960 en Rusia se descubrió un yacimiento natural. Se han podido identificar grandes acumulaciones costa afuera de Japón, en Blake Ridge en la costa oriental de los Estados Unidos, en la costa continental Cascade en Vancouver, en la Columbia Británica en Canadá y costa fuera de Nueva Zelanda (**Figura 1.17**).

Al calcular los volúmenes se han hecho estimaciones basadas en los descubrimientos. “Existe un arduo consenso, que aproximadamente 20,000 trillones de metros cúbicos [aproximadamente 700,000 Tpc] de metano se encuentran atrapados en los hidratos” (Collent *et al.*, 2000, p.49).

Alrededor del 99% de estos se encuentran en sedimentos marinos costa afuera. Es decir, los hidratos contienen 10 trillones de toneladas de carbono, más del doble de todo el carbón, el petróleo y las reservas de gas convencionales del mundo combinadas, esto ha llevado a que países inicien programas de desarrollo para entender el comportamiento de los hidratos y desarrollar método de extracción.



Figura 1.17Localizaciones conocidas de los hidratos de gas.” Collet, Lewis, Uchida, (2009), Presencias conocidas e inferidas de los hidratos de gas, [Figura], Recuperado de: Oilfield Review Schlumberger”.

1.3 Propiedades de las lutitas

1.3.1 Definición de lutita

Las lutitas son rocas de grano fino que se formaron a partir de la compactación de partículas limosas y de tamaños arcilloso. El sesenta por ciento de la corteza sedimentaria de la Tierra consiste en lutitas. Debido a que las lutitas están formadas de lodo y el tamaño de las partículas es <0.0625 mm.

Las lutitas están formadas por el sedimento llamado arcilla y de los mudstone ya que estas son laminadas finamente en capas, lo que ocasiona que estas puedan romperse o dividirse dentro de estas laminaciones como se muestra en la **Figura 1.18**. Dependiendo de su madurez y su mineralogía estas pueden fracturarse fácilmente.



Figura 1.18. Lutita en laminaciones. “Pemex, (2012), Características de los..., [Figura], Recuperado de: Potencial de recursos no convencionales asociado a plays de aceite y gas de lutitas en México”.

Aunque es muy abundante, pocos depósitos de lutitas pueden desarrollarse como formaciones con recursos de hidrocarburos. Los objetivos para la exploración de shale son los sedimentos que fueron depositados de tal manera que conservan una fracción significativa de la materia orgánica original que sirve

como materia prima para la generación de hidrocarburos. Una vez generado, gran parte del hidrocarburo permanece atrapado en la matriz de roca con baja permeabilidad, incapaz de migrar.

1.3.2 Tipos de materia orgánica y su transformación

Las formaciones de lutitas ricas en materia orgánica se forman bajo condiciones específicas, con gran cantidad de materia orgánica depositada y mínima cantidad de oxígeno. Estas condiciones prevalecieron durante varias eras geológicas incluyendo el periodo del Devónico cuando el clima estaba elevado, los niveles de mar estaban altos y muchas zonas del planeta estaban convertidas en zonas tropicales. Sin embargo, el periodo del Devónico no fue solamente el periodo cuando los gruesos depósitos de sedimentos con materia orgánica se formaron.

Las lutitas ricas en materia orgánica del periodo Precámbrico se han podido identificar por medio de métodos modernos. Sin embargo, para conocer su madurez térmica se han enfocado en otras formaciones de shale con sedimentos que van de un tiempo geológico que llega a ser del Ordovícico y se extiende hasta el periodo Pensilvánico.

La materia orgánica que consiste principalmente de restos de plantas y animales, que se depositó en fondos de lagos y océanos se convierte en alimento para otros animales y bacterias. Sin embargo, en ambientes anóxicos, las bacterias anaeróbicas, que son consumidores menos eficientes que los organismos aeróbicos, son las únicas bacterias capaces de consumir materia orgánica. Por lo tanto, los sedimentos pueden retener gran parte de su material orgánico original. “Un ejemplo es el Mar Negro como se muestra en la (**Figura 1.19**), está cercano a las condiciones necesarias para crear recursos hidrocarburos de lutitas, las condiciones anóxicas permiten que los sedimentos se acumulen con altas concentraciones de materia orgánica” (Alexander *et al*, 2011, p.42).

Ingeniería de shale



Figura 1.19 Acumulación de sedimentos en el Mar Negro, con condiciones favorables para la formación de lutitas. "Alexander *et al*, (2011), Analogía moderna de las lutitas ricas..., [Figura], Recuperado de Oilfield Review Schlumberger".

A medida que más material es acumulado, este se compacta y los sedimentos se van enterrando más profundamente, sometiéndose a condiciones de mayor presión y temperatura. Así, los sedimentos se van acumulando de tal forma que generan laminaciones. En ambientes marinos de gran profundidad, éste proceso puede ser muy lento abarcando largos periodos de tiempo, generando las acumulaciones de muy pocos centímetros en cientos de años.

El peso de los sedimentos superiores expulsa fluidos y compacta el lodo, siendo este uno de los pasos de la litificación. El material orgánico, debido a los procesos, aumenta su temperatura y parcialmente se transforma en kerógeno, que es un material insoluble del que pueden generarse hidrocarburos, como el petróleo y el gas.

Dependiendo del tipo de material orgánico se generará diferente tipo de kerógeno. Cuando en el kerógeno varían las condiciones de la presión y temperatura, éste genera hidrocarburos más específicos, es decir: aceite, gas húmedo, gas seco (**Figura 1.20**). Durante el proceso de sedimentación y maduración, el kerógeno pasa por medio o a través de un rango de presiones y temperaturas.

Primero en la ventana de aceite, donde el petróleo líquido puede ser generado de kerógeno propenso al petróleo, o gas húmedo de kerógeno, que es propenso a producir gas. Esta etapa de maduración se refiere a la catagénesis. A medida que los sedimentos quedan enterrados a mayor profundidad el kerógeno

pasa a la ventana de gas seco. A través del proceso de metagénesis; el gas es generado de la transformación del kerógeno remanente, y la transformación de hidrocarburos más pesados creados durante la catagénesis.

Las lutitas que son ricas en material orgánico y están sometidas a presiones y temperaturas en la ventana de gas seco, son los objetivos principales para la exploración de lutitas de gas. Sin embargo, el hecho de que las rocas pasen a través de las etapas de maduración no significa que sean rocas de calidad en un yacimiento. “El kerógeno está clasificado en cuatro grupos, en los cuales cada uno tiene características establecidas sobre el tipo de hidrocarburo que se generará” (Boyer, Kieschnick, Juárez-Rivera, Lewis, Waters., 2007, p.38).

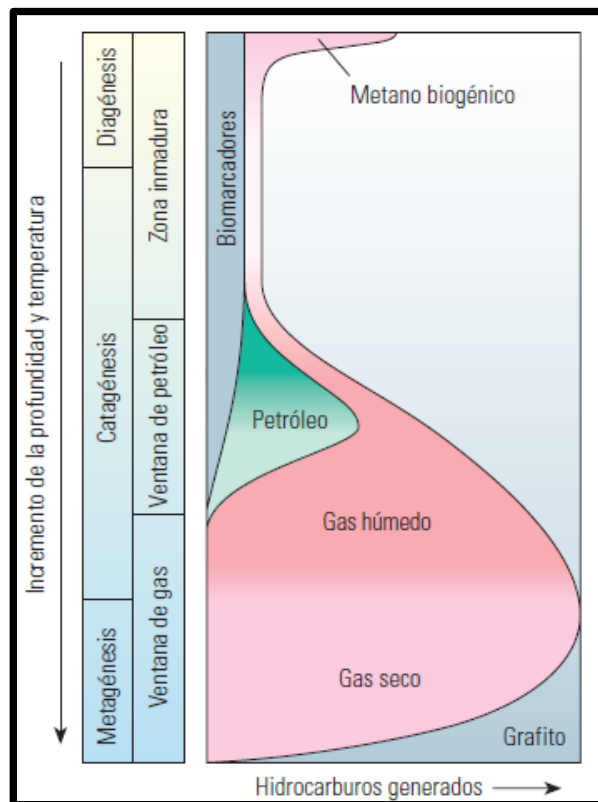


Figura 1.20 Transformación térmica del kerógeno. “Alexander *et al*, (2011), Etapas de maduración en la generación de hidrocarburos..., [Figura], Recuperado de Oilfield Review Schlumberger”.

- Kerógeno Tipo I: Este tipo de kerógeno predomina en ambientes lacustres y marinos. El tipo de sedimento que se deposita es de materia orgánica algacea y planctónica, esta ha sido transformada por la acción de las

bacterias y los microorganismos que habitan en el sedimento. Algunas de las características principales son que este tipo de kerógeno contiene mayor cantidad de hidrógeno y mínima cantidad de oxígeno, los hidrocarburos que genera principalmente son aceite, pero también puede producir gas, dependiendo de las condiciones de presión y temperatura a la que es sometido. “Este tipo de Kerógeno no es muy abundante y solo representan el 2.7% de las reservas de petróleo y gas” (Boyer *et al.*, 2007, p.38).

- Kerógeno Tipo II: Este es generalmente localizado en ambientes marinos de profundidad media. Este tipo de kerógeno es generado principalmente de restos de plancton, que las bacterias transforman. Con mayor contenido de hidrógeno y menor contenido de carbono. Este puede ser generador de petróleo o gas cuando llega a temperaturas que favorecen su maduración. “El azufre está presente en este tipo de kerógeno asociándose como pirita o azufre” (Boyer *et al.*, 2007, p.38).
- Kerógeno Tipo III: Este tipo de kerógeno es formado por sedimentos de restos vegetales terrestres de ambientes marinos o continentales, someros o profundos. Este tipo de kerógeno tiene menor contenido de hidrógeno y mayor contenido de oxígeno que los tipos I y II, debido a esto es generador de gas seco.
- Kerógeno Tipo IV: Este es generado a partir de sedimentos que fueron depositados después de periodos de erosión, que alteraron las propiedades de la materia orgánica oxidándola. Debido a que es materia orgánica residual, tiene alto contenido de carbono y no presenta cantidades de hidrógeno. Considerándose carbón muerto, sin la capacidad para generar hidrocarburos.

1.3.3 Análisis geoquímico de las lutitas

Las propiedades geoquímicas son necesarias para caracterizar adecuadamente los recursos de shale, incluyendo el carbón orgánico total (COT), volumen, su capacidad de almacenamiento, madurez térmica, permeabilidad y mineralogía.

COT- Una lutita orgánica por definición contiene carbón orgánico, a partir del contenido de COT define el potencial de los recursos en lutitas. Las rocas con altos valores de COT son de gran potencial. Para una exploración en lutitas los objetivos deben tener valores dentro de un rango de 2% al 10%. Las rocas que tienen un COT por encima del 10% son usualmente inmaduras para desarrollarse.

“El total de carbón en una lutita incluye muestras de ambos tipos de carbón orgánico e inorgánico. Para cuantificar el carbón orgánico los ingenieros usan la técnica de combustión” (Alexander *et al*, 2011, p.23). En una pequeña muestra de roca el primer tratamiento es remover con ácido fosfórico el carbón inorgánico. Los sedimentos son secados y sometidos a combustión a unos 1350°C [2462°F] en un ambiente rico en oxígeno.

El carbón orgánico es oxidado para formar CO₂, el cual fluye a través de una celda con detección infrarroja que detecta el CO₂. Los volúmenes de gas medidos se convierten en muestras de medición y se registran como un porcentaje de peso de la roca. Los valores de COT varían en gran manera en las secciones de los yacimientos donde se encuentran depositados, debido a que no es fácil adquirir y analizar núcleos de largos intervalos, los petrofísicos comúnmente usan datos del fondo del pozo, datos geoquímicos y convencionales para cuantificar el volumen de kerógeno en la roca y así poder evaluar el COT.

En las lutitas que tienden a producir hidrocarburos se observan propiedades geoquímicas específicas, que son obtenidas a partir del análisis de núcleos. Las mediciones petrofísicas que se toman del fondo del pozo deben ser calibradas a partir de los datos registrados comparándolos con los datos obtenidos del registro de los núcleos

1.3.4 Madurez térmica de las lutitas

La madurez térmica está en función de la historia de depósito. Como el kerógeno está expuesto a extremas temperaturas durante largo tiempo, el material celuloso como la vitrinita y plantas leñosas quedan preservadas en la roca, generando mayor reflectividad. La medición de reflectividad de la vitrinita (R_o) fue desarrollada originalmente para medir la madurez del carbón. R_o es determinado por mediciones microscópicas de la reflectividad de la vitrinita en una muestra de roca. Los valores están entre el rango de 0% a 3%.

Las mediciones que muestran un exceso del 1.5% son una señal de la generación de gas seco en la roca madre. Esto es un indicador positivo para gas en lutitas. Un R_o que está en un rango de 0.6% a un 8% son límites para indicar la generación de aceite. R_o de 1.1% indica gas húmedo.

Inicialmente el aceite y el gas húmedo eran considerados indicadores negativos para los desarrolladores de lutitas. Sin embargo, algunos operadores han desarrollado con éxito la producción de aceite y condensados en lutitas.

La maduración del kerógeno va de la mano con los valores de reflectancia estas mediciones nos ayudan a saber qué potencial para generar hidrocarburos vamos a tener. Cuando las mediciones de reflectancia son menores a 0.6% son indicios de kerógeno inmaduro que no ha alcanzado las condiciones para generar hidrocarburos.

1.3.5 Permeabilidad de las lutitas

La permeabilidad es uno de los parámetros más complicados de cuantificar cuando se está caracterizando este tipo de yacimientos, en la lutita la permeabilidad está en un rango de 0.001-0.0000001 mD. La permeabilidad está en función de la porosidad efectiva, la saturación de hidrocarburos y la mineralogía.

Ingeniería de shale

Los yacimientos convencionales tienen permeabilidades en milidarcys o dentro de otros órdenes de magnitud que no se observan en las lutitas. En yacimientos convencionales los Ingenieros miden la permeabilidad de la roca forzando el paso de los fluidos a través de núcleos, midiendo el volumen y los gastos de fluido que pasan a través de la muestra; las permeabilidades en las lutitas están en el rango de nanodarcys imposibilitando este enfoque convencional. **Figura 1.21** “A menor movilidad (mayor viscosidad) del aceite con relación al gas requiere de mejores condiciones de flujo, micro- en lugar de nanopermabilidad” (Alcocer, 2012).

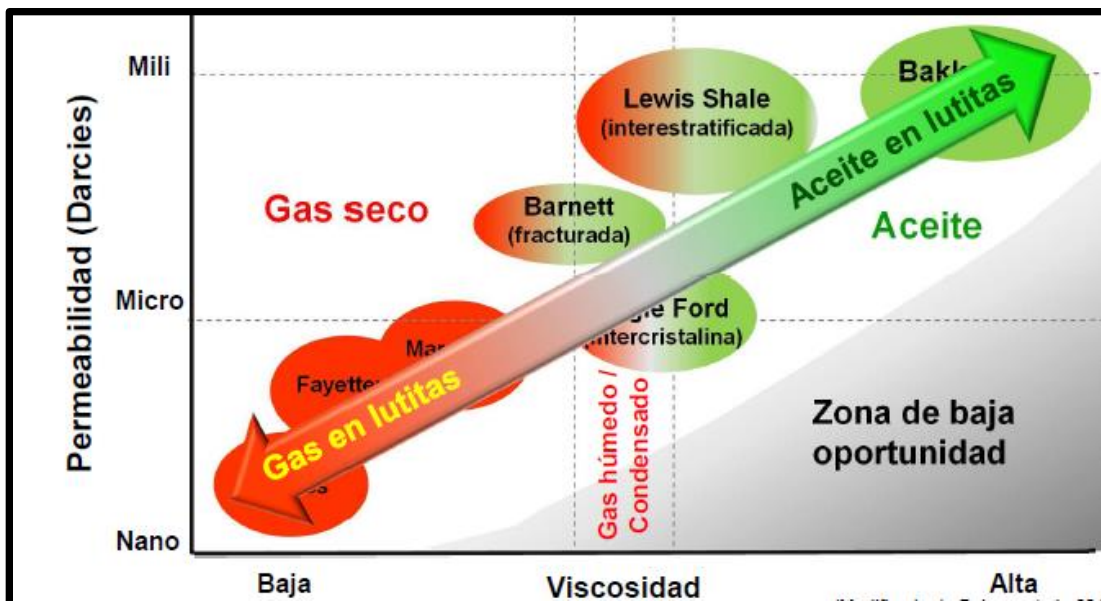


Figura 1.21 Relación de la viscosidad vs permeabilidad “Pemex, (2012), Características de los..., [Figura], Recuperado de: Potencial de recursos no convencionales asociado a plays de aceite y gas de lutitas en México”.

“Se han desarrollado varias técnicas para medir permeabilidades ultrabajas una de estas es la técnica de pirolisis TRA (por sus siglas en inglés) tight rock analysis desarrollada por TerraTek” (Alexander *et al*, 2011, p.44). Esta técnica provee la densidad del grano, la porosidad total y efectiva, saturación de agua y de hidrocarburo, y porosidad al gas y aceite.

Otras pruebas para medir la permeabilidad son utilizadas como inyección de nitrógeno de corta duración. Estas pruebas proveen la permeabilidad del

sistema no solamente toman en cuenta la permeabilidad de la matriz si no también aquella donde influyen las fracturas naturales.

1.3.6 Mineralogía y petrofísica de las lutitas

Las lutitas pueden tener una compleja mezcla de minerales y una concentración relativa de componentes que ayudan a tener un mejor potencial o disminuir el potencial de la formación. Las muestras de núcleos ayudan a proveer información sobre la geoquímica y mineralogía, sin embargo están limitadas debido a que solo son una pequeña muestra del lugar de donde se obtuvo.

Algunas lutitas tendrán sedimentos de material orgánico tales como los silicatos y carbonatos combinados con arcilla. El contenido de agua en los minerales arcillosos, afectan la cantidad de calor que se necesita para convertir la materia orgánica en petróleo. Cuando se aplica calor en lutitas carbonatadas se debe considerar que estas generan CO₂ adicional para un proyecto de explotación de estos campos. Las lutitas también contienen minerales y metales valiosos tales como aluminio, cobre, azufre, vanadio, zinc y uranio.

“Las lutitas ricas en materia orgánica (otros diamantes y puntos) tienden a tener una mayor variedad de composiciones. El contenido mineralógico de la lutita promedio a nivel mundial (diamante negro) (**Figura 1.22**). Las lutitas petrolíferas de la formación Green river aparecen resaltadas en los óvalos azules punteados. Las del Miembro Garden Gulch (puntos rojos) son más ricas en minerales de la arcilla. Las líneas grises subdividen el triángulo en regiones composicionales”. (Allix *et al*, 2011, p.5)

La composición mineralógica es importante, de esta composición depende el éxito o el fracaso en el desarrollo de estos recursos. La mineralogía es a menudo determinada de datos petrofísicos o datos adquiridos de fondo del pozo o herramientas como registros, calibrándose con datos de análisis de núcleos.

Para el análisis petrofísico de las lutitas este comienza con una de las mediciones más básicas el registro de rayos gamma, su objetivo es proveer o

indicar la presencia de lutitas ricas en materia orgánica. La materia orgánica comúnmente contiene altos niveles de materiales radioactivos como torio, potasio y uranio, que son minerales del yacimiento. Debido a que las lutitas tienen una alta concentración de materia orgánica las lecturas del gamma ray exhibe lecturas de más de 159 gAPI.

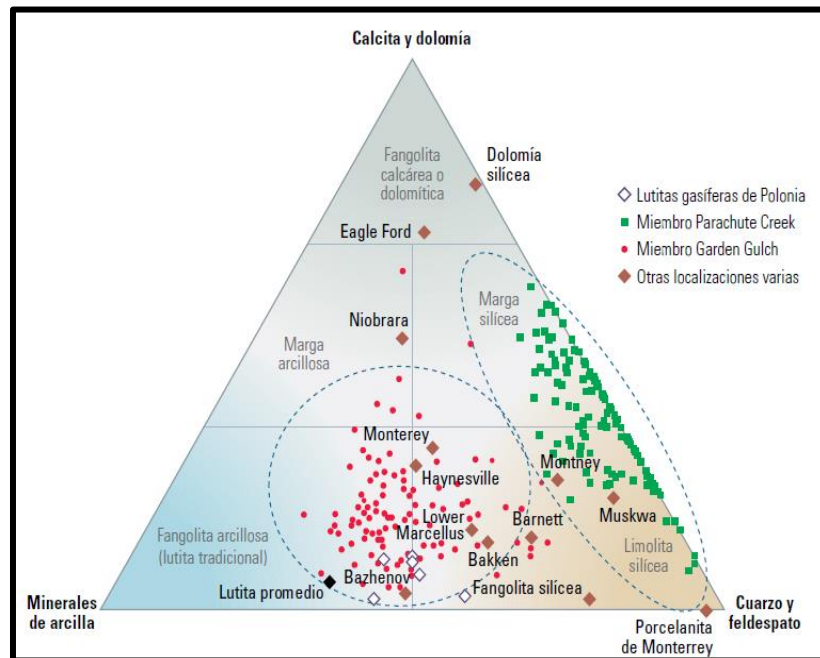


Figura 1.22 La composición de la lutita promedio a nivel mundial. “Allix *et al.*, (2011), Mineralogía de la lutita..., [Figura], Recuperado de: Oilfield Review Schlumberger”.

Otras herramientas que se utilizan y se adaptan a la sarta de perforación es correr tres registros al mismo tiempo, proporcionando mediciones de resistividad y porosidad ayudando a identificar las zonas con mayor potencial para producir hidrocarburos.

El módulo de Young y el coeficiente de Poisson están en función de la orientación con respecto a la orientación de los estratos de las lutitas altamente laminadas. “Estas propiedades mecánicas anisotrópicas afectan el esfuerzo de cierre y por lo tanto el crecimiento vertical de la fractura hidráulica” (Allix *et al.*, 2011, p.46).

CAPÍTULO 2 MÉTODOS DE EXTRACCIÓN

Los métodos no convencionales para la extracción de hidrocarburos se basan en la perforación de pozos horizontales y verticales en configuración regulares. En muchos casos los pozos son estimulados por fracturas para mejorar la productividad y tener mayor área de drene en el yacimiento.

Para mejorar la recuperación de petróleo se inyectan otros fluidos, como el CO₂ Dióxido de carbón, que ayuda a desplazar el petróleo empujándolo hacia los pozos productores. La aplicación de estos métodos en el yacimiento hace que se clasifiquen como métodos de recuperación mejorada. En algunos casos, la aplicación de estos métodos no es algo nuevo; pues la inyección de vapor lleva aplicándose desde 1960, mientras que la inyección de CO₂ tuvo un gran auge a finales de 1970. La aplicación de estos métodos no convencionales ha ganado relevancia en la producción mundial de los hidrocarburos debido a que su eficiencia reside en hacer varios diseños y posibles combinaciones de pozos con múltiples métodos de recuperación mejorada.

Los siguientes métodos de extracción presentados en este trabajo servirán como una guía para el desarrollo de campos no convencionales, varios de los principios aquí presentados son la evolución de intentos exitosos para comercializar recursos no convencionales, es importante mencionar que cada método necesita de una larga discusión y solo se muestran de una forma comprensiva debido a que están en continua evolución.

2.1 Generación de vapor en el fondo del pozo con la tecnología (DHSO Down hole steam generation) para aceite pesado

La recuperación mejorada de petróleo (EOR) es un término que se utiliza para nombrar a aquellos procesos que buscan mejorar la recuperación de hidrocarburos en un yacimiento después de la producción primaria. Un proyecto de recuperación mejorada (EOR) tiene el fin de incrementar la movilidad del

aceite, además de mejorar la eficiencia de barrido o disminuir la saturación residual de aceite. “La generación de vapor en el fondo del pozo (DHSG), combina energía térmica y CO₂ o nitrógeno, esto con la finalidad de beneficiar y acelerar la producción de aceite. El CO₂ generado en situ puede aprovecharse para ser utilizado en otros desarrollos” (Capper, Kuhlman, Vassilellis, Schneider, Fitzpatrick., 2011, p.1)

2.1.1 Limitaciones de la recuperación mejorada convencional (EOR)

2.1.1.1 Limitaciones de la inyección de vapor en superficie

Un vapor con calidad de 100% consiste en ser completamente vapor, mientras que un vapor con calidad de 0% es agua líquida. Un vapor con mayor calidad contiene más energía que un vapor de baja calidad, para la recuperación de aceite un vapor con calidad superior al 60% es altamente efectivo. El vapor transfiere calor al petróleo reduciendo su viscosidad, cuando el vapor se condensa el agua empuja y conduce al aceite a los pozos productores. “Un modelo de simulación de un yacimiento en California con una profundidad de 2000 ft demostró que la calidad del vapor cae un 50% a 2300 ft [aproximadamente 700 m]” (Capper *et al.*, 2011, p.1). Por lo tanto, la inyección de vapor desde la superficie se limita a yacimientos que generalmente están a no más de 800 m, aplicándose casi siempre a yacimientos con menos de 500 m de profundidad.

2.1.1.2 Limitaciones del CO₂

Para hacer uso del CO₂ es necesario que el yacimiento esté cercano a las fuentes naturales o plantas químicas, refinerías o plantas de gas que producen CO₂. Algunas veces es necesaria la construcción de oleoductos que suministran el CO₂, debido a que los campos de aceite no están cerca de la fuente de este recurso.

Cuando la presión del yacimiento es baja o la densidad del aceite es muy alta, parte del CO₂ inyectado no se disuelve en el aceite. Sin embargo, si se tienen altas presiones, gran parte del CO₂ se disuelve en el aceite (40-60% mol)

mejorando la recuperación de aceite debido al hinchamiento que sufre, reduciendo la densidad del aceite y mejorando la movilidad (Capper *et al.*, 2011, p.1).

2.1.1.3 Limitaciones de la combustión *in situ*

Quemar una porción del hidrocarburo contenido *in situ* en yacimientos de aceite ligero y pesado, crea una zona de combustión que se mueve a través del yacimiento. En yacimientos profundos de aceite ligero, la combustión *in situ* (ISC) o inyección de aire alta presión, genera un gas inerte a partir de la combustión espontánea a temperaturas superiores a 75°C, proporcionando un aumento o mantenimiento de la presión del yacimiento. En yacimientos de aceite pesado, la combustión realiza un empuje por vapor y un gas inerte que ayuda a la recuperación del aceite.

Debido a que este proceso involucra una reacción química hay un desplazamiento frontal de solventes haciendo que el aceite fluya hacia los pozos, la inyección de aire a alta presión es difícil de controlar en el subsuelo. Esto requiere coordinación entre la inyección, el avance de la combustión al frente y la productividad del aceite. La inyección excesiva puede causar una ruptura de gas no deseado y la baja inyección puede causar que la combustión se extinga. Incluso si se logra un frente de combustión estable, este puede sobrepasar el movimiento del banco de aceite y reducir el potencial de producción de petróleo. Aunque es posible crea una óptima coordinación en el laboratorio, esto es difícil de implementar en el campo en ausencia de información exacta sobre el movimiento frontal y las variaciones geológicas.

2.1.1.4 Recomendaciones para mejorar la recuperación en aceite pesado

La combinación de tecnologías y aplicaciones, en este caso la generación de vapor en el fondo del pozo (DHSG, por sus siglas en inglés), ayudan a superar las principales limitaciones en la recuperación de petróleo pesado, y consolidarse como un método de recuperación mejorada EOR.

Los elementos propuestos en la recuperación mejorada de aceite son:

- Generación de vapor de alta calidad en lo profundo del pozo, con esto se supera las limitaciones de la profundidad, disminuyendo las pérdidas de calor.
- Generar conjuntamente vapor con gas inerte o gases reactivos.
- Establecer condiciones de alta presión en los yacimientos similares a los usados en proyectos de inyección de gas.
- Generación de CO₂ para otros proyectos.

2.1.2 Tecnología (DHSG Down hole Steam Generation) generación de vapor en el fondo del pozo.

El objetivo del DHSG es producir aceite de la manera más rápida, lo cual es realizado con la generación de vapor de alta calidad en la profundidad, inyectando juntamente los gases de combustión (N₂ y CO₂), administrándose a altas presiones en el yacimiento (aproximadamente 500-1500 psia). La tecnología DHSG es adecuada para yacimientos muy profundos que van más allá de los 700 m, donde la tecnología DHSG está a una presión más alta que la encontrada en yacimientos poco profundos.

Si hablamos de recuperación de petróleo, un yacimiento puede producir por más de 40 años a una presión baja (15-50 psia). Particularmente en un yacimiento de alta presión sólo se necesita ser explotado durante 20 años para obtener la misma recuperación de hidrocarburos. **La Figura 2.1** muestra un esquema del generador DHSG. La herramienta DHSG está diseñada para operar con gas natural y una combinación de varias mezclas de diluyentes y oxidantes.

La herramienta está conectada a la superficie por una línea que contiene en su interior conductos para el transporte de combustible, gases inertes, oxidantes y agua, así como sensores y sistemas de comunicación. Esta herramienta está diseñada para ajustarse dentro de una camisa estándar y ser posicionada en el fondo del pozo. La herramienta generadora de vapor debe estar diseñada para

operar en un rango de condiciones de operación para garantizar

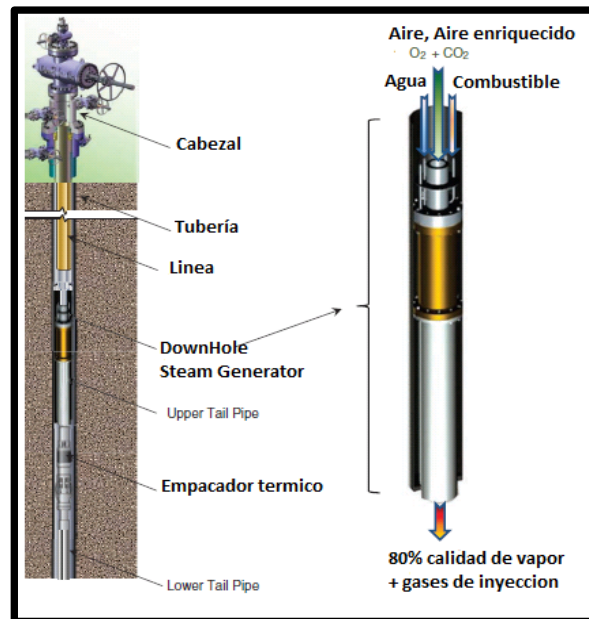


Figura 2.1 Esquema del generador de vapor en el fondo del pozo (derecha) y su configuración central (izquierda) "Capper *et al.*, (2011), Schematic of a down hole steam generator (right) and umbilical configuration (left), [Figura], Recuperada del paper SPE 150515".

El sistema de generación de vapor está compuesto por tres sistemas de infraestructura en la superficie: una planta de tratamiento de agua, una unidad de separación de aire para suministrar oxidante y una unidad de tratamiento que limpia el aceite y el gas seco que son producidos para su venta reinyección o uso como combustible. Cuando tenemos exceso de CO₂ este puede ser venteado, almacenado o vendido para ser utilizado en campos cercanos que desarrollan proyectos de EOR miscibles o inmiscibles.

2.1.3 Generación de vapor en el fondo del pozo (DHSG) modos de operación.

2.1.3.1 Inyección de Vapor+ nitrógeno y aire enriquecido

El generador de vapor es instalado en el fondo del pozo para tener contacto con el yacimiento (**Figura 2.2**). Por medio de una línea se le suministra y transporta desde la superficie gas natural, agua y una mezcla de gases que incluyen oxígeno, nitrógeno, CO₂. Esto puede ser implementado con una configuración de

Ingeniería de shale

pozos inyectoros verticales y pozos productores pares asistidos por drene gravitacional.

El vapor inyectado tiene al menos un 80% de calidad en la pared de la arena debido a que las pérdidas de calor no se presentan en el fondo del pozo. Los gases de combustión se desplazan al frente del vapor en una proporción de 10-100% de CO_2 , disolviéndose en el aceite, reduciendo su viscosidad e hinchándolo. El frente del banco de vapor calienta al aceite, luego tendremos agua condensada que empujara al aceite al pozo productor.

Este proceso es operado a poca psi, el banco de vapor y las fuerzas viscosas son los principales medios de recuperación. “La unidad de separación de aire es usada para generar aire enriquecido (35% de O_2) que genera vapor en el fondo del pozo” (Capper *et al.*, 2011, p.2).

El sistema de tratamiento de agua tiene una función doble, una es proporcionando agua limpia al generador y la segunda es tratando el agua que se produce del pozo, ya sea para su reinyección o utilización en pozos cercanos. Los fluidos producidos son separados por separadores que facilitan el proceso de tratamiento de gas y aceite.

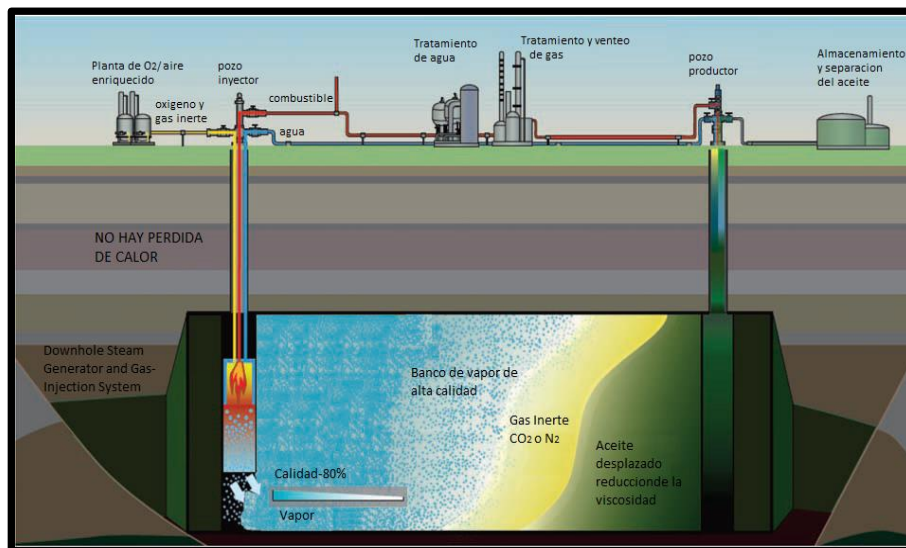


Figura 2.2 Generación de vapor en el fondo del pozo que ayuda a la recuperación del aceite, “Capper *et al.*, (2011), Use of a down hole steam generator cover oil in a steam drive, [Figura], Recuperada del paper SPE 150515”.

2.1.3.2 Inyección de vapor+CO₂+O₂ para la oxidación en situ

La generación de vapor en el fondo del pozo (DHSB) permite crear diferentes escenarios de operación en los yacimientos. La oxidación *in situ* es una opción para mejorar la extracción en aceites extrapesados (**Figura 2.3**). La combinación de vapor de alta calidad y el exceso de oxígeno, permiten que el frente de vapor sea más estable evitando que se genere una ruptura del CO₂. “En este escenario el CO₂ funcionaría como gas de enfriamiento inyectándose juntamente con el vapor generado complementándose con una inyección de oxígeno de 3-5%” (Capper *et al.*, 2011, p.3).

Algunas diferencias notables en el equipo respecto a otros con inyección de nitrógeno:

- La unidad de separación es utilizada para generar O₂, que se utiliza para generar la combustión en el generador del fondo del pozo y en el proceso de oxidación *in situ* dentro del yacimiento.
- Este proceso genera más CO₂, este se adquiere después de tratarse en la planta de gas, gran parte del CO₂ es reciclado y puede ser enviado a otros proyectos de EOR.

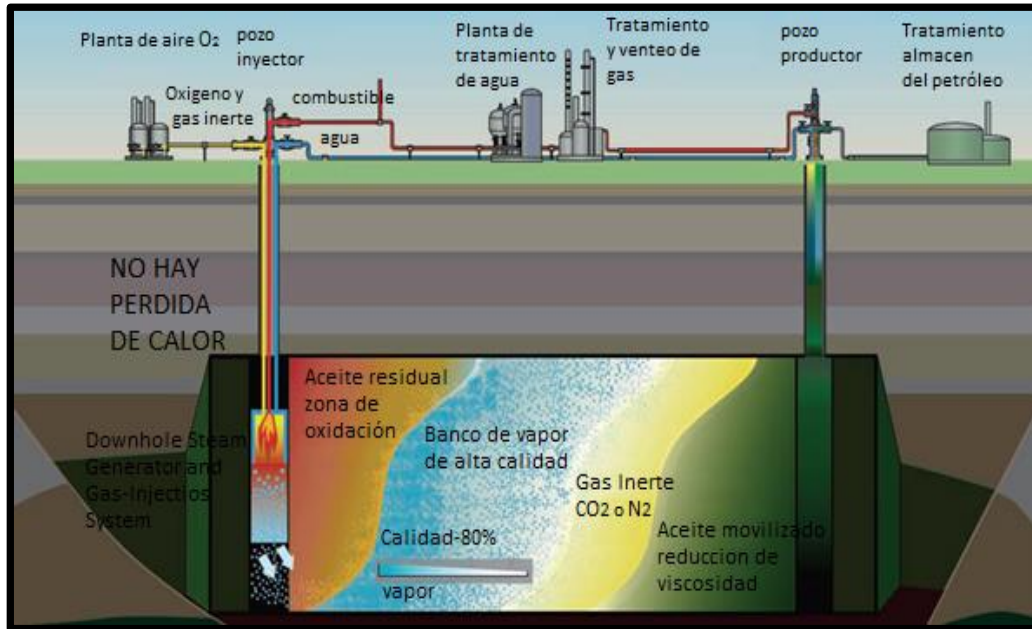


Figura 2.3. Uso del generador de vapor en el fondo del pozo con exceso de oxígeno para la generación de CO₂ y vapor “Capper *et al.*, (2011), Use of a down hole steam generator with excess oxygen for generation of CO₂ and steam, [Figura], Recuperada del paper SPE 150515”.

2.1.4 Generación de vapor en el fondo del pozo como mecanismo de recuperación mejorada EOR

2.1.4.1 Efecto del gas en la viscosidad del aceite pesado

El gas disuelto incrementa la relación gas/aceite, además de que disminuyen la temperatura del vapor. Cuando los gases se disuelven en el aceite, el gas disuelto puede reducir la viscosidad hasta en un 90% lo que acelera considerablemente la producción.

2.1.4.2 Efecto del gas con vapor en los gastos de producción de aceite pesado

Dentro del yacimiento, el gas tiende a moverse más rápido que el vapor debido a que el vapor puede avanzar solamente cuando el yacimiento se calienta a la temperatura del vapor. El primer efecto en este proceso es que el gas reduce la viscosidad del aceite enfrente del banco de vapor.

2.1.4.3 Vapor + inyección de gas para optimizar la producción del yacimiento.

Para la inyección de vapor y CO₂ se necesita una gran cantidad de energía, esta debe estar a una temperatura más baja que la del yacimiento para evitar cambios en el equilibrio de fases (efectos de presión parcial). “En este proceso el CO₂ avanza por delante del banco de vapor, ayudando a la movilidad del petróleo. De esta manera se beneficia de los mecanismos de empuje y el banco de vapor” (Capper *et al.*, 2011, p.1).

2.1.5 Los efectos de una alta presión en el yacimiento en un proceso térmico de recuperación mejorada.

Operar a altas presiones proporciona los siguientes beneficios:

- La condensación del vapor es retrasada en el yacimiento mejorando y acelerando la producción de petróleo.
- Al tener contrapresión en el pozo productor se reduce la canalización del gas.
- Los altos gastos de producción reducen las pérdidas de calor hacia la roca.
- Una alta presión permite mayor espaciamiento entre pozos.
- Una alta contrapresión permite el uso de dispositivos de control de flujo hacia pozos horizontales.

2.1.6 Beneficios del DHSG

- El flujo de gas de combustión generado por el DHSG y directamente inyectado en el yacimiento, tiene tres efectos benéficos: Efectos de la disolución del gas en el aceite pesado por el cual el gas reduce la viscosidad del aceite.
- El vapor que sólo puede moverse cuando el yacimiento se calienta a la

temperatura del vapor de alta calidad, unido al efecto previo del gas aumenta la caída de la viscosidad delante del frente de vapor.

- El DHSG combina las mejores tecnologías de EOR simultáneamente y puede ser usada para incrementar la recuperación de aceite de yacimientos de aceite pesado con mayor profundidad donde el vapor en superficie no puede ser utilizado económicamente.
- Para el DHSG la relación vapor/aceite permanece esencialmente sin cambios con el aumento de la profundidad. Por lo tanto, la profundidad no es un obstáculo para aplicaciones térmicas.
- El DHSG tiene la flexibilidad de ajustarse a los fluidos inyectados, desde combustible, oxidantes y diluyentes, que proporcionan configuraciones óptimas para una variedad de yacimientos de aceite pesado, combinando recuperación térmica y parcialmente miscible.
- El exceso de CO₂ producido por el DHSG podría ser separado y utilizado para EOR en campos de aceite ligero.
- Las operaciones térmicas con DHSG a altas presiones son generalmente beneficiadas contra las de frente de vapor a baja presión.
- Los pozos inteligentes pueden mejorar el rendimiento del DHSG controlando y monitoreando el avance de diferentes frentes cerca del fondo del pozo y posiblemente a través del yacimiento.
- El uso de mezclas ricas en oxígeno con DHSG ayudan a la extracción del aceite pesado.
- En comparación con los proyectos de generación de vapor en superficie el DHSG genera bajas emisiones de CO₂. EL DHSG tiene el potencial de evitar las emisiones de NO_x detectables.
- El desarrollo de campos con DHSG es más eficiente que con vapor convencional.
- El uso de DHSG es optimizado por el manejo de los yacimientos de aceite a altas presiones que la mayoría de otros proyectos por inyección de vapor. Esto incrementa la solubilidad de los gases de combustión y reduce la viscosidad del petróleo sustancialmente en el frente del vapor.

- El DHSG puede proveer un medio para extraer grandes cantidades de aceite pesado en yacimientos rentables debido a que combina severamente los procesos conocidos de EOR y hace uso de los últimos avances en el diseño de pozos, terminación, monitoreo y control.

2.2 Rediseño de prácticas para los carbonatos fracturados (tight oil) a partir de los mecanismos de producción

En un yacimiento de tight oil con fracturas naturales, el principal mecanismo de producción de los hidrocarburos es el depresionamiento del yacimiento cuando se está por encima del punto de burbuja. Una alternativa para analizar las variaciones en el rendimiento, es hacer un extenso estudio usando el enfoque de solución de eventos que incluye una completa caracterización dinámica y de fluidos, y del uso de herramientas, como la simulación numérica, que combina la caracterización y los históricos de producción donde los mecanismos de empuje están asociados al tipo de roca y a la densidad de fracturas, lo que explica el comportamiento de la producción.

“La solución de eventos es un enfoque con intensa colaboración multidisciplinaria para optimizar y desarrollar el campo reduciendo los ciclos para la toma de decisiones ofreciendo mayor claridad, detalles y opciones de desarrollo en un panorama de incertidumbre” (Elrafel, E., Vassilellis, G., Russell, D., de Grood, R., and Austin, 2015, p.1). En dicho estudio que está enfocado en yacimientos de carbonatos altamente compactos (Tight oil), se incluye el modelado de las fracturas naturales, la geomecánica, el análisis del comportamiento de la producción y el modelado del yacimiento.

Además, se implementó un diseño piloto en menos de un año, donde se mejoró la comprensión y la aplicación de los conceptos de desarrollo facilitando la dirección del proyecto. Lo más importante de la solución de eventos es que todas las partes involucradas desarrollen una comprensión clara de las incertidumbres críticas, los riesgos del proyecto y de los planes acordados para la toma de decisiones.

Ingeniería de shale

El primer beneficio es la administración de los costos y el tiempo, lo que reduce el costo del proyecto, así como la reducción en los tiempos de estudio del proyecto. El segundo beneficio fue el ciclo de toma de decisiones, donde a través de una gran administración de los flujos de trabajo y de los trabajos técnicos se mejoró el proceso en la toma de decisiones. El tercer beneficio fue el proceso desarrollado en un recurso de Big data donde se crearon muchas herramientas para extraer datos y entender los factores críticos. El beneficio final fue el desarrollo profesional que crea grupos multidisciplinarios de trabajo que desarrollan habilidades individuales e integradas. En este proceso de estudio se trata de integrar los problemas en un yacimiento de tight oil fracturado, implementando soluciones y aplicaciones innovadoras.

El diseño de pozos para las formaciones de gas y de aceite no tiene gran cambio, ya que en la práctica que se ha tenido en formaciones de gas, se tiene el mismo éxito en las formaciones de aceite. Sin embargo, las prácticas en recursos continuos sin excepción adoptan un desarrollo de enfoque sistemático en las extensas áreas con características geológicas similares, conociéndose como sweet spots. La pregunta que se hacen los desarrolladores es que si las formaciones no convencionales que son productoras de aceite requieren de modificaciones en el diseño de pozos y en su desarrollo, donde los mecanismos de producción juegan un rol importante.

Cientos de pozos han sido perforados en formaciones productoras de aceite de los EUA, por ejemplo, la Bakken, Eagle Ford, donde las prácticas de terminación y de fracturamiento se optimizaron por experimentación. “Algunos desarrolladores han demostrado los beneficios de perforaciones horizontales con múltiples fracturas transversales donde se asegura un drene continuo en el yacimiento” (Chaudhary *et al.*, 2011, p.4). La longitud de los pozos horizontales está en 4500 y 5000 ft. Estos pozos laterales son colocados en la dirección del esfuerzo mínimo horizontal donde se producen las fracturas hidráulicas transversales, pero el proceso de producción no proporciona que su potencial sea proporcional a su longitud.

Otra práctica común que los desarrolladores han optado es la perforación masiva dentro de las áreas de producción localizadas, basándose en que la interferencia entre pozos es mínima, con la finalidad de aumentar el capital y el área de drene. En estas áreas de desarrollo son colocados de 4-6 pozos con la suposición de que cada pozo lateral puede drenar de 100 a 160 acres respectivamente.

De estos estudios recientes destacan cuatro puntos principales de la ingeniería de yacimientos clásica” (como se citó en Rahman *et al.*, 2014, p.1)

1. El diseño del volumen de roca simulada (VRS) tiene un papel muy importante en la recuperación de la producción.
2. El volumen de roca simulada y su comportamiento subsecuente es influenciado por la preexistencia de fracturas naturales abiertas o cerradas.
3. La física de los tight oil y la generación de hidrocarburos son un desafío frecuentemente en el principio de equilibrio hidrodinámico y en el entendimiento de la distribución de fluidos clásico.
4. Los yacimientos generados artificialmente cambian sus propiedades como: la conductividad de la fractura durante la producción, esfuerzos, presión y en las propiedades del apuntalante de proporcionar conductividad.

2.2.1 Estudio geológico

El caso presentado en este trabajo, es una formación de tight oil que se depositó en un basamento poco profundo que se extiende en la parte central del norte de Oklahoma y en el sur de Kansas (**Figura 2.4**). Donde las facies de depósito son muy complejas, caracterizándose como una plataforma de depósitos. Las áreas inclinadas son el principal objetivo de este estudio, debido a que son menos porosas y se caracterizan como recursos no continuos, además que en estas

zonas hay una reciente actividad instalando pozos horizontales.

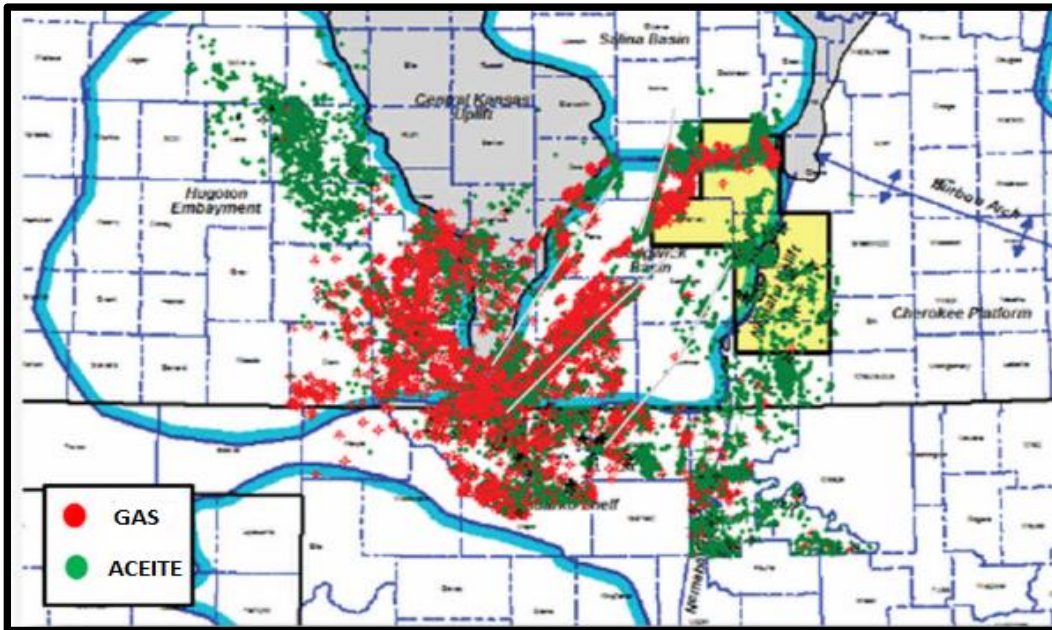


Figura 2.4. Área de la formación de tight oil mostrando los pozos de aceite y de gas "Vassilellis *et al.*, (2015), Mid-continent tight oil play areas showing oil and gas wells, [Figura], Recuperado del paper SPE-178634.

2.2.2 Propiedades de la roca

Para calcular las saturaciones de aceite se analizaron núcleos de los intervalos saturados de aceite obtenidos de la pendiente continua. Las muestras demostraron que los intervalos más compactados no tienen muchos fluidos móviles (**Figura 2.5**). Estas muestras fueron calibradas con medidas de rutina de volumen y permeabilidad a diferentes niveles de esfuerzos siguiendo el proceso sugerido por Jones (como se citó en Vassilellis and Jones, 2004).

Si bien las saturaciones de hidrocarburos presentadas en los intervalos mostraron contenido de agua y lodo, su presencia no se debe a la interacción de las fuerzas capilares sino a las presiones extremadamente altas. Para explicar el origen de los fluidos hidrocarburos en estas formaciones se hizo uso de la geoquímica, migración y estudio de los fluidos.

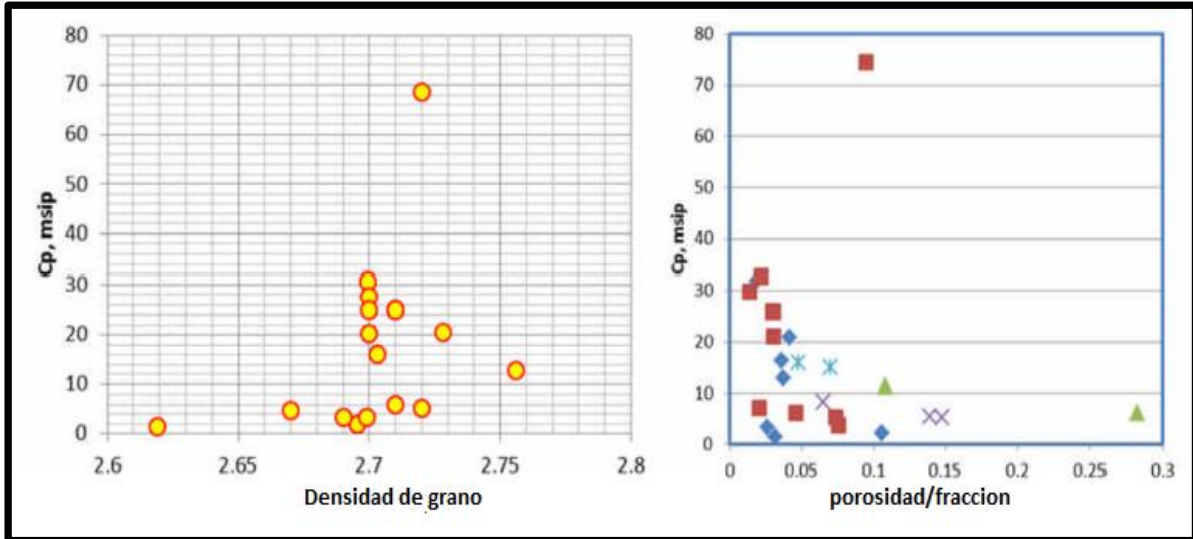


Figura 2.5. Dependencia del volumen de poros de la compresibilidad tomada de la litología mostrada del análisis de núcleo "Vassilellis and Jones (2004), Dependence of pore volumen compressibility to lithology as shown from special core analysis, [Figura], Recuperado del paper SPE-178634".

La matriz puede ser agrupada en 7 tipos de roca. En rangos de baja permeabilidad con valores de 10 microdarcies, donde la clasificación abarca calizas densas (tight) y lutitas (shale). El rango medio de porosidad abarca rocas como calizas y Dolomías con permeabilidades menores a 1Md. Para construir el modelo geológico se basaron en 16000 datos de pozos verticales.

Para caracterizar las fracturas en el modelo litológico se usó la sísmica 3D. Estas formaciones de tight oil tienen cuatro clasificaciones de fractura. Las fracturas de menor escala, en este caso las microfracturas, están incrustadas dentro de la matriz y no pueden proveer un flujo continuo en la trayectoria de los fluidos. En una macro escala, estas fracturas pueden ser observadas en un registro de imagen donde se observa que proveen comunicación local pero limitada.

La presencia y frecuencia de estas fracturas dependen de la litología, la porosidad de la matriz, esfuerzos en los estratos y otras características de la roca. En este análisis las fracturas están divididas dentro de dos grupos de fracturas, tal clasificación depende de su proximidad a las fallas identificables, se cree que estas fracturas a una escala mayor tienden a proveer patrones de flujo para pozos horizontales o verticales que los intersecan. La **Figura 2.6** muestra que los

ejemplos analizados corresponden a litologías de calizas.

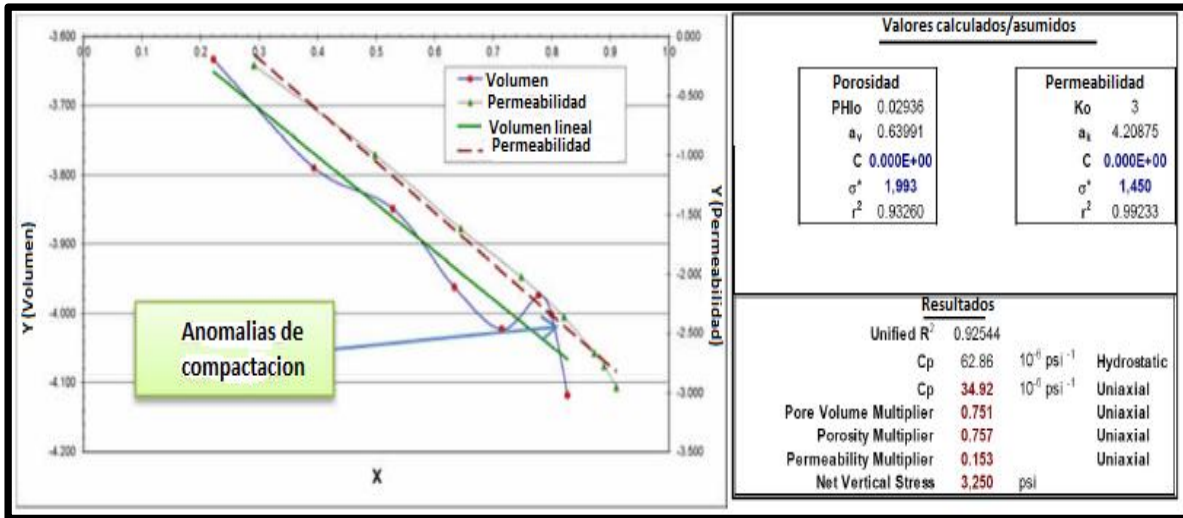


Figura 2.6 Ejemplo de interpretación de los esfuerzos relacionados con las propiedades de la roca. "Vassilellis and Jones (2004), Sample interpretation of stress related rock properties, [Figura], Recuperado del paper SPE-178634".

En este estudio, las anomalías en los valores de la compresibilidad, se deben a que su comportamiento está asociado a los altos esfuerzos donde se presenta la presencia de las fracturas naturales (**Figura 2.7**). La combinación de diferentes tipos de fractura y de tipos de matriz en la roca con propiedades petrofísicas diferentes, arroja diversos escenarios de producción y perfiles de presión en los pozos que ya habían sido perforados.

La producción de los pozos verticales ha alterado la presión de la formación causando la acumulación de gas en las fracturas naturales. Además de que la producción temprana puede ocasionar la acumulación de agua en las fracturas en el fondo de la formación. El contacto agua-aceite nunca será uniforme, ni el contacto gas-aceite en las fracturas naturales.



Figura 2.7 Muestra de núcleo mostrando fracturas naturales con contenido de aceite. "Vassilellis and Jones (2004), Core sample showing oil filled natural fractures, [Figura], Recuperado del paper SPE-178634".

2.2.3 Comportamiento de la producción

En 2007 los operadores comenzaron a desarrollar la formación con la construcción de infraestructura de recolección, para manejar la gran cantidad de agua que se producía. Los principales retos del área son el comportamiento errático de los pozos y que los pozos con mayor producción estaban dispersos. El área desarrollada cubrió un área de 46 millas de la formación con 73 pozos (**Figura 2.8**) donde el corte de agua promedio es de 98%. La variación en los gastos de los fluidos es muy grande y la relación gas-aceite, muestra una variabilidad considerable cuando los pozos producen.

La **Figura 2.9** muestra la variación de la producción de aceite del centro del área desarrollada, la cual todavía es menor al 10% de la formación; la variación de la producción de aceite es grande como se muestra en el gráfico. Considerandolos caminos de flujo y la variación en los gastos del fluido que son muy notables y las

RGA, muestran una variabilidad considerable, especialmente cuando los pozos producen. También se observa una variabilidad en los valores de corte de agua, generalmente más del 90% y tienden a aumentarse con la producción (**Figura 2.10**).

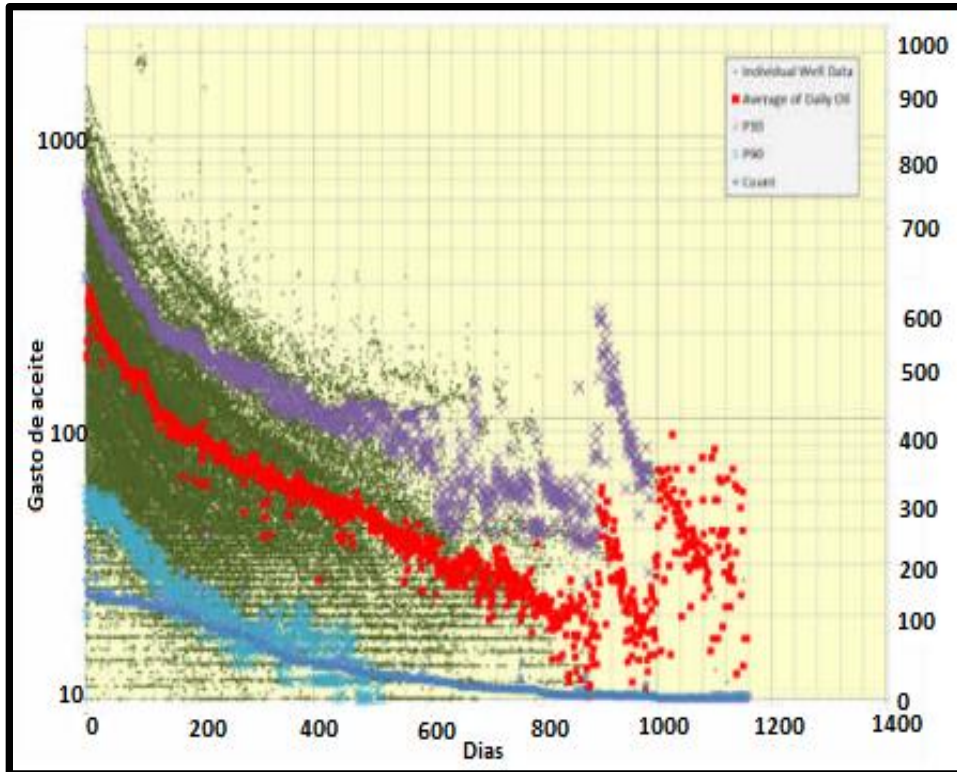


Figura 2.8 Datos normalizados de gasto de aceite vs tiempo para una región seleccionada aproximadamente de 140 millas cuadradas de las 11000 millas modeladas, mostrando gran variabilidad. "Vassilellis and Jones (2004), Normalized oil rated..., [Figura], Recuperado del paper SPE-178634".

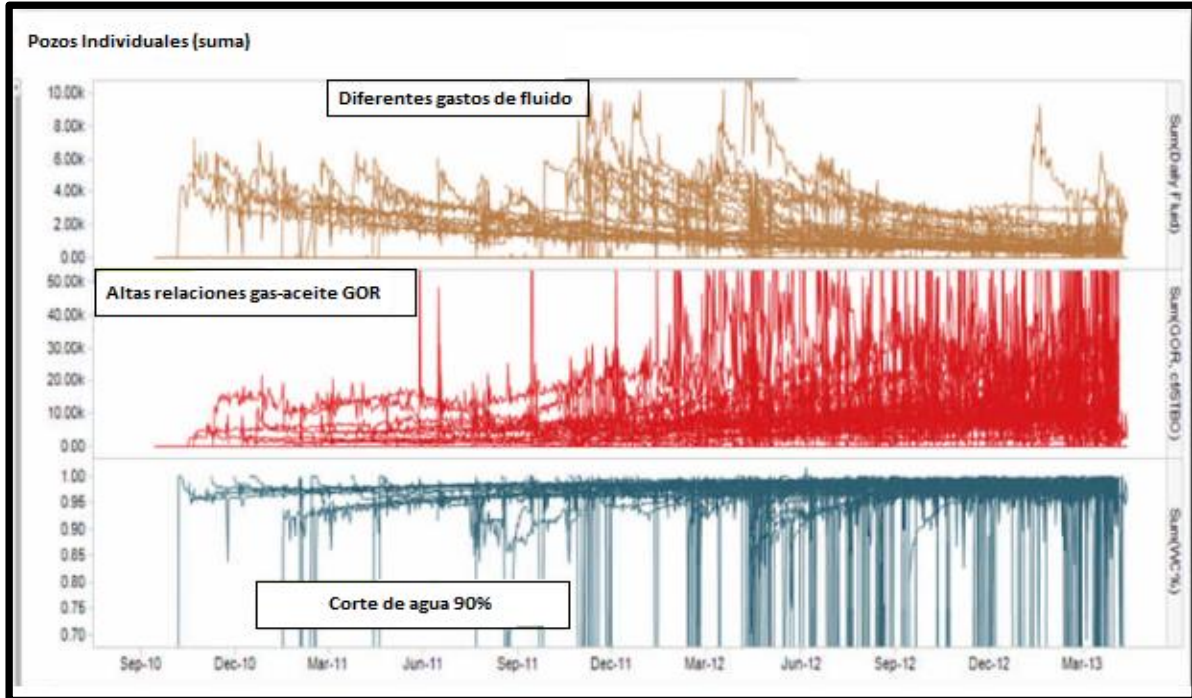


Figura 2.9 Gasto de flujo, RGA y corte de agua. "Vassilellis and Jones (2004), Fluid rate, GOR and wáter curvariability, [Figura], Recuperado del paper SPE-178634".

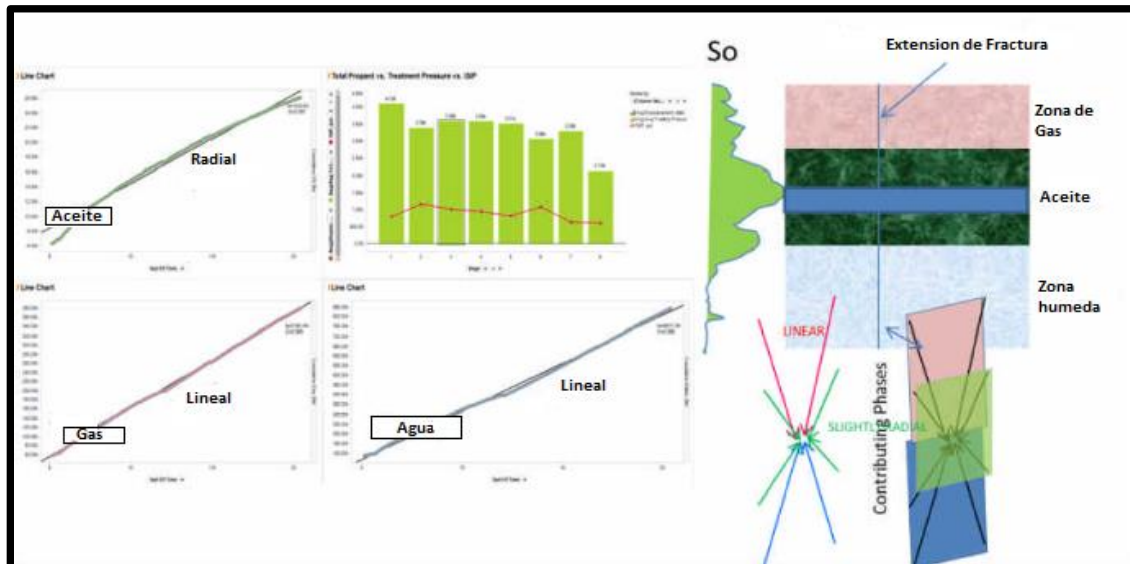


Figura 2.10 Evidencia de la segregación de fluidos dentro de las fracturas analizando datos de producción. "Vassilellis and Jones (2004), Evidence of fluid segregation into fractures from analyzing production data, [Figura], Recuperado del paper SPE-178634".

2.2.4 Influencia de las fracturas

Cuando los pozos horizontales son colocados en las zonas altas y estimulados hidráulicamente, las fracturas se extienden hacia la parte inferior comunicando las zonas bajas. Cuando los pozos empiezan a producir la red de fracturas, comienza a depresionarse, reduciendo la presión del yacimiento. En los lugares donde la comunicación fractura-matriz los fluidos de la matriz, inician el desplazamiento a las fracturas.

La producción de agua y la reducción en la presión de poro se debe a la disminución en la saturación de aceite y la producción, acumulándose en las zonas bajas del yacimiento. La fase gaseosa se segrega debido a la gravedad acumulándose en la cima del yacimiento. "Un diagnóstico del volumen de la producción acumulada reveló flujo lineal con altas producciones de gas y agua en las fracturas, mientras que la segregación de aceite demostró flujo radial" (Vassilellis, 2008, p.9) (**Figura 2.11**).

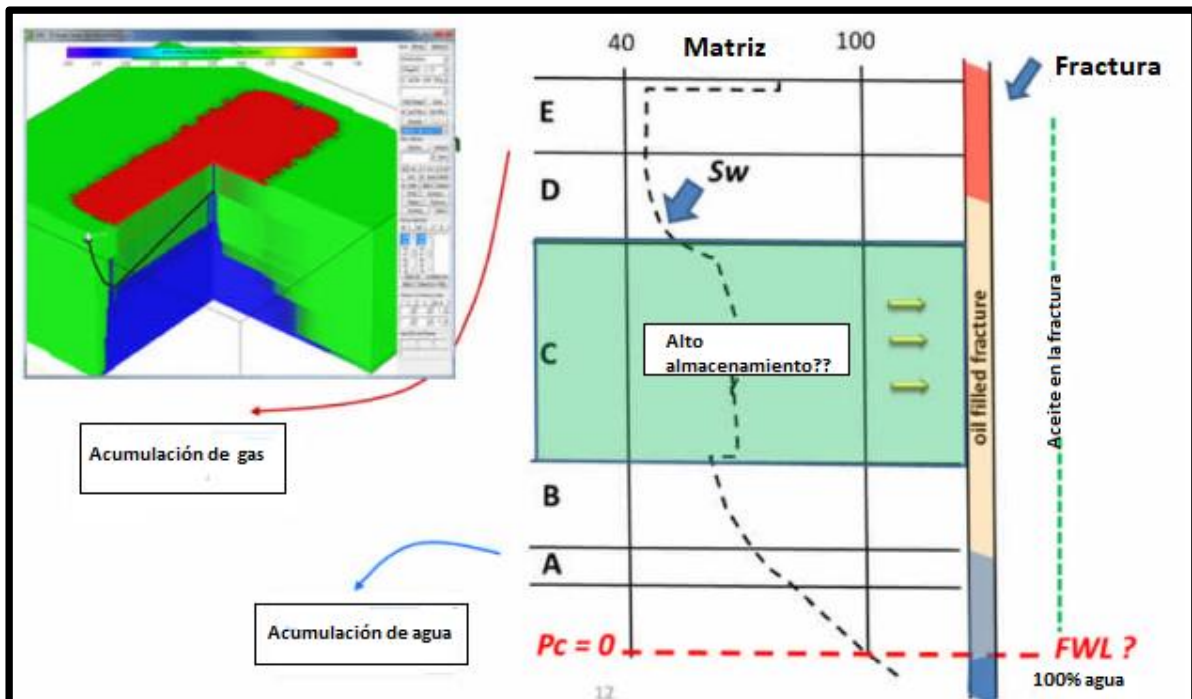


Figura 2.11 Modelo de simulación mostrando la segregación de fluidos dentro de las fracturas con la pérdida de presión. "Vassilellis and Jones (2004), Conceptual simulation model showing the segregation of fluids into fractures with depletion, [Figura], Recuperado del paper SPE-178634".

2.2.5 Fracturas modeladas con la geomecánica

Es necesario modelar la interacción de las fracturas naturales y las inducidas hidráulicamente, a partir de la producción y el fracturamiento, cada pozo fue simulado con un simulador numérico de diferencias finitas en la etapa de producción y de inyección. A partir de esto se formuló una doble porosidad que permitió modelar la segregación del fluido dentro de las fracturas naturales e inducidas. El modelo de propagación de fractura está en función de la estimulación gradual de la formación, debido a los altos gastos y presiones que causan que las fracturas naturales se activen en manera de cizalla abriendo nuevas fracturas” (como se citó en Zobak *et al.*, 2012) (**Figura 2.12**).

“El modelo se basa en implementar tablas de conductividad de esfuerzos relacionándolos en una malla de presión” (como se citó en Crawford and Yale, 2002). Estas tablas están complementadas por las principales direcciones de los esfuerzos que necesitan alinearse con la orientación principal de la malla.

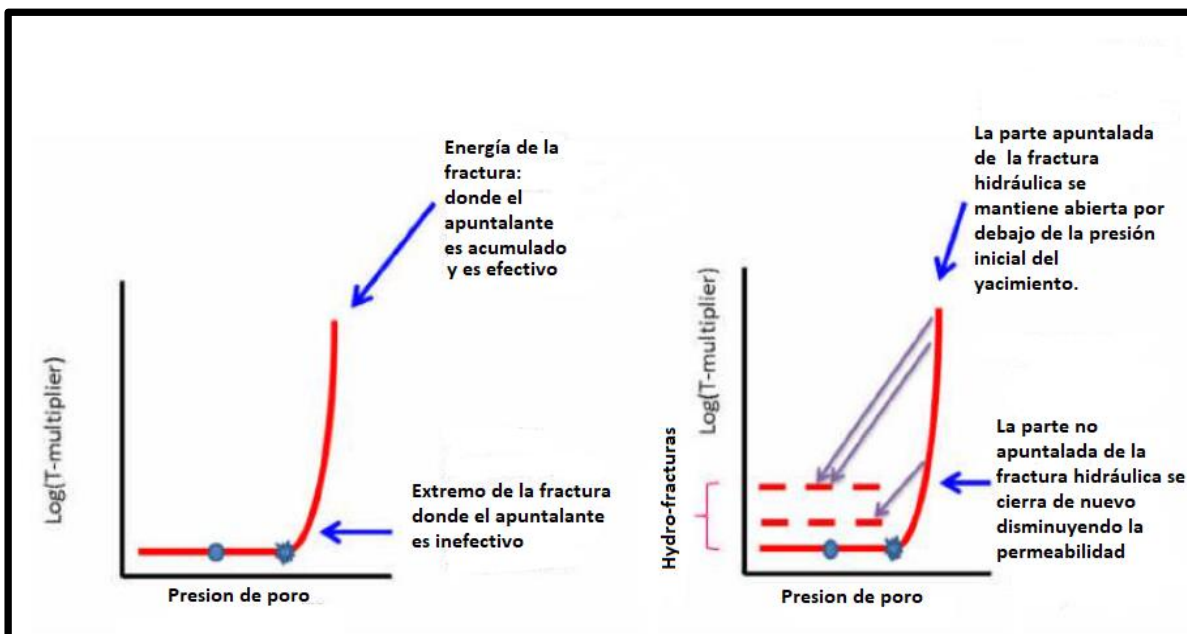


Figura 2.12 Activación y cierre de las fracturas en el ciclo de estimulación y producción, incluyendo los efectos de histéresis y colocación del apuntalante. “Vassilellis and Jones (2004), Fracture activation and closing in stimulation and production cycles including the effects of hysteresis and proppant embedment, [Figura], Recuperado del paper SPE-178634”.

Ingeniería de shale

El modelo explica el desplazamiento dentro de la matriz hacia las fracturas y el pozo durante la estimulación y el regreso del flujo durante el agotamiento, donde las fracturas naturales e inducidas pudieran cerrarse siguiendo patrones que están en función de las características de la roca y del apuntalante (**Figura 2.13**). La presión durante la estimulación, la producción, gastos de los pozos y propiedades de los fluidos son utilizados para caracterizar parámetros que sean capaces de describir el sistema de fracturas naturales e inducidas (**Figura 2.14**).

“El modelo fue aplicado usando modelos para pozos individuales fracturados hidráulicamente y modelos geomecánicos de pequeños grupos de pozos, que sirvieron para validar redes de flujo independientes, su extensión y las características del flujo” (Firincioglu *et al.*, 2006) Para caracterizar este modelo se hizo una microsísmica de alta calidad (**Figura 2.15**).

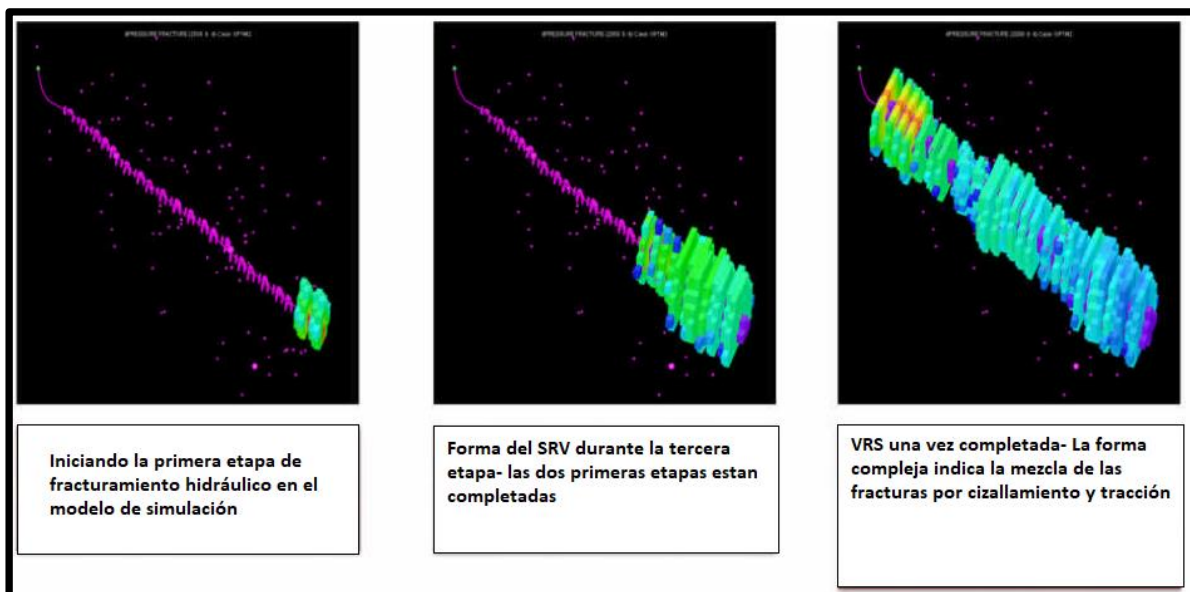


Figura 2.13 Simulación Numérica de la estimulación del pozo y la producción. “Vassilellis and Jones (2004), Numerical simulation of well stimulation and production cycles, [Figura], Recuperado del paper SPE-178634”.

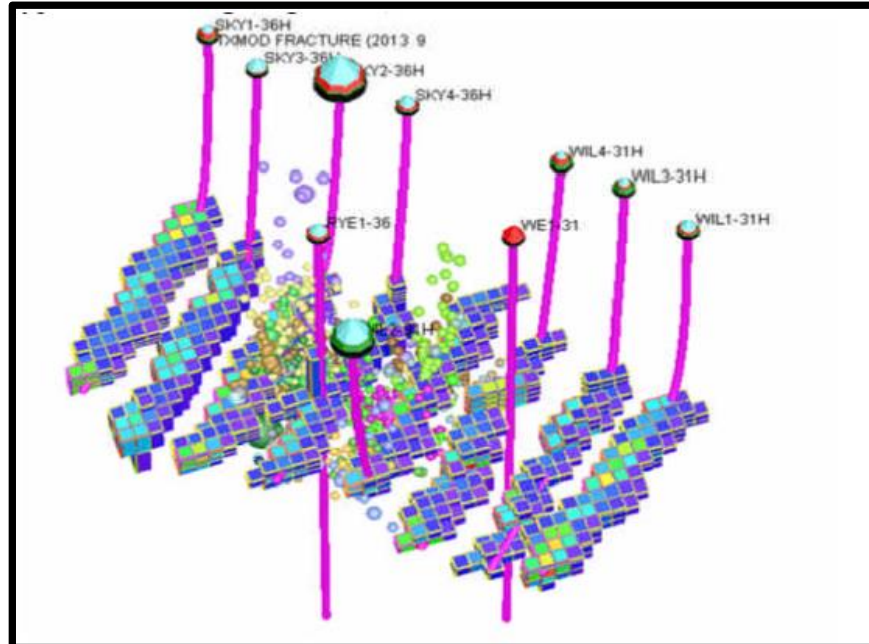


Figura 2.14 Modelo de simulación del área con análisis microsísmico. "Vassilellis and Jones (2004), Simulation model of area with microseismic survey, [Figura], Recuperado del paper SPE-178634".

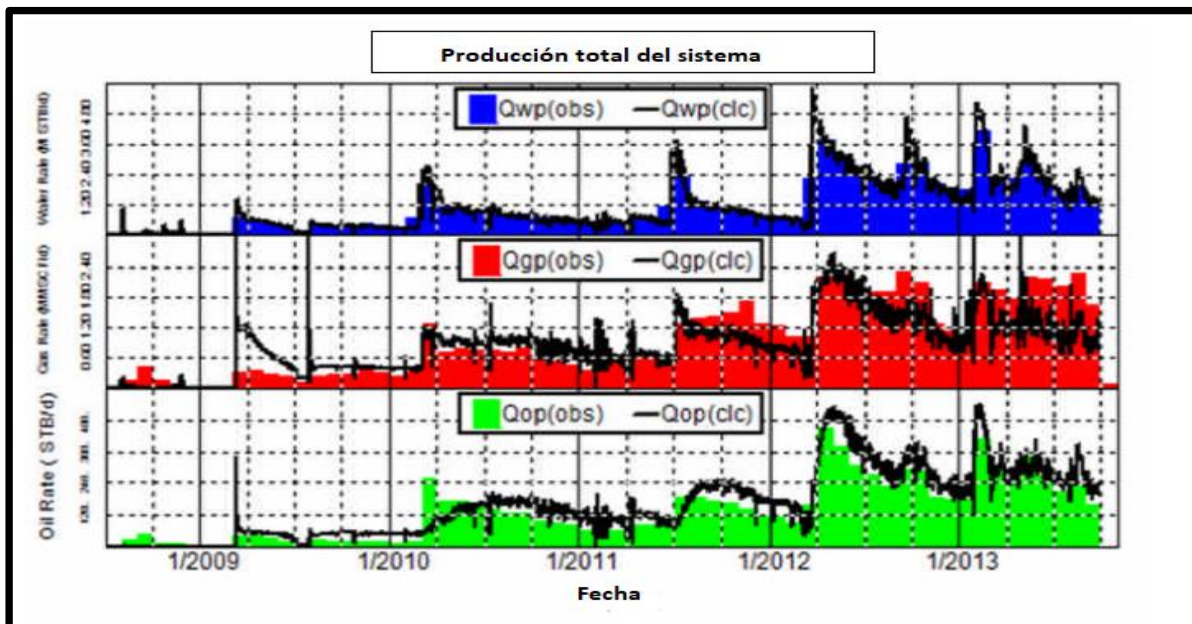


Figura 2.15 Resultados históricos de las fases en el área de microsísmica. "Moss et al., (2011), History matched phases..., [Figura], Recuperado de: SPE – 145849".

2.2.6 Modelo a escala de campo

Un grupo de pozos se modelaron haciendo coincidir su histórico de producción con una doble permeabilidad. El objetivo de este modelo fue hacer coincidir los resultados después de la perforación cuando los pozos fueron colocados en el intervalo más poroso (c). Esto se fundamentó en el supuesto de que los pozos que interceptaban las fracturas eran menos productivos, mientras que los que estaban colocados en medio fueron más productivos. Los pozos que fueron colocados en la red de fracturas sufrieron agotamiento de presión y producción de agua y gas, **Figura 2.16** La gráfica de la derecha muestra los resultados históricos comparando con la mejor corrida caso 1 con una sensibilidad que depende del mecanismo de compactación (caso 2). Los datos son presentados como puntos.

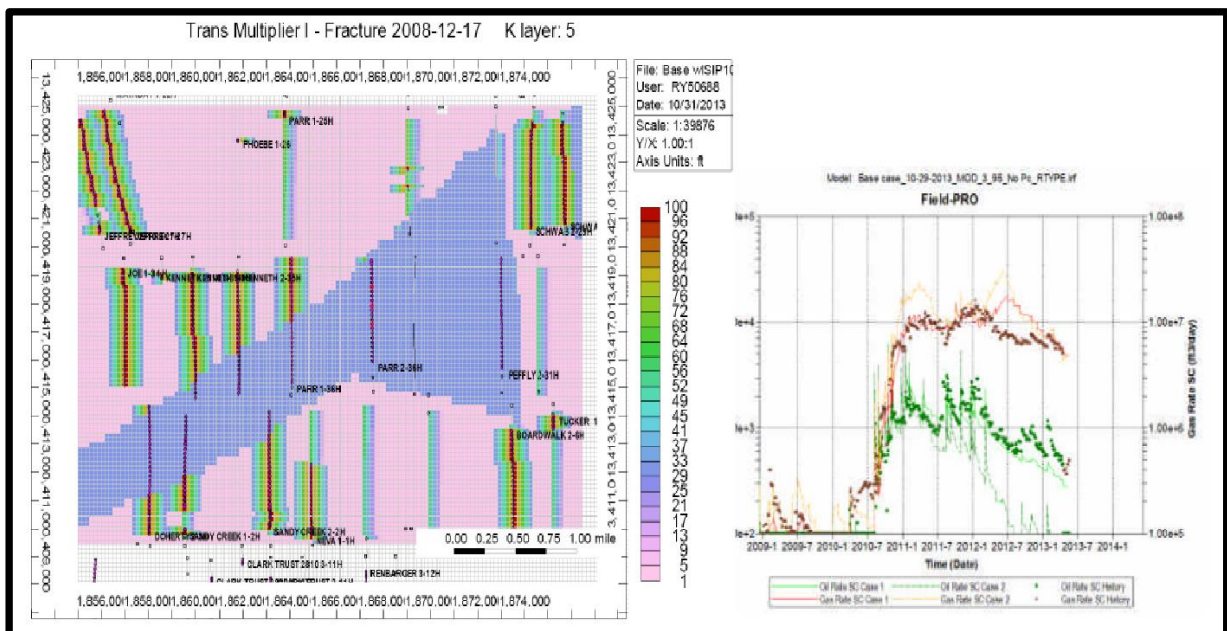


Figura 2.16 Sector del modelo del campo, mostrando mejora de transmisibilidad alrededor de la fractura (área azul) alrededor de los pozos individuales que fueron estimulados hidráulicamente (área del anillo). “Vassilellis and Jones (2004), Field sector model..., [Figura], Recuperado del paper SPE-178634”.

El modelo fue establecido variando la transmisibilidad en las fracturas naturales y las redes de flujo que se habían estimado por los modelos geomecánicos, además se basa en detalles geológicos y mapas de fracturas en un área amplia de interés e incluye algunos de los primeros pozos horizontales de 2008, y se ajusta a los parámetros relacionados con las fracturas. Las **Figuras 2.17-2.18** muestran un corte transversal del modelo en una sección del campo que

Ingeniería de shale

interseca un corredor de fracturas en el tiempo mostrando las saturaciones de fluidos en las fracturas. El área correspondiente a alta densidad de fracturas naturales (corredor), posee fracturas llenas de agua. Originando que los pozos colocados en aquel sitio tengan funcionamiento pobre.

Una de las recomendaciones para entender los mecanismos de empuje y producción es la compresibilidad del volumen de poros, que es asignada a los bloques de la matriz, debido a que combina las propiedades medidas en muestras de núcleo y fracturas de fondo que se extienden más allá de un bloque simulado.

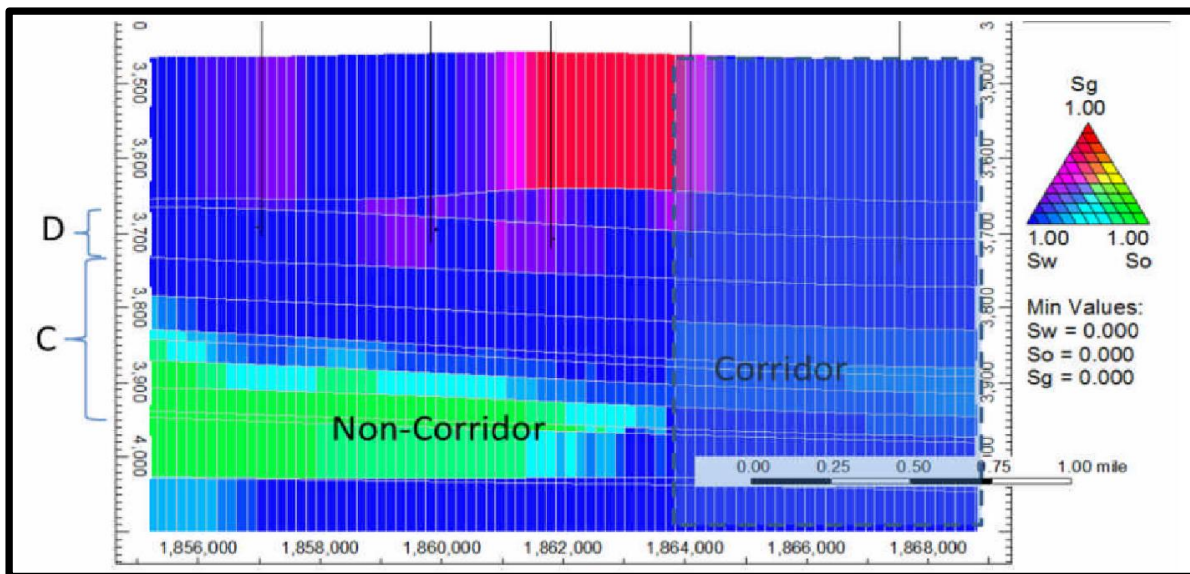


Figura 2.17 El área correspondiente a alta densidad de fractura natural (corredor) tiene fracturas llenas de agua los pozos colocados ahí tendrán funcionamiento pobre. "Vassilellis and Jones (2004), Cross section of..., [Figura], Recuperado del paper SPE-178634"

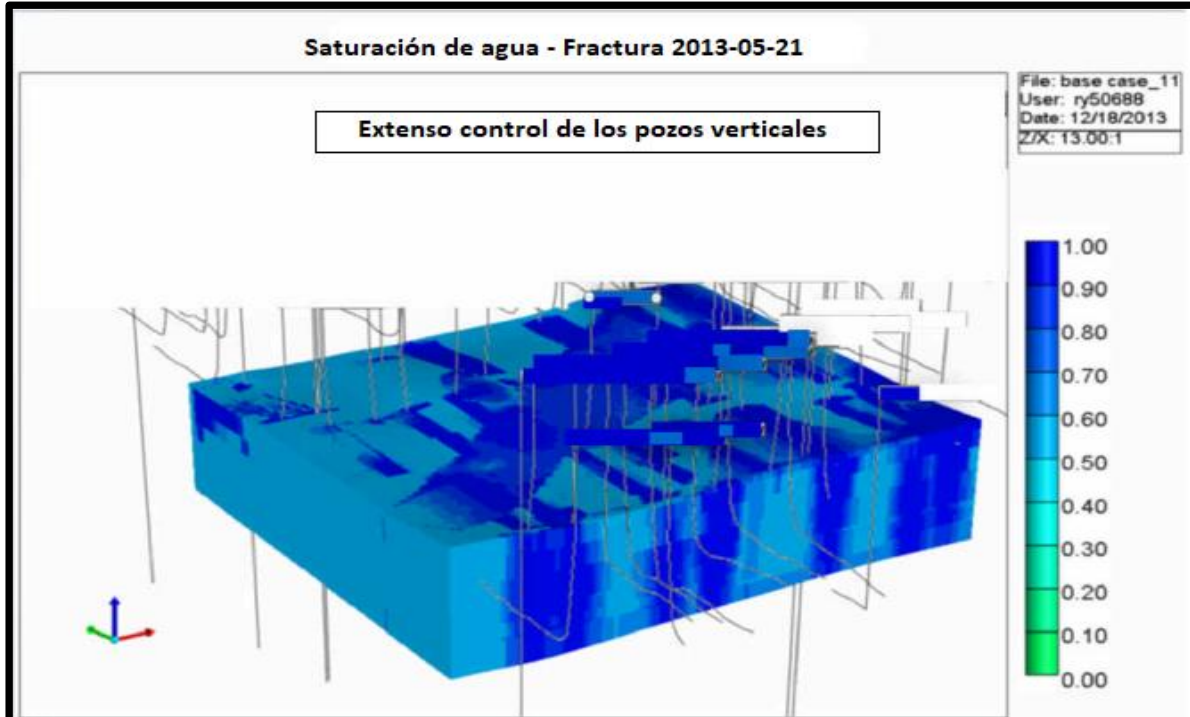


Figura 2.18 Vista 3D del modelo de simulación que muestra el efecto de las fracturas llenas de agua (azul oscuro) al final del período de producción (la escala es la saturación de agua). "Vassilellis and Jones (2004), 3D view of the simulation..., [Figura], Recuperado del paper SPE-178634".

Entender esto ayuda a explicar la producción de los intervalos muy compactos que, como se demostró anteriormente, no tienen la habilidad para producir hidrocarburos. El gráfico siguiente muestra una correlación entre la recuperación de aceite y el volumen de poro en fracción, que fue estimado del modelo de simulación de campo (**Figura 2.19**).

Las áreas que fueron seleccionadas para realizar estudios de pozos individuales y examinar los efectos de la red de fracturas para ajustarlas al plan de desarrollo fueron aquellas que no presentaban redes de fracturas visibles. La siguiente imagen es un ejemplo del área de cada zona en donde la porosidad es relativamente pequeña y la colocación de los pozos es en la parte alta de la formación (**Figura 2.20**).

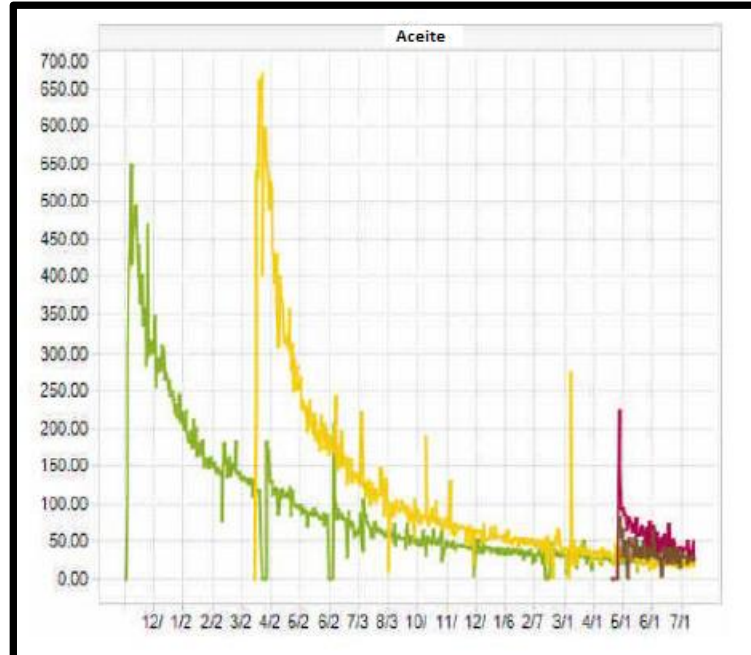


Figura 2.19 Producción de aceite en el tiempo para cuatro pozos perforados en una sola sección Obsérvese la disminución constante de la tasa de producción en el pozo 3 y 4 de la sección. "Vassilellis and Jones (2004), Oil production over..., [Figura], Recuperado del paper SPE-178634"

Las áreas que fueron seleccionadas para realizar estudios de pozos individuales y examinar los efectos de la red de fracturas para ajustarlas al plan de desarrollo fueron aquellas que no presentaban redes de fracturas visibles. La siguiente imagen es un ejemplo del área de cada zona en donde la porosidad es relativamente pequeña y la colocación de los pozos es en la parte alta de la formación (**Figura 2.20**).

La explicación de una baja recuperación experimentada en los pozos laterales se atribuye a diversos factores principales:

- La interferencia de los esfuerzos resulta un volumen de roca estimulado más pequeño.
- La interferencia de la presión en las fracturas naturales.
- La reducción de la compactación.

Para solucionar estos problemas se puede perforar pozos multilaterales, además de que estos fenómenos se presentan más en formaciones de líquido que de gas, otros factores que juegan un papel importante son la compactación, la presión y la comunicación de las fracturas.

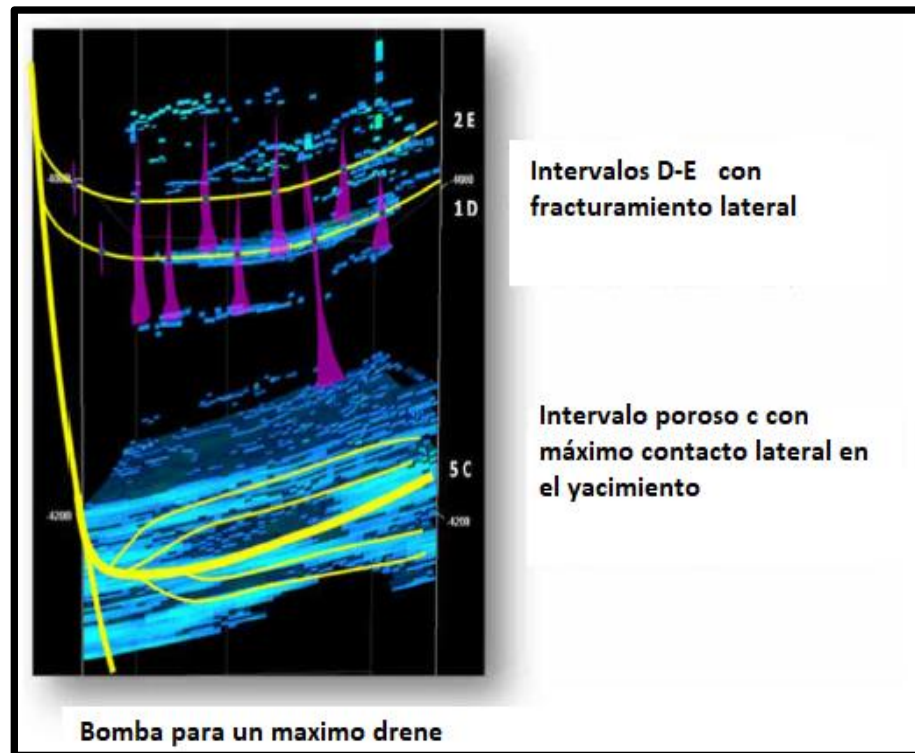


Figura 2.20 Diagrama conceptual de un solo pozo con dos laterales poco profundos (fracturado, morado) y un pozo profundo multi-lateral perforado en porosidad más alta (azul claro). "Vassilellis and Jones (2004), Conceptual diagram of..., [Figura], Recuperado del paper SPE-178634".

2.2.7 Nuevo concepto de desarrollo

Este es un nuevo concepto que se desarrolló para mejorar la producción resultado de rediseñar la colocación de los pozos laterales, prácticas de terminación y las condiciones de operación. "El objetivo de este concepto es enfocarse en el intervalo más prolifero del yacimiento basándose en un mapeo del subsuelo, donde las interferencias sean mínimas, favoreciendo las condiciones de operación al mínimo costo" (Austin *et al.*, 2015). El concepto se basa en desarrollar una sección total de un pozo vertical para maximizar su recuperación de aceite y minimizar los costos (**Figura 2.21**).

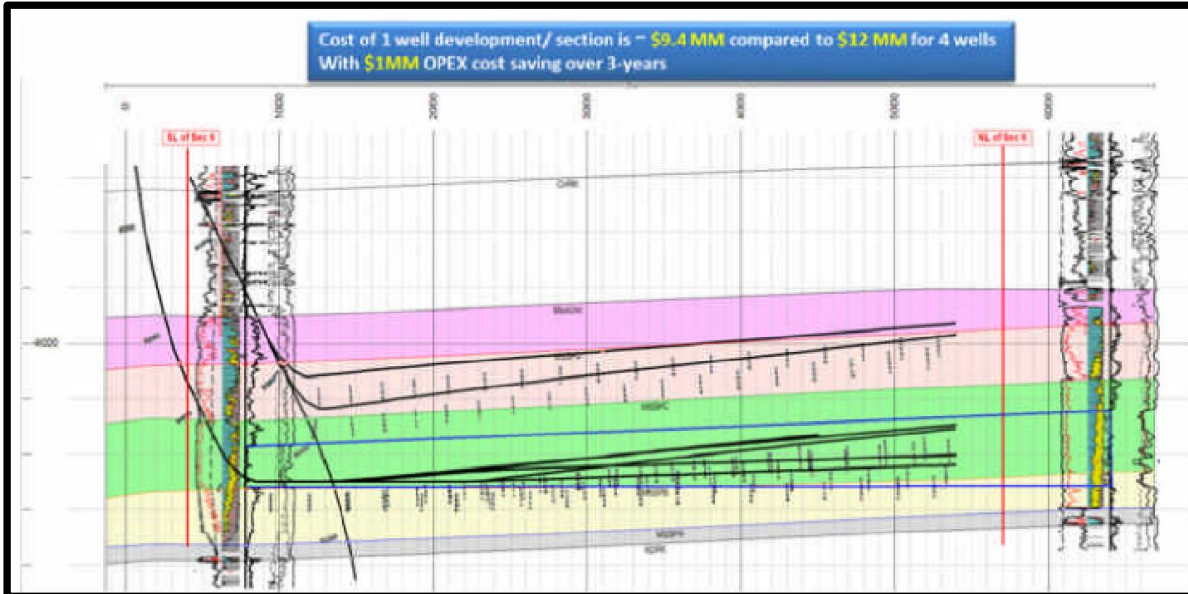


Figura 2.21 Concepto de diseño de colocación del pozo mostrando un pozo multilateral y laterales superiores, nótese que los laterales superiores tienen secciones verticales separadas. “Vassilellis and Jones (2004), Placement design of..., [Figura], Recuperado del paper SPE-178634”.

Aunque los pozos estimulados con terminaciones multilaterales son viables, se decidió perforar tres pozos individuales con el fin de reunir más información y tener capacidad de monitorear y ajustar las condiciones de operación en caso de que sea necesario.

2.2.8 Resultados

Evaluación: los pronósticos hechos antes de la perforación fueron exactos y se basaron en modelos geológicos y dinámicos. Las combinaciones de los tres pozos tuvieron una producción aproximada de 2000 bpd como se predijo. La producción de agua fue ligeramente superior debido a una falta de resolución en el mapeo de las fracturas a un nivel medio. “Un mapeo de las fracturas naturales es un elemento clave del éxito de este diseño”. (Elrafie *et al.*, 2015).

Funcionamiento: La combinación de esta sección es excepcional en términos de aceite acumulado en los primeros seis meses de producción debido al arreglo de pozos que no presentan problemas de elevación.

Múltiple empuje: El diseño de los tres pozos trabaja de una manera eficiente,

debido a que los pozos superiores producen a altos gastos y constante producción de aceite apoyados por la comunicación vertical que mejora la producción de petróleo. La segregación de gas es inevitable, pero con el arreglo de pozos hace que el pozo superior sea un importante productor de gas.

2.2.9 Recomendaciones para la producción en yacimientos de tight oil

1. El fracturamiento hidráulico reactiva las fracturas naturales existentes siendo un método muy eficiente para conectar un área con potencial de producción.
2. La descripción y predicción de las fracturas naturales es una clave para proveer el funcionamiento en este tipo de formaciones. Con la ayuda de la sísmica 3D se hace un mapeo de las características tectónicas complementándose con registros de imagen y trazadores.
3. Aunque la mayoría del aceite primario no puede generarse a través de la producción primaria, a partir de ella es posible entender los mecanismos de producción. Los efectos de la compactación y la interferencia de las fracturas naturales han llevado a desarrollar conceptos basados en la disminución de los costos de operación.
4. El drene de agua y la colocación de los pozos es muy importante para maximizar la recuperación de aceite y gas. La deshidratación de la formación es clave para aumentar la producción primaria. Esto es importante porque hace que los costos sean más eficientes requiriendo menos intervenciones y menos costos operativos.

2.3 Mejoramiento en el diseño de pozos en yacimientos de tight oil a partir de la simulación del fracturamiento hidráulico.

El objetivo de este punto es describir cómo se modelan los fluidos a partir del estudio del estado geomecánico de la formación, del que se trató en el capítulo anterior. El uso de un simulador de diferencias finitas ha demostrado ser una solución práctica para abordar el tema del fracturamiento y el retorno del flujo en un intervalo dado en el tiempo, además de ser una herramienta para hacer

proyecciones del comportamiento de los pozos y de las recuperaciones futuras.

El simular el fracturamiento hidráulico es un parámetro clave en la comprensión y el desempeño de la formación, así como el papel que tienen las fracturas naturales y artificiales. En este ejemplo se realizó un estudio integrado con extensas descripciones geológicas, petrofísicas y de producción de pozos. Además, se utilizaron modelos de simulación para entender y mejorar pozos.

El método de simulación que se utilizó para ofrecer un pronóstico más exacto en una ubicación no perforada, implementado un diseño de pozo completamente nuevo, ofreció una oportunidad para saber las condiciones óptimas de operación.

Dada la descripción de la fractura natural su ocurrencia, orientación y el estado de los esfuerzos en el sitio, se pueden crear planos de tensión o de corte que son simulados en un modelo geomecánico (**Figura 2.22**).

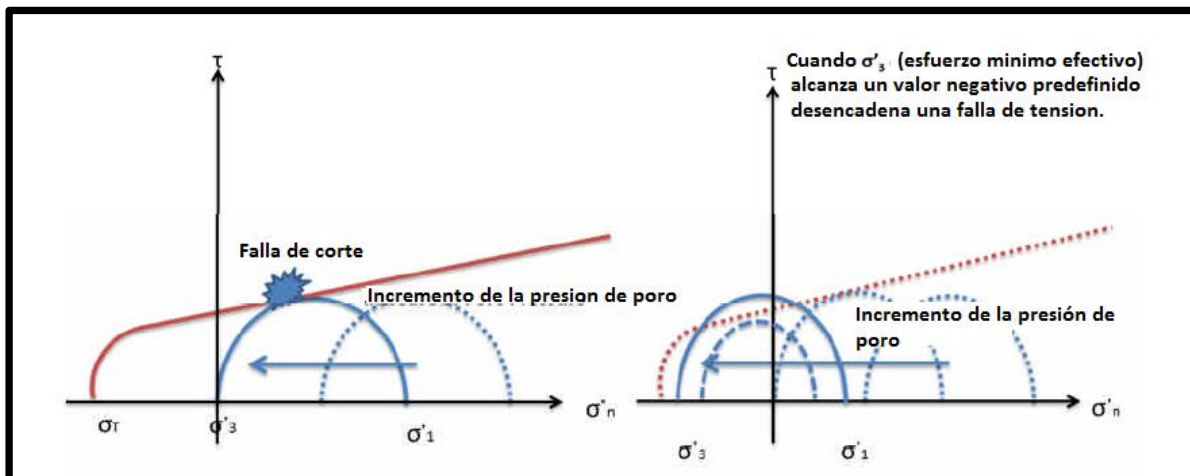


Figura 2.22 Fallas de corte con cambios en la presión de poro. "Vassilellis and A. Elrafie, (2016), Shear and tensile failures with pore pressure changes, [Figura], Recuperado de: AAPG"

2.3.1 Un nuevo método

Los procesos físicos que se involucran en la producción de yacimientos no convencionales son más complejos que los yacimientos convencionales, ya que se extienden desde el nanoespacio a miles de redes de fracturas y fallas naturales. Las fracturas naturales desempeñan un papel importante en la

segregación de fluidos y la comunicación vertical, además de que la permeabilidad y la capacidad de almacenamiento evitan cambios repentinos a las condiciones de operación del pozo.

La diferencia entre la matriz y la conductividad de las fracturas naturales incrementa en formaciones muy compactas, los efectos de las fracturas naturales se hacen más presentes. En los yacimientos no convencionales el fracturamiento hidráulico y después la etapa de producción establecen esfuerzos en la formación que en la presencia de fracturas naturales se ven afectados.

Cuando se agota la producción de la red de fracturas esta se contraerá siguiendo su distribución y la litología. A medida que la compactación se convierte en un factor de producción, la combinación de la red de fracturas, la segregación de fluidos y la interferencia de los esfuerzos hacen que la producción de las fracturas sea ineficiente a largos periodos de tiempo.

En estudios recientes se ha demostrado que la red de fracturas naturales y los esfuerzos tienen un papel importante en crear redes de flujo, además de influir en el comportamiento de la producción y en el agotamiento del yacimiento. Cuando se hace la estimulación, preexiste una red de fracturas que están abiertas o cerradas estas ayudan a generar una extensa y amplia red de fracturas.

2.3.1.1. Simulador de diferencias finitas

En un simulador de diferencias finitas y de doble permeabilidad. se puede hacer una representación resumida basada en tablas de dilatación semiempíricas en las cuales el incremento de la presión de poro conduce a una transmisibilidad del sistema (matriz-sistema de fracturas), esto cuando la estimulación hidráulica avanza con la inyección del fluido.

Cuando se empieza a producir el flujo inyectado y la producción se tiene un patrón de flujo de retorno, afectado con un proceso de histéresis que incluye cizallamiento inelástico en el cual el estado original de la roca no puede ser restaurado completamente.

La construcción de las tablas de dilatación puede ser mediante el análisis de datos de pozo y la distribución de las fracturas leídas a partir de registros de imagen. A partir de estas se hace una estimación de los esfuerzos críticos, estos pueden ser llevados a diferentes condiciones y a nuevas áreas donde se lleva a cabo la transmisibilidad vs cambios en la presión de poro. Estas curvas de dilatación pueden ser ajustadas, haciendo coincidir la presión durante la estimulación con la producción (**Figura 2.23**).

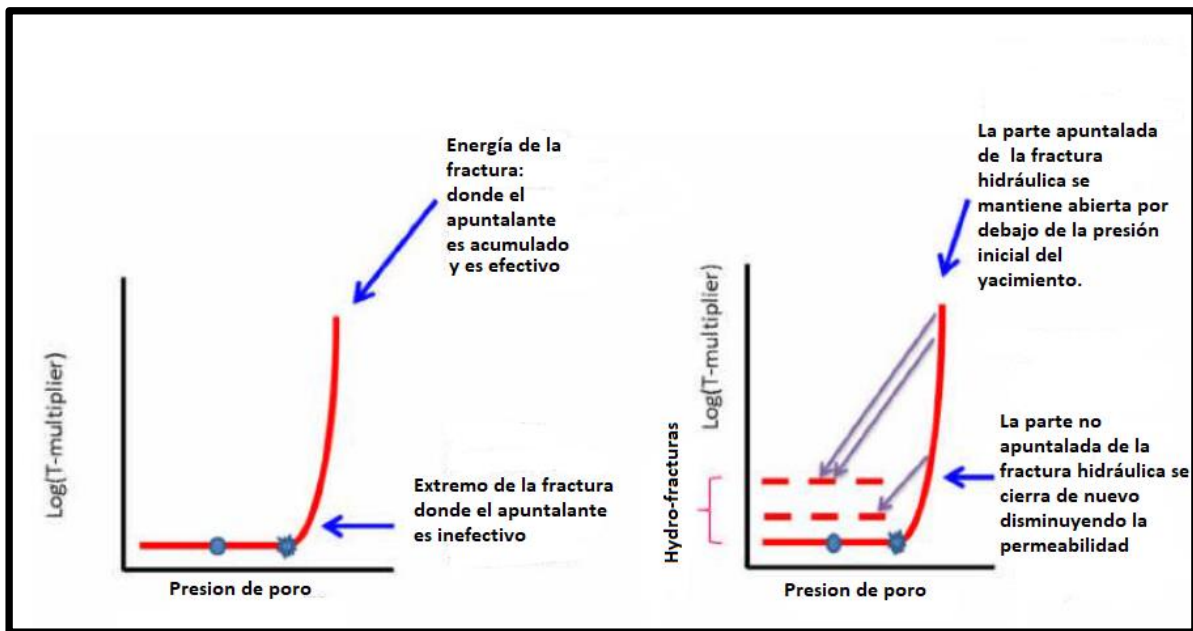


Figura 2.23 La transmisibilidad del sistema (T) cambia en forma de curvas de dilatación. La dilatación se expresa como histeresis. "Vassilellis and A. Elrafie, (2016), System transmissibility (T)..., [Figura], Recuperado de: AAPG"

Los cambios en el estado geomecánico de la formación son los mecanismos primarios asociados a la producción de los fluidos, otros factores tendrán un papel secundario como la inyección del apuntalante, la segregación de los fluidos y la producción artificial.

La capacidad para recuperar los hidrocarburos está relacionada con la distribución, la generación y migración en el yacimiento. La combinación de estos factores hace que se logre observar las variaciones críticas en el desempeño de la producción.

2.3.2 Efectos en el estado geomecánico

La estimulación y la producción del pozo crean cambios en el estado geomecánico de la formación. Sin embargo, la perforación es la que crea los primeros cambios en el estado geomecánico de la formación, pero estos cambios no son suficientes para causar efectos significantes de larga duración en la producción, los efectos que causa la perforación son proveer una vía de comunicación para los cambios que se generan después de la simulación y la estimulación.

Cuando un pozo horizontal se estimula con fracturamiento hidráulico, los esfuerzos aplicados alteran a la formación a medida que hay un incremento de presión en esa zona. Este efecto puede trasladarse y afectar los planos débiles de una manera más rápida que la que tienen los fluidos para fracturar la formación.

Cuando se está fracturando el fluido invade y crea nuevas fracturas, que llevan a un nuevo conjunto de condiciones que cambian el estado geomecánico de la formación. Estos cambios se traducen en fracturas por cizallamiento y aumento de tensiones a medida que el fracturamiento hidráulico se aleja del punto de inyección.

Los pozos horizontales son estimulados en etapas, lo que implica que cada sección del pozo sea fracturada, cementada y perforada, lo que hace que cada sección tenga diferente reacción y sea diferente de las etapas primeras o posteriores. “A estos efectos se les denomina sombreado de esfuerzos, puede que los efectos sean negativos al bloquear trayectorias de flujo o cerrar fracturas abiertas por el fracturamiento” (Vassilellis *et al.*, 2016).

El de la producción se debe a una reducción de la presión dentro de las redes de flujo, lo que lleva a cerrar las fracturas hidráulicas; en un caso favorable, puede crear nuevas fracturas por cizallamiento. Cuando un pozo nuevo es perforado dentro del área que ya fue estimulada por fracturamiento en un primer pozo, los efectos de sombreado de esfuerzos, el cierre elástico y el cizallamiento alteran el proceso de simulación, resultando en un desempeño desfavorable afectándose también el comportamiento geomecánico la segregación de fluido y la

pérdida de empuje.

2.3.3 Proceso de modelado

El arte de hacer un modelo computacional está fundado en la capacidad para describir el subsuelo de forma viable, así como tener la capacidad de seguir aquellos cambios físicos que afectan las condiciones del yacimiento.

Un enfoque avanzado incluye el mecanismo de falla por cizallamiento y desplazamiento, así como la dilatación de las rocas que se expresa como histéresis. Este método ayuda a explicar las variaciones en las redes de fracturas naturales, siempre y cuando se puedan explicar los cambios en la presión de poro.

Los resultados del modelo pueden ser observados durante el fracturamiento y la producción (**Figura 2.24**). “Este método se utilizó para predecir y diseñar un pozo eficiente. También puede utilizarse para generar curvas de transformación que se utilizan en modelos de dilatación muy sencillos” (Vassilellis *et al.*, 2016)

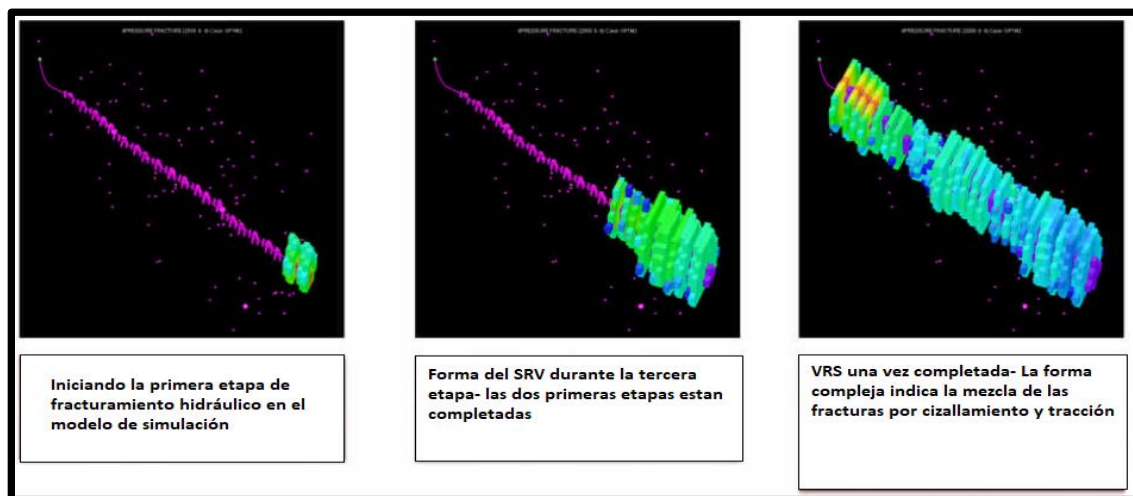


Figura 2.24 Modelo de simulación y su subsecuente producción etapa por etapa utilizando tablas de dilatación. Los modelos geomecánicos acoplados pueden dirigirse a la mayoría de los procesos, pero son más intensivos computacionalmente. “Vassilellis and A. Elrafie, (2016), Stage by stage..., [Figura], Recuperado de: AAPG”.

2.3.4 Ejemplo de campo

Se realizó un estudio completamente integrado que incluyó una caracterización petrofísica y de fluidos, donde los mecanismos de producción se asociaron a un

tipo de roca específico lo cual ayudó a explicar las variaciones en la producción. También se realizó una simulación numérica extensa que combinó la caracterización y el histórico de producción. Inicialmente, los mecanismos de empuje eran la producción primaria y la compactación, después el drene por gravedad, pero sus beneficios no fueron representados en el diseño de pozos.

En una etapa temprana se colocaron pozos en la parte superior del yacimiento, donde las fracturas hidráulicas se extendieron hacia la parte inferior. Lo concluido de este estudio es que aplica a diferente diseño de pozo, multilaterales, laterales y verticales donde se pueda aprovechar el drene por gravedad. También en un estudio previo respecto a la producción, se observó que en áreas desarrolladas de una milla cuadrada tenían 4 pozos por sección, en estas áreas en más del 70% de los casos, el tercer y cuarto pozo tenían una baja producción.

Después de considerar lo relacionado con los mecanismos de empuje y cómo perjudica la colocación de pozos de relleno. Surgió el desarrollo de un nuevo concepto, que rediseñó la colocación lateral del pozo, las terminaciones y las condiciones de operación para mejorar la producción de aceite. Los objetivos son encontrar el intervalo del yacimiento con mayor potencial basado en un mapeo del subsuelo, evitando encontrar interferencias para diseñar la construcción y las condiciones de operación de los pozos a un menor costo posible.

Este proyecto se desarrolló en un campo piloto, en el que el concepto se basa en desarrollar toda la sección de un pozo vertical para maximizar la recuperación de aceite, así como minimizar costos.

Se tomó la decisión de fracturar hidráulicamente solo los laterales superiores, mientras que los laterales inferiores se dejaron sin estimular, esto fue sustentado por el modelo usando las tablas de dilatación y el modelo geomecánico 3D (**Figuras 2.25-26**), el cual verificó extensamente el concepto de inducir fracturas por cizallamiento.

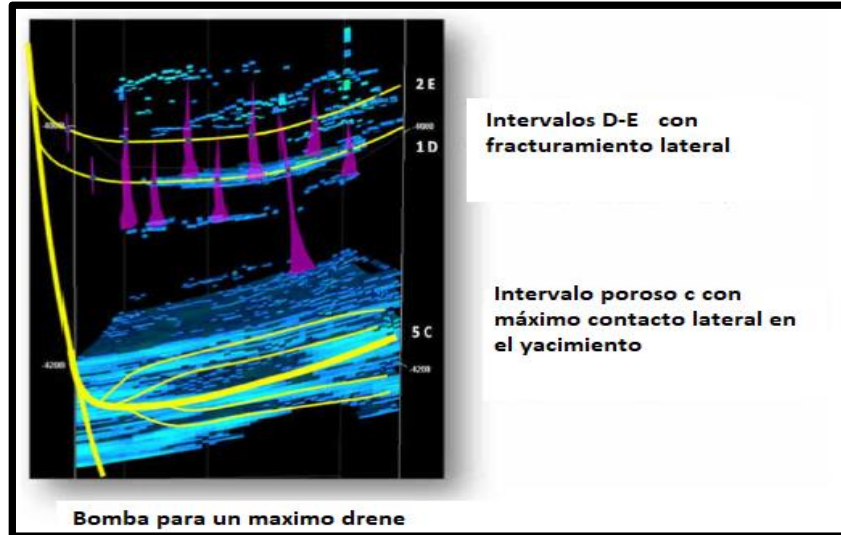


Figura 2.25 Diagrama conceptual de un solo pozo con dos salidas laterales poco profundas (estimulado, morado) y un pozo más profundo perforado multilateralmente en alta porosidad (azul claro). "Vassilellis and A. Elrafie, (2016), Conceptual diagram of..., [Figura], Recuperado de: AAPG".

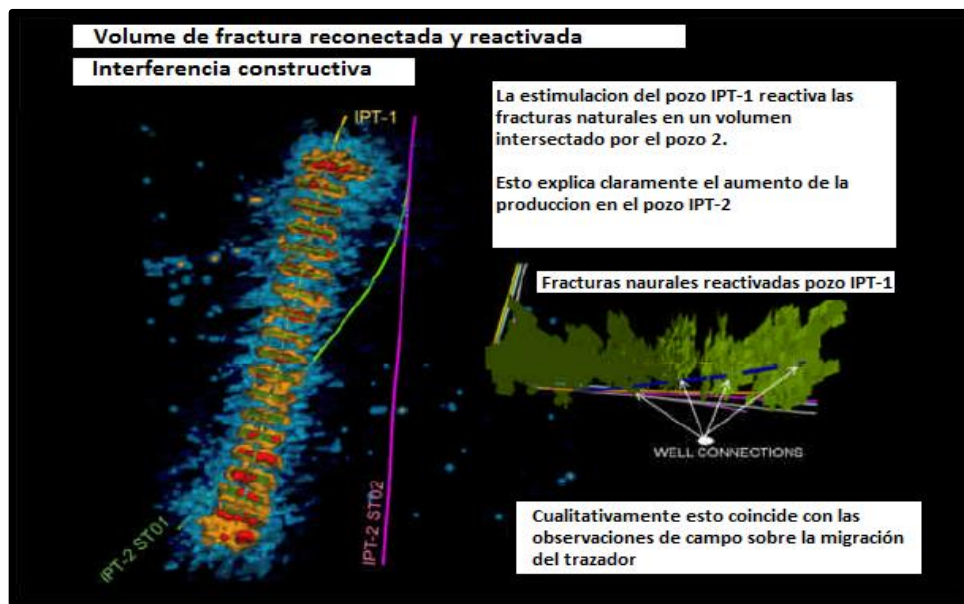


Figura 2.26 El modelado geomecánico confirma el diseño de la estimulación del pozo. "Vassilellis and A. Elrafie, (2016), Geomechanical modeling confirms well stimulation design, [Figura], Recuperado de: AAPG".

Después de diseñar la sección total del piloto para un rendimiento óptimo, el modelo basado en la dilatación, fue capaz de predecir un 10% de la producción inicial (**Figura 2.27**).

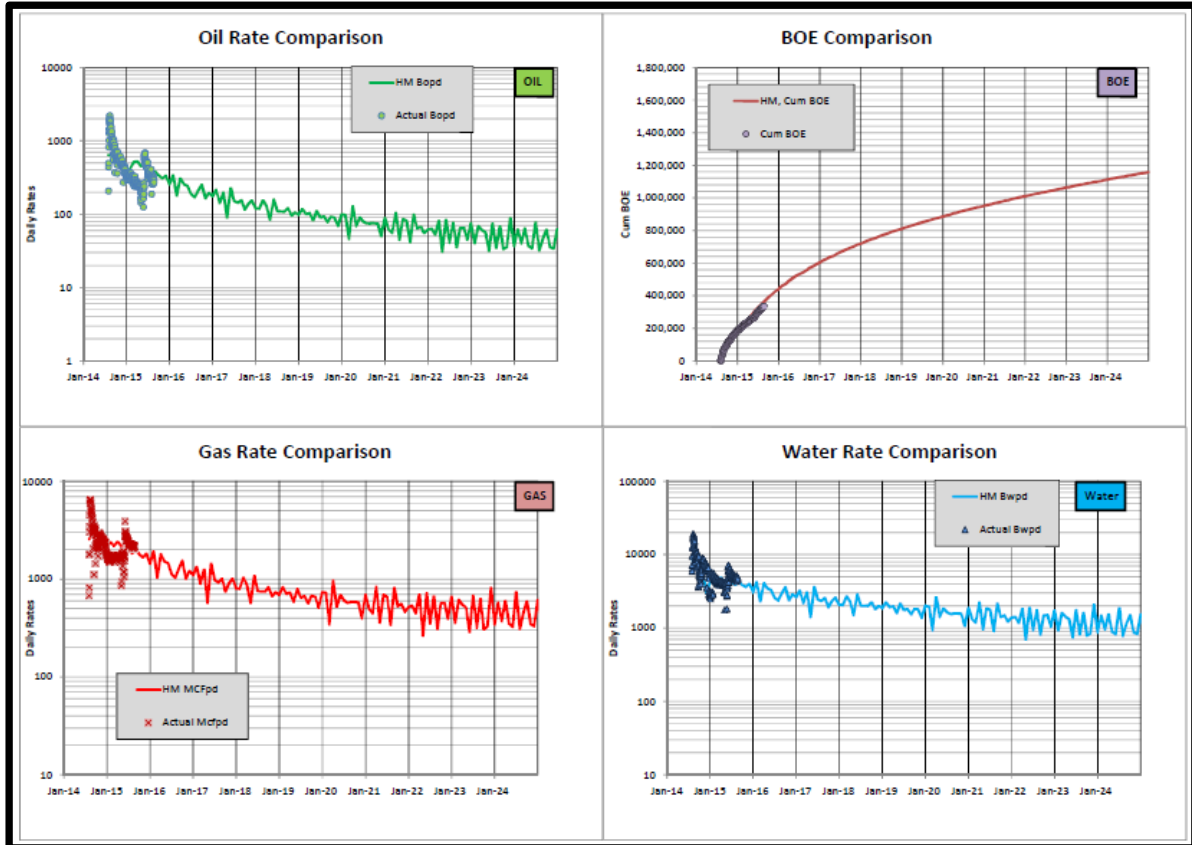


Figura 2.27 Modelo histórico después de 9 meses de producción. “Vassilellis and A. Elrafie, (2016), Model history matching..., [Figura], Recuperado de: AAPG”.

Durante la construcción del modelo piloto hubo pocos problemas que afectaron a la producción, algunos fueron el sobrebalance de la producción multilateral lo que causó una pérdida de fluidos causando un daño en el pozo, provocando una declinación de la producción de aceite antes de lo anticipado, además de que los pozos entraron en una zona donde había más fracturas naturales, lo que ocasionó una canalización de agua.

En un intento de capturar los elementos clave, como es la orientación de los pozos, el diseño del fracturamiento y la formulación de formaciones análogas de tight oil hace que esta sección desarrollada produzca más aceite a menores costos, pudiendo ser una plantilla para el desarrollo futuro.

2.3.5 Conclusiones y recomendaciones

Las principales recomendaciones para modelar esta aplicación son:

- Los modelos a partir de curvas de dilatación proporcionan una solución práctica en describir y predecir el rendimiento de flujo en nuevos recursos
- Los atributos de la red de fracturas naturales proveen el factor más importante en el modelo, ya que ingiere con la red de drene y flujo.
- El proceso de extracción depende de los cambios de los esfuerzos, la conductividad inducida por las fracturas naturales y la compactación de la formación.
- Un buen diseño del plan de extracción que se adapte a la red de fracturas naturales y condiciones dinámicas logra un mejor potencial y ofrece oportunidades para reducir costos y aumentar las ganancias.
- Como testimonio del éxito del diseño de pozos multilaterales, estos representan sólo el 3% de los cientos de pozos perforados, mientras que su producción combinada representa el 11% de la producción de la formación.

2.4 Predicción del comportamiento del fracturamiento en lutitas a partir del modelo geomecánico

Un modelo geomecánico (GEM) incluye restricciones sobre las magnitudes y orientaciones de los esfuerzos, las propiedades mecánicas de la roca y orientaciones y características de las fracturas. Esto es esencial para entender la respuesta del yacimiento al fracturamiento y la producción en los yacimientos de baja permeabilidad como el shale gas y el shale oil.

Esto se debe a que en estos yacimientos la respuesta es controlada en gran parte por las propiedades de la red de fracturas naturales y las inducidas *in situ*, los esfuerzos, ancho y su resistencia de las fracturas.

Este estudio se realizó en un yacimiento de shale gas del Devónico superior al sur de Virginia Occidental que proporcionó datos para la simulación del modelo geomecánico de la formación Huron. En el modelo utilizado, las fracturas naturales proveen conductos primarios de producción y son el principal objetivo del fracturamiento, en esa zona la estimulación desencadena deslizamiento por cizallamiento en las fracturas preexistentes.

El modelo ayudó a predecir la forma y volumen del yacimiento. El yacimiento fue estimulado con espuma de alta calidad, también se utilizó un simulador de diferencias finitas con doble permeabilidad y doble porosidad, para hacer coincidir los gastos de inyección y las presiones. El modelo arrojó resultados que coincidieron con la producción de las primeras etapas que fueron medidas por un registro de producción.

A partir de este estudio se sugiere que la construcción de modelos similares ayudaría a proporcionar mejores propuestas de producción, diseños de terminación, estimulación y recomendaciones para minimizar la disminución de la producción y maximizar los recursos.

2.4.1 Antecedentes del proyecto

Los análisis y resultados se basan en datos obtenidos después de hacer un estudio en un yacimiento de shale gas del Devónico Superior que fue desarrollado por la compañía de producción EQT. La ubicación aproximada del sitio está indicada en la **Figura 2.28**. La localización y topografía de los pozos ya perforados de los que se disponía de datos se muestran en la **Figura 2.28** del lado derecho.

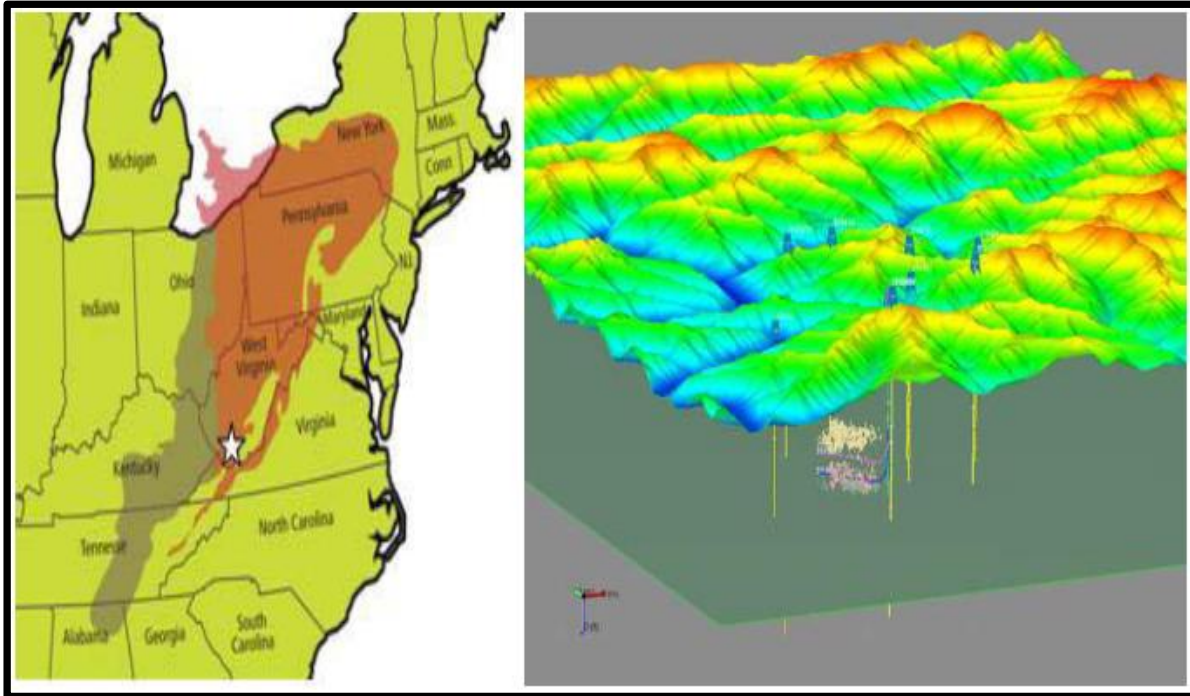


Figura 2.28 El sitio del proyecto Hurón del Devónico Superior se encuentra en un terreno montañoso en el sur de Virginia Occidental. "Moss et al., (2011), The Upper Devonian Huron..., [Figura], Recuperado de: SPE – 145849".

Después se perforó un pozo vertical que fue extensamente observado, también se perforaron 4 pozos laterales a lo largo de la dirección NE-SO dirigidos hacia el esfuerzo horizontal mínimo (E_{hmin}), donde se esperan menores esfuerzos horizontales, esto con el fin de que el fracturamiento hidráulico produzca fracturas hidráulicas transversales. La **Figura 2.29** muestra la estratigrafía, pozos y las características del fracturamiento de cada pozo.

Se hizo un exhaustivo conjunto de registros que fueron realizados para el pozo piloto vertical (densidad, porosidad, resistividad y GR), así como registro acústico, de neutrones, eléctrico y registro de imagen. De los cuatro pozos laterales perforados tres fueron perforados con cabezas de pozo individuales y uno era el desvío del pozo piloto vertical.

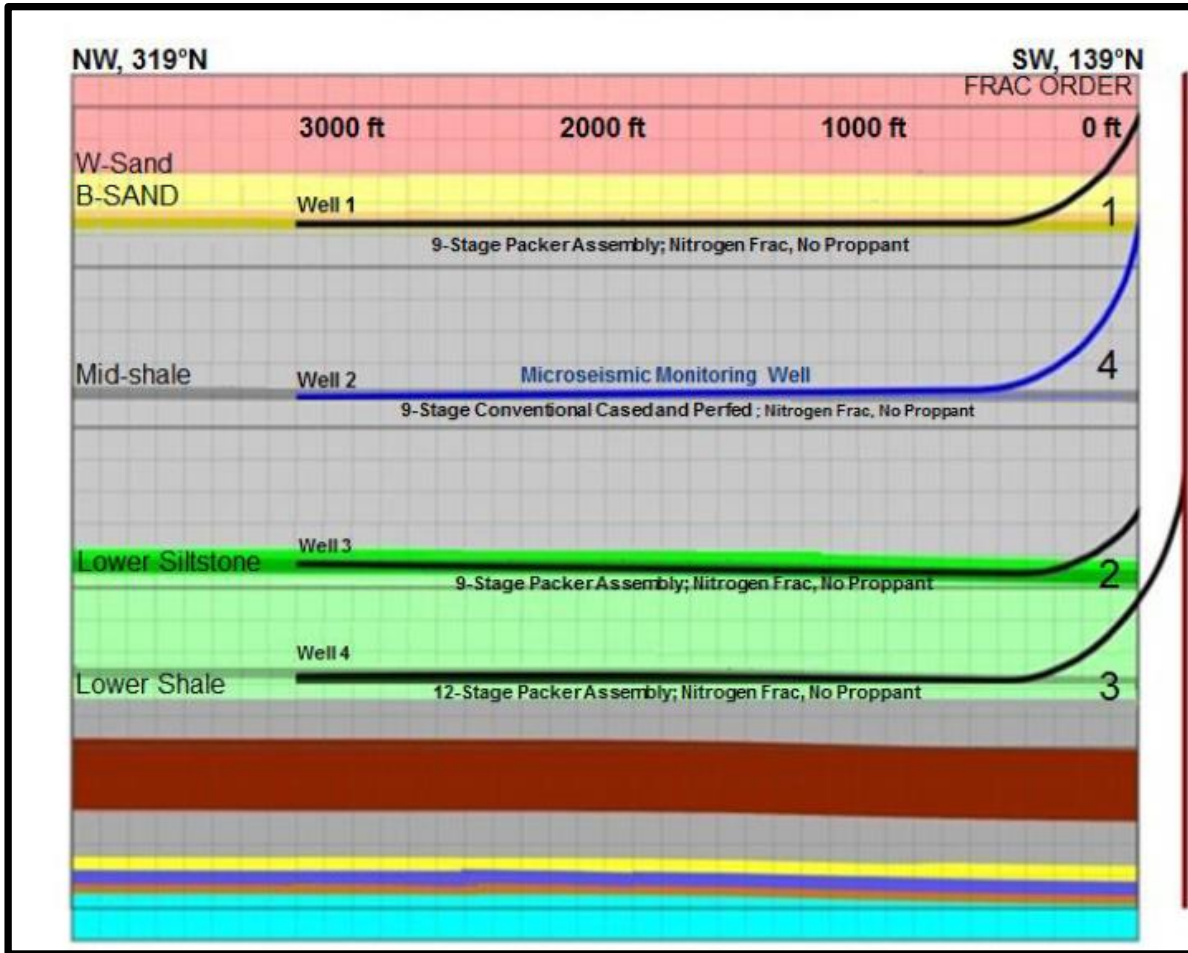


Figura 2.29 Esta figura provee un esquema donde se ve cada uno de los pozos que se perforaron durante el proyecto y la estratigrafía generalizada. Los pozos son numerados de arriba abajo. Los números grandes a la derecha corresponden al orden en que se estimularon los pozos. . "Moss et al., (2011), This figure provides..., [Figura], Recuperado de: SPE – 145849".

2.4.1 Elementos para construir el modelo geomecánico

Para la construcción del modelo geomecánico, se utilizaron datos de pozo para detectar y caracterizar las fallas en el pozo, estos datos se utilizaron para calibrar el análisis de esfuerzos en las rocas y registros. Los datos de presión de poro y de esfuerzos de cierre fueron obtenidos de una prueba PIFO (pump-in fall off). Los datos adquiridos fueron utilizados para restringir la magnitud de los esfuerzos en puntos específicos a lo largo del pozo vertical. Se utilizó un enfoque experimental para estimar cómo variaban los esfuerzos horizontales y verticales en la sección del yacimiento que recorría el pozo. Las imágenes se utilizaron para localizar fallas y la existencia de prefracturas naturales.

El uso de geófonos ayudó a que se obtuvieron los datos microsísmicos para el pozo 4 en el momento que se estimulaban los pozos 1 y 3, los análisis de los datos se utilizaron para mejorar las localizaciones de los pozos y la magnitud de los mismos eventos microsísmicos. Las características de los datos microsísmicos se utilizaron para restringir el modelo de esfuerzos y permeabilidad de la fractura a partir de datos de presión y gastos de inyección que fueron tomados durante la estimulación del pozo 1. También se utilizó un simulador comercial para modelar la forma y la permeabilidad del volumen de roca estimulado para las etapas a fracturar.

Un avanzado análisis petrofísico de la secuencia se llevó a cabo utilizando un conjunto de datos de registro (como se citó en Jacobi *et al.*, 2008 y Lecompte *et al.* 2009). El análisis avanzado del registro acústico llevó a la caracterización de las fracturas, estimación de la permeabilidad además de evaluar la sensibilidad de las tensiones, propiedades elásticas y resistencia de las formaciones (como se citó en Franquet J., 2011)

2.4.2 Caracterización de los esfuerzos y de las fracturas naturales

Las herramientas más comúnmente usadas para hacer derivaciones y uso de los modelos geomecánicos son determinar las propiedades elásticas usando una combinación de registros acústicos convencionales y dipolos cruzados. Sin embargo, estos métodos están basados en modelos de yacimientos donde la respuesta de los esfuerzos a la deformación requiere confirmación, haciendo observaciones de los esfuerzos y las fracturas inducidas (fracturas, rupturas y fracturas inducidas por la perforación) en registros de imagen. Además, requiere de caracterizar e identificar las fracturas directamente utilizando datos de imagen o núcleos de pozo.

Independientemente de la caracterización de las fracturas y los esfuerzos del análisis de las imágenes de pozo, también es posible diferenciar la causa de la anisotropía sísmica (por ejemplo, esfuerzos estructurales o inducidos, fractura inducida) a menudo observada en las prospecciones sísmicas inducidas.

“Sin embargo, se requiere información exacta de la distribución y orientación de las fracturas naturales y de la magnitud y orientación de los esfuerzos *in situ*, para poder utilizar, comprender y predecir la respuesta del yacimiento al fracturamiento y su producción con el uso de la geomecánica” (Moos y Barton, 2008)

2.4.3 Control de la fractura y la conductividad

Se reconoce cada vez más que las fracturas naturales más permeables son aquellas que están orientadas hacia un deslizamiento óptimo, es decir, fracturas por cizalladura, en lugar de aquellas que tienen el esfuerzo normal más bajo aplicado. Cuando el deslizamiento es inducido en las fracturas, estas incrementan su apertura y su sensibilidad. En otras palabras, las fracturas por deslizamiento son más permeables y menos susceptibles a un decremento de la conductividad con la pérdida de presión.

La presión requerida para iniciar deslizamiento por cizallamiento en cualquier fractura puede ser calculada si se conoce la magnitud, orientación y resistencia de la fractura. “En general, para las orientaciones de la fractura, la presión requerida para inducir el deslizamiento es menor que la presión requerida para abrir las fracturas Modo I” (Moos *et al.*, 2008).

Las amplias zonas de microsísmica a menudo inducidas por la estimulación y las características focales de los eventos, confirman que el aumento en la presión no solamente puede inducir fracturas hidráulicas sino también puede inducir deslizamiento en fracturas naturales preexistentes lo que a su vez aumenta la conductividad.

Las propiedades de la fractura (fuerzas, distribución y orientación) son idénticas, pero en el ejemplo superior hay una gran diferencia en los dos esfuerzos horizontales, y en el ejemplo superior los dos esfuerzos horizontales son casi similares y significativamente más bajos que las tensiones verticales. Para mostrar la influencia del estado de los esfuerzos y su capacidad para estimular las

fracturas naturales en yacimientos de shale gas se muestra la **Figura 2.30**.

Cuando ambos esfuerzos horizontales son bajos, casi todas las fracturas del yacimiento pueden ser estimuladas usando presiones que son más bajas que el mínimo esfuerzo principal. Esta es una situación en la que se espera que a largos plazos de bombeo y presiones modestas se mejore significativamente la permeabilidad del yacimiento. “Por otro lado, si el esfuerzo máximo horizontal está más cercano al esfuerzo vertical solo un subconjunto de fracturas naturales puede estimularse antes que la presión de inyección induzca y propague fracturas hidráulicas” (Moos *et al.*, 2008)

No basta simplemente con poder predecir el inicio del deslizamiento de la fractura, con el fin de proporcionar mejoras permanentes en el desempeño del yacimiento a través de la estimulación mejorada de cizallamiento, las fracturas que han tenido deslizamiento deben tener permeabilidades más altas significativamente que las que no. La **Figura 2.31** ilustra un caso en el que el deslizamiento de la fractura lleva a un incremento permanente de la conductividad. El modelo del efecto de elevar la presión del yacimiento desde (39 Mpa) hasta por encima de (47 Mpa).

La gráfica inferior de la **Figura 2.31** es un histograma del número de fracturas estimuladas en función de la presión de inyección. La mínima tensión es de 52 Mpa, por lo que la presión durante todo el periodo de la estimulación es inferior a la requerida para iniciar una fractura hidráulica.

Antes del inicio del deslizamiento de algunas fracturas, la producción aumenta con lentamente con la presión, siendo consistente en que los yacimientos fracturados tienen una permeabilidad sensible a la presión. Cuando las fracturas comienzan a deslizarse la producción incrementa rápidamente. “Cuando la presión se reduce, después del estimulamiento, estas fracturas mantienen su conductividad” (Moos *et al.*, 2008).

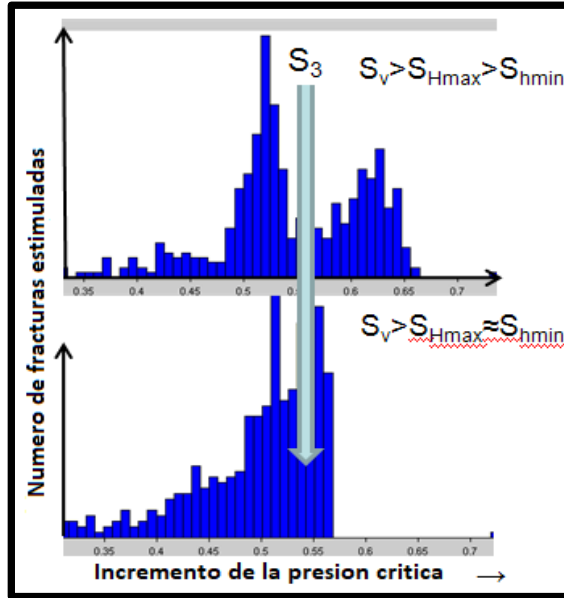


Figura 2.30 La presión requerida para inducir el deslizamiento de la fractura está en función del estado de los esfuerzos en el sitio. “Moss et al., (2011), The pressure required..., [Figura], Recuperado de: SPE – 145849”.

Para poder utilizar predicciones basadas en este modelo de forma cuantitativa, es necesario conocer tres cosas

1. Las magnitudes y orientaciones de los esfuerzos principales
2. La distribución y resistencia de las fracturas.
3. Las propiedades de flujo en las fracturas en su estado natural y después del deslizamiento.

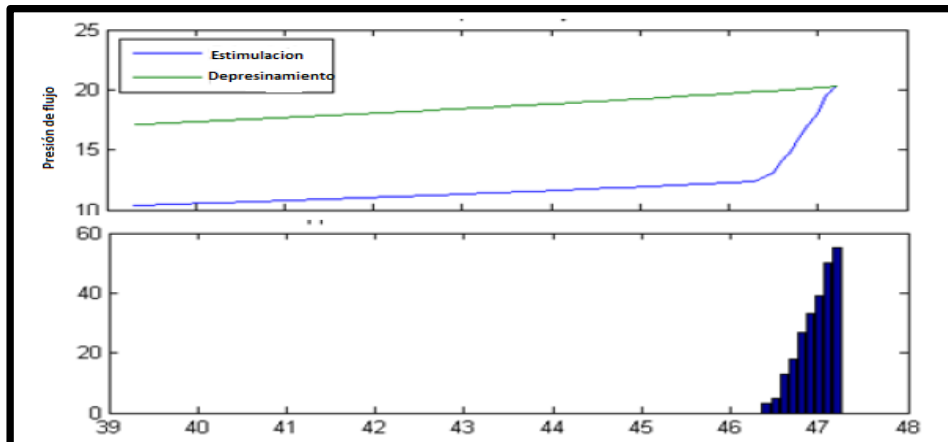


Figura 2.31 Efectos de la estimulación del pozo a presiones por debajo del mínimo esfuerzo. “Moss et al., (2011), Effects of well stimulation..., [Figura], Recuperado de: SPE – 145849”

2.4.4 Detección de fracturas naturales utilizando registros de imagen

Tres tipos de registro de imagen se pueden ejecutar en los pozos de estudio. Estos incluyen imágenes eléctricas, imágenes acústicas e imágenes ópticas usando una cámara de video. En general la imagen acústica es más capaz de trazar las fracturas naturales y rupturas, mientras que la imagen eléctrica muestra variaciones en la litología, las fracturas naturales observadas en la imagen eléctrica son más conductivas, aparecen en color más oscuro, las imágenes claro oscuras del registro acústico indican minerales la **Figura 2.32** muestra las fracturas naturales detectadas en una sección de 16ft, los datos de la imagen acústica del pozo vertical se muestran a la izquierda. Las fracturas mostradas en el centro son detectadas por imágenes ópticas. Los datos de imagen acústica obtenidos en el pozo vertical se muestran a la izquierda. Muchas de las fracturas pueden ser detectadas en la imagen óptica mostrada en el centro. Las fracturas son más difíciles de ver en la imagen eléctrica y cuando son visibles a menudo parecen estar mineralizadas. Las laminaciones son visibles en las tres imágenes, pero se destacan más claramente en las imágenes eléctricas.

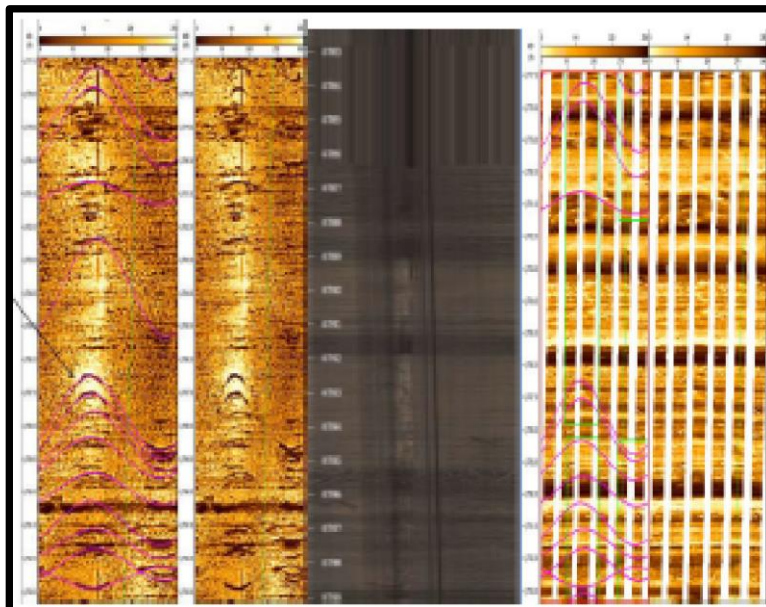


Figura 2.32 Fracturas naturales detectadas en una sección de 16 ft. "Moss et al., (2011), Natural fractures detected..., [Figura], Recuperado de: SPE – 145849"

La orientación de las fracturas se determinó mediante el ajuste de curvas flexibles en los trazos de la fractura (como se citó en Barton., 2008). Las orientaciones de las fracturas detectadas en una sección del pozo vertical se muestran en la **Figura 2.33**.

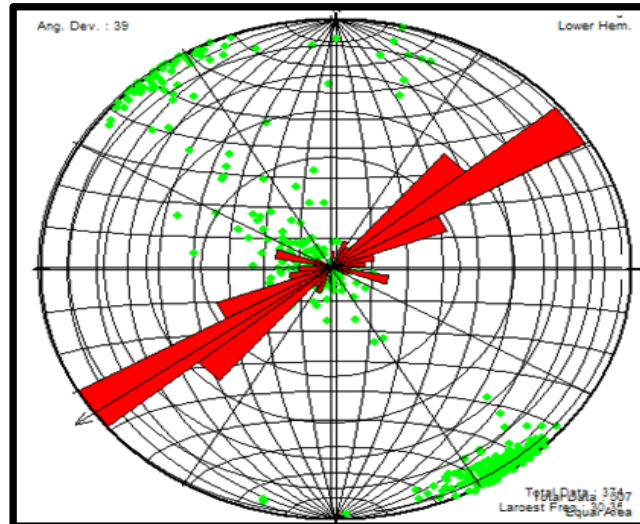


Figura 2.33 Las orientaciones de las fracturas detectadas en una sección característica de un pozo se representan aquí como una proyección estereográfica de los polos de fractura. “Moss et al., (2011), Orientations of fractures..., [Figura], Recuperado de: SPE – 145849”

2.4.5 Determinación de la magnitud y orientación de los esfuerzos

El método más fiable para determinar la orientación y magnitud de los esfuerzos y su orientación es a través de la observación directa de los efectos que estos tienen sobre la roca (como se citó en Zoback *et al.*, 2003). El corte de los esfuerzos inducidos en el pozo se detecta con mayor facilidad en registros de imagen de pozo.

Los esfuerzos en las fracturas por perforación inducida son comunes tanto en secciones laterales y verticales de algunos pozos de lutitas. Para entender las magnitudes de los esfuerzos ocurridos en los lados de los pozos horizontales es importante recordar que las rupturas ocurren alrededor del pozo en pequeños esfuerzos que actúan perpendicularmente al pozo. Para un pozo horizontal que se perfora en la dirección del esfuerzo mínimo horizontal (E_{hmin}), el esfuerzo vertical actúa sobre la parte superior e inferior del pozo y el esfuerzo horizontal máximo (E_{hmax}) actúa sobre los lados del pozo.

2.4.6 Construcción del modelo geomecánico

Un modelo geomecánico incluye las magnitudes del esfuerzo vertical y de los dos esfuerzos horizontales principales, los cuales se denominan (E_{hmax}) esfuerzo horizontal máximo y el menor (E_{hmin}) esfuerzo horizontal mínimo. Es importante conocer la presión de poro, la orientación del esfuerzo horizontal máximo y determinar las propiedades físicas estáticas y dinámicas de la roca.

La medición exacta de la presión de poro es difícil de obtener en yacimientos de shale, debido a su baja permeabilidad que es menor a 1mD. Para hacer estimaciones aproximadas en la presión de poro se hace un análisis de pozo basadas en pruebas de recuperación en los pozos donde se ha inyectado fluido. Por lo tanto, se pueden usar análisis de prueba de pozo pump-in fall-off (PIFO), para estimar presiones de poro aproximadas.

El mínimo esfuerzo, el cual casi siempre actúa horizontalmente puede ser medido durante la estimulación de la fractura o generando un pre estimulación para hacer pequeñas fracturas. Lo anterior es recomendado ya que cada etapa introduce esfuerzos adicionales en la formación, en particular, cuando el apuntalante es introducido.

2.4.6.1 Predicción de la forma de la región estimulada

Se proponen dos modelos para el desarrollo de una región de shale que se quiere estimular. El primer modelo asume que las condiciones de los esfuerzos sólo controlan la región estimulada. Esto se basa en la idea de que el desarrollo de la zona lateral está alejado del plano principal de las hidrofracturas, lo cual requiere la creación de fracturas ortogonales para el E_{hmin} y para le E_{hmax} .

Basado en este modelo de estado de los esfuerzos, en el cual dos esfuerzos horizontales son iguales y mucho más bajos que los esfuerzos verticales, se puede tener regiones estimuladas que se amplían y crecen más allá de los planos de hidrofracturas.

Por otra parte, si el crecimiento de la zona estimulada requiere explotar un conjunto de fracturas naturales preexistentes, tanto los esfuerzos como la cantidad de fractura natural deben ser los apropiados, para esto se necesita un modelo en el que la presión elevada del fluido de inyección cree el deslizamiento por cizallamiento sobre esas fracturas preexistentes, esto llevará a un aumento en la permeabilidad.

2.4.6.2 Datos microsísmicos para predecir el volumen de la etapa de producción

Un registro de producción se realizó en el pozo 1 aproximadamente un medio año después de que se inició la producción mostrando variaciones en la producción correspondientes a cada etapa. La contribución de las etapas puede que estén en función de una compleja interacción de factores que incluyen la conductividad de la red de fracturas inducida, la producción de gas, la capacidad de los hidrocarburos de fluir considerando la presencia de otros fluidos, la pérdida de conductividad debido a la caída de presión. La **Figura 2.34** compara la contribución relativa de la producción por etapa tanto para la frecuencia de las fracturas naturales preexistentes, las cuales cruzan cada intervalo dentro del pozo y la distribución microsísmica. También se observa que no hay correlación alguna entre la frecuencia o densidad del evento microsísmico y la contribución de la etapa asociada.

Una observación adicional que puede tomarse de los datos mostrados en la Figura 2.34, es que la actividad microsísmica no se inicia en los puertos de inyección (puntos rojos), que son los puntos de mayor presión durante la inyección, a menudo se inician cerca de los empacadores que separan los intervalos. En segundo lugar, se puede demostrar que la presión requerida para crear nuevas hidrofracturas por inflamamiento del pozo puede ser mucho mayor que la presión requerida para abrir una fractura transversal preexistente, especialmente si se considera que estos pozos se perforan en la dirección de los esfuerzos mínimos de compresión.

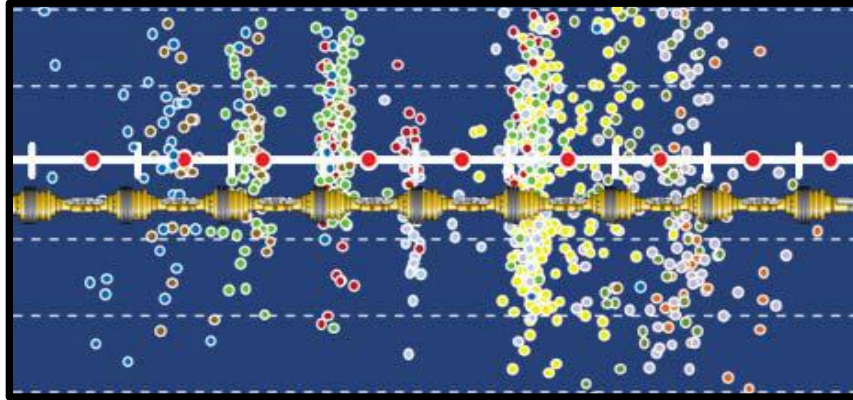


Figura 2.34 Comparación relativa entre la producción por etapa (centro), la frecuencia de fractura (parte inferior) y el número de eventos detectados (arriba) revelan que el mejor identificador de la contribución para la etapa de producción es la frecuencia de fractura. "Moss et al., (2011), Comparison between relative..., [Figura], Recuperado de: SPE – 145849".

Los comportamientos secundarios son consistentes con la respuesta mecánica del sistema a la presión elevada. Una observación al inicio de ruptura en las fracturas preexistentes, es que la tendencia de la microsísmica está más próxima a estas fracturas, que, a la orientación de la tensión máxima, como se muestra en la **Figura 2.35**. La orientación de los eventos microsísmicos se muestra como puntos que están más próximos a la orientación de fracturas naturales preexistentes, mostradas en rojo, la orientación del esfuerzo principal está mostrado en azul. Esto sugiere que el crecimiento de la zona estimulada es controlada por la preexistencia de estructuras. Observe también la clara alineación de los planos nodales del evento de golpe-deslizamiento que ocurre sobre el conjunto microsísmica de color oro con la tendencia a la fractura predominante.

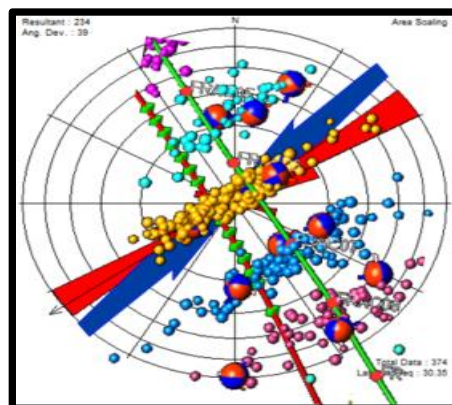


Figura 2.35 Muestra la orientación de los eventos microsísmicos. "Moss et al., (2011), The orientation of..., [Figura], Recuperado de: SPE – 145849".

Lo que no es muy claro aún en relación con los eventos microsismicos son:

- 1) El tamaño del conjunto asociado con cada punto de estimulación representa la extensión de la estimulación.
- 2) Si el número de eventos que ocurrieron dentro de ese grupo refleja la eficacia de la estimulación.

2.4.5.3 Calibración del modelo de producción del yacimiento

Un objetivo clave para este proyecto fue evaluar hasta qué punto se podía reproducir la producción en un yacimiento de lutitas, usando un modelo de estimulación por cizallamiento. “En la actualidad, ningún simulador comercial puede modelar este proceso, aunque se han logrado desarrollar algunos modelos de investigación de los cuales un ejemplo primordial es el simulador Japex SHIFT™” (Tezuka *et al.*, 2005).

El modelo se inicia con características conocidas de las lutitas, como la porosidad, permeabilidad de la matriz, presión inicial, saturación de gas y contenido orgánico tal como se describe a partir del análisis de núcleo y registro. Esto implementa que se formule una doble permeabilidad anisotrópica con fracturas naturales de baja permeabilidad. Un conjunto de tablas de permeabilidad-presión se usaron para describir el comportamiento de la roca que resulta cuando se activa la fractura por cizallamiento, como se muestra en la **Figura 2.36**.

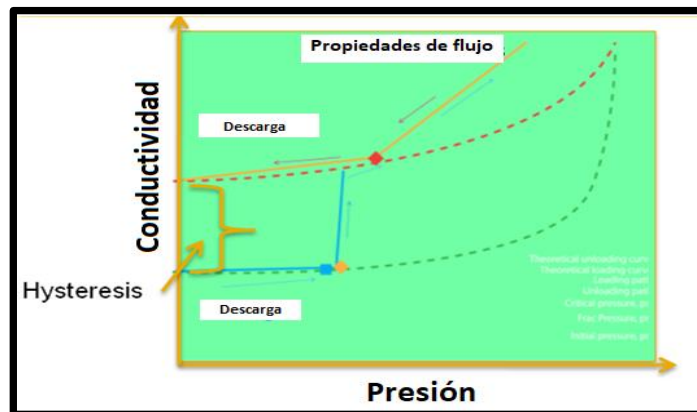


Figura 2.36 Ejemplo del modelo de presión histéresis-permeabilidad para el flujo direccional. “Moss et al., (2011), Example of hysteretic..., [Figura], Recuperado de: SPE – 145849”.

En el modelo se establece una resolución espacial y temporal suficiente para proporcionar una representación precisa de la inyección de fluidos en una etapa de fractura (10-20 minutos) y un inmediato regreso de flujo. El resultado fue un mapa 3D de permeabilidad inducida que describe el volumen de roca estimulado, no se describe como una forma geométrica con propiedades de flujo idénticas, sino como un cuerpo de roca con permeabilidad inducida variable, como se muestra en la **Figura 2.37**.

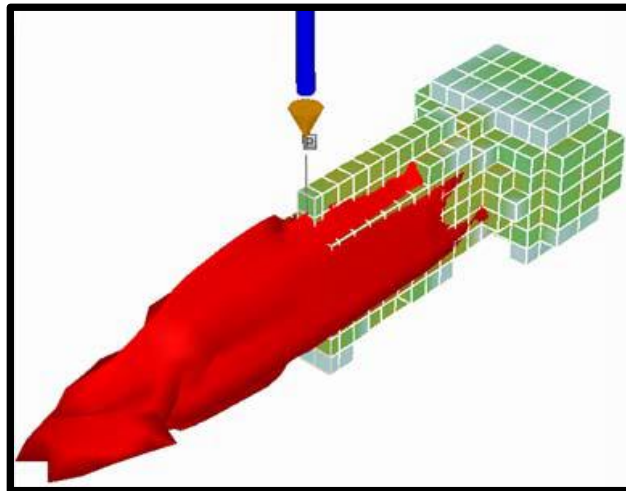


Figura 2.37 Ejemplo de distribución de permeabilidad inducida. "Moss et al., (2011), Example predicted induced..., [Figura], Recuperado de: SPE – 145849".

Usando estos datos se pudo calibrar el modelo ajustándolo a las propiedades de la red de fracturas, lo que demostró una consistencia en las observaciones afirmando que la frecuencia de la red de fracturas naturales controló la producción primaria.

2.4.7 Observaciones y resultados

El objetivo general fue probar un modelo para la estimulación de un complejo fracturado en este caso de shale, con el fin de encontrar un beneficio a partir del deslizamiento de cizallamiento en las fracturas preexistentes (pequeñas fallas), lo que resulta en aumentar permanentemente la conductividad.

Los resultados presentados aquí se derivan de observaciones petrofísicas, geomecánicas y microsísmicas de estimaciones llevadas a cabo en uno de los

cuatro pozos de estudio, que se completó con empacadores y terminaciones, se fracturó con una espuma de alta calidad (99%).

Los principales resultados fueron:

1. El sitio se caracteriza por una presión de yacimiento muy baja, acompañada de esfuerzos horizontales bajos (fallas normales); la tensión horizontal máxima es sin embargo mayor que la tensión horizontal mínima y está orientada NE-SW.

2. La estimulación puede reabrir características preexistentes en lugar de crear nuevas hidrofracturas.

3. Las propiedades de flujo de la zona estimulada son extremadamente sensibles a la presión, esto se basa en la calibración del modelo. Así, se podría esperar que la sobreproducción resulte en un descenso prematuro de la producción; teniendo cuidado de mantener la presión del yacimiento cerca del pozo, o se debe hacer una evaluación del beneficio económico de la estimulación.

CAPÍTULO 3 APLICACIÓN DE LA INGENIERÍA DE SHALE

3.1 Un nuevo método para la simulación de yacimientos

La ingeniería de shale se enfoca en modelar y dar pronósticos de la producción en formaciones de lutitas y yacimientos apretados (tight). Este es un nuevo método que simula yacimientos basándose en la elaboración de un modelo del volumen de propagación de la fractura en la roca estimulada, desde el pozo hacia el interior de la formación. Los modelos de simulación realizan cada etapa de fracturamiento individualmente, validándose a partir de la medición de la presión, los gastos para estimular y se confirman por medio de la observación en la geomecánica y la microsísmica.

Este nuevo enfoque tuvo su origen en campos de lutitas en el Oeste de Virginia y a partir de él podemos obtener una evaluación de la formación, es decir, el análisis a través de registros de producción y datos de microsísmica que se analizan con un alto grado de interpretación, asimismo, este puede aplicarse para la optimización y diseño de campos. La ingeniería de shale tiene la hipótesis de que cuando las rocas altamente compactas son estimuladas por fracturamiento hidráulico para que sean productivas estas se convierten en yacimientos artificiales. Grupos multidisciplinarios expertos son los encargados de interpretar a estos yacimientos artificiales, con el objetivo de proporcionar proyecciones del gasto a partir de curvas tipo y un modelo que ayude al desarrollo del yacimiento.

En el lenguaje de simulación, el yacimiento artificial se refiere a él volumen del yacimiento simulado, aunque en formaciones de lutitas el término adoptado es volumen de roca simulado (SRV en ingles SIMULATED ROCK VOLUMEN). El volumen de roca simulado proporciona las herramientas para crear y caracterizar la eficiencia del flujo dentro del yacimiento artificial, representando la estimulación con fracturas hidráulicas multietapas.

La ventaja de la ingeniería de shale es que permite la validación de los modelos con parámetros que pueden estar disponibles desde la etapa inicial del pozo, la cual a su vez son utilizados para construir soluciones del modelo, permitiendo que se incluya la geomecánica, lo que genera un flujo de trabajo sistemático que permite validar paso a paso el proceso de modelado del yacimiento.

3.1.1 El principio de la Ingeniería de shale

El principio de la Ingeniería de shale surgió a partir de la necesidad de ampliar y obtener beneficios comerciales de la explotación de lutitas de aceite y gas, combinando grupos multidisciplinarios de trabajo y experiencia para evaluar el potencial de estas formaciones. El termino ingeniería de shale tiene la intención de diferenciar la ingeniería de yacimientos convencional que se aplica a formaciones que son permeables y porosas.

Los ingenieros de shale tienen la misma función que un ingeniero de yacimientos proporcionando una conexión entre la perforación, terminaciones, instalaciones, geología, geofísica y evaluaciones económicas. El principio de la ingeniería de shale utiliza, la geología y la ingeniería de última generación, para optimizar la producción y proporcionar aquellos elementos importantes que describan el comportamiento de las lutitas. El principio va de la mano con la simulación de yacimientos y principalmente con el volumen de roca estimulada (VRE), aunque este enfoque está justificado técnicamente, tiene algunos inconvenientes que deben mencionarse:

1. Las redes de fracturas que son creadas por el fracturamiento hidráulico, son diferentes de las redes de fracturas naturales, ya que comienzan desde un punto en el pozo propagándose hacia el interior de la formación. De tal forma que el volumen de roca simulado resultante se pudiera ver metafóricamente como una zona de destrucción en lugar de una red de fracturas regularmente espaciadas y distribuidas de manera similar.

2. La conductividad hidráulica de las hidrofracturas inducidas no es estable y puede no ser estable durante décadas ya que la formación intenta equilibrarse después de reaccionar mecánicamente a los cambios de tensión masivos y repentinos causados por el hidrofracturamiento masivo.

3. La física del flujo de fluido de la matriz a una red de fractura natural o inducida hidráulicamente es más compleja que la descrita por la ecuación de flujo de Darcy.

El estudio de las propiedades mecánicas de la roca, de los esfuerzos del subsuelo y las presiones de estimulación, determina la escala y calidad del fracturamiento, además de que su éxito depende de encontrar aquellas zonas ricas en hidrocarburos que son fáciles de estimular. Por lo tanto, la petrofísica y la descripción geoquímica de la formación es igualmente importante como la mecánica.

El análisis geomecánico determina las condiciones de los esfuerzos de la roca antes y después del estimulamiento, modelando los esfuerzos resultantes en el yacimiento. El análisis de los eventos microsísmicos proporciona información sobre los atributos macroscópicos como la plasticidad y fragilidad de la roca, además de dar una visión cualitativa del VRE.

La evaluación petrofísica involucra calibrar la base de datos con mediciones realizadas en núcleos de pozos clave, principalmente los relacionados con la mineralogía, porosidad, permeabilidad, análisis de rocas apretadas (TRA), contenido orgánico total (COT), isotermas de desorción del gas y análisis de agua en la formación. A partir de la interpretación petrofísica es posible identificar las características de la roca, para que se puedan aplicar más allá del pozo en estudio, también ayuda a la validación de datos que serán usados en la simulación. Es importante el análisis petrofísico ya que la habilidad de la formación para producir hidrocarburos va de la mano con las propiedades como la microporosidad y el contenido orgánico.

Sin embargo, hay otros factores que pueden influir en el flujo de los fluidos como la presencia de facturas y fallas. Las fracturas pueden ayudar a la transmisibilidad de la formación o pueden influir en la forma de fracturar la

formación aprovechando la debilidad de la roca, por otra parte, las fallas podrían desviar los fluidos que estimulan a la formación hacia zonas ineficaces. Si las fracturas entran en contacto con un acuífero, se reduce la productividad y porosidad, lo que conduce al aumento de la producción de agua. “Si se tiene mayor permeabilidad de fractura se permitirá que el fluido (agua/gas) fluya a mayor velocidad a través de la formación hasta el pozo” (Bustin et al., 2008).

Por ello resulta importante hacer un modelo matemático confiable que incluya las propiedades físicas y mecánicas de la roca-fluido, capaz de hacer pronósticos semejantes a los del pozo. Las herramientas empíricas también son útiles para el modelado, ya que se diseñan con base a propiedades de alrededor del pozo. Una vez que se ha hecho el modelo, se pueden hacer pronósticos o estimaciones rentables de la producción.

El principio y el modelado de la Ingeniería de shale describen y validan el diseño del pozo, siendo una combinación de la matriz de la formación, fracturas generadas por deslizamiento y las fracturas creadas por la estimulación. La validación de diseño del pozo se complementa con un conjunto de observaciones que se hacen durante el fracturamiento, el retorno del flujo y la producción. Este proceso de flujo de trabajo se ilustra en la **Figura 3.1**, el cual puede ser reducido a un pozo individual o ampliado para el estudio completo de una cuenca.

No sólo se trata de entender cómo funcionan los pozos en lutitas, sino que resulta igual de importante entender cómo establecer pronósticos de la producción, potencial, diseño de terminaciones y espaciado entre pozos más eficientes, con el fin de lograr una óptima explotación de estos vastos recursos. El desarrollo de la Ingeniería de shale, va de la mano con la preocupación que tienen los operadores ante la incertidumbre de cómo entender la geología y la ingeniería en una expectativa de volúmenes de hidrocarburos.

Aunque la Ingeniería de Shale es un concepto emergente, se ha reconocido que no es un ajuste directo de los conceptos o herramientas de la ingeniería de

Ingeniería de shale

yacimientos convencionales. El objetivo de hacer una combinación entre la ingeniería de shale y el modelado es para usar un modelo matemático que incluya la física y las propiedades mecánicas de la formación de lutitas

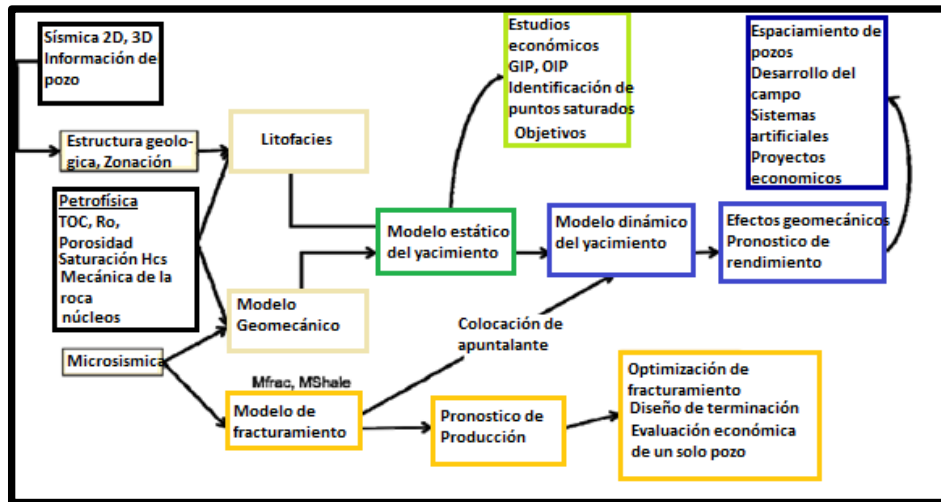


Figura 3.1 Flujo de trabajo de la Ingeniería del Shale. “D. Vassilellis (2011), Shale Engineering Workflow, [Figura], Recuperada de CSUG/SPE 146912”.

Estos modelos son acoplados con herramientas empíricas que son diseñadas alrededor de la geometría de un pozo de lutitas y son utilizados para aumentar los resultados del modelado. Una vez que el proceso de modelado ha sido terminado, los operadores pueden proveer estimaciones confiables de recuperación basándose en resultados tempranos de pozos horizontales o verticales.

La Ingeniería de shale es una nueva visión de exploración y desarrollo, por ejemplo, lo que se busca en los proyectos piloto no es la magnitud a la que se llegue sino, la recopilación de información que traduzca con éxito técnico un proyecto rentable.

3.1.2 Descripción del modelo

El acoplamiento geomecánico con el modelo del yacimiento es el núcleo del enfoque de la ingeniería de shale ya que esta provee un medio para vincular a la física con una mayor recuperación de los hidrocarburos entonces:

- Qué se espera de la estimulación en términos de dimensiones de fractura inducida y los cambios inducidos en las propiedades de la formación.
- Qué espera del nuevo sistema acoplado en la formación que resulto de la estimulación.

El modelo está realizado a partir de un esfuerzo numérico que consiste en:

Una malla fina que simula la estimulación tomando en cuenta el comportamiento de la formación en una sola etapa de fracturamiento durante y después de la estimulación, con el objetivo de predecir la extensión y las propiedades de la zona estimulada dadas las propiedades físicas y geomecánicas.

Además del comportamiento hidráulico del pozo, el modelo se compone de cuatro componentes más que influyen en la producción del pozo:

- Matriz
- Fracturas Naturales
- Zona con mayor red de fractura inducida (fracturas que contienen apuntalante)
- Zona con menor red de fractura inducida (fracturas creadas por microdeslizamientos con algún apuntalante)

El modelo que se desarrolló para este análisis se basa en un modelo de una doble permeabilidad para las fracturas naturales y las estimuladas, con 100 000 celdas que describen 5000 pies de longitud, con cerca de 10 fracturas transversales, incorpora flujo no-darciano en la matriz, varia la conductividad contra la distancia de la zona de mayor red de fractura. Al igual que los modelos de simulación convencionales, puede incorporar el comportamiento de fase y flujo multifásico.

El modelo está ligado dinámicamente a la geomecánica por medio de funciones empíricas de transmisibilidad y presión de poro, que pueden cambiar a lo largo de las orientaciones de la red. La malla está orientada hacia los principales esfuerzos, lo que ayuda a incorporar la anisotropía. Para que coincidan

los datos de producción, se utiliza conceptos de flujo lineal que permiten proyectar tendencias de producción ajustando no más de dos variables.

3.1.2.1 Zona de estudio

Este estudio tuvo origen en una formación de lutitas del Devónico en la formación Hurón en un pozo piloto con distintas etapas de hidrofracturas, donde cada etapa de hidrofracturas tiene diferentes eventos microsísmicos. Cuando se interpretó la microsísmica esta indicó una mayor propagación de fractura cerca de los empacadores. Esto se debió a que los esfuerzos generados por la colocación de los empaques tienen que ver con los cambios en los esfuerzos locales y por lo tanto establecen un punto débil a favor de la iniciación de la fractura **Figura 3.2**.

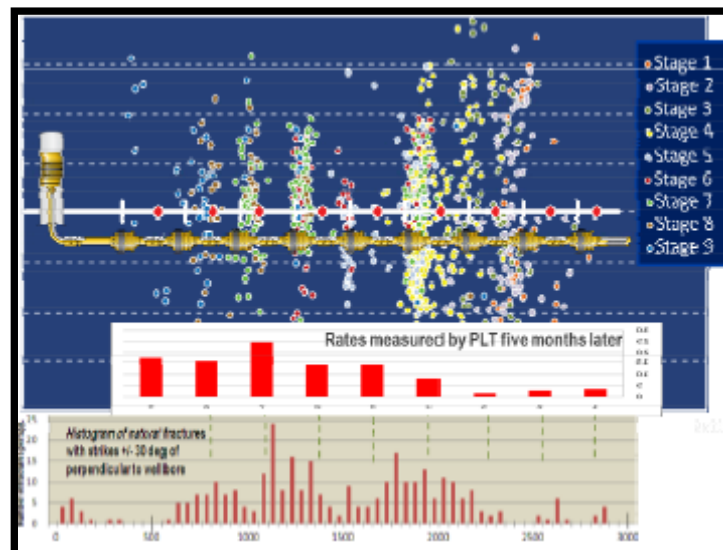


Figura 3.2 Etapas de fracturamiento en el pozo. “D. Vassilellis (2011), Shale Engineering Workflow, [Figura], Recuperada de CSUG/SPE 146912”.

3.1.3 Efectos geomecánicos

La geomecánica es la integración de las propiedades mecánicas de la roca y la medida de los esfuerzos aplicándose a los problemas de fracturas, fallas y flujo de fluidos en las reservas de hidrocarburos. Los principios de la geomecánica son aplicados para comprender el estado de los esfuerzos, los cambios de presión de poro, las propiedades mecánicas de la roca y las redes de fracturas naturales, todo esto con el fin de desarrollar yacimientos de lutitas (yacimientos artificiales).

Los yacimientos artificiales antes de desarrollarse poseen permeabilidades que están en nanodarcys, y mediante estimulaciones con fracturamiento hidráulico se tiene acceso a los hidrocarburos. “El proceso de fracturamiento hidráulico proporciona un contacto de gran magnitud entre el yacimiento y el pozo” (Martín *et al*, 2010).

La estimulación en lutitas consiste en la creación de fracturas hidráulicas que conectan fracturas naturales preexistentes, ocasionando un deslizamiento por cizallamiento que además es favorecido por los cambios de presión y los esfuerzos inducidos durante la estimulación. Este proceso utiliza una presión extremadamente alta para romper la formación y colocar un material altamente conductor (apuntalante) dentro de la fractura.

Cuando el proceso de estimulación ha sido completado, habrá al menos una o varias fracturas inducidas hidráulicamente que contengan apuntalante. Estas fracturas en algunos casos están rodeadas por una red de fracturas naturales creadas por cizallamiento con apuntalante limitado y que no se cerrarán completamente con la presión hidráulica.

En el diseño de la estimulación con fracturamiento hidráulico, la iniciación y propagación de la fractura se genera cuando la presión hidráulica supera la tensión mínima (Generalmente en dirección horizontal de los esfuerzos). La introducción de la presión hidráulica en las paredes del pozo puede crear fracturas por cizallamiento, y estos eventos pueden ocurrir antes de que los fluidos y el apuntalante entre a la formación. Esto ayuda a explicar porque en algunos casos los eventos microsísmicos se expanden sobre un área mayor que el VRS, como se muestra en la siguiente **Figura 3.3**.

La producción de los fluidos implica una reducción en la presión de poro, incrementando los esfuerzos efectivos del yacimiento, además de que la caída de presión implica que las fracturas dentro del VRE sufrirán cierre, pérdida de conductividad y conectividad con las fracturas inducidas.

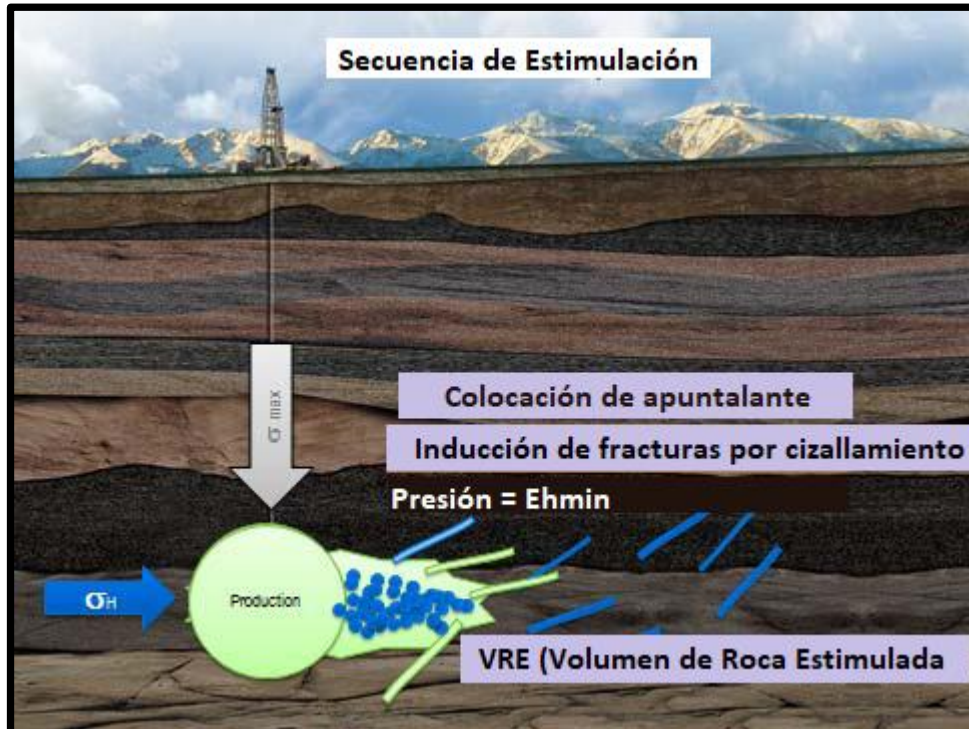


Figura 3.3 Esquema de propagación de las fracturas. . "D. Vassilellis (2011), schematic of hydrofrac propagation in tight formations, [Figura], Recuperada de CSUG/SPE 146912".

Se espera que los eventos creados por cizallamiento sean más destructivos en las fracturas sin apuntalante que las que contienen apuntalante, lo que implica que la permeabilidad de las fracturas naturales sea más sensible a la presión, cambiando de forma irreversible cuando se produce el deslizamiento por cizallamiento **Figura 3.4**.

Con el incremento de la presión durante la estimulación, la permeabilidad incrementa y el yacimiento da seguimiento a la curva de carga. Cuando se llega a una presión crítica, aumenta la pendiente de la curva, indicando que se ha producido un deslizamiento por cizallamiento en un cierto número de fracturas, obteniendo un cambio permanente en la permeabilidad.

El yacimiento continúa siguiendo la trayectoria de la curva de carga, mientras que el deslizamiento se sigue creando y la permeabilidad aumenta hasta que se rompe la formación. Después de que se alcanza la presión de fractura se reduce la presión de estimulación y se sigue la trayectoria de descarga.

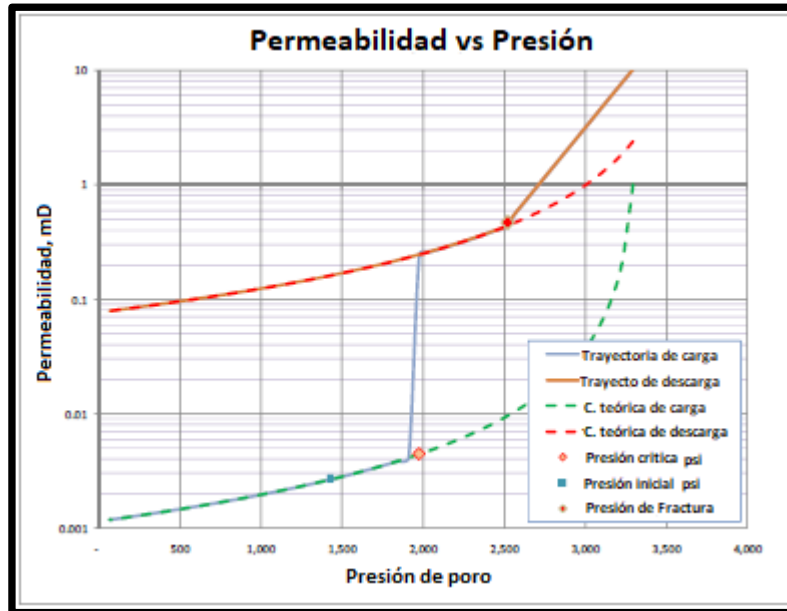


Figura 3.4 Patrones de carga y descarga para las redes de fractura inducida. . "D. Vassilellis (2011), Loading and unloading paths..., [Figura], Recuperada de CSUG/SPE 146912".

3.1.4 Propagación de fractura

La iniciación de la propagación de fractura inducida puede ser simulada numéricamente por medio de relaciones de presión-permeabilidad. Para este enfoque, la permeabilidad es establecida a niveles muy bajos similares a los de la matriz. El modelo se inicia en una sola celda que representa el punto en el pozo donde se inician las hidrofracturas el cual puede que esté dentro de un grupo microsísmico (**Figura 3.5**).

El objetivo de hacer una simulación es para hacer una representación de la propagación de las fracturas inducidas en la matriz, la permeabilidad, así como los fluidos inyectados durante la estimulación (**Figura 3.6**).

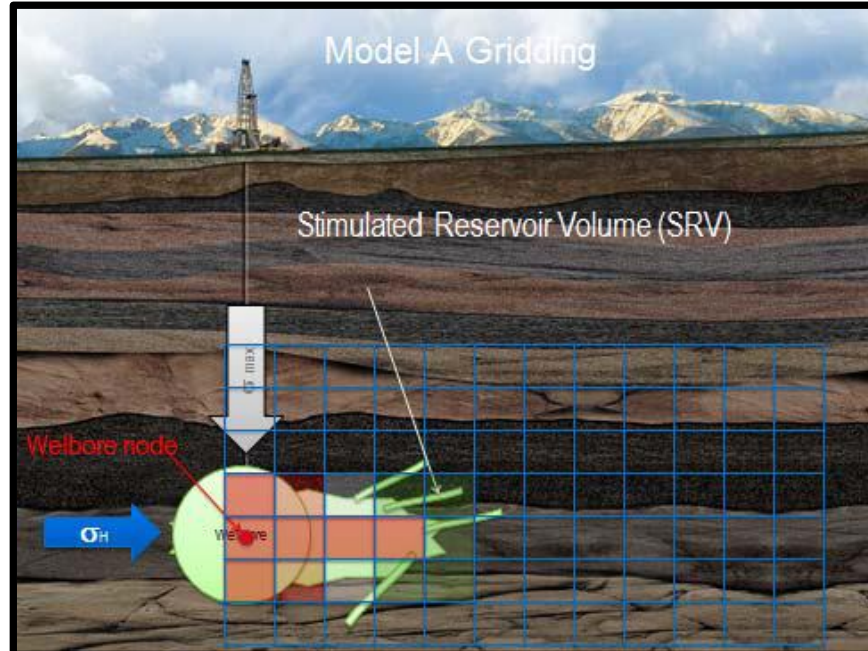


Figura 3.5 Malla de colocación del modelo. . "D. Vassilellis (2011), Model 1 gridplacement, [Figura], Recuperada de CSUG/SPE 146912".

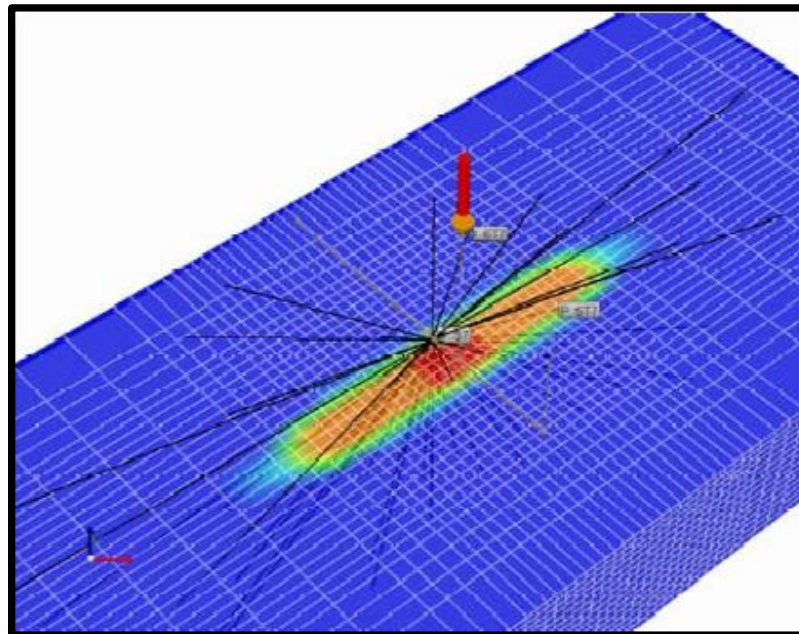


Figura 3.6 Representación 3D del VRS del modelo (1) en términos de permeabilidad en la fractura. . "D. Vassilellis (2011), 3D representation of the..., [Figura], Recuperada de CSUG/SPE 146912".

En esta sola etapa del modelo las dimensiones fueron de 10x10x10 pies, además de que la presión fue calculada en superficie y la presión de fondo fue calculada con un modelo de fricción monofásico, durante la estimulación se utilizó nitrógeno y se inyectó arena con espuma de baja calidad (**Figura 3.7**).

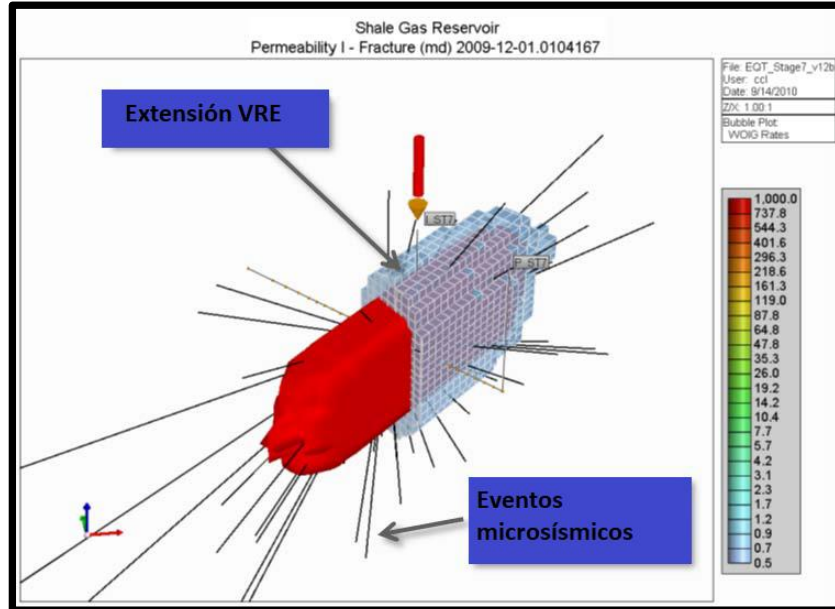


Figura 3.7 Representación 3D del VRE (volumen de roca estimulado). . "D. Vassilellis (2011), 3D representation of..., [Figura], Recuperada de CSUG/SPE 146912".

Algo que se intentó fue que los volúmenes de roca simuladas coincidieran con la extensión de los datos microsísmicos, esto no fue posible de alcanzar incluso, pero se aceptó que la mejor estimación de la porosidad y permeabilidad de la fractura con la presión era aceptable y el hecho de que el volumen de roca simulado resultante no se extiende hasta el punto de los eventos microsísmicos se explica por la teoría de propagación de la fractura por cizallamiento en el cual estos eventos pueden preceder a eventos relacionados con la inyección del liquido

3.1.5 Modelo del pozo

Hasta este punto se ha discutido que cada etapa de hidrofracturas es diferente, no tienen las mismas características y su producción es distinta entre ellas, esto se atribuye a factores como la existencia de fracturas naturales, fallas, apuntalante y ejecución del estimulamiento.

Las etapas elegidas para modelarse fueron la etapa 3 y 7, debido al gran contraste entre ellas. La etapa 3 está más cerca del inicio del pozo y la etapa 7 está más cerca del lado horizontal. La etapa 3 tiene un comportamiento errático en el comportamiento de la presión sumando a esto se necesitan altas presiones para

fracturar. Por el contrario, la etapa 7 tiene un perfil de presión más normal. Las presiones que se necesitaron para fracturar fueron más bajas y los eventos microsísmicos no se propagan hasta la etapa 3 (**Figura 3.8**).

La frecuencia de las fracturas naturales medida mediante registros, mostró que fue mayor en la etapa 7. Por lo tanto, a partir de los modelos de propagación de fractura la etapa 3 no tiene un VRS muy amplio y probablemente su producción sea menor que la etapa 7. La Figura 3.9 muestra el tamaño relativo del VRS entre las etapas, en este caso las fracturas naturales parecen gobernar la propagación del VRE.

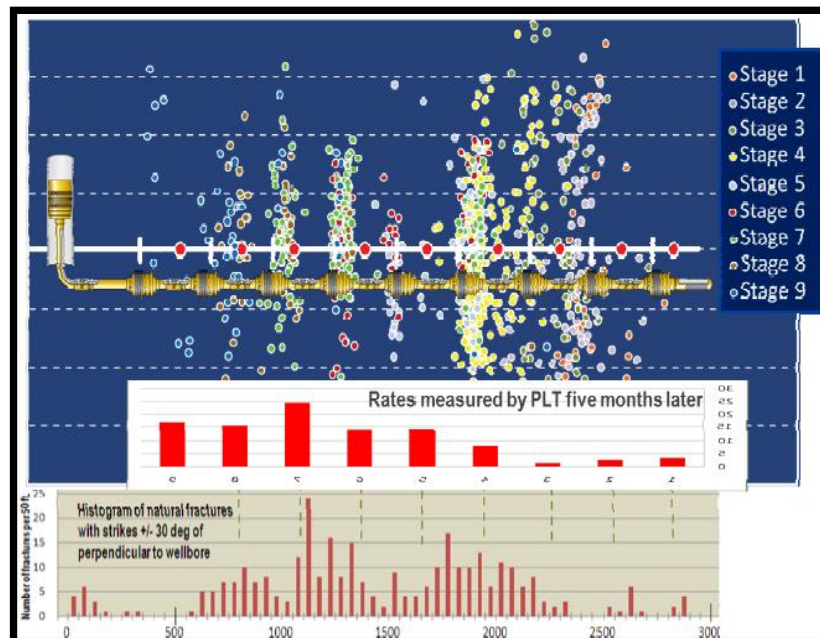


Figura 3.8 Etapas de fracturamiento en el pozo. "D. Vassilellis (2011), Frac stage in well, [Figura], Recuperada de CSUG/SPE 146912".

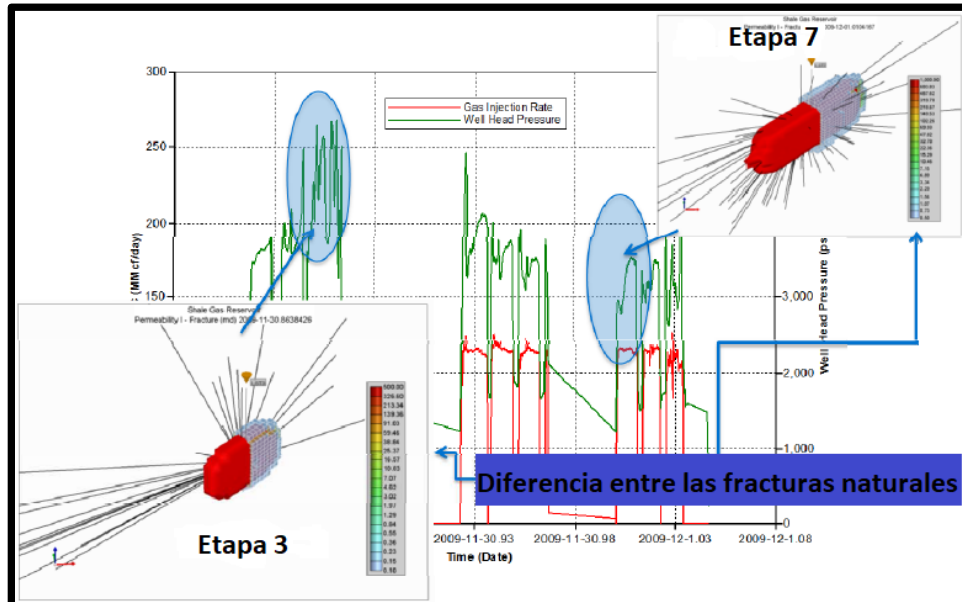


Figura 3.9 Tamaño relativo del VRE entre etapas tal como se definió por los modelos de estimulación. . “D. Vassilellis (2011), Relative SRV sizing..., [Figura], Recuperada de CSUG/SPE 146912”.

Antes de cualquier intento de hacer coincidir el comportamiento de la producción el impacto de la colocación del apuntalante tuvo que ser considerado. La colocación del apuntalante puede ser analizada en base a que los granos de arena individuales no necesariamente se mueven en fracturas generadas por cizallamiento, pero en las fracturas por estimulación los esfuerzos principales dan como resultado aperturas mayores. “Estas estimaciones son hechas considerando lo ancho de las hidrofracturas están en función de la presión, la rigidez de las rocas, la capacidad de transportar los granos de arena con una suficiente velocidad de flujo así como la concentración del apuntalante durante la estimulación” (Meyer *et al.*, 2010, Jacob *et al.*, 2010). La (Figura 3.10) describe la conductividad de la fractura.

Teniendo la descripción del pozo, así como el diseño de cada etapa de hidrofracturas, fue posible hacer que cada etapa de hidrofracturas coincidiera con las que midió el registro de producción (Figura 3.11). En esta etapa, fue posible hacer pronósticos de la producción del pozo durante varias décadas. Además de que el propósito era crear modelos que se basaran en el flujo de trabajo, capaces de describir el diseño del pozo y la resultante del volumen de roca estimulado.

(Figura 3.12). A partir de este estudio se demostró que, con la aplicación de este flujo de trabajo, es posible que un operador tenga modelos de los pronósticos de la producción.

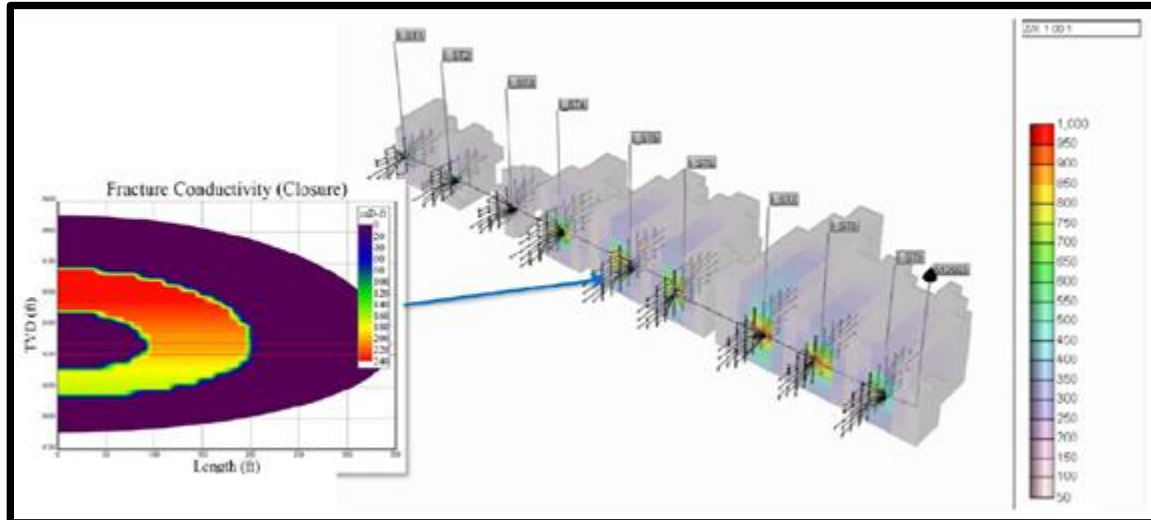


Figura 3.10 Conductividad de la fractura dentro del modelo del pozo. . "D. Vassilellis (2011), Fracture conductivity..., [Figura], Recuperada de CSUG/SPE 146912".

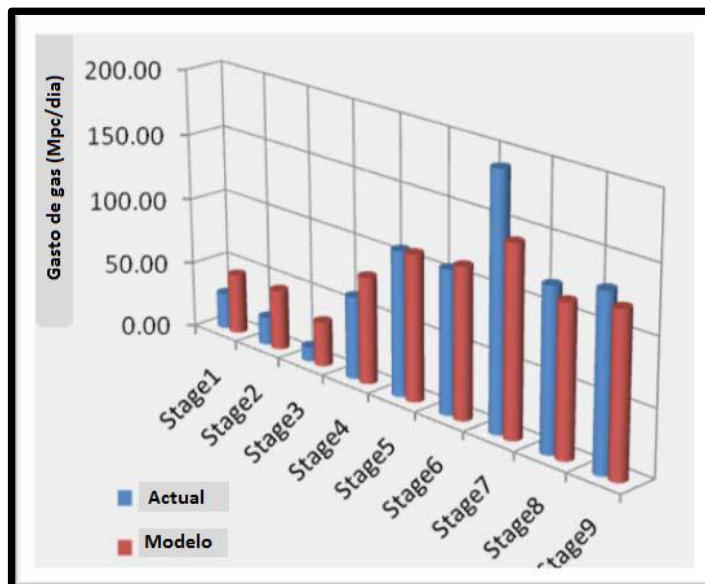


Figura 3.11 Etapas individuales de fracturamiento coincidiéndolas con un registro de producción. . "D. Vassilellis (2011), Individual frac stage, [Figura], Recuperada de CSUG/SPE 146912".

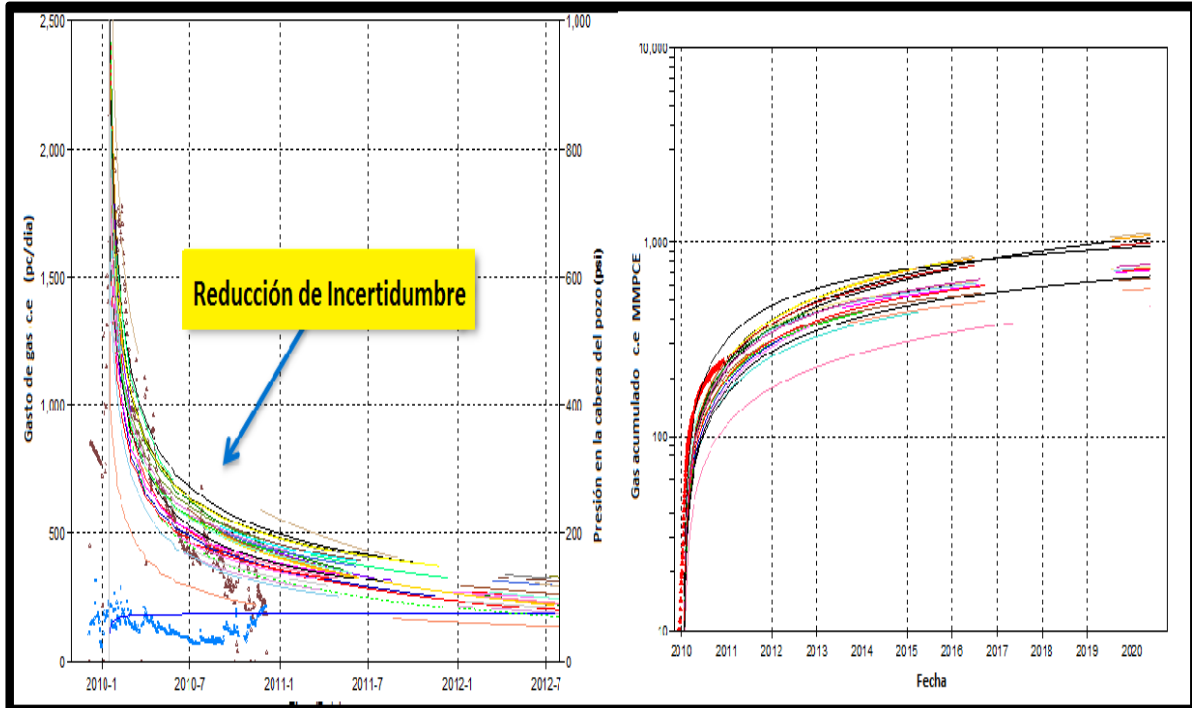


Figura 3.12 Zona de incertidumbre de los modelos de los pozos. . "D.Vassilellis (2011), Band of uncertainty...., [Figura], Recuperada de CSUG/SPE 146912".

Es importante notar que los históricos de producción pueden presentar perturbaciones relacionadas con la descarga de los fluidos y las variaciones de presión, pero aun así fue posible crear una proyección no sesgada del potencial del pozo.

A partir de este estudio se demostró que con la aplicación de este flujo de trabajo es posible que los operadores obtengan modelos que hagan proyecciones futuras de la producción, además de que se tiene una mejor comprensión del diseño de pozos durante la perforación y un método para interpretar la producción de cientos o incluso miles de pozos.

Como resultado final, el modelo del pozo es un nuevo nivel dentro de la simulación de yacimientos y en el desarrollo de las lutitas (shale). Donde la formación ha experimentado la creación de hidrofracturas a partir del estimulación, además, al principio cada una de las etapas de hidrofracturas ha sido modelada como un área de roca estimulada donde se ha inducido un cambio de permeabilidad. En segundo lugar, la colocación del apuntalante se describe con

modelos que pronostican la distribución de la fractura y su conductividad en función de la concentración del apuntalante.

El modelo resultante incluye las pruebas microsísmicas para darle forma al VRE, el modelo puede validarse aún más si se utilizan registros acústicos que miden los datos geomecánicos. La **Figura 3.13** representa una visualización de cómo se diferencia la microsísmica sobre la caída de presión. Esto es algo interesante de observar, ya que aparte de incorporarse a la forma del VRS, la relación entre la microsísmica y el potencial de producción no es directa, como se discutió anteriormente puede estar relacionado con la red de fracturas naturales preexistentes.

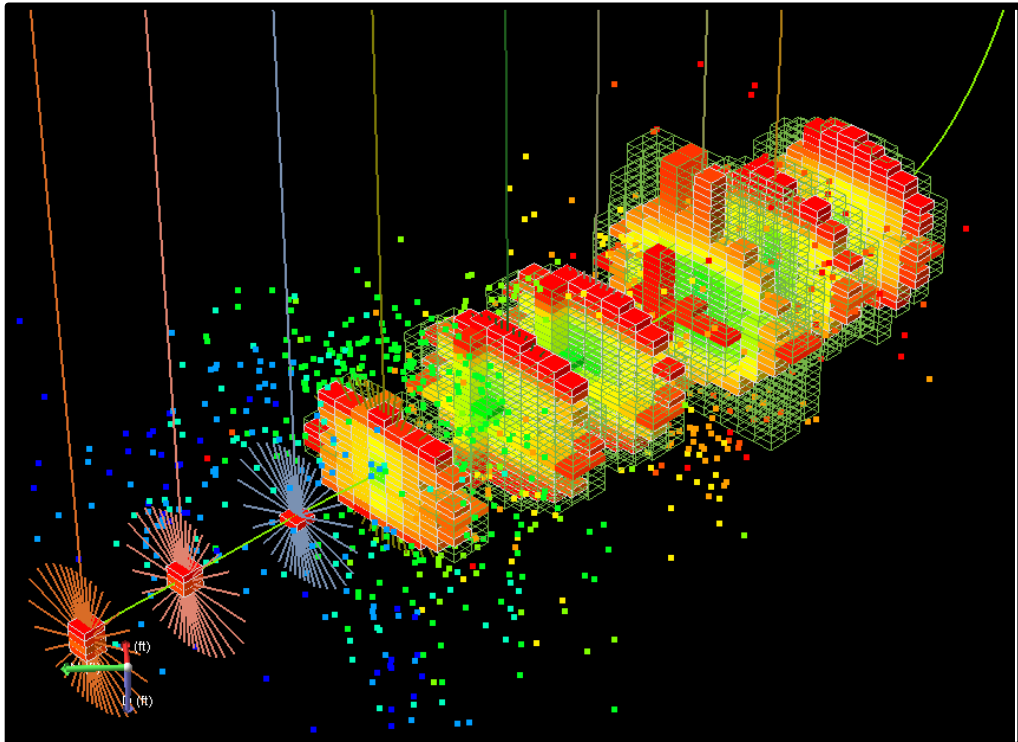


Figura 3.13 Modelo del pozo mostrando los eventos microsísmicos en relación a la presión. . “D. Vassilellis (2011), Composite well model..., [Figura], Recuperada de CSUG/SPE 146912”.

Los autores reconocen que, aunque un modelo numérico puede ser ajustado razonablemente se debe usar la observación durante los primeros meses de producción, en ese proceso algunas características podrían revelar una sensibilidad temprana, mientras que otras podrían tomar más tiempo para expresar una tendencia visible. En este sentido, es útil diseñar pruebas de campo

y de laboratorio que midan directamente la sensibilidad generada por los cambios de presión o cizallamiento.

En áreas con poca información los modelos de la ingeniería de shale pueden ayudar a desarrollar más rápido permitiendo a los operadores evaluar los pronósticos en lugar de reaccionar al rendimiento observado permitiendo la confianza en el espacio y en el tiempo. En la evaluación y exploración de los recursos de lutitas, los modelos pueden adoptar flujos de trabajo probabilísticos y presentar un enfoque disciplinado en la incertidumbre y la evaluación del riesgo.

CAPÍTULO 4 MARCO GEOLÓGICO

México tiene gran potencial de recursos de aceite y gas en formaciones de lutitas del Jurásico y Cretácico. Estos depósitos de lutitas se correlacionan con formaciones productivas de los EUA, por lo que parecen recursos prospectivos para nuestro país, algunos todavía están en la etapa de exploración, por lo que han sido muy poco caracterizados.

Estudios geológicos han demostrado que nuestro país tiene algunos de los yacimientos de lutitas más grandes y de mejor potencial y calidad que los de EUA y Canadá. Los recursos recuperables fueron estimados por la EIA (US Energy Information Administration) en 13.1 BBo de aceite y 545 Tpc de gas natural.

4.1 Cuenca Tampico-Misantla

“La Cuenca de Tampico-Misantla abarca un área de 50,000 km² incluyendo su parte marina, además de ser la cuenca con la mayor antigüedad de explotación de aceite en México” (Pemex, 2014). “Hasta el día de hoy la cuenca tiene una producción acumulada de 6180 millones de barriles de petróleo crudo equivalente y las reservas remanentes totales son de 18,053 millones de barriles de petróleo crudo equivalente” (Pemex, 2014).

4.1.1 Ubicación de la Cuenca Tampico-Misantla

La Cuenca Tampico-Misantla es una unidad geológica constituida por rocas del Triásico, Jurásico, Cretácico y Terciario, la Cuenca se localiza geográficamente en la porción centro-oriental de México y comprende desde el extremo sur del Estado de Tamaulipas hasta la parte central del Estado de Veracruz, porciones orientales de San Luis Potosí, Hidalgo, Norte de Puebla y la plataforma continental; ocupando un área aproximada de 50,000 Km² entre la porción central del frente de la Sierra Madre Oriental y el Golfo de México profundo (200 m de tirante de agua), el macizo de Teziutlán al Sur y el Arco de Tamaulipas (**Figura 4.1**).

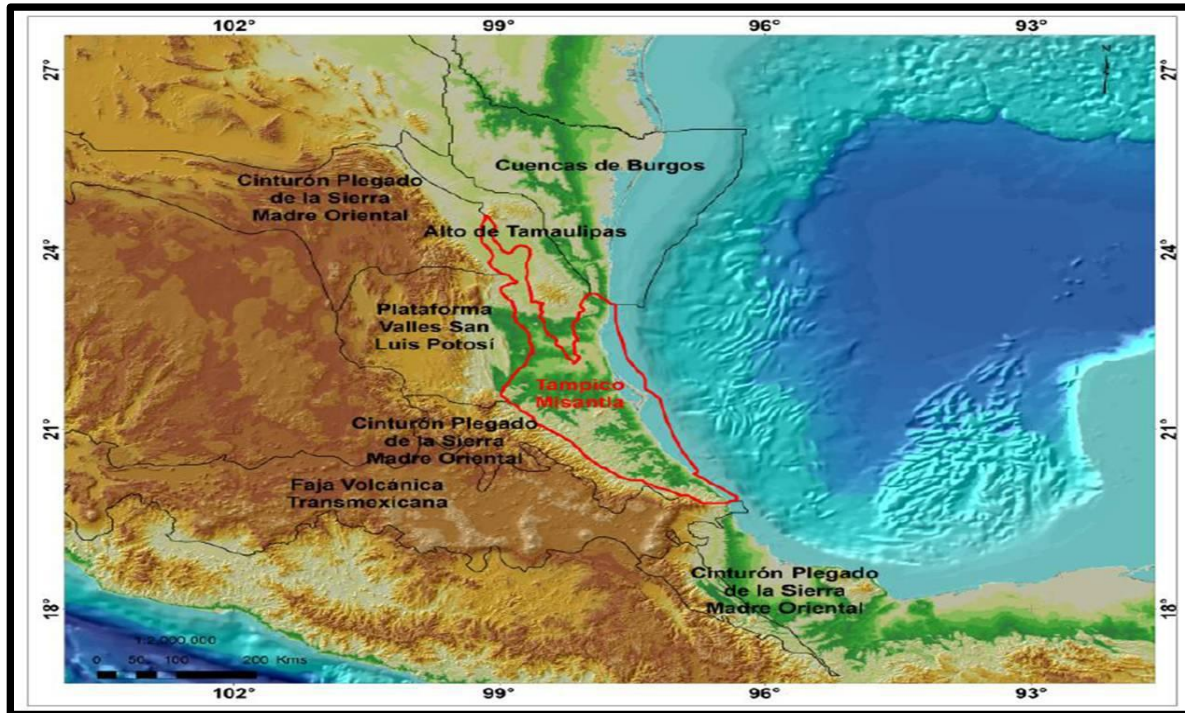


Figura 4.1 Cuenca Tampico-Misantla. “Pemex, (2010), Croquis de la Cuenca de Tampico-Misantla que muestra las áreas más importantes, [Figura], Recuperada: Las Reservas de Hidrocarburos de México”.

4.1.2 Geología regional

Las rocas con mayor antigüedad en la Cuenca Tampico-Misantla son de tipo granítico metamórfico, los bloques del basamento están dislocados por sistemas de fallas normales originadas durante la etapa de apertura del Paleo-Golfo de México en el Triásico-Jurásico Medio.

La Cuenca de Tampico-Misantla está conformada por los siguientes elementos tectónico-estructurales y estratigráficos: al norte con el Arco de Tamaulipas y el Monoclinial de San José de las Rusias, al sur con el Eje Neovolcánico y el bloque tectónico de Teziutlán, al occidente con la Sierra Madre Oriental y al Oriente con la cuenca marina de Tampico.

A finales del Cretácico, la Orogenia Laramide se levantó y plegó las rocas mesozoicas de la Cuenca Tampico-Misantla que acortaron las unidades estratigráficas Jurásicas y las del Cretácico, dando origen a la Sierra Madre Oriental. La generación de deformación creó pliegues con flancos isoclinales,

pliegues abiertos que son cortados por fallas inversas hacia el frente de la Sierra Madre Oriental.

Hacia el oeste de la Cuenca Tampico-Misantla, se tendrán cabalgaduras y pliegues asociados, mientras que hacia el centro de la cuenca se aprecian pliegues abiertos y suaves. En la parte occidental de la cuenca, se desarrollaron cabalgaduras de bajo ángulo y pliegues suaves convergentes al E-NE.

En el Cenozoico se formaron varias cuencas posteriores a la orogénesis que llevaron a la acumulación de clastos continentales, esto inició el relleno del paleocanal de la Cuenca de Chicontepec. En la parte norte de la Cuenca Tampico-Misantla, las trampas petroleras están asociadas a los levantamientos que originaron fallas de tipo normal. La formación de grabens propició una sedimentación clástica en las depresiones, lo que formó acuíferos originando estructuras de rampa.

La plataforma de Tamaulipas, al norte del puerto de Tampico, es la evolución de un pilar tectónico que se originó por la sedimentación de rocas graníticas en el Triásico-Jurásico Medio, en la dirección oriente y poniente se tienen fosas tectónicas que contienen rocas paleozoicas marinas que están cubiertas por capas rojas del Triásico Superior. En esta zona de la cuenca, los horst fueron cubiertos por sedimentos marinos carbonatados del Cretácico temprano y calcáreo arcillosos. Su estructura actual es un anticlinal, y las rocas más antiguas que afloran pertenecen al Cretácico inferior.

La plataforma de Tuxpan (Tuxpan-Tecolutla), abarca el área que va desde Cabo Rojo al norte hasta la playa de Tecolutla al sur, con una longitud de 150Km y ancho de 70Km. En la plataforma se tienen rocas intrusivas del Paleozoico tardío, que están cubiertas por restos de capas rojas del Triásico tardío. Estas rocas se cubrieron por sedimentación resultante de la evaporación en el Cretácico temprano, hacia el Albiano-Cenomaniano un intenso desarrollo de arrecifes cubrieron el borde occidental formando la faja de Oro. Para finales del Cretácico, se formaron enormes acantilados en el borde de la plataforma, así como su

basculamiento hacia el Noreste, debido a los movimientos verticales (Nava y Alegría, 2001).

4.1.3 Evolución de la Geología Estructural

Para entender la creación de la Cuenca Tampico-Misantla es necesario entender la evolución tectónica del Golfo de México, en este trabajo se hace una recopilación de varios autores que han realizado investigaciones sobre su origen, describiendo los siguientes eventos tectónicos-sedimentarios, a saber:

- Etapa de rifting o etapa extensiva
- Etapa de margen pasivo
- Orogenia Laramide o etapa compresiva

En la era Paleozoica, hace 540 millones, el territorio de México estaba conformado por un archipiélago de islas de distintos tamaños. En el Ordovícico sedimentos de origen continental y carbonatos de aguas de poca profundidad, fueron deformados debido a la intrusión de la Orogenia Taconiana. Este evento fue consecuencia de una zona de subducción, con un arco magmático en el margen este del supercontinente que posteriormente formaría Norteamérica (Laurasia), también sucedió una migración del continente a latitudes bajas, así como una elevación del mar.

Durante el Silúrico y Devónico, se provocó la emersión del macizo continental de México, debido al deslizamiento de las placas tectónicas, en este periodo también comenzó a emerger la Cuenca Tampico-Misantla.

En el Carbonífero el aumento y retroceso del nivel del mar cubrió zonas que estaban densamente cubiertas por especies vegetales, estas acumulaciones quedaron sepultadas y se transformaron en los primeros sedimentos con potencial para generar hidrocarburos. En el Carbonífero y el Pérmico sucedió la sedimentación de la plataforma clástica y carbonatada, que originó ambientes de aguas profundas (Como se citó en Nava y Alegría, 2001).

En la era del Mesozoico la evolución geológica, a partir del Triásico está dividida en 4 etapas: Etapa de rifting, margen pasivo evento orogénico laramídico y de margen pasiva. En el periodo Triásico temprano y medio hubo una erosión en la región, el depósito de sedimentos arcillo-arenosos en abanicos aluviales se vio favorecida debido a que prevalecía un ambiente continental. Los sedimentos depositados en ambientes fluviales y en planicies de inundación formaron estructuras como fallas normales, así como horsts y grabens, en esta etapa se formó la Formación Huizachal.

En la Etapa de rifting: se dio la primera apertura del Golfo de México que se desarrolló del Triásico tardío al Jurásico Medio, formando fosas tectónicas. En las cuencas formadas durante el Triásico se depositaron en gran cantidad lechos rojos de origen continental, los principales sedimentos de depósito eran areniscas, limolitas y conglomerados (**Figura 4.2**).

Al comenzar el Jurásico temprano se da una transgresión marina, que da origen a la Cuenca de Huayacotla en la parte centro-oriental de México. Esta está formada por una depresión irregular con edad del Jurásico temprano-medio donde los sedimentos están conformados por arenas y lutitas. En el Jurásico Medio la generación de movimientos relativos en los bloques del basamento provocó la retirada de los mares, dejando al descubierto el centro y el oriente del país. Al mismo tiempo se presentó actividad ígnea que afectó la Formación Huayacotla en varias zonas de la porción sur oriente (Pemex, 2010).

Cuando finalizó el Jurásico temprano, la cuenca de Huayacotla se deformó, causando plegamiento y emersión, lo que expuso toda esa área durante el Jurásico Medio. Estos eventos favorecieron el depósito de sedimentos continentales de ambientes fluviales que corresponden a la Formación Cahuassas, los sedimentos que la componen son de areniscas, lutitas y conglomerados, los ambientes de depósito fueron abanicos aluviales, canales, barras y planicies de inundación. Simultáneo a esto, se sedimentó la Formación Tenexcate, al sur de Poza Rica Veracruz.

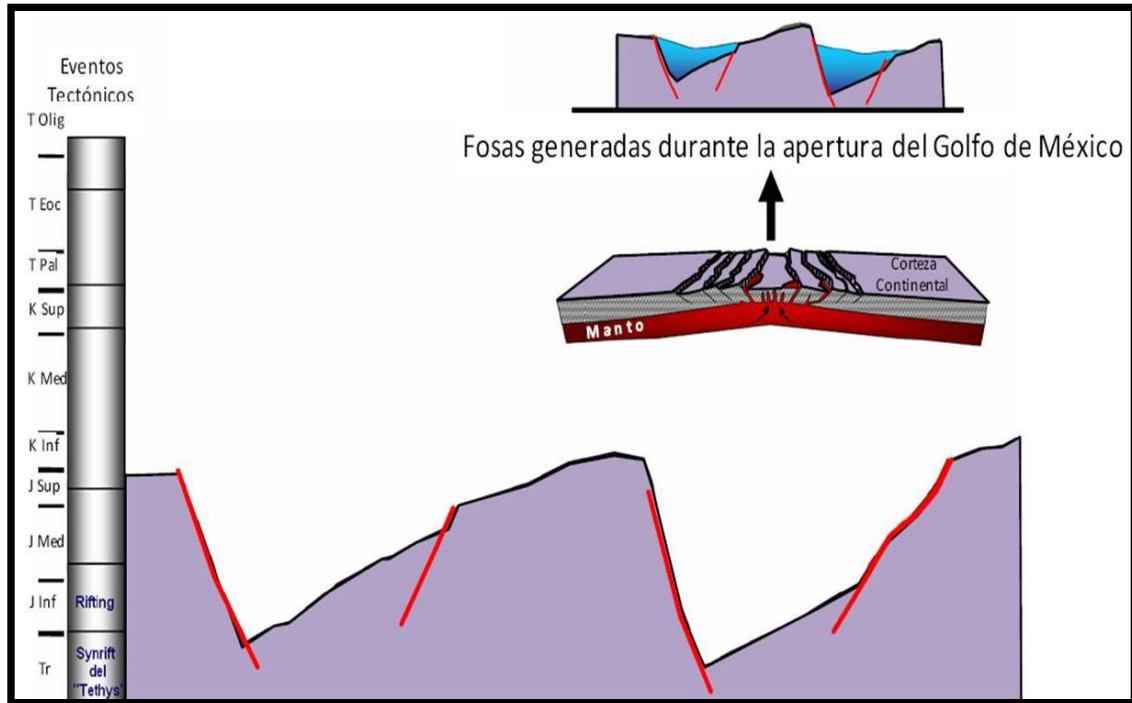


Figura 4.2 Etapa extensiva de la Cuenca Tampico-Misantla. "Pemex, (2010), Apertura del Golfo de México, margen activa en el Triásico-Jurásico Medio, [Figura], Recuperado de: Provincia Petrolera Tampico-Misantla, Subdirección Técnica de Exploración".

En el Calloviano, debido a la progresiva extensión del Golfo de México, entraron aguas marinas, generándose transgresiones marinas, que resultaban en mares someros, cuencas marinas profundas, así como elementos paleogeográficos. También ocurrió una sedimentación siliclástica en algunos sitios y depósitos de evaporitas en las cuencas marinas someras. Los hundimientos de fosas y pilares fueron fenómenos constantes, estas cuencas donde se acumulaban los sedimentos carecían de oxigenación, como las zonas que rodean lo que más tarde formaría la Plataforma de Tuxpan. Esta plataforma sufrió de hundimientos constantes con diferentes ritmos de velocidad.

Las rocas de estos eventos tienen afloramiento en el anticlinal de Huayacotla, sobre el macizo de Teziutlán y en el subsuelo de los estados de Tamaulipas, San Luis Potosí y el Norte de Veracruz. El tipo de rocas sedimentadas son lutitas, limolitas carbonosas, calizas y evaporitas. Las rocas como las oolitas y las evaporitas son una evidencia de las transgresiones del mar (**Figura 4.3**).

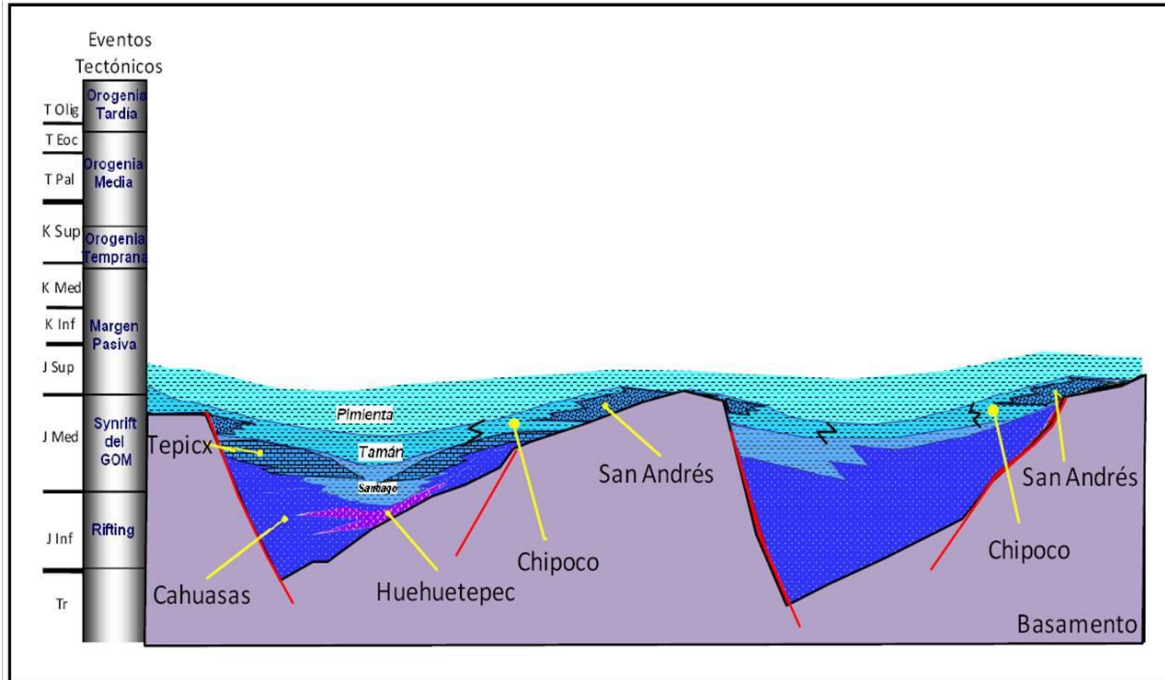


Figura 4.3 Relleno sedimentario de las fosas en el Jurásico Medio-Jurásico tardío. "Pemex, (2010), Relleno sedimentario de..., [Figura], Recuperado de: Provincia Petrolera Tampico-Misantla, Subdirección Técnica de Exploración".

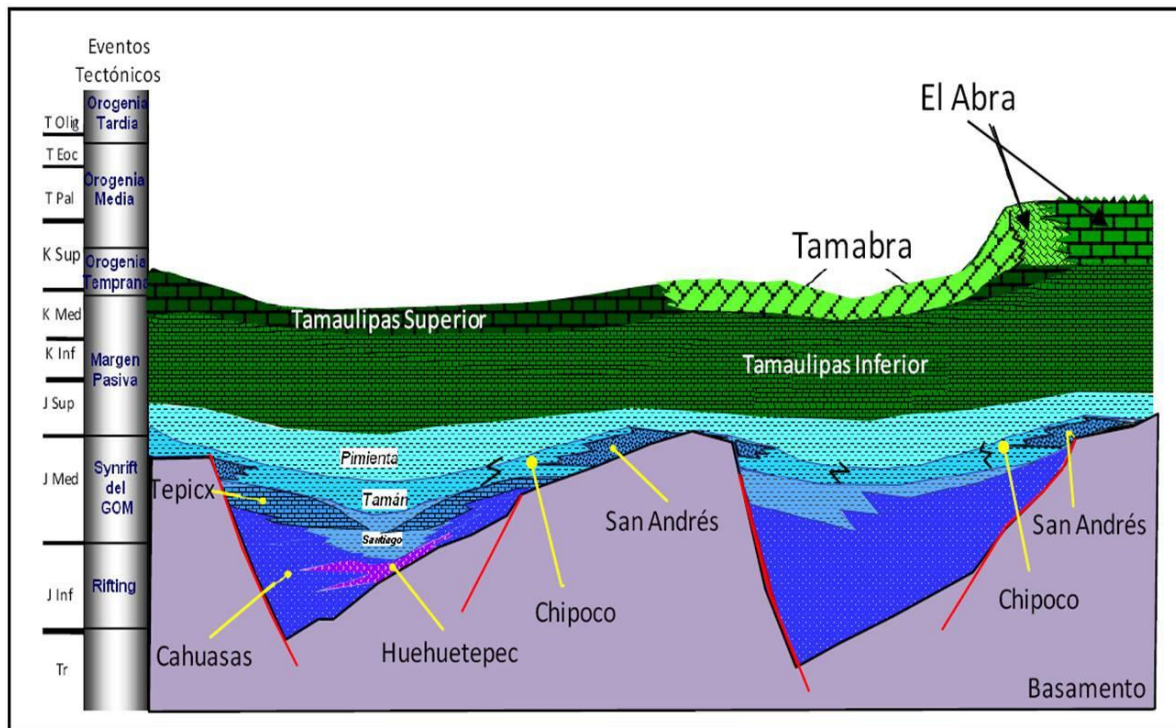
Etapa de margen pasivo: "A finales del Jurásico tardío con la apertura del Golfo de México se desarrolla un margen pasivo, que evolucionó sobre las unidades de transgresión en las que ocurrió subsidencia rápida que propició a la formación y emplazamiento de las grandes plataformas carbonatadas en el Cretácico" (Pemex, 2010) (**Figura 4.4**).

En el Jurásico Medio hasta el Cretácico, se dio una transgresión marina que depositó carbonatos, sedimentos terrígenos y evaporitas. Este evento puede ser evidenciado en el Calloviano-Oxfordiano en la actual Formación de San Andrés, que es una planicie costera donde se desarrolló un sistema de islas, las rocas almacenadoras de la formación son unas de las principales rocas almacenadoras de la Cuenca Tampico-Misantla.

En el Tithoniano las transgresiones del mar continuaron, en ese momento se depositó la formación Pimienta, que está constituida por lutitas y carbonatos arcillosos con pedernal (**Figura 4.5**). Los sedimentos arcillosos y calcáreos se

Ingeniería de shale

depositaron hacia el final del Jurásico, estas rocas formaron las formaciones Santiago, Tamán y Pimienta que tienen gran potencial como rocas generadoras.



4.4 Primera etapa de margen pasivo en la Cuenca Tampico-Misantla. "Pemex, (2010), Extensas plataformas carbonatadas y crecimientos arrecifales...", Recuperado de: Provincia Petrolera Tampico-Misantla, Subdirección Técnica de Exploración".

En la era del Cretácico el desplazamiento de las placas tectónicas del pacífico, causando cambios en los bloques continentales. En el Cretácico temprano se deposita la Formación Tamaulipas inferior que está representada por rocas carbonatadas de mar abierto. "En el Jurásico tardío hubo una transgresión que estuvo acompañada del hundimiento de cuencas, islas y penínsulas a lo largo de las plataformas marinas, en los bordes de los continentes, mientras que al mismo tiempo se formaban bancos, rampas y plataformas carbonatadas".

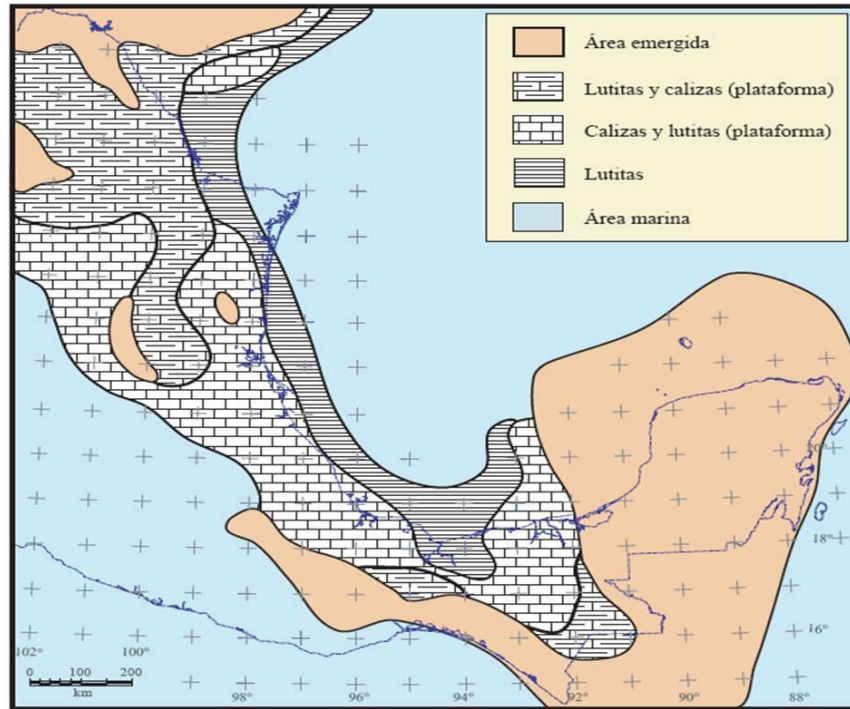


Figura 4.5 Se observa la gran extensión de las áreas de plataformas someras. “Padilla- Sánchez, (2007), Paleogeografía del Tithoniano superior, [Figura], Recuperado de: Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana”

“En el Aptiano se forma el miembro Otates que son rocas bien distribuidas en toda la Cuenca Tampico Misantla, compuestas por calizas arcillo-carbonosas” (como se citó en Aguilar, 1984). Esta unidad de depósito se generó sobre zonas de plataforma con aguas someras y bien oxigenadas, con periodos de sedimentos de origen terrígeno de grano fino.

En el Albiano y Cenomaniano un aumento en la temperatura causó que aumentaran en las partes altas los ambientes arrecifales asociados a plataformas carbonatadas, en estas eras se formaron cuencas como la de Tuxpan, el Abra, Orizaba y El Doctor, el Atolón de la Faja de Oro y al poniente un sistema de arrecifes que rodean a la plataforma Valles-San Luis Potosí, la parte más profunda corresponde a la Formación Tamaulipas donde se depositaron calizas con pedernal (**Figura 4.6**).

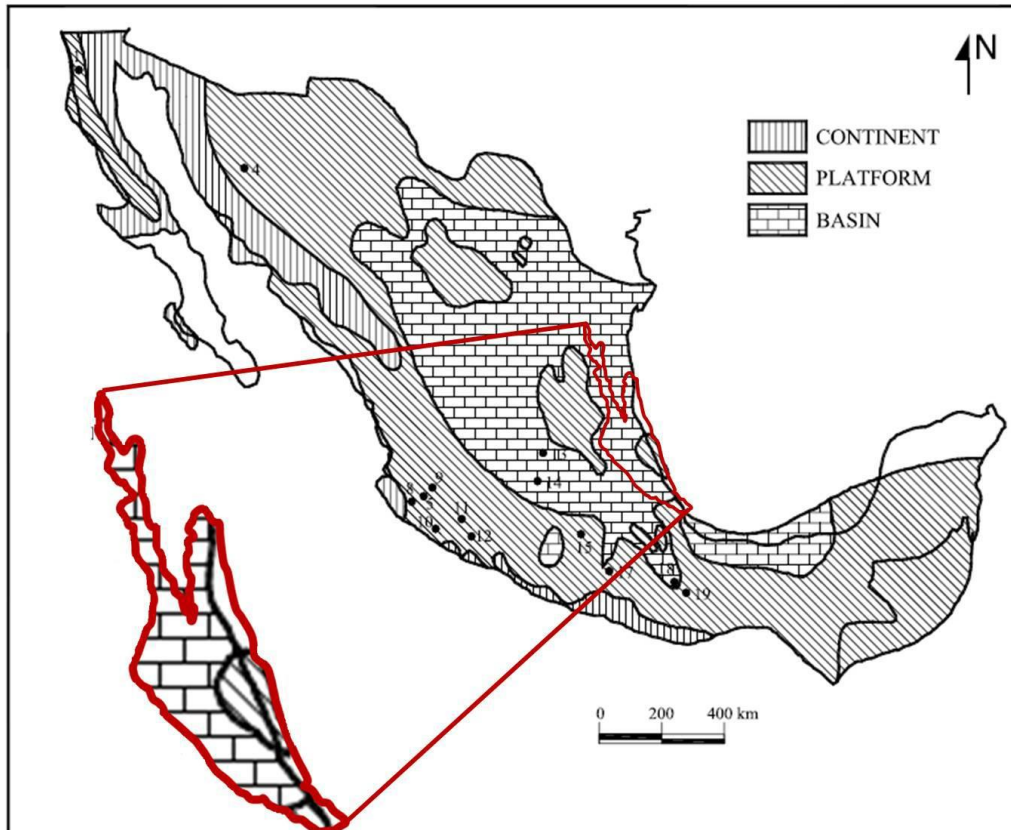


Figura 4.6 Mapa paleográfico del Albiano-Cenomaniano. "Buitron- Sánchez, (2003), Mapa paleográfico..., [Figura], Recuperado de: AAPG".

Evento Orogénico Laramídico: En el Cretácico tardío existió en esta zona un amplio mar y la circulación del agua ya no estuvo restringida. Posteriormente, debido a la subducción de la placa de Farallón debajo de la Placa Norteamericana y por el movimiento de bloques hacia el sur, se infiere que la región experimentó la acción de esfuerzos que causaron cambios sedimentológicos importantes que se reconocen en el incremento de aporte de material terrígeno y volcánico a las cuencas marinas. Así se originó la Formación Soyotal, al poniente y las formaciones calcáreo-arcillosas Agua Nueva, San Felipe y Méndez en la Cuenca de Tampico-Misantla.

Estas potentes secuencias corresponden con el comienzo del evento denominado Orogenia Laramide (Orogenia Cordillerana), este evento marca el final del Cretácico y el comienzo del Paleoceno. La Orogenia Laramide se debió al plegamiento y fallamiento inverso de la secuencia mesozoica dando resultado a la

formación tectónica de la Sierra Madre Oriental, asimismo, se formaron pliegues y fallas en el subsuelo de la planicie costera del Golfo de México, en la sección más próxima a la Sierra Madre Oriental.

Del Cretácico Superior al Paleoceno hay evidencia de que se generó un arco magmático en el margen del pacífico que migró hacia el oriente, en el Noreste de México sucedió un ciclo de inactividad volcánica que perduro hasta el Eoceno Superior.

Al concluir el Cretácico, comenzó el depósito de las secuencias calcáreo-arcillosas, que fueron plegadas y cabalgadas, resultantes de los esfuerzos compresivos de la Orogénesis Laramídica, que formó la estructura de la Sierra Madre Oriental, esto ayudó a que entre la Plataforma de San Luis Valles y la Plataforma de Tuxpan se formara una depresión de enorme magnitud denominada Antefosa de Chicontepec.

En el Paleoceno-Eoceno en esta zona se depositaron areniscas, lutitas y conglomerados que corresponden a secuencias turbidíticas. Esto ocurrió primero en la zona más hacia el occidente y posteriormente, durante el Eoceno temprano hacia la zona frontal de la Sierra Madre Oriental (**Figura 4.7**).

Segunda etapa de margen pasiva: Después de los eventos de deformación y del relleno de la cuenca con aporte de sedimentos detríticos de la Cuenca de Chicontepec, la Cuenca Tampico-Misantla entro en una etapa de margen pasiva en la que la carga sedimentaria ocasionada por el Cenozoico que se depositó sobre el margen continental, provoco el hundimiento vertical y el basculamiento como consecuencia del peso de los sedimentos hacia el Golfo de México con varias transgresiones y regresiones de menor orden” (Pemex, 2010) (**Figura 4.8**).

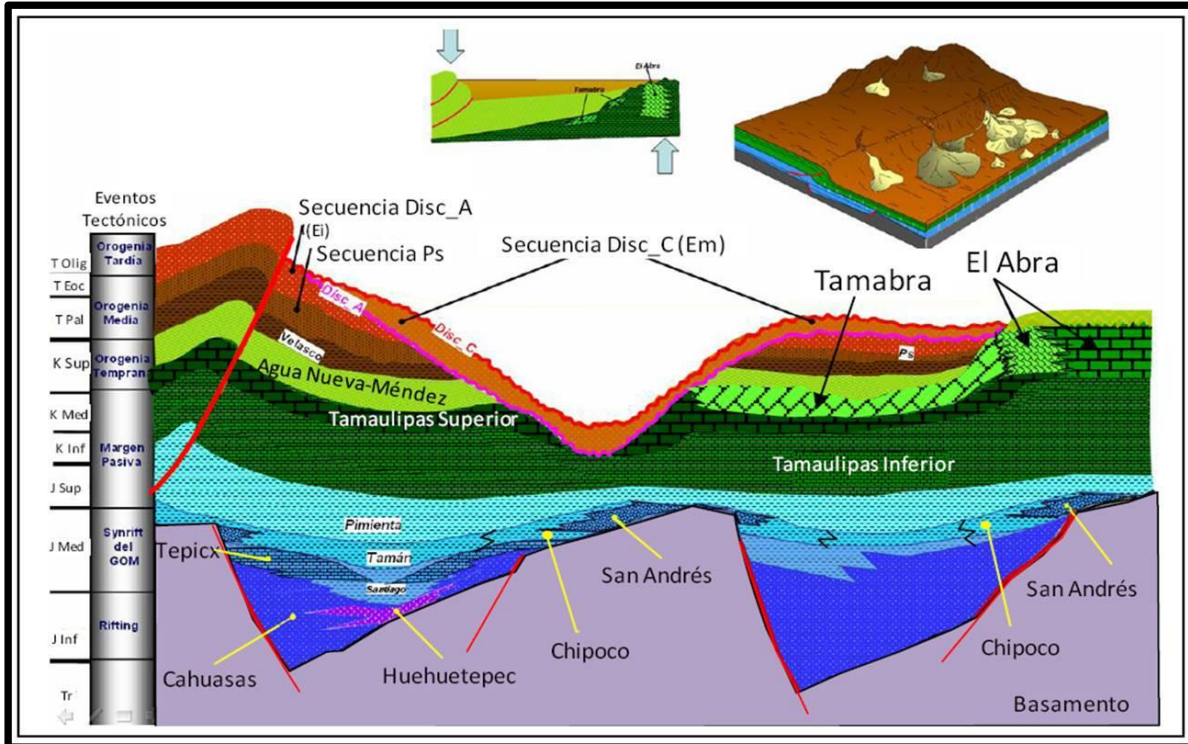


Figura 4.7 Etapa de deformación de la Cuenca Tampico-Misantla. “Pemex, (2010), Depósitos turbidíticos de aguas profundas..., [Figura], Recuperado de: Provincia Petrolera Tampico–Misantla, Subdirección Técnica de Exploración”

De tal manera hubo apilamientos de masas rocosas, aumento en el volumen de material erosionable, desequilibrio litostático y hundimientos en las zonas aledañas de la nueva estructura. El resultado de estos sucesos se manifestó en el frente de la Sierra Madre Oriental, donde se desarrollaron cuencas profundas marginales que se rellenaron durante el Paleógeno.

Un ejemplo de esto es la Cuenca de Chicontepec, en la que se depositó una gran cantidad de sedimentos arcillo-arenosos de tipo turbidítico, que corresponden a las formaciones Chicontepec Inferior, Chicontepec Medio y Chicontepec Superior, sobre las secuencias jurásicas y cretácicas.

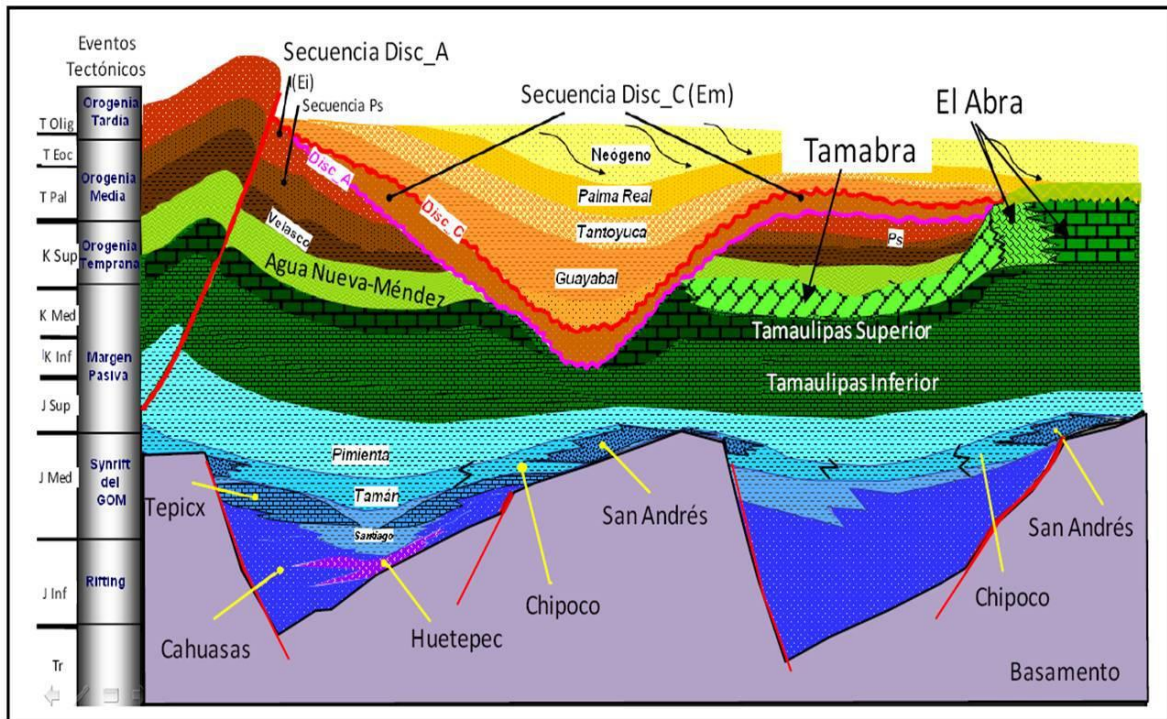


Figura 4.8 Segunda etapa de margen pasivo en la Cuenca Tampico-Misantla. “Pemex, (2010), Depósitos progradantes en el Oligoceno temprano-Pleistoceno, [Figura], Recuperado de: Provincia Petrolera Tampico-Misantla, Subdirección Técnica de Exploración”.

Al mismo tiempo, en la porción noroeste de la región se desarrolló la subcuenca de Magiscatzin, la cual también fue rellenada por sedimentos arcillo-arenosos y arcillosos de la Formación Velasco. Lo complejo del paleorelieve eocénico causó una gran variedad de material sedimentario con características similares pero originadas en partes y épocas diferentes. Posteriormente se depositaron las formaciones Aragón, Guayabal, Tantoyuca y Chapopote, que se acumularon ante cambios en las condiciones de depósito ocasionados por los paleo relieves submarinos y por los cambios del nivel del mar.

Finalmente en el Oligoceno se depositaron las formaciones Horcones, Palma Real, Alazán, Mesón, Coatzintla y en parte Escolin; la secuencia de cobertura llegó a tener hasta 10 000 metros de espesor. El depósito de las anteriores unidades estratigráficas estuvo acompañado por algunos eventos ígneos de composición intermedia.

Ingeniería de shale

La cuenca de Chicontepec, juntos con otras cuencas del área, siguió evolucionando con una subsidencia continúa ocasionada principalmente, por fenómenos relacionados con la isostasia durante todo el Oligoceno y hasta el Mioceno Inferior. A finales del Oligoceno, la cuenca de Chicontepec presentó un acelerado asolvamiento que marcó el retiro de la línea de costa; como consecuencia los sedimentos del principio del Mioceno descansan discordantemente sobre los depósitos del Oligoceno, pero un nuevo basculamiento relacionado con los fenómenos de subsidencia marco el inicio de la era del Mioceno con el depósito de sedimentos transgresivos (clastos gruesos en la base y finos en la cima) en condiciones de aguas poco profundas , que corresponden a las formaciones Escolin y Coatzintla del área de Poza Rica (Hernández Martínez, 2005).

El depósito de las anteriores unidades estratigráficas estuvo acompañado de algunos eventos ígneos de composición intermedia. Los efectos estructurales fueron principalmente fallas de crecimiento. Durante el Oligoceno una invasión marina de aguas someras cubrió buena parte de la región de la planicie costera.

Los sedimentos del principio del Mioceno descansan discordantemente sobre los depósitos del Oligoceno. Aparentemente esta transgresión perduro hasta el Mioceno temprano, ya que los depósitos posteriores poseen características regresivas. “En el Mioceno tardío continuó el ciclo regresivo hasta llegar a la actual línea de costa, debido a que parte de las formaciones Mesón y Escolín, del Oligoceno, están cubiertas discordantemente por la Formación Tuxpan del Mioceno, que a su vez está en contactó discordante con los depósitos del Plioceno y Cuaternarios” (López Aguirre, 2008).

Aparentemente, esta transgresión perduró hasta el Mioceno temprano, ya que los depósitos del Mioceno Medio poseen características regresivas. Posteriormente, en el Mioceno tardío, continuó el ciclo regresivo hasta llegar a la actual línea de costa. Sin embargo, al finalizar el Mioceno nuevamente vuelve a definirse una secuencia transgresiva, definida con el depósito de sedimentos conglomerados -arenosos y arcillosos hacia la cima de la Formación Tuxpan.

“Esta unidad está en contacto discordante con los depósitos del Plioceno y cuaternarios, tanto sedimentarios como ígneos” (López Aguirre, 2008).

Por su parte, la actividad volcánica del Plioceno-Cuaternario se manifiesta en el área de estudio por la presencia de secuencias volcánicas disectadas, derrames de lava basáltica, diques, mantos y troncos, afectando a estratos sedimentarios del Mioceno. Estos cuerpos intrusivos someros compuestos de basaltos andesíticos y derrames, indicaron que esa actividad magmática comenzó a principios del Mioceno, siendo casi contemporáneos con el depósito de la Formación Tuxpan, y se incrementó durante el Plioceno-Pleistoceno.

Al final del Plioceno, como consecuencia probable de un levantamiento regional y condiciones climáticas húmedas, la región oriental quedó cubierta por conglomerados derivados de la erosión de la Sierra Madre Oriental, como de las rocas del Paleógeno más antiguas que afloran en la parte occidental de la planicie costera del Golfo. “La cubierta de conglomerados contiene también fragmentos de rocas basálticas, por lo que ésta unidad se correlaciona con el Conglomerado Reynosa del noreste de México” (Nava y Alegría, 2001).

4.1.4 Estratigrafía de la Cuenca Tampico-Misantla

La secuencia sedimentaria que cubre el basamento cristalino en el área está compuesta por 36 formaciones, de las cuales 18 son cenozoicas y las restantes 18 son mesozoicas en las que se registran espesores de hasta 7 kilómetros para esta cubierta sedimentaria compuesta de rocas carbonatadas del Mesozoico y clásticas del Cenozoico. A continuación, se describen las principales características de las unidades estratigráficas que tienen mayor relación con el relleno de la Provincia Tampico–Misantla y con un sistema petrolero.

4.1.4.1 Basamento Pre-Mesozoico

Las rocas con mayor antigüedad en la Cuenca Tampico-Misantla son de tipo granítico metamórfico, la litología está conformada por esquistos de color gris y

gneises de color gris oscuro de edad Precámbrica y un protolito que se conforma de rocas sedimentarias clásticas para los esquistos, mientras que para los gneises se propone una roca plutónica. “Esta unidad se encuentra en contacto por fallamiento con sedimentos rojos de la Formación Huizachal. La localidad donde tiene afloramiento se encuentra al Norte del poblado de Miquihuana, Rincón de la Victoria, Tamaulipas” (Carrillo, 1971).

4.1.4.2 Triásico

Formación Huizachal (Triásico tardío)

“Para esta formación se propone una litología compuesta por lutita calcárea de color rojo, con limolita y arenisca de grano fino de procedencia continental” (Pemex, 2013), siendo esta última la más representativa de la unidad. “Esta formación está relacionada a la etapa de rifting del Golfo de México, siendo descrita por Imlay en 1948 en el Valle del Huizachal, cerca de la cabecera de Arroyo Juan Capitán, aproximadamente a unos 20 Km al S-SW de Ciudad Victoria, Tamaulipas” (Pemex, 2013).

4.1.4.3 Jurásico

Formación Huayacotla (Sinemuriano)

Fue descrita por primera vez en 1948 por Imlay, caracterizándola como una lutita oscura con intercalaciones de arenisca y conglomerado con escasos lentes de caliza, en la cual propone una edad origen del Sinemuriano basándose en su contenido fósil que está conformado por: *Vercimeras* sp., *Arnioceras* sp. Y *Coroniceras* (*methopliceras*) sp. “Sin embargo, posteriormente Pemex propone una litología compuesta de areniscas, limolitas, lutitas y conglomerados definiendo así un ambiente de depósito fluvial cercano a una costa de alta energía” (Pemex, 2013). Esta formación es inferior a la Formación Cahuascal del Jurásico Medio y está colocada sobre la Fm. Huizachal del Triásico tardío. Esta formación tiene

afloramiento localizado sobre el cauce del río Vinasco al sur de la población de Huayacotla, Veracruz.

Formación Cahuwasas (Bathoniano)

“Esta formación fue el resultado de sistemas de abanicos aluviales, que se depositaron en fosas” (Pemex, 2013). (Carrillo, 1965) “hace mención a que esta formación está depositada en discordancia angular sobre sedimentos de la Fm. Huayacotla del Jurásico Inferior y subyace discordantemente a estratos de arcillas y limolitas del Jurásico Superior”. El afloramiento está ubicado en el rancho Cahuwasas, Hidalgo, sobre el río Amajac.

Formación Huehuetepic (Bathoniano)

“La Fm. Huehuetepic sobreyace concordante y transicional a la Fm. Cahuwasas del Jurásico Medio y subyace concordante y transicional a la Fm. Tepexic que es la cima del Jurásico Medio (Calloviano)” (como se citó en López, 1979). (Aguilera, 2013) Propone que se depositó en una cuenca que estaba restringida. “La Fm. Huehuetepic está compuesta por dos cuerpos: el inferior conformado por rocas como calizas oolíticas y bioclastos y el superior que contiene rocas mudstone, wackstone y evaporitas del Bathoniano” (Pemex, 2013).

Formación Tepexic (Calloviano)

“La describió como sedimentos del tipo grainstone y packstone arcilloso que correspondían al Calloviano” (Aguilera, 1972). “La Fm. corresponde a un ambiente de depósito de lagunas y de una plataforma somera que se va agrandando verticalmente a la Fm. Santiago” (Pemex, 2013).

Formación Santiago (Oxfordiano Tardío)

(Cantú, 1969) “La describe con una litología que corresponde a lutitas calcáreas de color gris oscuro intercalada de caliza arcillosa, con edad del Calloviano Medio y el Oxfordiano tardío”. “La Fm. Santiago corresponde a un sistema de depósito de cuenca de aguas profundas y su contacto inferior es la transición de la

Fm. Palo Blanco, el contacto superior es concordante con la Fm. Tamán” (Pemex, 2013).

Formación Chipoco (Oxfordiano tardío- Kimmeridgiano tardío)

(Aguilera, 1972) “Propone que la Fm. Chipoco está compuesta por rocas del tipo mudstone arcilloso, con intercalaciones y cuerpos lenticulares de grainstone que están estratificadas con lutita negra”. “La Fm. Chipoco está asociada a una edad del Oxfordiano Superior-Kimmeridgiano Superior, esto se basa en la presencia de fósiles de amonites como *Haploceras sp.* Y *Dichotemosphintecs sp*” (Hermoso, 1972). “La Fm. Chipoco está asociada a un ambiente de depósito de borde plataforma-cuenca o talud de plataforma y esta concordante a la Fm. Tamán y subyace concordante a la Fm. Pimienta” (Aguilera, 1972).

Formación San Andrés (Kimmeridgiano Temprano)

(Cantú, 1969) “la asocia al Kimmeridgiano temprano debido a la presencia del fósil *Idoceras*”. “Las características litológicas de la Formación San Andrés están asociadas a rocas tipo oolíticas, litoclásticas, bioclásticas y en algunas zonas boundstone de corales y algas, que se asocian a un ambiente de plataforma marina somera” (Aguilera, 1972).

Formación Tamán (Kimmeridgiano temprano – Tithoniano temprano)

(Cantú, 1969) Asocia a la Fm. Tamán a la edad Kimmeridgiano temprano – Tithoniano temprano, debido a los fósiles de amonites clasificados como: *Ataxioceras aff.*, *Subinvolutum e idoceras sp.*, *Virgatosphintecs Mexicanus*, *Aulacomiaella Neogae* y *Mazapilites Tobosensis*.

(Aguilera, 1972) Propone que la Fm. Tamán está compuesta por dos secciones: La primera (miembro inferior), está conformada por lutitas calcáreas microlaminadas e intercaladas con limolitas arcillosas y mudstone arcillo-piritizados con algunos horizontes que contienen nódulos calcáreos; el segundo (miembro superior) está compuesto por mudstone arcilloso y lutitas calcáreas laminares con escasas intercalaciones de limolitas.

La relación estratigráfica de la Fm. Tamán se define por cambios laterales de facies, que corresponden con las formaciones San Andres y Chipoco. “El ambiente de depósito está asociado a una rampa externa” (Pemex, 2013). La localidad de afloramiento está localizada en el pueblo de Tamán, San Luis Potosí, entre el río Moctezuma y la Carretera México-Laredo en el Km 435-350, y fue descrita por Heim en 1926.

Formación Pimienta (Tithoniano)

(Cantú, 1969) “Asocia a la Formación Pimienta a la edad del Tithoniano debido a el estudio paleontológico de los fósiles amonites. “Esta formación tiene contacto inferior transicional y concordante con la Fm. Tamán y el contacto superior es transicional y concordante con la Fm, Tamaulipas Inferior del Cretácico temprano” (Aguilera, 1972).

(Aguilera, 1972) “Propone que la Formación Pimienta se depositó en un ambiente de cuenca”. (Pemex, 2013) “Propone un cambio de facies transicional hacia algunas zonas del borde continental de la Plataforma de Tuxpan, a sedimentos terrígenos costeros de la Fm. La Casita”.

“La Formación Pimienta está compuesta por calizas carbonosas que cambian gradualmente a una secuencia de calizas de estratificación delgada con capas y lentes de pedernal negro, con abundante materia orgánica caracterizada por radiolarios calcificados y/o silificados, estomiosféridos y saccocomidos” (Pemex, 2013). La localidad donde se localiza el afloramiento fue propuesta por Heim en 1926, y está ubicado en el rancho Pimienta aproximadamente a 300 m al oeste de la carretera México-Laredo en el Km 337-338.

4.1.5 Reservas y producción

La parte sur de la cuenca Tampico-Misantla contiene el complejo de Chicontepec, una serie de campos de aceite convencionales los cuales desde su descubrimiento en 1904 tiene una producción acumulada de 5.5 Bbo y 7.5 Tpc de gas de más de 20000 pozos. La producción es principalmente de areniscas

terciarias convencionales y carbonatos naturalmente fracturados del Cretácico en trampas estructurales. Estos campos de aceite convencionales producen petróleo de 15-35° API a una profundidad de 1500 a 2500m.

“Pemex ha estimado las reservas restantes de hidrocarburos convencionales de la cuenca Tampico-Misantla en 18.9Bbpce, sin embargo, un problema que se presenta son las bajas permeabilidades que resultan en factores de recuperación menores a un 2% llevando a altos costos de extracción” (Pemex, 2013).

4.2 La Cuenca Tampico-Misantla, la Formación Pimienta y su potencial como cuenca y yacimiento no convencional

4.2.1 Exploración de lutitas en la Cuenca Tampico-Misantla

Análisis geológicos detallados indicaron dos áreas de lutitas de petróleo con mayor potencial en México que son las cuencas de Burgos y Tampico-Misantla. La formación de lutita del Cretácico Eagle Ford en la cuenca de Burgos y la Formación Agua Nueva de la Cuenca Tampico-Misantla tienen alto porcentaje de COT (carbón orgánico total) y mineralogía que se compone de carbonatos frágiles pero su área prospectiva es reducida debido a su poca profundidad y baja madurez térmica. Los objetivos mejor localizados pueden ser las formaciones Pimienta y La Casita que son formaciones del Jurásico, que llegan a tener espesores de hasta 200 m, con áreas de mayor prospectiva.

La cuenca Tampico-Misantla es de menor tamaño que la cuenca de Burgos, pero con mejores posibilidades de encontrar ventanas prospectivas ricas en líquido, la cuenca Tampico-Misantla es el objetivo principal de la próxima subasta que realizara la CNH para campos no convencionales donde la CNH planea ofrecer 158 bloques que cubren un área de 17,652 Km² con un volumen estimado en 17,652 Bpce (**Figura 4.9**).

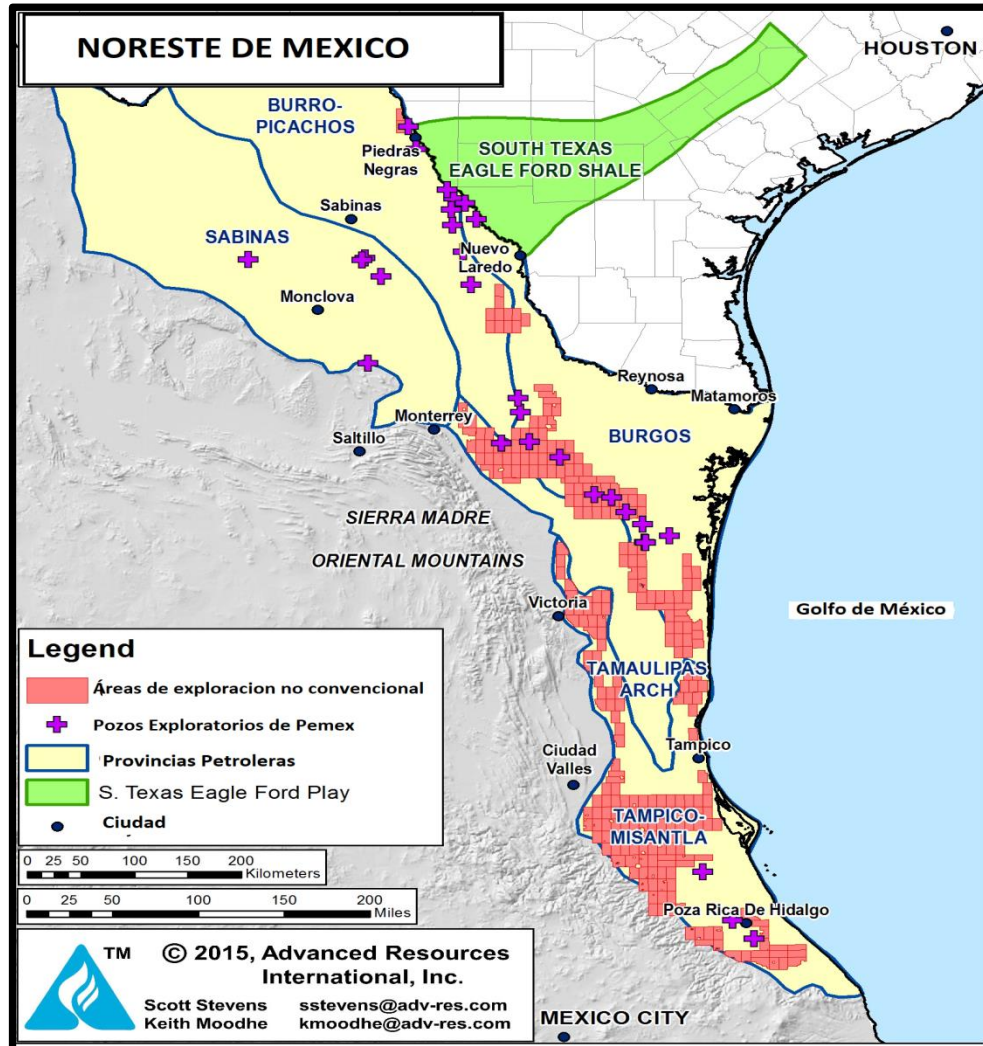


Figura 4.9 Cuencas de lutitas en México. "Scott H, (2015), Shale Basins in Northeast Mexico, [Figura], Recuperado de: SPE- 177139".

En la Cuenca Tampico-Misantla, para el desarrollo de campos, se programó la obtención de 400 kilómetros con el estudio Altamira 2D. Durante el 2011 y el 2012, se realizaron trabajos geológicos regionales para mejorar el conocimiento de las cuencas, esto ayudó a establecer una metodología para evaluar los recursos no convencionales de aceite y gas en lutitas (Figura 4.10).

“Los depósitos de lutitas inferiores del Cretácico y Jurásico tienden a producir petróleo de mayor gravedad API, con un contenido de azufre que puede ser alto de un 5% en campos superficiales biodegradados, en campos más profundos es menor a 1%” (Scott H., 2015, p.4).

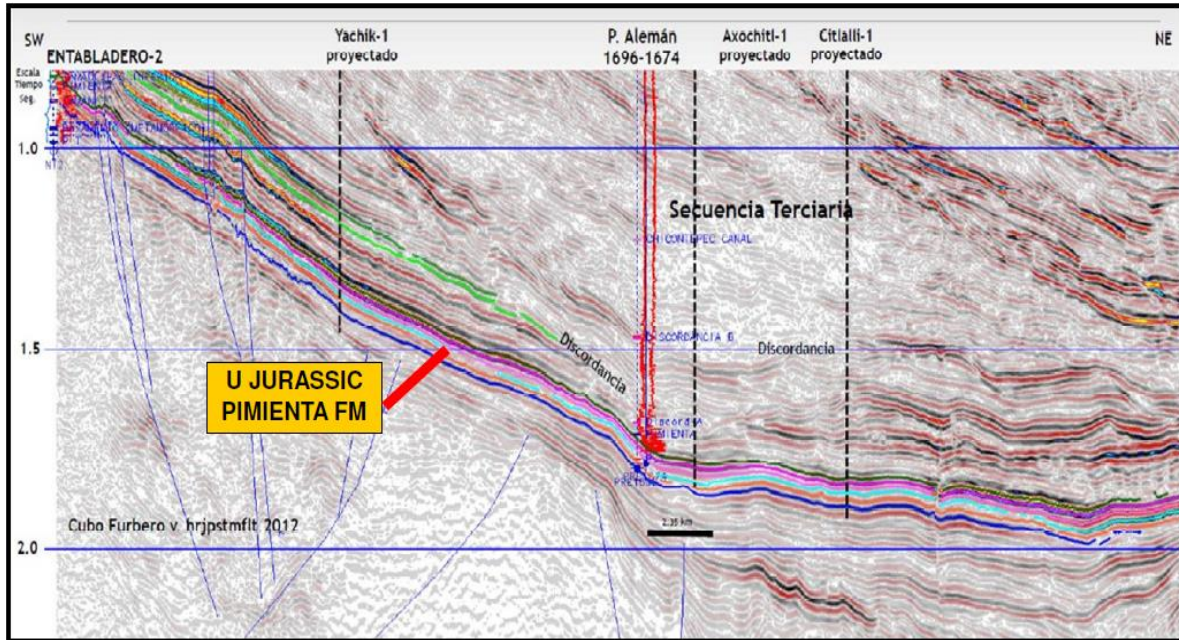


Figura 4.10 Sección sísmica que muestra la estructura de la Fm. Pimienta de la Cuenca Tampico-Misantla. “Scott H., (2015), Seismic Time Section Showing Generally Simple Structure of the U. Jurassic Pimienta Fm in the Tampico-Misantla Basin, [Figura], Recuperado de: SPE – 177139.

En esta zona, la topografía de la Cuenca Tampico-Misantla es en su mayoría llanuras costeras y litorales que fueron favorables para que se desarrollaran las lutitas. Hacia el Este se tiene a La Sierra Madre Oriental, que es un conjunto de montañas con altitudes de 4000m que están fuera de la Cuenca.

Iniciada en el Triásico tardío como una cuenca de separación (pull-apart), la cuenca Tampico-Misantla paso a una cuenca de antepais (foreland) en el Paleoceno, con tendencias NW-SE. La cuenca está limitada al este por la elevación de Tuxpan y la costa Caribeña. “El oeste está limitada por los plegamientos de la Sierra Madre Oriental, las fallas dentro de la cuenca son mínimas, en su mayoría fallas normales con un alto ángulo y alturas $h < 50\text{m}$. La estructura se profundiza suavemente” (Pemex, 2012). En general, la estructura se muestra favorable para la explotación de lutitas con el uso de perforación horizontal (**Figura 4.11**)

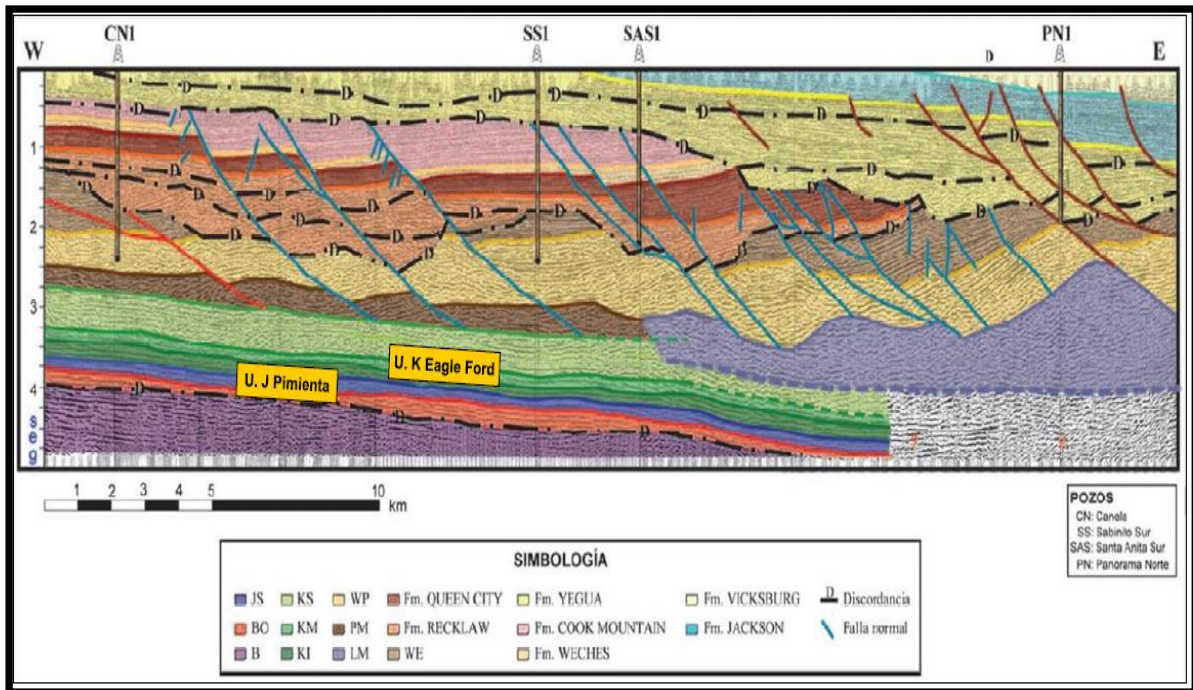


Figura 4.11 Corte transversal donde se muestra cómo se profundiza suavemente la Fm. Pimienta. "Scott H., (2015), West-East Cross Section of Basin Tampico-Misantla Showing Tertiary Detachment Faults Underlain by Less Deformed Mesozoic Shales, [Figura], Recuperado de: SPE – 177139".

La Formación Agua Nueva del Cretácico Superior en la Cuenca Tampico-Misantla es un carbonato rico en materia orgánica, esta formación produce aceite a partir de las fracturas naturales en yacimientos que están dentro de anticlinales. Los estudios han indicado que esta formación es demasiado superficial y con inmadurez térmica para la explotación de lutitas en la mayor parte de la cuenca.

Sin embargo, se considera que la formación inferior denominada Pimienta del Jurásico Superior es el objetivo principal para la explotación de lutitas en la Cuenca Tampico-Misantla. Dicha formación tiene más extensión de depósito, además de que la erosión sufrida por el paleocanal es menor, tiene mayor profundidad y más presión, así como más madures térmica. La roca de la Formación Pimienta es considerada la principal roca fuente de la Cuenca Tampico-Misantla.

La formación pimienta es una lutita negra rica en materia orgánica, las unidades de depósito alcanzan hasta 350 metros de espesor, de 150 a 200 metros en la zona de depósito basal y de 50-100 metros en la zona de la pendiente.

Además de que la formación Pimienta es de 2 a 3 veces con más espesor que la lutita Eagle Ford en el sur de Texas (**Figura 4.12**).

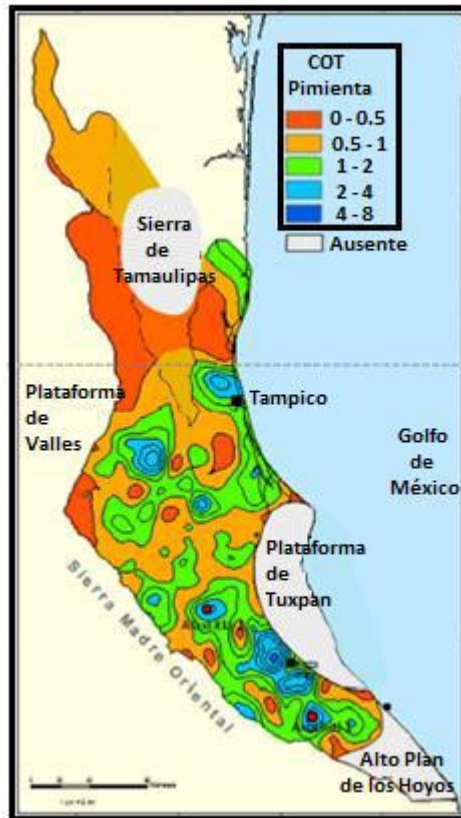


Figura 4.12 Riqueza Orgánica de la Formación Pimienta. “Pemex, (2012), Riqueza Orgánica de la Cuenca Tampico-Misantla del Jurásico Superior Tithoniano, Formación Pimienta, [Figura], Recuperado de: Potencial de recursos no convencionales asociado a plays...”.

Durante el Tithoniano, la alta evaporación en las cuencas restringidas resultó en las arcillas más profundas y al kerógeno tipo III que preceden a la etapa del Oxfordiano. La parte superior de la Formación Pimienta tiene profundidades que varían de los 500-4000 m a través de la Cuenca Tampico-Misantla.

El arco de Tamaulipas elevó a la Formación Pimienta, bifurcando el área prospectiva en dos partes la norte y la sur. Los objetivos inferiores de lutitas Taman y Santiago del Jurásico están a unos 500 m de la Formación Pimienta estos objetivos se consideran secundarios o en algunos casos primarios donde la Formación Pimienta es demasiado superficial o inmadura.

Se hizo un mapeo bien definido de las zonas de aceite negro, aceite volátil y gas seco para la Formación Pimienta. Hacia la dirección de la Sierra Madre Oriental donde la madurez térmica aumenta regionalmente y gradualmente con la profundidad. Gran parte de la cuenca se encuentra en la ventana de aceite negro y volátil, con una pequeña ventana de gas seco hacia el oeste.

Un monitoreo en la cuenca de Chicontepec en el Terciario mostro que los principales esfuerzos horizontales de la cuenca tuvieran orientación NE-SW con una longitud promedio de 40-250m. La magnitud de los esfuerzos es incierta pero la altura y crecimiento de las fracturas son alrededor de 90 m en los yacimientos de arenas del Terciario lo que indica esfuerzos moderados y favorables.

“La Cuenca Tampico-Misantla difiere de las formaciones de lutitas de EUA debido a que se ha producido una actividad ígnea que ocurrió en el Mioceno-Cuaternario, particularmente en el sur” (Ferrari et al., 2005). Afortunadamente, la mayor parte de esta actividad ígnea es parte de la Faja Volcánica Transversal, que consistió en flujos de lava extrusivos.

Después de haber detectado la profundidad, el espesor, Ro, las intrusiones ígneas y los flujos de lava, se ha identificado que las ventanas prospectivas que contienen un alto grado de madurez térmica son comparables en tamaño a las del sur de Texas de la Formación Eagle Ford.

Pemex ha perforado y fracturado hidráulicamente tres pozos horizontales al sur de la Cuenca Tampico-Misantla, en la formación pimienta los objetivos tienen un espesor de 92-200 m de espesor y una profundidad de 2327-2920m (debajo del nivel del mar). Los datos sobre las propiedades de la roca y su producción aún no han sido publicados.

En el 2013 Pemex estimó los recursos no convencionales de lutitas de la Cuenca Tampico-Misantla en formaciones del Jurásico y del Cretácico en 34.8 Bbpce, de los cuales 30.7 Bbo son de aceite, 20.7 Tpc de gas húmedo. En 2013, la EIA estimó para la Formación Pimienta 10.6 Bbpce recuperables de los cuales 6.5 Bbo son de petróleo y 24.7 Tpc de gas natural principalmente húmedo.

4.2.2 Antecedentes de producción en formaciones de lutitas en la Cuenca Tampico-Misantla

En las formaciones Pimienta (Jurásico Superior) y Agua Nueva (Cretácico Superior), se ha tenido producción de aceite y gas húmedo en pozos verticales que se perforaron en la porción norte, un ejemplo es el pozo Limonaria – 1 que resulto productor de aceite donde se obtuvo una producción de 420 bpd y de gas, que se asociaron a la Fm. Pimienta. Al sur de la Formación Pimienta se han perforado ocho pozos que resultaron productores de aceite y gas, los pozos son Palma Sola-103, Vegas-1, Presidente Alemán-69, 1658, 1674, 1676,1696; Furbero-1865 y Remolino-4155 (**Figura 4.13**).

En la Formación Agua Nueva en el campo Santiago, se obtuvieron resultados favorables al perforar 6 pozos que resultaron productores de aceite, en el occidente de la formación se perforo el pozo Maguey – 2A que resultó productor de gas húmedo. El tipo de aceite que se produjo en ambas formaciones fue ligero de 40°API con bajo contenido de azufre.

Una consideración que se hace es tomar como análogo la evolución y resultados de la Formación Bakken, que es productor de aceite en lutitas en la cuenca de Williston al norte de EUA. Esta formación está distribuida en un área de 17 mil km² con recursos técnicamente recuperables del orden de 3.6 MMMbpce; la producción se inició en el año 2000.

En la Fm. Williston se han perforado 4000 pozos que producían 520 000 b/d en el 2011. En la Formación Pimienta se estima que se distribuye en un área de 25 mil km² con recursos estimados en 20.8 MMMbpce. Los trabajos realizados han permitido actualizar la estimación del potencial de aceite y gas en lutitas. En la primera estimación se evaluaron recursos por 297 MMMMpc, considerándose primordialmente gas (**Figura 4.14**). Con base a los estudios geológicos - geoquímicos efectuados en Tampico Misantla, se considera el aceite como el hidrocarburo predominante, en los Plays Pimienta y Agua Nueva.



Figura 4.13 Perforación de pozos en la Fm. Pimienta. “Pemex, (2012), Antecedentes de producción en la Fm. Pimienta, [Figura], Recuperado de: Potencial de recursos no convencionales asociado a plays...”.

4.2.2.1 Sísmica Limonaria

En el área de Limonaria se planea adquirir sísmica 3D, con el objetivo principal de adquirir diseños, procesos e interpretación de la información 3D de alta resolución en un área de 1200 Km², este estudio de sísmica tiene el objetivo principal de las formaciones del Cretácico Superior Agua Nueva y Jurásico Superior Pimienta en las zonas de aceite y gas húmedo. El IMP es el responsable de administrar este proyecto, donde PEP ya realizó la adquisición. Si este estudio arroja resultados positivos, se comprobaría el potencial de la Cuenca Tampico-Misantla, que daría una gran oportunidad para México (**Figura 4.15**).

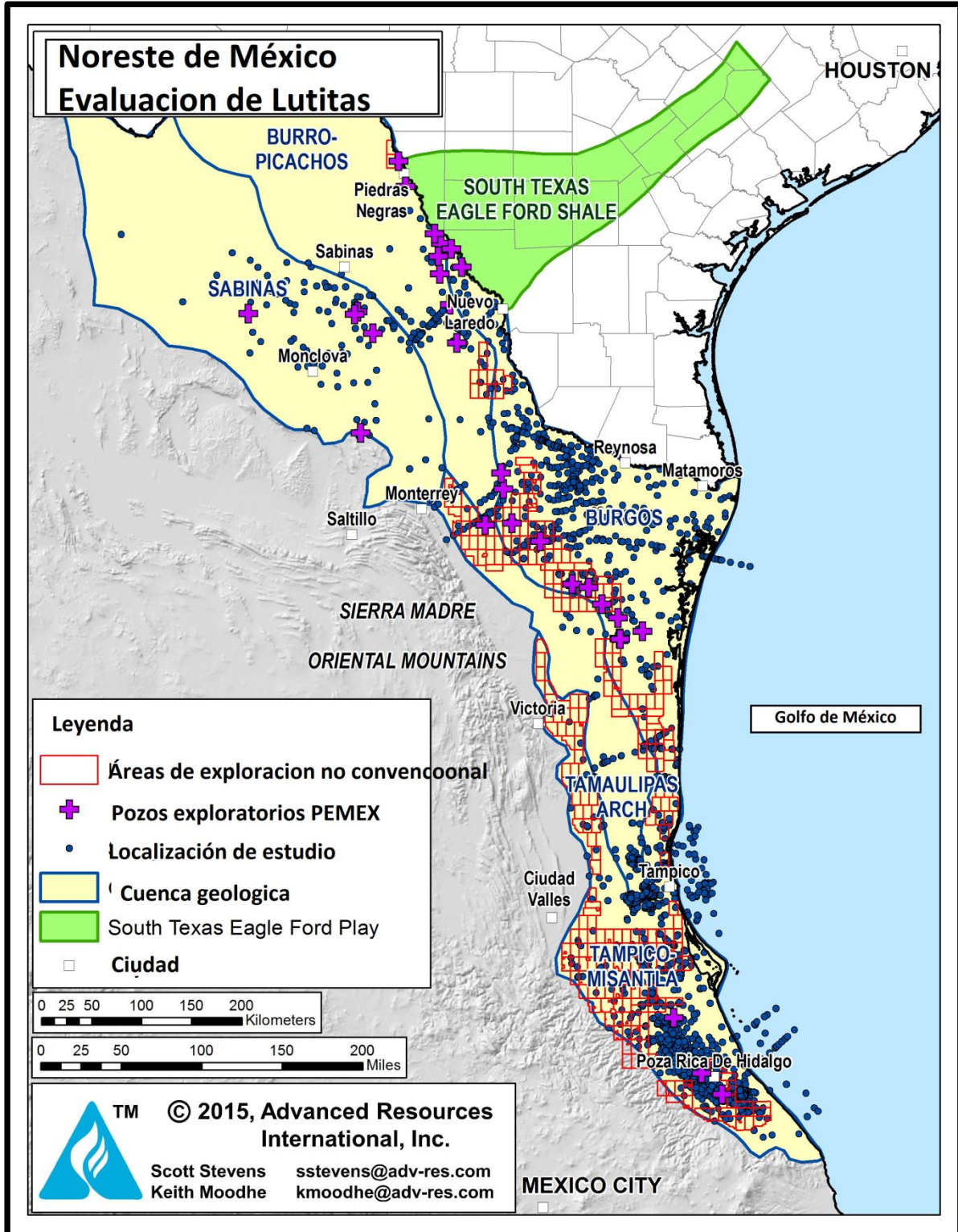


Figura 4.14 Localizaciones de estudio de lutitas en México. "Scott H., (2015), Data Locations for Study are Indicated [Figura], Recuperado de: SPE - 177139

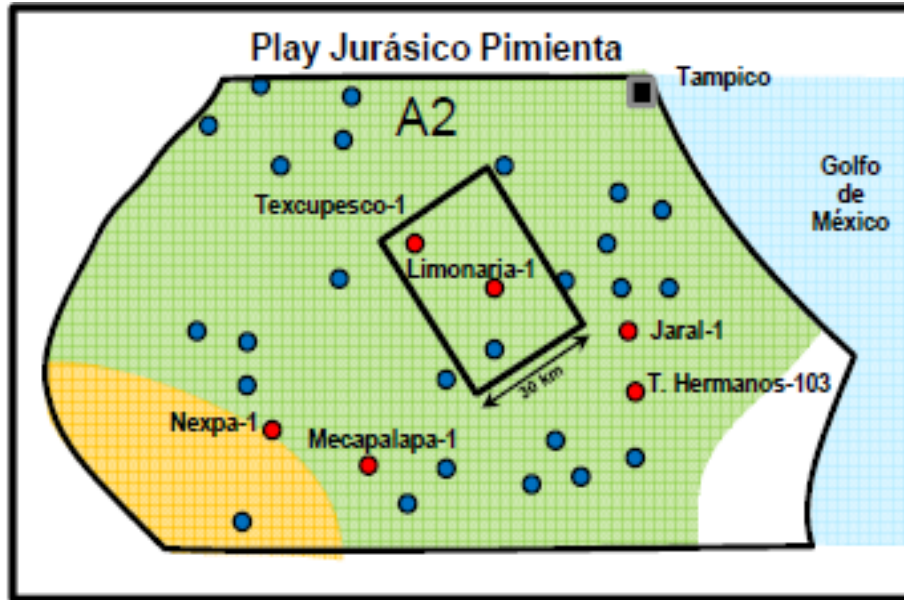


Figura 4.15 Área de sísmica 3D. “Pemex, (2012), Sísmica Limonaria 3D, [Figura], Recuperado de: Potencial de recursos no convencionales asociado a plays...”.

4.2.3 Importancia económica

Los plays del Jurásico Superior; La Casita y Pimienta están presentes en las cuencas de Chihuahua, Sabinas, Burgos y Tampico-Misantla y son equivalentes a la Formación Haynesville productora en EUA.

“En la formación del Jurásico Pimienta, se estima que se distribuye en un área prospectiva de más de 25 000 km² y con recursos estimados por 20.8 MMMbpce Por lo que, de comprobarse el potencial y la productividad de este play, se estaría ante un importante polo de desarrollo económico petrolero” (Pemex, 2012, p.29).

CAPÍTULO 5 EVALUACIÓN DE RECURSOS DE LA FORMACIÓN PIMIENTA

Nuestro método de evaluación de recursos de lutitas en México establece un modelo avanzado para la evaluación de lutitas de aceite y gas propuesto por la EIA/ARI “World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment”. Este método se basa en información geológica, datos de yacimiento, información técnica, datos de publicaciones, reportes y presentaciones de compañías públicamente disponibles. Lo que se busca con esta evaluación es que se tome como un paso inicial hacia evaluaciones futuras más sofisticadas de las lutitas de aceite y gas de la Fm. Pimienta.

El método para llevar a cabo la evaluación de la Cuenca Tampico-Misantla y de la Fm. Pimienta incluye lo siguiente:

1. Se realizará una caracterización geológica de la Cuenca Tampico-Misantla y de la Fm. Pimienta.
2. Se establecerá la extensión en área de la Fm. Pimienta.
3. Se definirán las áreas prospectivas para la Fm. Pimienta.

5.1 Realización de la caracterización geológica de la Cuenca Tampico-Misantla y de la Fm. Pimienta.

La evaluación de la Fm. Pimienta comienza con la recopilación de información y de datos de fuentes públicas o privadas de la Cuenca Tampico-Misantla que nos ayuden a identificar las zonas de interés o de mayor potencial. Los datos geológicos recopilados de la Fm. Pimienta tienen los siguientes elementos clave.

5.1.1 Cuenca Tampico-Misantla y Fm. Pimienta

La Cuenca Tampico-Misantla es una unidad geológica constituida por rocas del Triásico, Jurásico, Cretácico y Terciario (**Figura 5.1**). La Cuenca se localiza

Ingeniería de shale

geográficamente en la porción centro-oriental de México y comprende desde el extremo sur del Estado de Tamaulipas hasta la parte central del Estado de Veracruz, porciones orientales de San Luis Potosí, Hidalgo, Norte de Puebla (Pemex, 2010, p.16) (**Figura 5.2**).

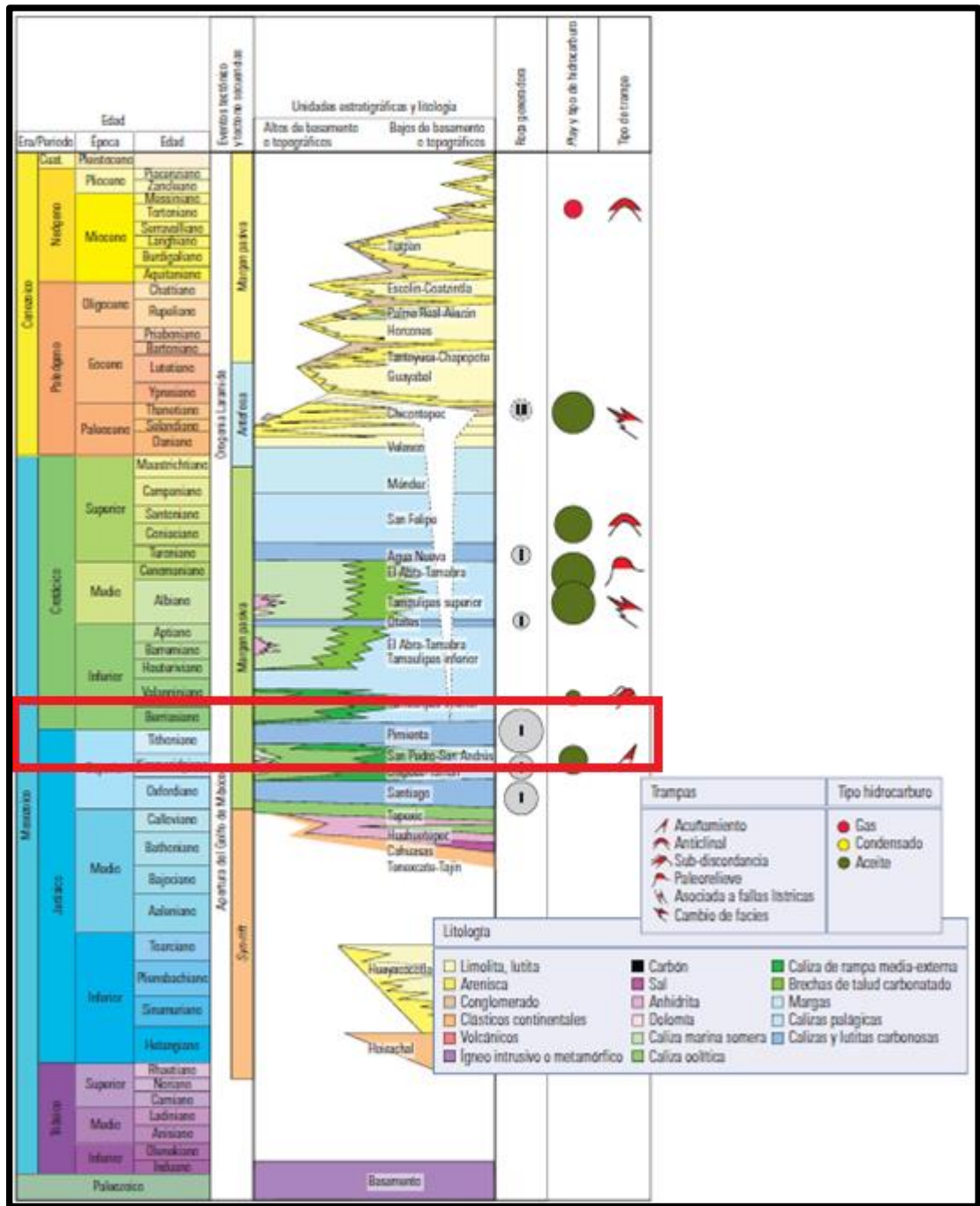


Figura 5.1. Columna estratigráfica de la Cuenca Tampico-Misantla. “WEC México (2010), Columna estratigráfica de..., [Figura], Recuperada de Tesis Estudio y análisis...”

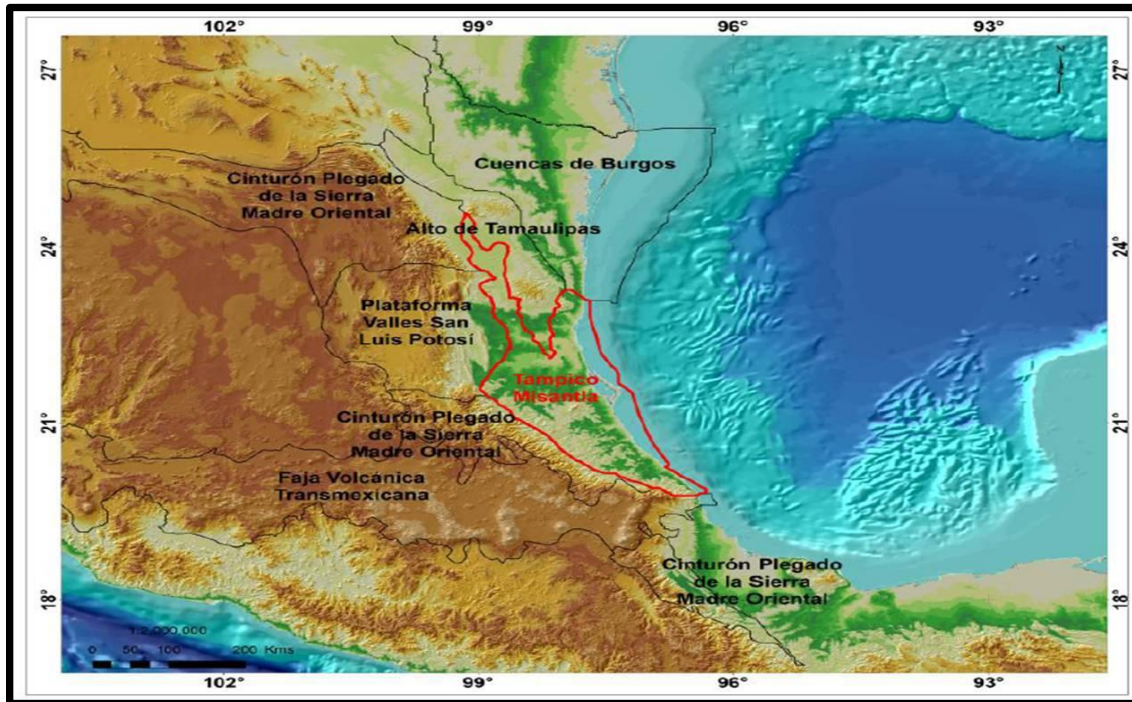


Figura 5.2 Ubicación geológica de la Cuenca Tampico-Misantla. “Pemex (2010), Ubicación geológica de la provincia petrolera Tampico-Misantla, [Figura], recuperado de Las reservas de hidrocarburos de México”.

5.1.1.1 Ambiente de depósito de la Fm. Pimienta

Un importante criterio es el ambiente de depósito de la lutita que pertenece a la Fm. Pimienta, particularmente si es de origen marino o continental. Con base a la información que se tiene, es posible afirmar que es de origen marino, esto quiere decir que tiene bajo contenido en arcilla y alto contenido en minerales frágiles, como el cuarzo, feldespato y carbonatos (**Figura 5.3**).

Fue hasta el Miltoniano, cuando la cuenca quedó completamente cubierta de agua, en la que se depositaron carbonatos y arcillas con materia orgánica marina (tipo II y tipo III), que dieron origen a la Formación Pimienta. El ambiente de depósito de la Fm. Pimienta es un ambiente marino de plataforma sumergida, de aguas tranquilas, claras y salinidad normal, además refleja aportes terrígenos y numerosos, estratos de bentonita y pedernal negro en estratos (lentes y nódulos), los cuales indican actividad volcánica para este tiempo, probablemente en el oeste

de México. Durante el Tithoniano la alta evaporación y la restricción de la cuenca resultó en un bajo contenido de arcilla y en la formación Kerogeno tipo III. Los aceites generados a partir del Tithoniano son diferenciados del Oxfordiano por el carácter C26. (Guzmán-Vega et al., 2010).



Figura 5.3 Afloramiento de la Fm. Pimienta. “Manjarrez y Manzanares (2016), Intercalaciones de lutitas y calizas de la Fm. Pimienta, [Fotografía], Recuperada de Tesis Profesional Evaluación de la Fm. Pimienta...”.

5.1.1.2 Profundidad (Del intervalo superior a la base de la lutita)

La profundidad para el área prospectiva debe ser superior a 1000 metros, pero inferior a los 5000 metros. Por ejemplo, las áreas con menos de 1000 metros de profundidad tienen menor presión en el yacimiento y, por lo tanto, fuerzas de impulsión más bajas para la recuperación de petróleo y gas. Además, las formaciones superficiales de lutitas tienen riesgos de mayor contenido de agua en sus sistemas naturales de fractura. Las áreas de más de 5.000 metros tienen riesgos de menor permeabilidad y costos de perforación y desarrollo mucho más alto.

Cerca de la Ciudad de Tampico, alrededor de 50 pozos han penetrado lutitas ricas en materia orgánica pertenecientes a la Fm. Pimienta a profundidades que están entre los 1000 [m] a 3000 [m] (EIA/ARI, 2013, p.18). (**Figura 5.4**).

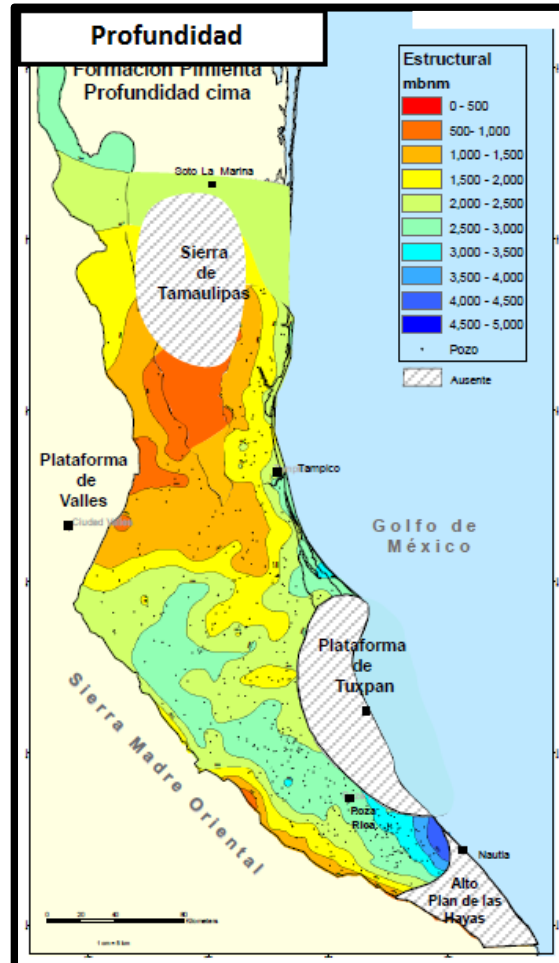


Figura 5.4 Formación Pimienta Profundidad. “Pemex (2012), Modelado para caracterizar los play de lutitas, [Figura], Recuperada de Potencial de recursos no convencionales asociado a plays...”

La principal roca fuente en la Cuenca Tampico-Misantla es la Fm. Pimienta que corresponde al Jurásico Superior (Tithoniano). La parte superior de la Fm. Pimienta varía de los 500 a 4000 [m] de profundidad a través de la Cuenca Tampico-Misantla. Al este la Fm. Pimienta profundiza rápidamente hacia el mar hasta 5 [km]. El arco de Tamaulipas elevó a la Formación Pimienta, bifurcando el área prospectiva en dos mitades norte y sur. Los recursos prospectivos de lutitas en la Fm. Pimienta se encuentran a profundidades de 1400 a 3000 [m].

5.1.1.3 Estructura de la cuenca

La Cuenca de Tampico-Misantla está conformada por los siguientes elementos tectónico-estructurales y estratigráficos: al norte con el Arco de Tamaulipas y el Monoclinal de San José de las Rusias, al sur con el Eje Neovolcánico y el bloque

tectónico de Teziutlán, al occidente con la Sierra Madre Oriental y al Oriente con la cuenca marina de Tampico (**Figura 5.5**) (Pemex, 2013, p.48).

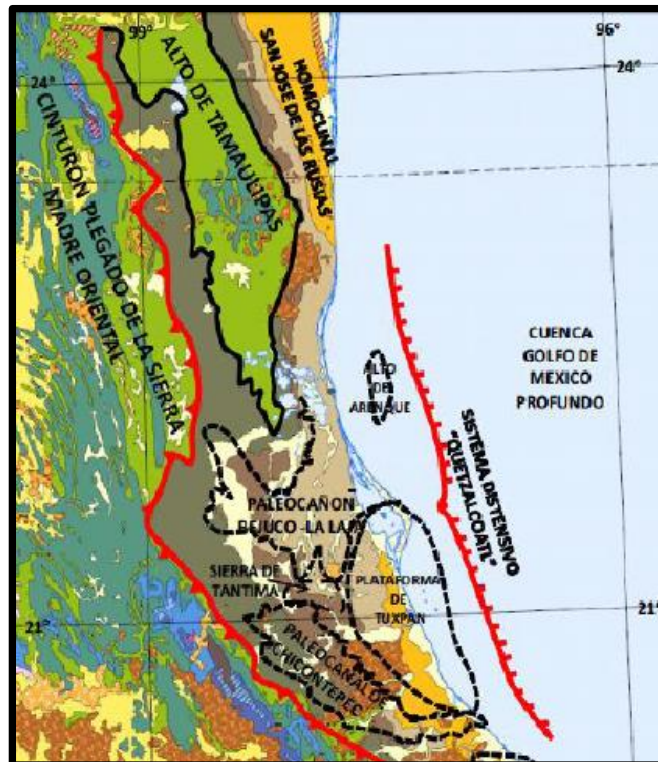


Figura 5.5. Ubicación de elementos estructurales de la Cuenca Tampico-Misantla. "Pemex (2013), Ubicación de elementos..., [Figura], Recuperado de Provincia Petrolera..."

A finales del Cretácico, la Orogenia Laramide se levantó y plegó las rocas mesozoicas de la Cuenca Tampico-Misantla que acortaron las unidades estratigráficas Jurásicas y las del Cretácico dando origen a la Sierra Madre Oriental. La generación de deformación creó pliegues con flancos isoclinales, pliegues abiertos que son cortados por fallas inversas y fallas inversas en el frente de la Sierra Madre Oriental.

Se tienen identificadas algunas estructuras hacia el sur de la Fm. Pimienta, Con una longitud de 40 km y una tendencia de NE-SW el anticlinal Piedra de Cal al Suroeste del área de Bejuco, con una profundidad de 1300 m. Con 20 km de longitud y con una tendencia SW-NE, la estructura denominada Jabonera (que es un sinclinal) al sureste del área Bejuco, con presencia de lutita a una profundidad de 3000 m en el este y una profundidad mínima de alrededor de 2400 m en el oeste.

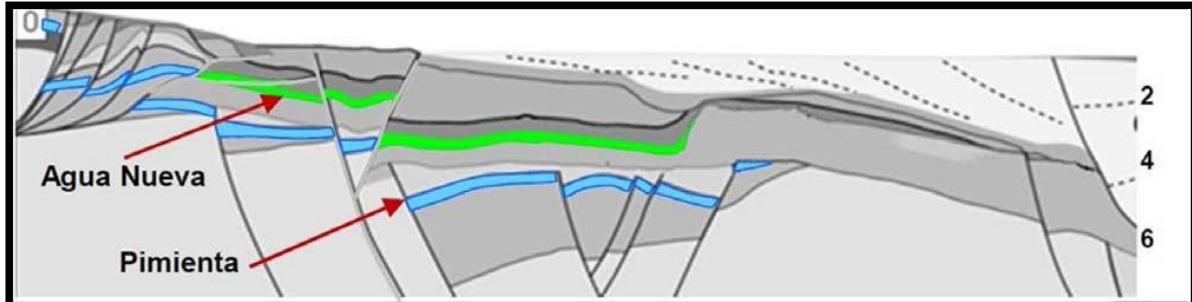


Figura 5.6 Corte estructural de una sección de la Cuenca Tampico-Misantla. “EIA (2015), Structural Cross-Section of the Tampico Basin, [Figura], Recuperado de: SPE – 177139.

5.1.1.4 Espesor del intervalo

La Formación Pimienta es una lutita negra rica en materia orgánica, las unidades de depósito son de 500-350 metros de espesor, con un promedio de 150 a 200 metros en la zona de depósito basal y de 50-100 metros en la zona de la pendiente adelgazándose a cero en las paleoformaciones. “Se debe tener en cuenta que la Fm. Pimienta es de 2-3 veces más gruesa que la lutita Eagle Ford en el sur de Texas” (Scott H., 2015, p.5) (**Figura 5.7**).

5.1.1.4.1 Espesor neto de la lutita rica en materia orgánica

Se ha estimado que el espesor neto promedio de las lutitas ricas en materia orgánica está alrededor de los 200 ft [60.96 m] y de 500 ft [152.4 m] dentro del área prospectiva (EIA/ARI, 2013, p.18).

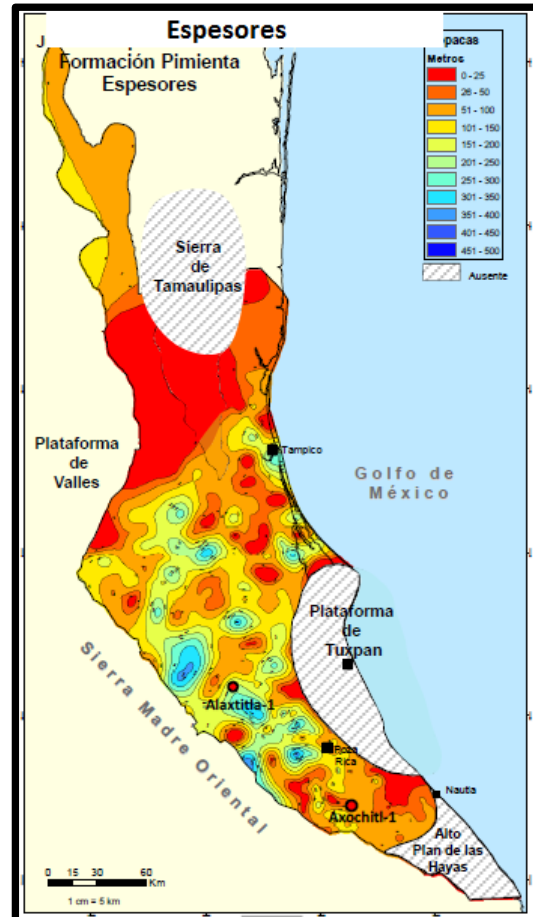


Figura 5.7 Espesores Formación Pimienta. "Pemex (2012), Modelado para caracterizar los play de lutitas, [Figura], Recuperada de Potencial de recursos no convencionales asociado a plays..."

5.1.1.5 COT, Contenido Orgánico Total

El COT (Carbón Orgánico Total) promedio ha sido estimado en un 3% para la Fm. Pimienta (**Figura 5.8**). La cual presenta, actualmente un potencial de generación de hidrocarburos. En general, el Contenido Orgánico Total de las áreas prospectivas necesariamente deben ser superiores al 2%.

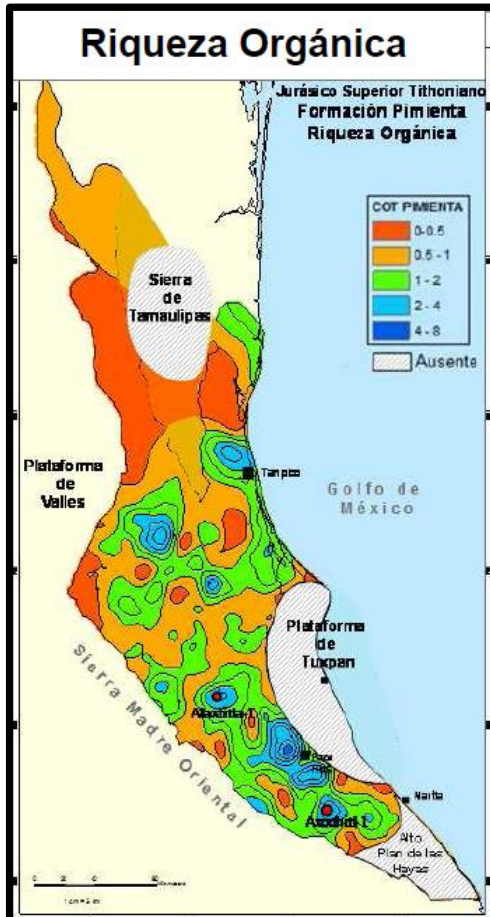


Figura 5.8 Formación Pimienta Riqueza Orgánica. “Pemex (2012), Modelado para caracterizar los play de lutitas, [Figura], Recuperada de Potencial de recursos no convencionales asociado a plays...”

5.1.1.6 *Ro, Madurez térmica*

La madurez térmica mide el grado en que una formación ha sido expuesta a altas temperaturas, necesarias para descomponer la materia orgánica en hidrocarburos. La reflectancia de ciertos tipos de minerales (%Ro) se utiliza como una indicación de madurez térmica. La madurez térmica de un área prospectiva al petróleo tiene un Ro superior al .7% pero inferior al 1%. Un área prospectiva de gas húmedo y condensado tiene un Ro entre 1% y 1.3%. Las áreas prospectivas a gas seco tienen un Ro superior al 1.3%.

Para la Fm. Pimienta se han identificado tres ventanas de madurez térmica, de gas seco, gas húmedo y aceite, que van de oeste a este, lo que refleja el suave ángulo de inclinación estructural en esta cuenca. Los valores se han estimado en

un rango de madurez térmica promedio que está entrar 0.85% a un 1.4%. Además, se ha hecho un mapeo bien definido de las ventanas de aceite volátil, gas húmedo y gas seco para la Fm. Pimienta a través de la Cuenca Tampico-Misantla basándose en datos de Tmax y Ro (**Figura 5.9**). La madurez térmica aumenta regionalmente hacia la Sierra Madre Oriental en el oeste, así como también aumenta gradualmente con la profundidad, gran parte de la cuenca en su porción terrestre se encuentra en las ventanas de aceite negro y volátil con una menor porción de gas húmedo y una pequeña ventana de gas seco en el oeste. El tipo de kerógeno de la Fm. Pimienta es de tipo II, precursor de aceite y gas, que debido a sus condiciones de sepultamiento, alcanzo la madurez térmica necesaria para ser una roca generadora (**Figura 5.10**).

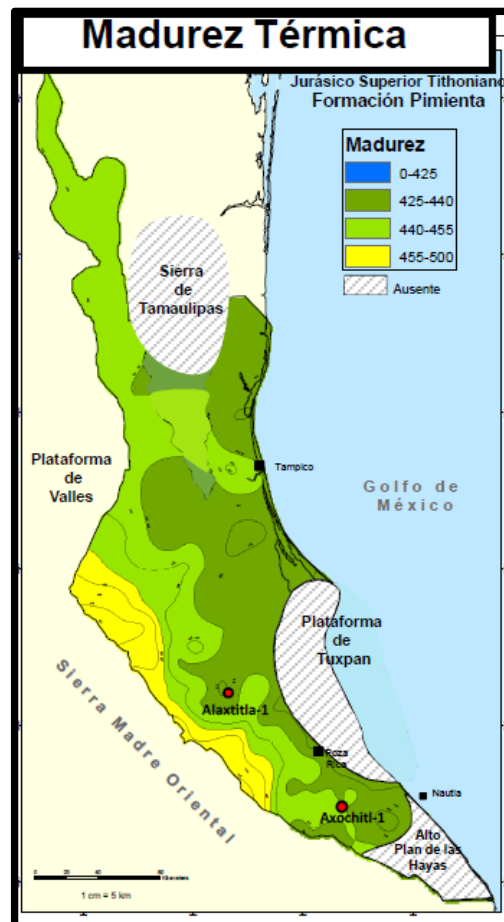


Figura 5.9 Madurez Térmica Formación Pimienta. “Pemex (2012), Modelado para caracterizar los play de lutitas, [Figura], Recuperada de Potencial de recursos no convencionales asociado a plays...”

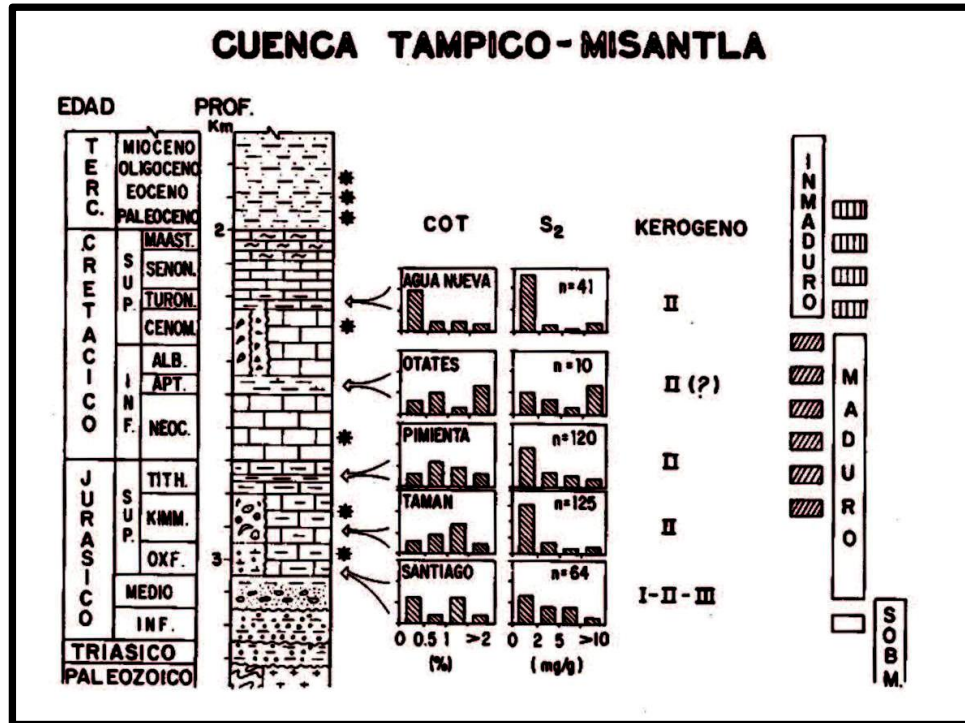


Figura 5.10 Características estratigráficas y geoquímicas de la Cuenca Tampico-Misantla. "Gonzales y Olguin (1991), Características estratigráficas..., [Figura], Recuperada de Tesis profesional Evaluación Petrolera..."

Estas propiedades geológicas de la Fm. Pimienta tienen el objetivo de que se utilicen como una primera visión general de las características que presentan las lutitas, además de ayudar a identificar las zonas con mayor potencial.

5.1.2 Delimitación del área de la Fm. Pimienta.

Después de haber identificado a la Fm. Pimienta, se realizará un análisis o estudio para definir su extensión en área. "A la fecha, se han identificado dos niveles estratigráficos de interés y que corresponden a rocas de edad del Jurásico Superior (Tithoniano)" (Pemex, 2012, p.16) (Figura 5.11).

El oeste está limitado y relacionado por el empuje y el plegamiento de la Sierra Madre Oriental. Las fallas dentro de la cuenca son relativamente menores en su mayoría fallas normales de alto ángulo, la inmersión estructural es suave, en su mayoría plana y se encuentra a unos 5° (Figura 5.12-5.13). En general la estructura parece favorable para el desarrollo de lutitas utilizando perforación

Ingeniería de shale

horizontal. La Fm. Pimienta del Jurásico Superior en la cuenca Tampico-Misantla es deposicionalmente más extendida, menos erosionada por el paleocanal, más profunda, con mayor presión y térmicamente más madura. Considerándose como la principal roca fuente de la Cuenca.

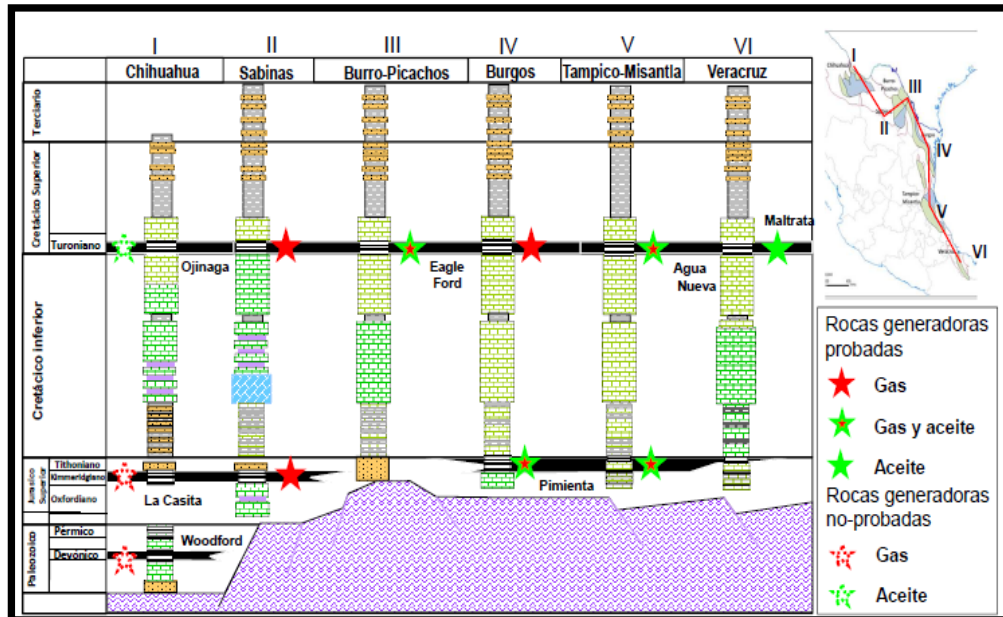


Figura 5.11. Posición estratigráfica de los plays de aceite y gas en lutitas. “Pemex (2012), Posición estratigráfica de..., [Figura], Recuperada de Potencial de recursos no convencionales asociado a plays...”

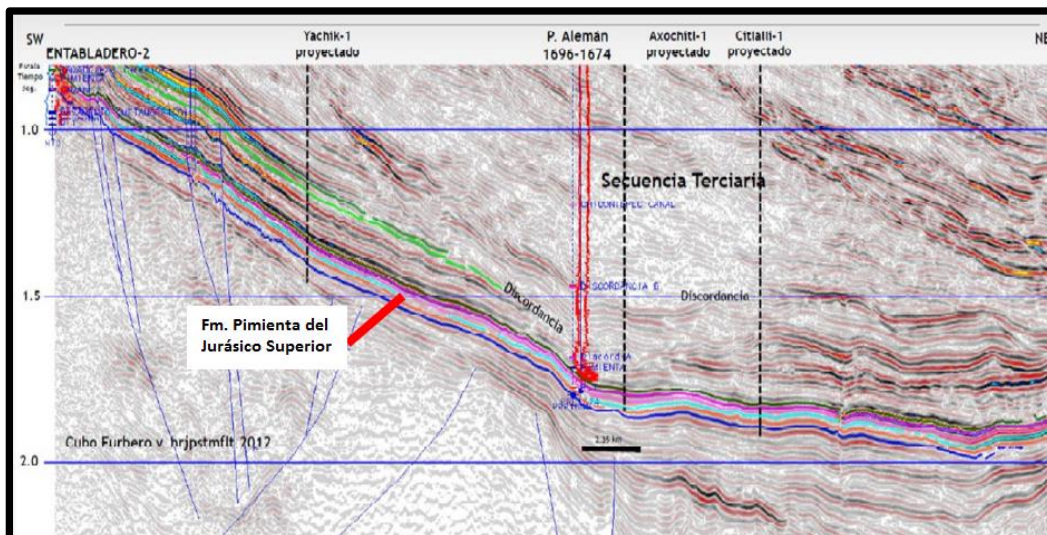


Figura 5.12 Sección sísmica mostrando la estructura general de la FM. Pimienta del jurásico superior en la Cuenca Tampico-Misantla. “Scott H., (2015), Seismic Time Section Showing Generally Simple Structure of the U. Jurassic Pimienta Fm in the Tampico-Misantla Basin, [Figura], Recuperado de: SPE – 177139”.

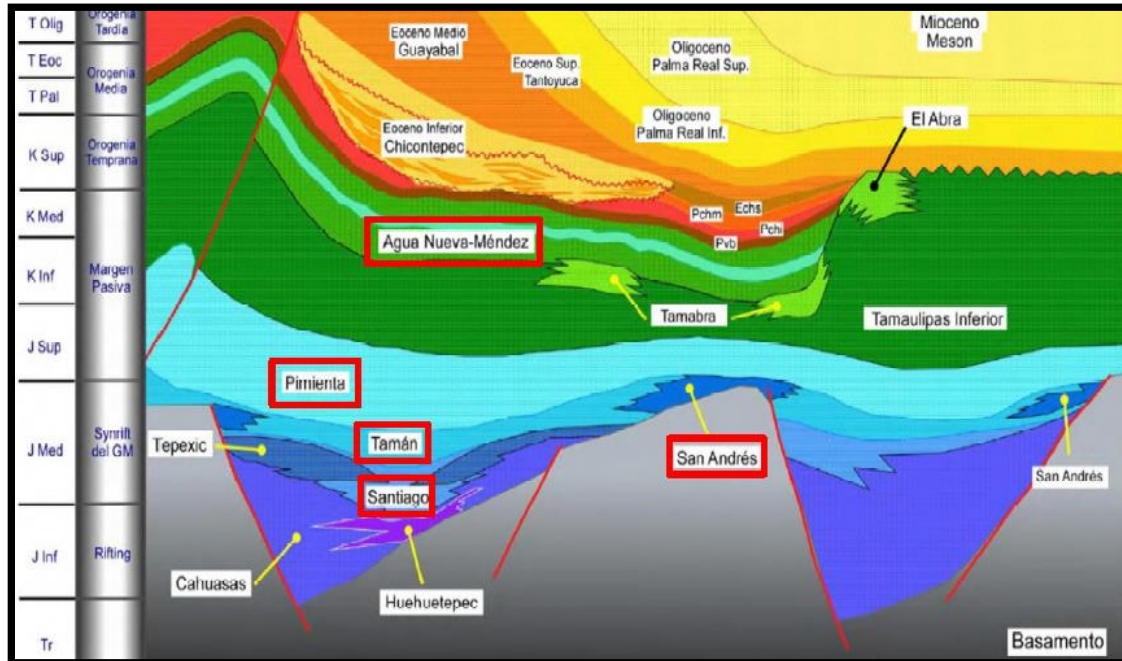


Figura 5.13. Objetivos de lutitas en la cuenca Tampico-Misantla incluyendo el Cretácico Superior. "Scott H., (2015), Stratigraphy of source rock shale..., [Figura], Recuperada de SPE – 177139".

5.1.2.1 Ubicación Geográfica de las zonas prospectivas

El área prospectiva es la porción terrestre de la cuenca que contiene lutitas de aceite y gas. El área prospectiva en general cubre menos de la mitad del área total de la cuenca, sin embargo el área prospectiva contendrá las áreas de lutitas de gas y aceite de más alta calidad, incluyendo una geología favorable, una alta concentración de recursos "zona central", incluyendo una zona de concentración de recursos de menor calidad y menores áreas de extensión. Sin embargo, una delimitación más detallada del área prospectiva está más allá de esta evaluación inicial de recursos.

Finalmente, las cuencas y formaciones de lutitas de gas y aceite que contienen un alto contenido en arcilla tienen una complejidad geológica muy alta que se relaciona con los esfuerzos y el empuje, a estos recursos se les asigna un alto factor de riesgo del área prospectiva o se excluyen de las zonas prospectivas. Posteriormente, una evaluación de recursos más detallada y de menor escala, puede identificar las zonas más favorables de la cuenca. De manera similar los avances en las prácticas de terminación de pozos pueden permitir que

formaciones de lutitas con alto contenido de arcilla se estimulen eficazmente permitiendo que estas zonas de la cuenca sean sumadas en futuras evaluaciones de los recursos (**Figura 5.14**).

Después de la detección de la profundidad, el espesor, Ro e intrusiones ígneas flujos de lava, espesores netos y ventanas térmicas para la Fm. Pimienta se identificó que haciendo exclusión de los levantamientos paleográficos, el área prospectiva para la Fm. Pimienta asciende aproximadamente a 13 600 millas cuadradas [35223.84 km] (EIA/ARI, 2013, p.18). El área prospectiva para aceite ha sido estimada en 9000 millas cuadradas, el área prospectiva para condensados en 3050 millas cuadradas, el área prospectiva para el gas asociado ha sido estimado en 9000 millas cuadradas, para la zona de gas húmedo 3050 millas cuadradas y el área prospectiva para gas seco es de 1550 millas cuadradas, aunque la región norte de la Cuenca Tampico-Misantla está mal limitada (Scott H., 2015, p.9) (**Figura 5.15**).

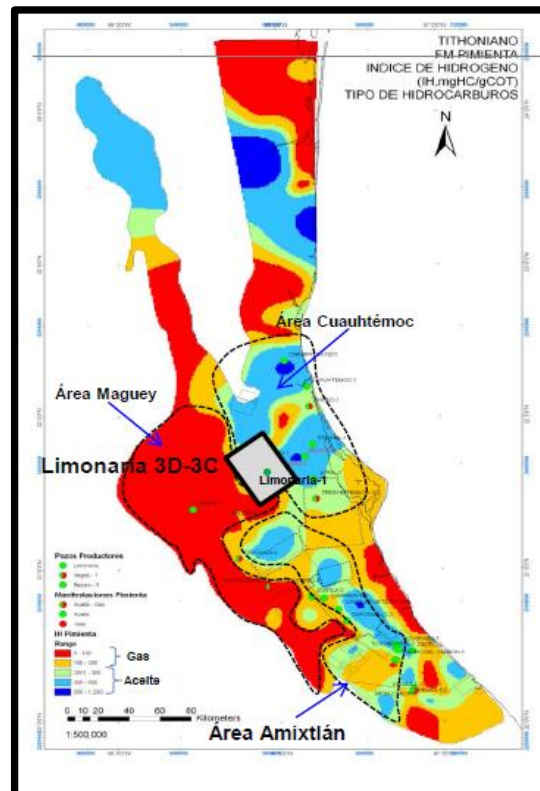


Figura 5.14 Áreas prospectivas de la Cuenca Tampico-Misantla. “CNH (2014), Play Jurassic, [Figura], Recuperada de Shale gas in México CNH”

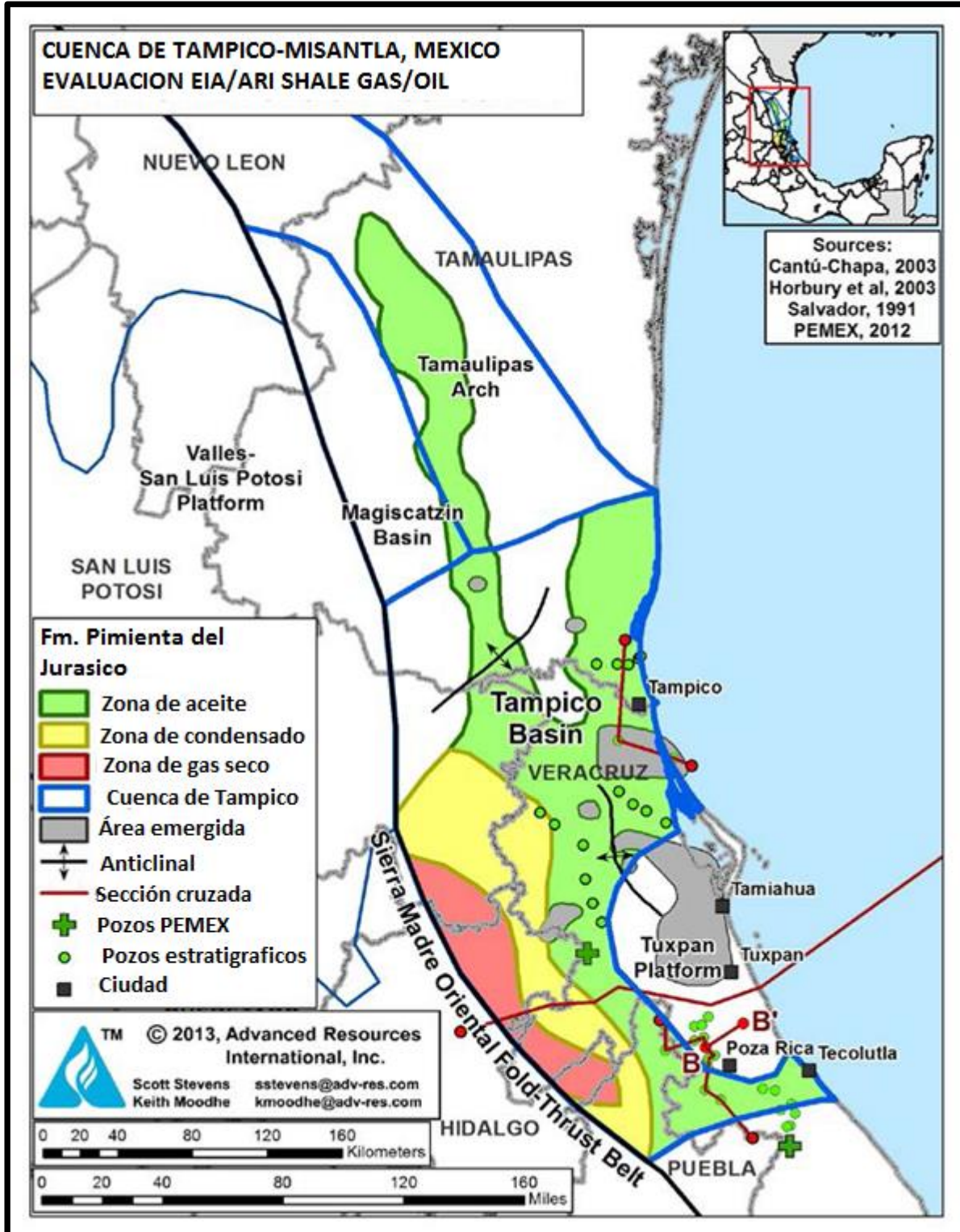


Figura 5.15 Áreas prospectivas de lutitas en la Fm. Pimienta, Cuenca Tampico-Misantla. "EIA/ARI (2013), Prospective Pimienta Formation (Tithonian) Shale, Tampico Basin, [Figura], Recuperada de Shale potencial México".

5.1.3 Estimación del aceite en el sitio (in-place) para la Fm. Pimienta.

Los datos geológicos del yacimiento son analizados para establecer el aceite (OIP, oil and gas in-place).

Aceite en el lugar (Oil in-place)

El cálculo para el aceite en el lugar (Oil in-place) dada una extensión de área (acre, milla cuadrada) se rige, en gran medida, por dos características clave en la Fm. de lutitas, el primero es el espesor neto de la lutita rica en materia orgánica y la porosidad con contenido de aceite. Además, la presión y la temperatura gobiernan el volumen de gas en solución en el aceite Bg.

- Espesor Neto de la lutita rica en materia orgánica. El intervalo geológico que contiene a la lutita rica en materia orgánica es obtenida de estudios estratigráficos previos de las formaciones que pertenecen a la cuenca que se está evaluando. El espesor total del intervalo que contiene la lutita se establece a partir de datos de registros y secciones transversales.

Para la Fm. Pimienta, dentro del área prospectiva se ha estimado un espesor neto promedio de alrededor de **200 pies [60.96 m]** del intervalo que se ha identificado con alto contenido de materia orgánica que es de **500 ft [152.4 m]**.

- Porosidad efectiva de aceite y gas. El estudio de la porosidad hace uso de la recopilación de datos de núcleos y análisis de registros disponibles en informes públicos. Cuando los datos de porosidad no están disponibles, se hace hincapié en identificar la mineralogía de la lutita para estimar los valores de porosidad con base a las cuencas análogas de los EUA.

Para la Fm. Pimienta, ha sido calculada a partir de núcleos de **7.2% (0.072)** y una saturación de aceite de **0.73**.

- Presión. El método de estudio hace un énfasis particular en identificar las áreas sobrepresionadas. Las condiciones de sobrepresión permiten una mayor producción de aceite antes de que el yacimiento alcance el punto de burbuja donde el gas disuelto en el aceite comienza a ser liberado. Un gradiente de presión de **0.433 psi** es usado cuando los datos de presión actual no están disponibles.
- Temperatura. El estudio hace recopilación de datos de la temperatura en la Fm. de lutitas. Un gradiente estándar de temperatura de 1.25° F por cada 100 pies de profundidad y una temperatura superficial de 60° F son usados cuando los datos de la temperatura actual no están disponibles.

Actualmente, la temperatura correspondiente a la cima del Jurásico varía con respecto a la profundidad de **40°** a **100°**, creciendo gradualmente hacia las zonas más profundas alcanzando temperaturas medidas a **220°C** (Pérez, 2014). Esto evidencia que las condiciones favorables para el hidrocarburo estarán sometidas a las condiciones de temperatura y profundidad, sin embargo, es necesario un estudio más detallado

Los datos anteriores son combinados para establecer ecuaciones de ingeniería de yacimientos y factores de conversión para calcular el Aceite en el lugar (OIP, oil in-place) por milla cuadrada.

$$OIP = \frac{7758(A*h)*\phi*(So)}{Boi} \quad 5.1$$

A Es el área en acres (con el factor de conversión de 7758 barriles por acre pie).

h Es el espesor neto de la lutita en pies.

ϕ Es la porosidad.

Ingeniería de shale

So Es la fracción a dimensional de la porosidad saturada de aceite, el valor establecido de la porosidad es multiplicado por la Saturación de aceite para establecer la porosidad al aceite.

Boi Es el factor de volumen del aceite.

Datos:

Área total prospectiva Fm Pimienta: 13 600 millas cuadradas = 8 703 965 acres

Área total prospectiva para el aceite 5 600 000 acres

h: 200 ft

Porosidad: 7.2% (0.072)

So: 0.73

S_o= 0.05256

Boi: 1.15

$$OIP = \frac{7758 \frac{bl}{acre * pie} (5\ 600\ 000\ acre * 200\ pie) * 0.072 * (0.05226)}{1.15 \frac{bl}{STB}}$$

$$= 28.4 \times 10^9 \text{ Bls @c.s}$$

5.1.4 Tecnologías clave en la recuperación de petróleo

Debido a que la permeabilidad de la lutita es extremadamente baja, dentro del rango de unos pocos cientos de nano-darcies (0.0001md) a unos pocos de mili-darcies (0.001 md), la recuperación eficiente de aceite que está contenido en la matriz de la lutita requiere de dos tecnologías clave que son la perforación y la terminación de pozos.

Longitud de los pozos horizontales. La longitud de los pozos horizontales está diseñada para poner en contacto la mayor área de la matriz en contacto con el pozo para que sea económicamente factible.

Influencia del área de drene de un pozo horizontal. Debido a su mayor longitud, un pozo horizontal dreña un área mayor que uno vertical durante el mismo periodo de tiempo y bajo condiciones similares de producción, ya que el pozo horizontal dreña un volumen elipsoidal (elipse tridimensional), mientras que un pozo vertical sólo drenará un volumen cilíndrico (**Figura 5.18**). Para hacer los cálculos se asume un área elíptica en el plano horizontal teniendo como focos cada uno de los extremos del pozo horizontal.

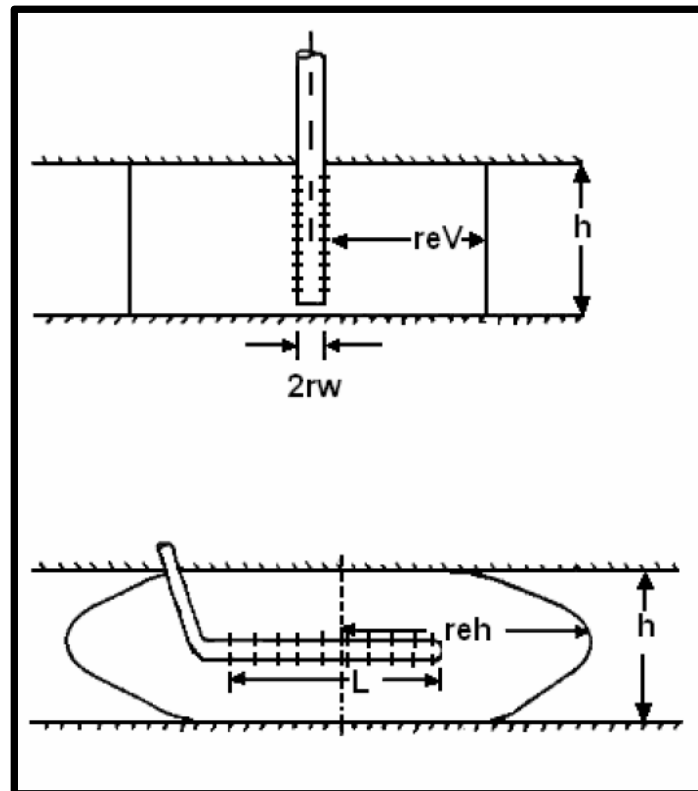


Figura 5.18 Volumen drenado por un pozo vertical y un pozo horizontal. "Richardson (1986), Augmentation of well..., [Figura], Recuperado de SPE 15375".

En la figura anterior se puede observar que para un pozo vertical de longitud L , el área de drene es un volumen de un cilindro, es importante mencionar que para los pozos vertical y horizontal el espesor del yacimiento " h " es igual pero el área de drene es diferente.

Se ha supuesto que un pozo horizontal de 1000 pies de longitud, puede drenar dos veces el área de uno vertical en el mismo yacimiento, mientras que uno

de 2000 pies puede drenar 3 veces al área de uno vertical en el mismo yacimiento y a similares condiciones de producción (Horwell, 1986) **Figura 5.19-20.**

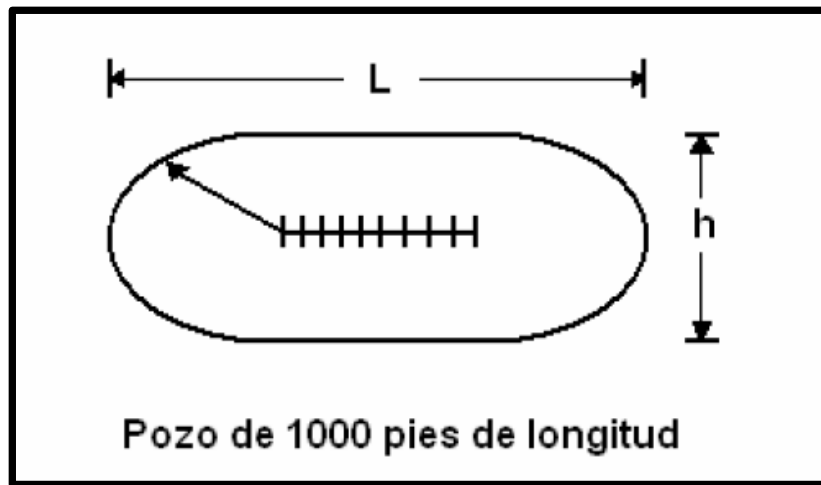


Figura 5.19 Sección de drenaje para un pozo de 1000 [pies]. "Horwell (1986), Horizontal well, [Figura], Recuperada de Horizontal Wells Technology".

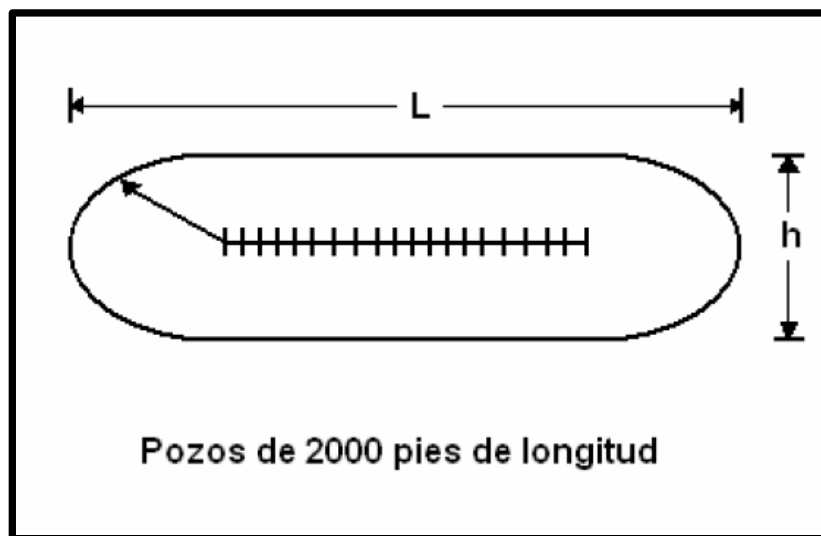


Figura 5.20 Sección de drenaje para un pozo de 2000 [pies]. "Horwell (1986), Horizontal well, [Figura], Recuperada de Horizontal Wells Technology".

Para formaciones no convencionales, el volumen que es drenado a través de un pozo horizontal es de primordial importancia, debido a que son favorables para el espesor de las lutitas (Horwell, 1986).

Es importante comparar los radios de drenaje entre un pozo vertical y uno horizontal, ya que ambos poseen un radio de drenaje r_e y una longitud L (**Figura 5.21**). En el caso de los pozos verticales, el área de drenaje es

$$A = \pi r_e^2 \quad 5.5$$

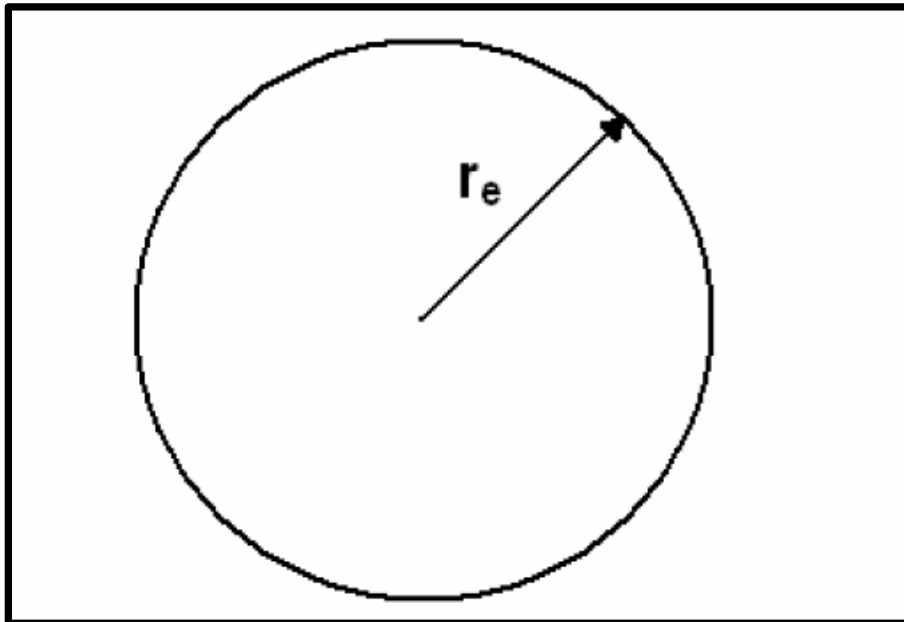


Figura 5.21 Geometría de drenaje para un pozo vertical. "Horwell (1986), Geometría de drenaje..., [Figura], Recuperada de Horizontal Wells Technology".

Para el caso de un pozo horizontal de longitud, el área de drenaje será un elipsoide que se generara ortogonalmente al pozo sobre una distancia r_e y que en los extremos existe un flujo radial circular (esférico) de radio r_e en tal caso, el área de drenaje para un pozo horizontal es:

$$A_H = \pi r_e^2 + 2L * r_e \quad 5.6$$

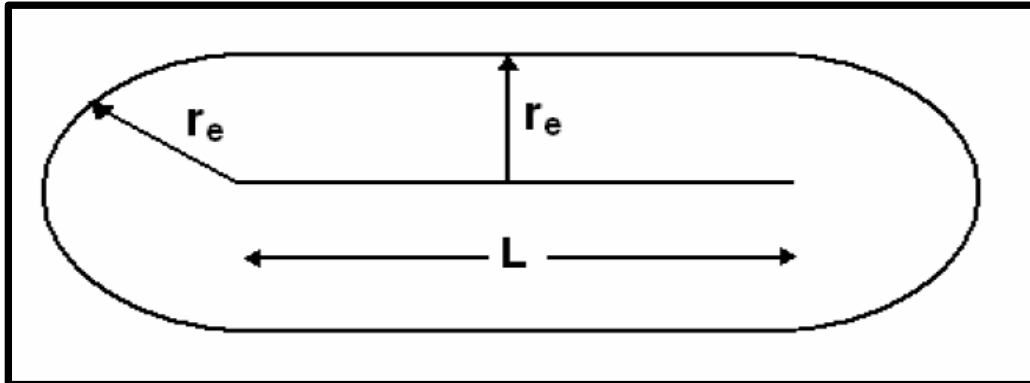


Figura 5.22 Geometría de drenaje para un pozo horizontal. "Horwell (1986), Geometría de drenaje..., [Figura], Recuperada de Horizontal Wells Technology".

En la **Figura 5.23** se aprecia un área de mayor influencia de A_H a medida que aumenta la longitud horizontal. Además, esta configuración permite establecer líneas equipotenciales de flujo y presión tal y como se muestra en la figura.

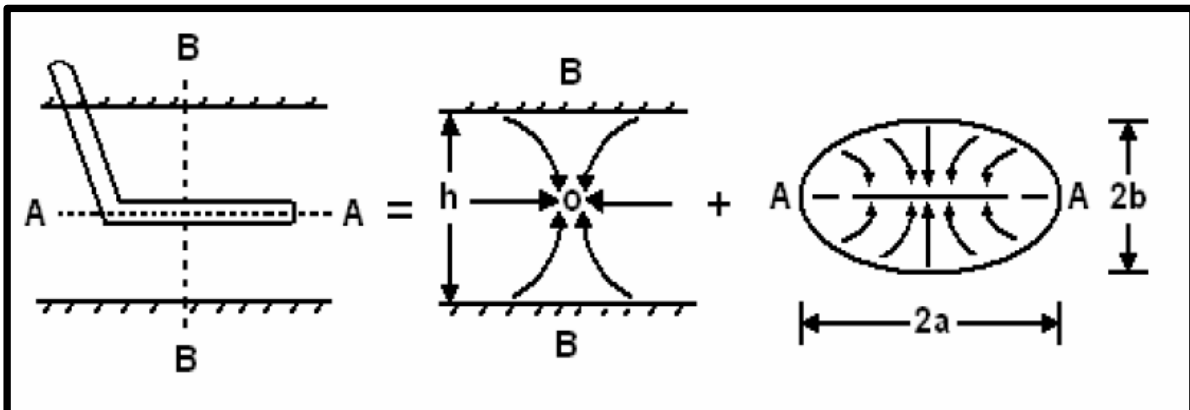


Figura 5.23 Líneas de flujo de un pozo horizontal en dos sistemas bidimensionales. "Horwell (1986), Líneas equipotenciales de flujo..., [Figura], Recuperada de Horizontal Wells Technology".

Joshi asume que el área de drenaje para un pozo horizontal es una elipse y está dada por:

$$A = \frac{\pi ab}{43560} \quad 5.7$$

$$a = \frac{L}{2} + b \quad 5.8$$

Dónde:

a es el eje mayor de la elipse.

L es la longitud del pozo horizontal

b es el radio menor de la elipse

A es el área de drene del pozo horizontal

La mayoría de las ecuaciones de gasto de producción requieren el valor del radio de drene del pozo horizontal, el cual está dado por:

$$reH = \sqrt{\frac{43560 * A}{\pi}} \quad 5.9$$

Dónde:

reH = Radio de drene del pozo horizontal en pies.

A = área de drene del pozo horizontal en acres.

Pozos estimados para perforar en la Cuenca Tampico-Misantla teniendo como objetivo a la Fm. Pimienta.

Como se mencionó anteriormente, entre más longitud L tenga el pozo horizontal mayor área de drene y recuperación de hidrocarburos obtendremos, estas evaluaciones son muy importante para futuras tareas de exploración y explotación en la Fm. Pimienta. Los espesores netos Para la Fm. Pimienta, dentro del área prospectiva, se han estimado con un espesor neto promedio de alrededor de **200 pies [60.96 m]** dentro del intervalo que se ha identificado con alto contenido de materia orgánica que es de **500 ft [152.4 m]**.

Ahora si perforáramos un pozo horizontal con una longitud L de 1000, 2000, hasta 5000 ft

$$A = \frac{\pi ab}{43560} \quad 5.3$$

Ingeniería de shale

$$a = \frac{L}{2} + b \quad 5.4$$

Para un pozo con longitud de 1000 pies utilizando la ecuación 5.3 y 5.4.

Dónde:

b es la mitad de nuestro espesor que son 100 [pies]

$$A = \frac{\pi ab}{43560} = \frac{\pi * 600 [pie] * 100[pie]}{43560 \text{ pie}^2/\text{acre}} = 4.32 \text{ acres}$$

$$a = \frac{L}{2} + b = \frac{1000 [pies]}{2} + 100 [pies] = 600 [pies]$$

El radio de drene horizontal es

$$rH = \sqrt{\frac{43560 \text{ pie}^2/\text{acre} * 4.32 \text{ acre}}{\pi}} = 244.74 [pies] \quad 5.5$$

Longitud [pies]	a [pies]	b [pies]	A [Acres]	rH [pies]
2000	1100	100	7.93	331.59
3000	1600	100	11.53	399.83
4000	2100	100	15.14	458.17
5000	2600	100	18.75	509

Tabla 5.1. Área y radio de drene para un pozo con longitudes de 2000,3000 y 4000 [ft].

Actualmente PEMEX tiene como objetivo hacer inversiones y actividad exploratoria en la Fm. Pimienta en un área de 3600 Km² [889575 acres] con el objetivo de evaluar recursos de aceite, gas húmedo (Escalera, 2012, p.34). En caso de que los recursos sean potenciales se necesitaran cierta cantidad de pozos para extraer los hidrocarburos. Entonces, el número de pozos para explotar un área prospectiva necesita es área total en acres entre el área de drene por pozo horizontal lo que nos dará como resultado el número de pozos para drenar esa área.

Ingeniería de shale

Área Prospectiva	[Acres]	Total, de Pozos (Área prospectiva/Área de drene) para un pozo de 3000 [ft]	Total, de pozos (Área prospectiva/Área de drene) para un pozo de 4000 [ft]
3600 Km ²	889575	77153 pozos	58756 pozos

Tabla 5.2. Número de pozos totales que se necesitan para explotar un área prospectiva de la Fm. Pimienta.

Aceite

Datos Básicos	Cuenca/ Área total		Tampico-Misantla (26900 mi²)	
	Formación de lutita		Pimienta	
	Edad geológica		Jurásico	
	Ambiente de deposito		Marino	
Extensión física	Área prospectiva (mi²)		9000	3050
	Espesor (ft)	Rico en contenido orgánico	500	500
		Neto	200	200
	Profundidad (ft)	Intervalo	3300-8500	4000-8500
		Promedio	5500	6200
Propiedades del yacimiento	Presión del yacimiento		Normal	Normal
	COT promedio		3.0%	3.0%
	Madurez Térmica (%Ro)		0.85%	1.15%
	Contenido de arcilla		bajo	bajo
Recursos	Fase aceite		Aceite	Condensado
	Concentración de OIP (MMbbl/mi²)		28.4	17.3*
	Riesgo OIP (B bbl)		119.4*	18.5*
	Riesgo Recuperable (B bbl)		4.78*	0.74*

Tabla 5.3 Estimación de recursos de lutitas de aceite en la Cuenca Tampico-Misantla.

Ingeniería de shale

Gas

Datos Básicos	Cuenca/Área total		Tampico-Misantla (26900 mi ²)		
	Formación de lutita		Pimienta		
	Edad Geológica		Jurásico		
	Ambiente de deposito		Marino		
Extensión Física	Área Prospectiva (mi ²)		9000	3050	1550
	Espesor (ft)	Rico en contenido orgánico	500	500	500
		Neto	200	200	200
	Profundidad (ft)	Intervalo	3300-8500	4000-8500	7000-9000
		Promedio	5500	6200	8000
Propiedades del yacimiento	Presión del yacimiento		Normal	Normal	Normal
	COT % Promedio		3.0%	3.0%	3.0%
	Madurez Térmica (%Ro)		0.85%	1.15%	1.40%
	Contenido de arcilla		Bajo	Bajo	Bajo
Recursos	Fase Gas		Gas Asociado	Gas Húmedo	Gas Seco
	Concentración GIP(Bpc/mi ²)		18.6*	44.7*	83.0*
	Riesgo del GIP (Tpc)		58.5*	47.7*	45.0*
	Riesgo Recuperable (Tpc)		4.7*	9.5*	9.0*

Tabla 5.4 Estimación de recursos en lutitas de gas para la Cuenca Tampico-Misantla.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- Los yacimientos no convencionales representan altos volúmenes de reservas de hidrocarburos que pueden ser recuperables, que se cumpla ese objetivo dependerá de las mejores tecnologías y de las mejores prácticas, sin embargo su explotación depende de también de los riesgos geológicos que son un factor clave en los recursos no convencionales. debido a que estas formaciones no permiten el movimiento de los fluidos debido a sus condiciones geológicas o a las propiedades de los fluidos.
- Las tecnologías que se aplican en la explotación de los yacimientos no convencionales están enfocadas en proporcionar la mayoría de los beneficios posibles con el fin de obtener una máxima recuperación de aceite en un menor tiempo posible, esto con el fin de optimizar la explotación; un ejemplo es la herramienta DHSG que combina varios procesos de recuperación mejorada (EOR), y lo más importante su aplicación se basa en obtener una máxima recuperación de aceite presentando diferentes escenarios de producción todas ayudando a superar el reto con la movilidad del aceite y el principal que era la pérdida de la energía del vapor que se presenta en los yacimientos de aceite pesado que están a mayor profundidad.
- Otras soluciones que tuvieron éxito en recursos no convencionales se basan en enfoques que surgieron de la experiencia y de una intensa colaboración entre varias disciplinas que se lograron conjuntar para obtener los mejores análisis y pronósticos de producción que se presentarían en los yacimientos de Tight Oil y Shale Oil/Gas. Estos enfoques ayudaron a que se construyeran modelos para predecir el comportamiento que tendría cada etapa de fracturamiento antes y después del estimulamiento, donde se observó que las fracturas naturales preexistentes afectan el volumen de roca estimulada, además se comprobó que la producción primaria de los yacimientos de tight y shale no producirá la mayoría del aceite, pero a partir de ella es posible entender los mecanismos de producción, los efectos de la

compactación y la interferencia de las fracturas naturales se pueden hacer mejoras en la recuperación y disminución de costos.

- El diseño de los pozos y su terminación es un punto clave para optimizar la producción, por eso es necesario hacer escenarios con ayuda de un simulador para entender el comportamiento geomecánico de la formación ya que contribuye significativamente en la explotación del yacimiento y su conexión con el pozo, debido a que las fracturas hidráulicas tienen características que varían en tiempo y forma siendo estas imprescindibles. La descripción y predicción de las fracturas naturales es una clave para proveer el funcionamiento de formaciones de lutitas de aceite y gas (Shale Oil y Shale gas) y de arenas apretadas (Tight Oil). Con la ayuda de la sísmica 3D se hace un mapeo de las características tectónicas complementándose con registros de imagen y trazadores que ayudan a su descripción siendo esto fundamental para hacer un buen diseño de un (VRS) volumen de roca simulada.
- Los estudios que se describieron son ejemplos de desarrollos exitosos en yacimientos de tight y de shale, con esto se demuestra que los yacimientos no convencionales pueden ser rentables si se establecen grupos multidisciplinarios que trabajen en conjunto ayudándose de las mejores herramientas y tecnologías para solucionar aquellos panoramas de incertidumbre que se presentan en este tipo de yacimientos.
- El enfoque de la “Ingeniería de shale demostró que es una opción para la explotación de yacimientos de lutitas de aceite y gas la aplicación de ese flujo de trabajo es una alternativa para hacer escenarios de producción y de los efectos que causara la estimulación por fracturamiento hidráulico en la formación desde un solo pozo hasta cientos de pozos. Este enfoque pudiera ayudar a la explotación de lutitas en México ya que las soluciones son efectivas en áreas donde se tiene poca información.
- La Cuenca Tampico-Misantla y principalmente la Fm. Pimienta tienen una gran cantidad de recursos contenidos en lutitas que pueden explotarse; las evaluaciones realizadas y la localización de sus áreas prospectivas son el

Ingeniería de shale

resultado de la cantidad de datos geológicos del yacimiento disponibles y la cantidad de exploración que se ha realizado en el área prospectiva de la cuenca esto con el fin de determinar que porción de la cuenca es totalmente arriesgada o exitosa.

Referencias

- Aguilera H.E. (1972). Ambientes de Depósito de las Formaciones del Jurásico Superior en la Región Tampico-Tuxpan. Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, 24(1-3), 129-163.
- Alboudwarej, H., Felix, J., Taylor, S., Badry, R., Bremner, C., Brough, C... and West, C. (2006). La importancia del petróleo pesado. *Oilfield Review*. 38-59.
- Al-Jubori, A., Johnston, S., Boyer, C., W. Lambert, S., Bustos, O., Pashin, J. y Wray, A. (2009). Metano en capas de carbón: Energía limpia para el mundo. *Oilfield Review*. (21) 2, 1-12.
- Allix, P., Burnham, A., Fowler, T., Herron. Kleinberg, R., y Symington, B. (2010/2011). Extracción del petróleo contenido en las lutitas. *Oilfield Review*, 22(4), 1-12.
- Alzaga R., Granjeon D., Lopez M., Serame M. y Roure F. (2009). Gravitational collapse and Neogene sediment transfer across the western margin of the Gulf of México. 470, 21-41.
- Anderson, J., Simpson, M., Basinki, P., Beaton, A., Boyer, C., Bulat, D. Schoderbek, D. (2003/2004). Yacimientos de metano en capas de carbón. *Oilfield Review*. (15) 3. 8-14.
- Armas J. (2004). Cartografía geológica estructural del valle de Huizachal, como base para el análisis de estabilidad de taludes de la carretera rumbo nuevo. (Tesis de Maestría). UANL, Tamaulipas.
- Austin, J., Elrafie, E., Vassilellis, G., Russell, D., Howle, T., Rodriguez, A., de Grood, R., McCarty, R., and Gil, J. (2015). Innovation in Well Design and Lifting Coupled with Subsurface Understanding Provides New Development Concepts in a Tight Oil Carbonate Resource, SPE, Unconventional Resources Conference USA.
- Barton C.A. (2008). GMI Imager User's Manual, Version 5.4. GeoMechanics International, p.191.

- Bello M. (1978). *Estudio Estratigráfico de rocas sedimentarias en 13 pozos Localizados en la porción meridional de la faja de Oro*. (Tesis de licenciatura). Facultad de Ingeniería-UNAM, CDMX.
- Boyer, C., Clark, B., Jochen, V., Lewis, R. y Miller, C. (2011). Gas de lutita: Un recurso global. *Oilfield Review*. (23) 3, 28-39.
- Boyer, C., Kieschinck, J., Rivera, R., Lewis, R., and Waters, G. (2006/2007). Producción de gas desde su origen. *Oilfield Review*, 18(3), 36-49.
- Bustin A., Bustin, R. and X. Cui. (2008). Importance of Fabric on the Production of Gas Shales. SPE- 114167.
- Cantú C. (1969). Estratigrafía del Jurásico Medio-Superior del subsuelo de Poza Rica. *Revista del Instituto Mexicano del Petróleo*, 1(1), 3-9.
- Capper L., Kuhlman M., Vassilellis G., Schneider M.J y Fitzpatrick N. (2011). Down hole Steam Generation Pushes Recovery Beyond Conventional Limits. JPT.
- Carrillo B. (1961). Geología del Anticlinorio de Huizachal Peregrina al N-W de Ciudad Victoria Tamaulipas. *Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros*. XIII, p1.
- Carrillo-Bravo, J. (1971). La Plataforma de Valles-San Luis Potosí: *Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros*, 23 (1-6), 1-102.
- Chaudhary, A. S., Ehlig-Economides, C. A., and Wattenbarger, R. A. (2011). "Shale Oil Production Performance from a Stimulated Reservoir Volume" *Society of Petroleum Engineers*, 147596-MS.
- Cipolla C. (2010a). Reservoir Modeling in Shale Gas Reservoirs. SPE - 125530.
- CNH. (2014). Shale Gas In México.
- Collet, T., Lewis, r. y Uchida, T. (2000). El creciente interés en los hidratos de gas. *Oilfield Review*.47-61.

- Coogan A. (1972). Depositional Environments and Geologic History of Golden Lane and Poza Rica Trend The American of Petroleum Geologists Bulletin. p. 1419.
- Crawford, B. R., and Yale, D. P. (2002). Constitutive Modeling of Deformation and Permeability: Relationships between Critical State and Micromechanics". Society of Petroleum Engineers, 78189-MS.
- EIA/ARI. (2013). Shale gas and Shale Oil Resource Assessment Methodology
- Elrafiel, E., Vassilellis, G., Duffy Russell S., Repsol, Austin J., Sand Ridge. (2015). The role of drive Mechanisms in Redesigning Development Practices in a Fractured Tight Oil Carbonate Resource. SPE-AAPG-SEG, 178634-MS.
- Escalera A. Antonio J. (2012). Potencial de recursos no convencionales asociados a plays de aceite y gas de lutitas en México. Pemex Exploración y Producción, Subdirección de Exploración.
- Ferrari, L., Tagami, T., Eguchi, M., Orozco-Esquivela, M.T., Petrone, C.M., Jacobo-Albarran, J., and López - Martínez, M. (2005). Geology, Geochronology and Tectonic Setting of Late Cenozoic Volcanism Along the Southwestern Gulf of Mexico: The Eastern Alkaline Province Revisited. J. Volcanology Geothermal. 146, 284-306
- Firincioglu, T., Ozgen, C., and Ozkan, E. (2013). An Excess-Bubble-Point Suppression Correlation for Black Oil Simulation of Nano-Porous Unconventional Oil Reservoirs. Society of Petroleum Engineers, 166459-MS.
- Franquet J,(2011). Integrated Acoustic, Mineralogy, and Geomechanics Characterization of the Huron Shale, Southern West Virginia USA. CSUG/SPE-148411.

- Galicia y Herrera. (2013). Terminación de Pozos en Shale Gas y Shale Oil (Tesis de Licenciatura). Facultad de Ingeniería-UNAM. CDMX.
- George D. Vassilellis, Charles Li, Vivian K. Bust/ Gaffney, Cline and Associates; Daniel Moos and Randal Cade/Baker Hughes Incorporated. (2011). Shale Engineering Application: The Mal-145 Project in West Virginia. CSUG-SPE -146912.
- Godano M., T. Bardainne, M. Regnier and A. Deschamps A. (2011). Moment Tensor Determination by Nonlinear Inversion of Amplitudes, Bulletin of the Seismological Society of America.
- Gonzales y Olgún. (1991). Características estratigráficas de la Cuenca Tampico-Misantla (Tesis de Licenciatura). Facultad de Ingeniería-UNAM. CDMX.
- Guzmán-Vega. (2010). El Origen de los Aceites Pesados en México: Biodegradación vs Madurez. Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, 55, p.2.
- Hermoso C. (1972). Medición detallada de formaciones del Jurasico superior en el frente de la Sierra Madre Oriental. Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, XXVI, 1-193.
- Hernández B. (2000). Análisis de facies sísmicas para la identificación de cuerpos arenosos del Eoceno Tardío al Noroeste de campo Mecatepec en la Cuenca Tampico-Misantla. (Tesis de Maestría). Facultad de Ingeniería-UNAM, CDMX.
- Hernández-Martínez, (2005). *Caracterización Inicial Petrofísica del Pozo Exploratorio Kosni-1* (Tesis de Licenciatura). Facultad de Ingeniería-UNAM, CDMX.
- Horwell (1986). Horizontal Wells Technology.
- Jacobi D.(2008). Integrated Petrophysical Evaluation of Shale Gas

Reservoirs.SPE-114925.

- King E. (2010). Thirty Years of Gas Shale Fracturing: What Have We Learned?. SPE -133456
- Le Compte, B., J.A. Franquet, D. Jacobi. (2009).Evaluation of Haynesville Shale Vertical Well Completions with a Mineralogy Based Approach to Reservoir Geomechanics. SPE-124227.
- López-Aguirre, D. (2008).*Origen, Evolución e Importancia Económica Petrolera de la Cuenca de Chicontepec* (Tesis de Licenciatura). Facultad de Ingeniería-UNAM, CDMX.
- López R. (1979). Geología de México Tomo II, p.450.
- Maldonado, Yahil Shideni. (2014). *Aceite en lutitas (shale oil) un recurso no convencional y su perspectiva en México* (tesis de Licenciatura). Universidad Nacional Autónoma de México, CDMX, México.
- Manjarrez y Manzanares. (2016). Evaluación de la Formación Pimienta inferior como yacimiento no convencional, al sur de la cuenca Tampico-Misantla (Tesis de Licenciatura). Instituto Politécnico Nacional. CDMX.
- Martin A. N. and Economides, M. J. (2010). Best Practices for Candidate Selection, Design and Evaluation of Hydraulic Fracture Treatments. SPE-135669.
- Moos, D. and C.A. Barton.(2008). Modeling uncertainty in the permeability of stress-sensitive fractures. ARMA.
- Moos D., Lacazette, A., Vassilellis, G. D., Cade, R., Franquet, J. A., Bourtembourg, E., and Daniel, G. (2011).Predicting Shale Reservoir Response to Stimulation: the Mallory 145 Multi-Well Project, Society of Petroleum Engineers. 145849-MS.
- Moos, D. and C.A. Barton.(2008). Modeling uncertainty in the permeability of stress-sensitive fractures. ARMA.

- Moos D. SPE, Vassilellis G., Cade R. Franket J., Baker Huges, Lacazette A., EQT Production Company, Bourtembourg E., Daniel G. and Magnitude.
- Nava-Pérez, L., Alegría-Luna, M.A. (2001). *Los Sistemas Petroleros de la Región de Tampico–Misantla* (Tesis de Licenciatura). Facultad de Ingeniería-UNAM, CDMX.
- PEMEX Exploración y producción (2010). *Las Reservas de Hidrocarburos de México*.
- PEMEX, Exploración y Producción. (2012). Las reservas de hidrocarburos de México.
- PEMEX (2013). Provincia Petrolera Tampico-Misantla. p.48.
- Peña V. (2010). Integrated geophysical investigation of shallow igneous bodies and the impact on seismic data quality. (Tesis de Maestría). Universidad de Oklahoma.
- Pérez H. (2014). Evaluación del Potencial del pozo A-1 del play no convencional Jurásico Superior (Formación Pimienta) en la Cuenca de Burgos (Tesis de Licenciatura). Facultad de Ingeniería-UNAM. CDMX.
- Rahman, K., He, W., and Gui, F. (2014). Reservoir Simulation With Hydraulic Fractures: Does it Really Matter How We Model Fractures? Society of Petroleum Engineers, 171403-MS.
- SAS. (2011). Predicting Shale Reservoir Response to Stimulation in the Upper Devonian of West Virginia. SPE- 145849.
- Scott H., SPE and Keith D. (2015). Evaluation of Mexico's Shale Oil and Gas Potential. SPE-177139.
- SGM. Formación Pimienta. LÉXICO ESTRATIGRAFICO DE MÉXICO.
- Tesuque K., T. Tamagawa, and K. Watanabe. (2005). Numerical simulation of hydraulic shearing in fractured reservoirs, Presented at the World Geothermal Congress.

- U.S. Energy Information Administration. (2015). Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources México.
- Vassilellis G., A. Elrafie E. and Ozgen C. (2016). Including Hydro-shear in a practical Reservoir Simulation Model to Improve Well Design in a Fractured Tight Oil Carbonate Resource. AAPG Annual Convention & Exhibition.
- Vassilellis G. D., and Jones S. C. (2004). Application of Stress-Dependent Rock Properties in Reservoir Studies. Society of Petroleum Engineers, 86979-MS.
- Wattenbarger, R. 2002. Trends in Tight Gas Sand Production. *JCPT*, 41(7), 17-20.
- Yañez R., Mendoza M, y Báez E. (2014). Estudio y análisis de yacimientos carbonatados de la zona del Golfo de México (Tesis de Licenciatura). Facultad de Ingeniería-UNAM. CDMX.
- Zoback M.D., Barton, C.A., Brudy, M.O., Castillo, D.A., Grollmund, B.R., Finkbeiner, T., Moos, D.B., Peska, P., Ward, C.D., and Wi-prut, D.J. (2003). Determination of Stress Orientation and Magnitude in Deep Wells. 40, 1049-1076.
- Zoback, M. D., Kohli, A., Das, I., y McClure, M. W. (2012). The Importance of Slow Slip on Faults During Hydraulic Fracturing Stimulation of Shale Gas Reservoirs. Society of Petroleum Engineers, 155476- MS.
- Zoback M.D. (2007). Reservoir Geomechanics, Cambridge University Press Cambridge, UK, p.449.