

**ANÁLISIS DEL IMPACTO DE LAS PROPIEDADES PVT EN LA
PRODUCCIÓN DE SHALE OIL, HACIENDO USO DE LA SIMULACIÓN
NUMÉRICA**

CRISTIAN FERNANDO LÓPEZ URIBE

JULIAN GIOVANNY HIGUERA NIÑO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2015

**ANÁLISIS DEL IMPACTO DE LAS PROPIEDADES PVT EN LA
PRODUCCIÓN DE SHALE OIL, HACIENDO USO DE LA SIMULACIÓN
NUMÉRICA**

**CRISTIAN FERNANDO LÓPEZ URIBE
JULIAN GIOVANNY HIGUERA NIÑO**

**Trabajo de Grado para optar por el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

Director

**M.SC. JOSÉ CARLOS CÁRDENAS MONTES
Ingeniero de Petróleos**

Co-Director

**M.SC. JORGE MARIO PALMA BUSTAMANTE
Ingeniero de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2015

DEDICATORIA

A mis padres Juan Clemente López P. y a Herminia Uribe Muños quienes me brindaron todo el apoyo, confianza y estabilidad socioemocional para mi vida.

Por sostenerme en cada momento de mi vida para salir adelante. A ellos infinitas gratitudes y prometo siempre llevarlos en mi mente y corazón.

A mis hermanos María Caroline López Uribe, Juan Enrique López Uribe y Jorge Andrés López Uribe por ayudarme económicamente y tecnológicamente en mi paso por la universidad. Gracias a sus maneras de ser pude recoger actitudes para mi formación profesional.

A mi compañero y amigo, Julian Giovanni Figuera Niño, quien me brindó su apoyo, confianza, disponibilidad y atención en todo momento para el desarrollo continuo de la tesis. Sus consejos me enseñaron a ser más humano y emocional, paciente y tolerante.

A todos mis amigos, esa pequeña familia que tenemos desde que iniciamos este proceso, y que cada vez crece más. Sin el apoyo de cada uno de ustedes: Andrés Rodríguez, Brian Fonseca, Camilo Fuentes, Carlos Monroy, Guillermo, Julian Figuera, Francly Cárdenas, Julian Prada, Alberto, Richard Ruiz, Mabel Martínez, Verónica Gómez, Leonardo Roa, Mercedes Suarez, José Méndez, Johan Pabón, Paula Monsalve, Andrés Puentes, Erika Villareal, Euclides Chóles, Jorge López, Jhon Cruz, Yorleínis Montejo y Oscar Rojas porque el camino hubiera sido más difícil de recorrer sin ellos. Muchas gracias muchachos por esa amistad de tantos años. Gracias por enseñarme de sus experiencias y aconsejarme en cada momento que compartíamos.

Cristian Fernando López Uribe.

DEDICATORIA

Primero que todo agradecer a Dios por tantas bendiciones a lo largo de este camino, por siempre brindarme la fuerza necesaria para salir adelante en los momentos más difíciles y demostrar que todo se puede lograr.

A mi padre Julio Figuera, que desde el cielo me está apoyando y sé que estaría orgulloso por este logro tan grande que culminó en estos momentos.

A mi madre Lúgía Niño, porque está pendiente de mí y me brinda todo lo mejor para que pueda cumplir con mis sueños, este logro sin su fuerza y su amor no sería posible. Es un logro que construimos juntos.

A mi hermano Freddy Figuera, un gran ejemplo a seguir en mi vida. Gracias por tantos consejos brindados a lo largo de mi formación y por creer en mí pese a la distancia. Sin el apoyo de él, todo hubiese sido un poco difícil de llevar.

A la familia Niño Vega, una familia muy unida, este logro también es para ellos, el apoyo de cada uno me ha inspirado para seguir adelante y luchar por mis sueños. Gracias totales para todos.

A mi compañero de tesis y amigo Cristian López, ha sido enriquecedor conocerlo y poder compartir estos años juntos, de seguro nos espera un camino lleno de éxitos. Gracias por el apoyo y la incondicionalidad.

A todos mis amigos, esa pequeña familia que tenemos desde que iniciamos este proceso, y que cada vez crece más. Esa familia llamada "la vecindad" sin el apoyo de cada uno de ustedes: Andrés, Brian, Camilo, Carlos, Cristian, Guillermo, Julian Alberto y Julian Leonardo el camino hubiera sido más difícil de recorrer. Muchas gracias muchachos por esa amistad de tantos años.

A la familia Solano Martínez, porque fueron una parte importante para llegar a donde me encuentro hoy. Fue muy grande el apoyo brindado por cada uno de ellos en los momentos más difíciles por los que me encontraba. De verdad quedo sin palabras por tanto cariño, apoyo y por brindarme un segundo hogar y hacerme sentir como en casa.

Julian Giovanni Figuera Niño.

AGRADECIMIENTOS

Los autores de este proyecto de grado expresan sus agradecimientos a:

A Dios porque ante las necesidades y problemas siempre nos alivió y nos dio calma para seguir adelante en este proyecto confiado.

La Universidad Industrial de Santander, por brindarnos estos maravillosos años, los cuales nos formaron como personas y profesionales.

José Carlos Cárdenas Montes, Ingeniero de Petróleos, por aceptar dirigir este proyecto, guiarnos, brindarnos tiempo, aconsejarnos y apoyarnos constantemente en el desarrollo del mismo. Es un gran ejemplo a seguir.

Jorge Mario Palma Bustamante, Ingeniero de Petróleos, por ser nuestro codirector, y un gran apoyo técnico para la realización del mismo.

Al grupo de recobro mejorado, al de estabilidad de pozo y al de modelamiento de procesos de hidrocarburos porque sus asesorías y espacios para exponer los avances nos fueron de gran estímulo para seguir adelante.

A familiares y amigos por el apoyo y colaboración a lo largo de este proceso.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	21
1. GENERALIDADES DEL OIL SHALE	23
1.1. RECURSOS RECUPERABLES A NIVEL MUNDIAL	24
1.1.1. Recursos en Colombia.....	25
1.2. OIL SHALE Y SHALE OIL.....	27
1.3. ASPECTOS TÉCNICOS DE LA PRODUCCIÓN DE SHALE OIL	27
1.3.1. Pozos horizontales y fracturamiento hidráulico.....	29
1.3.1.1. Presión de Fractura	31
1.3.1.2. Presión de Cierre.....	31
1.3.1.3. Dirección de la Fractura	32
1.3.1.4. Conductividad de la Fractura.....	32
1.3.1.5. Material Propante	32
1.3.2. Criterios de Falla.....	32
1.3.2.1. Criterios de Falla de Mohr Coulomb	33
1.3.2.2. Criterio de Falla de Drucker-Praguer	35
1.4. LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO	37
1.4.1. Propiedades PVT.....	37
1.4.1.1. Gravedad específica del aceite (γ_o)	38
1.4.1.2. Gravedad API (γ_{API})	38
1.4.1.3. Factor volumétrico de formación del aceite (B_o)	39
1.4.1.4. Relación gas disuelto en el aceite (R_s)	40

1.4.1.5.	Viscosidad del aceite (μ_0)	41
1.4.1.6.	Factor volumétrico de formación total (Bt)	42
1.4.1.7.	Compresibilidad del petróleo	43
1.5.	SISTEMA DE FLUIDOS DE YACIMIENTOS	44
1.5.1.	Aceite negro o Black-Oil	45
1.5.2.	Aceite Volátil	46
1.5.3.	Gas Condensado	46
1.5.4.	Gas Húmedo.....	48
1.5.5.	Gas Seco	48
1.6.	DESCRIPCIÓN DE LA HERRAMIENTA DE SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS	51
2.	DESCRIPCIÓN DEL MODELO	52
2.1.	MECANISMO DE TRANSPORTE DE LOS FLUIDOS EN UN SHALE ...	52
2.1.1.	Desorción.....	52
2.1.2.	Difusión.....	53
2.1.3.	Flujo Darcy.....	54
2.2.	MECANISMO DE PRODUCCIÓN EN UN YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO.....	55
2.2.1.	Expansión del Petróleo	55
2.2.2.	Imbibición.....	56
2.2.3.	Drenaje gravitación	56
2.2.4.	Difusión Molecular	56
2.2.5.	Desplazamiento Viscoso.....	57
2.3.	MODELO DE FLUJO DE FLUIDOS.....	57
2.3.1.	Conservación de la masa del fluido	58
2.3.2.	Conservación de masa del sólido	60

2.3.3.	Ley de Darcy.....	62
2.3.4.	Ecuación de estado	62
2.4.	VOLUMEN DE HIDROCARBURO INICIAL IN – PLACE POR LA FORMULACIÓN DE LA ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIA (EBM).....	64
2.4.1.	Suposiciones del modelo	64
2.5.	DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS ..	68
2.5.1.	Tendencia del modelo en 2D	69
2.5.2.	Características mineralógicas.....	70
2.5.3.	Propiedades de la roca	71
2.5.4.	Permeabilidad relativa del fluido	72
3.	DESARROLLO DE LOS MODELOS CONCEPTUALES DE FLUJO DE FLUIDOS EN LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS DE SHALE OIL.....	74
3.1.	SIMULACIÓN NUMÉRICA DEL SHALE OIL	75
3.2.	SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS	75
3.2.1.	Modelo conceptual para la simulación numérica	75
3.2.1.1.	Porosidad Simple	76
3.2.1.2.	Doble Porosidad	76
3.2.1.3.	Doble Permeabilidad	77
3.2.1.4.	Factor de forma	78
3.3.	REFINAMIENTO DE SHALE OIL.....	79
3.4.	DIMENSIONES DEL MODELO DE YACIMIENTO	80
3.5.	DESCRIPCIÓN DE LOS FLUIDOS DE YACIMIENTO	83
3.6.	PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	88
3.7.	SENSIBILIDAD DE LAS PROPIEDADES PVT DEL FLUIDO.....	88
3.7.1.	Sensibilidad de la presión de yacimiento	91
3.7.2.	Sensibilidad de la temperatura de yacimiento	93

3.7.3. Sensibilidad en el coeficiente de interacción binaria.....	95
3.7.4. Sensibilidad en base a la presencia de gas soluble en los fluidos del yacimiento.....	96
4. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS DE LAS CORRIDAS DE SIMULACIÓN EN BASE A LAS SENSIBILIDADES.....	100
CONCLUSIONES	110
RECOMENDACIONES.....	112
BIBLIOGRAFÍA.....	113
ANEXOS.....	118

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Recursos de Oil Shale Técnicamente Recuperables (Bbls).	25
Figura 2. Técnicas de Pronóstico de Producción.....	29
Figura 3. Perforación Horizontal	30
Figura 4. Representación Criterio de Falla de Mohr Coulomb.	34
Figura 5. Representación del Círculo de Mohr.	34
Figura 6. Esfuerzos In-situ a Esfuerzos Principales.....	35
Figura 7. Formas características de la Sección Transversal de las Superficies de Falla de los Criterios de falla de Mohr Coulomb y Drucker-Praguer.	36
Figura 8. Factor volumétrico de formación del aceite versus presión.	40
Figura 9. Comportamiento típico de R_s vs Presión a temperatura constante. ...	41
Figura 10. Comportamiento típico de viscosidad vs Presión a temperatura constante.	42
Figura 11. Comportamiento típico de B_o y B_t vs Presión a temperatura constante.	43
Figura 12. Comportamiento típico de C_o vs Presión a temperatura constante.	44
Figura 13. Diagrama de Fases para un Aceite Negro.	45
Figura 14. Diagrama de Fases para un Aceite Volátil.	46
Figura 15. Diagrama de Fases para un Gas Condensado.....	47
Figura 16. Diagrama de Fases para un Gas Húmedo.	48
Figura 17. Diagrama de Fases para un Gas Seco.....	49
Figura 18. Desorción del gas.	53
Figura 19. Difusión del gas.	53
Figura 20. Flujo Darcy en las fracturas.	54
Figura 21. Mecanismo de almacenamiento en yacimientos de Shale Oil	54
Figura 22. Mecanismo de flujo en los yacimientos de Shale Oil.	55

Figura 23. Elementos infinitesimales de un volumen con flujo tridimensional en coordenadas cartesianas.....	58
Figura 24. Esquema del sistema para el balance de materiales.....	65
Figura 25. Bosquejo de trayectoria de flujo para el flujo 2D en la fractura.....	70
Figura 26. Características del Shale: (a) Composición mineralógica del Shale y (b) Mapa de espectro de rayos X y mineralogía de una muestra del Eagle Ford.	71
Figura 27. Tamaño de las moléculas y garganta de poro del Shale a escala logarítmica.	71
Figura 28. Datos de permeabilidad para muestras de Shale.	72
Figura 29. Diagrama para el modelo del flujo de fluidos de un yacimiento de Shale.....	74
Figura 30. Esquema de modelos de porosidad simple, porosidad doble y permeabilidad doble.....	76
Figura 31. Representación de (a) modelo de fractura de doble porosidad y (b) de la matriz y la fractura en una celda de simulación.	77
Figura 32. Esquema del enmallado del yacimiento y del SVR.....	80
Figura 33. Esquema de fracturas hidráulicas y del pozo horizontal en el yacimiento.....	82
Figura 34. Contenido de gas en el Shale.	88
Figura 35. Comparación de la productividad del aceite de los tres tipos de aceite de acuerdo a sus condiciones de yacimiento.	90
Figura 36. Comportamiento de la tasa de aceite para los diferentes tipos de fluidos a distintas presiones.	91
Figura 37. Comportamiento de la producción acumulativa de aceite para los diferentes fluidos a distintas temperaturas.....	94
Figura 38. Comportamiento de la recuperación de los distintos tipos de fluidos presentes en los yacimientos por efecto del coeficiente de interacción binaria.	96
Figura 39. Comportamiento de la producción acumulada de aceite para los diferentes tipos de fluidos por efectos de la solubilidad de gas inicial.	97

Figura 40. Diagrama tornado para la variación de la presión de yacimiento para el modelo de yacimiento de Shale con aceite negro de alta viscosidad.	101
Figura 41. Diagrama tornado para la variación de la temperatura de yacimiento para el modelo de yacimiento de Shale con aceite negro de alta viscosidad.	101
Figura 42. Diagrama tornado para la variación de gas solubilizada inicial en el aceite para el modelo de yacimiento de Shale con aceite negro de alta viscosidad.	102
Figura 43. Diagrama tornado para la variación del espaciamiento entre fracturas naturales para el modelo de yacimiento de Shale con aceite negro de alta viscosidad.	102
Figura 44. Diagrama tornado para la variación de la presión de yacimiento para el modelo de yacimiento de Shale con aceite negro de baja viscosidad.	103
Figura 45. Diagrama tornado para la variación de la temperatura de yacimiento para el modelo de yacimiento de Shale con aceite negro de baja viscosidad.	103
Figura 46. Diagrama tornado para la variación del espaciamiento entre fracturas naturales para el modelo de yacimiento de Shale con aceite de baja viscosidad.	104
Figura 47. Diagrama tornado para la variación de gas solubilizada inicial en el aceite para el modelo de yacimiento de Shale con aceite negro de baja viscosidad.	104
Figura 48. Diagrama tornado para la variación de la presión de yacimiento para el modelo de yacimiento de Shale con aceite volátil.	105
Figura 49. Diagrama tornado para la variación de la temperatura de yacimiento para el modelo de yacimiento de Shale con aceite volátil.	105
Figura 50. Diagrama tornado para la variación de gas solubilizada inicial en el aceite para el modelo de yacimiento de Shale con aceite volátil.	106
Figura 51. Diagrama tornado para la variación del espaciamiento entre fracturas naturales para el modelo de yacimiento de Shale con aceite volátil.	106

LISTA DE TABLAS

Pág.

Tabla 1. Rangos de valores de los fluidos del yacimiento según su API.	39
Tabla 2. Clasificación de los Fluidos de Yacimiento.	50
Tabla 3. Ecuaciones de balance de masa para los cambios de volumen con respecto al tiempo.....	67
Tabla 4. Ecuaciones de balance de masa para los fluidos en el sistema de almacenamiento de los yacimientos naturalmente fracturados.....	67
Tabla 5. Ecuación de balance de masa del volumen poroso en un yacimiento naturalmente fracturado con respecto al tiempo.	67
Tabla 6. Ecuaciones del cambio de balance total para cada uno de los componentes que comprenda el sistema.	68
Tabla 7. Características generales del modelo estático de estudio y de las fracturas hidráulicas.....	82
Tabla 8. Valores de las propiedades PVT teniendo en cuenta el tipo de fluido y sus condiciones en el yacimiento.....	84
Tabla 9. Parámetros de permeabilidad relativa.....	85
Tabla 10. Características del gas mezclado en el hidrocarburo a condiciones de yacimiento.....	86
Tabla 11. Exponente de interacción binaria calibrado con la respectiva presión de saturación de cada uno de los fluidos en el yacimiento.	87
Tabla 12. Efecto global de los parámetros sensibilizados en un yacimiento de Shale con aceite negro de baja y alta viscosidad y aceite volátil para el caso estudiado de simulación numérica.....	108
Tabla 13. Efecto del error por el exponente del coeficiente de interacción binaria en las propiedades PVT del aceite negro de alta viscosidad.	108
Tabla 14. Efecto del error por el exponente del coeficiente de interacción binaria en las propiedades PVT del aceite negro de baja viscosidad.	108

Tabla 15. Efecto del error por el exponente del coeficiente de interacción binaria en las propiedades PVT del crudo volátil.....	109
----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------	-----

RESUMEN

TÍTULO: ANÁLISIS DEL IMPACTO DE LAS PROPIEDADES PVT EN LA PRODUCCION DE SHALE OIL, HACIENDO USO DE LA SIMULACIÓN NUMÉRICA.*

AUTORES: CRISTIAN FERNANDO LÓPEZ URIBE

JULIAN GIOVANNY HIGUERA NIÑO**

PALABRAS CLAVE: SHALE OIL, SIMULACIÓN NUMÉRICA, PRODUCCIÓN, FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO, PROPIEDADES PVT, ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD, ESPACIAMIENTO ENTRE FRACTURAS, PREDICCIÓN.

DESCRIPCIÓN

En la actualidad, el tema de los yacimientos no convencionales ha tomado gran importancia, la necesidad de incorporar reservas de hidrocarburos incrementa de manera directa la demanda de estos mismos, hoy en día la demanda se acerca a ser mayor que la oferta, sin embargo, estos eran poco atractivos ya que poseen características de permeabilidad y porosidad baja, dificultando la producción de los fluidos que contienen estas formaciones, pero gracias al desarrollo de nuevas tecnologías como el fracturamiento hidráulico y la perforación horizontal hoy en día es posible la extracción de petróleo y gas en los Shale.

Con el fin de producir de manera eficiente estos reservorios, es importante entender el mecanismo de flujo de fluidos en el medio poroso y parámetros de los fluidos que impactan significativamente el rendimiento de la producción a largo plazo de estos recursos. Se analizará el impacto que tienen las propiedades PVT en la producción de un Shale Oil, observando cuales son más significativas al momento de analizarlas. Para estudiar este impacto se hace uso de la simulación numérica la cual permite integrar las propiedades PVT al modelo inicial del fluido dando como resultado predicciones más acertadas con respecto a la producción que se puede obtener en ese tipo de yacimiento.

Este proyecto compara tres tipos de aceite sintético basándose en criterios teóricos que permitan su modelado y la estabilidad propia del fluido con la finalidad de evaluar la productividad a distintas variaciones de presión, temperatura, espaciamiento entre fracturas, solubilidad del gas en el aceite y consistencia en los fluidos representados a partir del coeficiente de interacción binario.

* Trabajo de Grado.

** Facultad de Ingeniería Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.
Director: Jose Carlos Cárdenas Montes. Codirector: Jorge Mario Palma Bustamante.

ABSTRACT

TITLE: IMPACT ANALYSIS OF PVT PROPERTIES IN THE SHALE OIL PRODUCTION, USING A SIMULATION NUMERICAL.*

AUTHORS: CRISTIAN FERNANDO LOPEZ URIBE
JULIAN GIOVANNY HIGUERA NIÑO**

KEYWORDS: SHALE OIL, SIMULATION NUMERICAL, PRODUCTION, HYDRAULIC FRACTURING, PVT PROPERTIES, SENSITIVITY ANALYSIS, FRACTURE SPACING, PREDICTION.

DESCRIPTION

Currently, the topic of unconventional reservoirs has taken great importance, the necessity to incorporate hydrocarbon reserves increases in a direct way the demand of these, nowadays demand is beginning to exceed supply, however, these were less attractive due to their characteristics of permeability and low porosity, hindering the production of fluids containing these formations, but thanks to the development of new technologies such as hydraulic fracturing and horizontal drilling today is possible to extract oil and gas in shale.

In order to produce in an efficient way these reservoirs, it is important to understand the mechanism of flow of fluids in porous medium and the parameters of the fluids that significantly impact the performance of the long term production of these resources. Will be analyzed the impact that have the properties PVT in the shale oil production; observing which are most significant. To study this impact, is used the simulation numerical which allows to integrate PVT properties to the initial model of fluid; resulting in more accurate predictions about the production that can be obtained in this type of reservoir.

This Project compares three types of synthetic oil based on theoretical criteria which allow their modeling and the own stability of the fluid in order to evaluate the productivity of different variations of pressure, temperature, spacing fracture, gas solubility in the oil and consistency in fluids; represented from the binary interaction coefficient.

* Bachelor Thesis.

** Physical-Chemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School.
Director: Jose Carlos Cárdenas Montes. Codirector: Jorge Mario Palma Bustamante.

INTRODUCCIÓN

El agotamiento de las reservas existentes de petróleo y la necesidad de incorporar reservas de hidrocarburos incrementa de manera directa a la demanda de los mismos, hoy día la demanda se acerca a ser mayor que la oferta, durante las últimas décadas dicha situación ha incentivado a la búsqueda de alternativas energéticas (recursos renovables) y la incorporación de reservas de hidrocarburos a través de recursos no convencionales como: coalbed gas (gas asociado a depósitos de carbón), tight gas (yacimientos de gas de baja permeabilidad o arenas comprimidas), gas/oil shale, hidratos de metano y arenas bituminosas. Dichos recursos se hallaban en la situación de insuficiencia tecnológica para su explotación, pero la razón principal de que no se utilizaran era la dificultad de explotar de manera comercial dichos recursos y su estimación volumétrica. Ahora existe un gran interés por los recursos de hidrocarburos contenidos en los yacimientos de Shale, debido a que tienen alto potencial para la producción junto con bajas declinaciones por pozo y sobre todo por una mayor recuperación final, comparada con otros tipos de yacimientos no convencionales. Gracias al desarrollo de nuevas tecnologías como el fracturamiento hidráulico y la perforación horizontal hoy en día es posible la extracción de petróleo y gas en los Shale. Estas tecnologías han hecho que el desarrollo de estos depósitos sea una realidad económica. Pero a menudo, las tasas de producción iniciales disminuyen rápidamente y haciéndolos económicamente marginales y algunas veces operacionalmente poco atractivos. Con el fin de producir de manera eficiente estos reservorios, es importante entender el mecanismo de flujo de fluidos en el medio poroso y los parámetros de los fluidos que impactan significativamente el rendimiento de la producción a largo plazo de estos recursos.

En general, los yacimientos de Shale Oil son complejos, que poseen características de permeabilidad y porosidad baja, lo que resulta altas tasas de

declinación de la producción inicial y pequeñas áreas de drenaje por pozo, lo cual dificulta el aprovechamiento de los recursos. El desarrollo económico de los Shale requiere de un gran número de pozos con espaciamentos cerrados entre sí y su sostenibilidad depende de la producción comercial de Shale, (en gran medida al contenido de gas o aceite, capacidad natural de almacenamiento y de entrega por parte de la roca).

Hoy día estos recursos se encuentran en una etapa de transición en la que se están volviendo parte de las futuras reservas de hidrocarburos. Esto se debe a las mejoras tecnológicas y al incremento de los precios de los hidrocarburos, permitiendo la explotación de estas nuevas fuentes de energía y despertando el interés de muchos países y compañías operadoras.

En la actualidad, los yacimientos de Shale Oil han sido desarrollados por algunos países, acentuándose este tipo de trabajos en Norte América. A su vez en Colombia las investigaciones están orientadas a la evaluación del comportamiento de la producción, proporcionando un modelo de operación para la explotación de nuevos hallazgos de hidrocarburos a nivel nacional.

1. GENERALIDADES DEL OIL SHALE

El Oil Shale es una roca sedimentaria de grano fino con alto contenido orgánico sólido conocido como kerógeno, el cual no fue madurado por el tiempo suficiente para producir los combustibles fósiles convencionales. Que al calentarlo a una temperatura suficientemente alta, puede ser destilado para dar Shale Oil y Shale Gas.

El kerógeno de Oil Shale puede ser convertido a través del proceso químico llamado pirólisis. Los recursos de Oil Shale en el mundo son enormes en comparación con el petróleo convencional, por lo que el Oil Shale es uno de los mayores recursos de combustibles fósiles conocidas en el mundo.

El Oil Shale puede ser extraído también por medio de minería, similar a la que se hace con el carbón. Una vez extraído se debe triturar la roca para luego ser sometido a un proceso llamado “*Retorting*” en superficie. Este proceso requiere de altas temperaturas (aproximadamente 950 °F), lo cual genera un aceite denso que puede ser usado como Fuel Oil o el cual puede ser refinado para obtener sus derivados.

Estos Shales ricos en materia orgánica son simultáneamente roca generadora, reservorio y sello, siendo considerados por ellos reservorios no convencionales. A diferencia de los yacimientos convencionales, éstos no necesitan de trampa estructural y no presentan contacto hidrocarburo-agua ni hubo proceso migratorio. Se debe tener cuidado con lo referente a la diferencia que existe entre los términos de Oil Shale y Shale Oil, ya que tienden a confundirse.

1.1. RECURSOS RECUPERABLES A NIVEL MUNDIAL

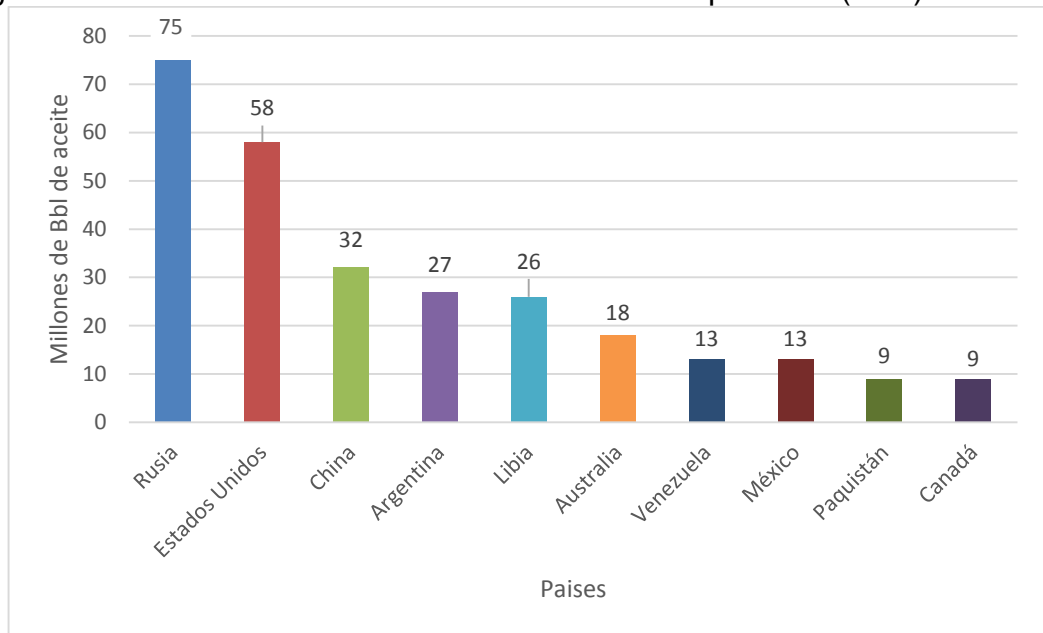
La cantidad de Shale Oil que se puede recuperar en un depósito depende de muchos factores. El calentamiento geotérmico u otros factores, pudieron degradar la materia orgánica de parte de todo un depósito, por lo que la cantidad de energía recuperable puede ser significativamente menor. Algunos depósitos o parte de ellos, tales como grandes zonas del Black Shale Devónico en el Este de Estados Unidos, puede ser demasiado profundo lo que limita su explotación. El uso de nuevas tecnologías restringe el desarrollo de proyectos de este tipo, especialmente a los países industriales occidentales. La **Fig. 1** destaca el panorama a nivel mundial según la EIA, el mercado potencial de Shale Oil lo lidera Rusia, seguido de Estados Unidos, China y Argentina.

Los hidrocarburos no convencionales son tecnológicamente más complicados de extraer que los hidrocarburos convencionales. Pero los volúmenes de hidrocarburos almacenados en los yacimientos no convencionales son enormes, mayores que los entrapados en cualquier yacimiento convencional.

La evidente necesidad de hoy, son métodos nuevos y mejorados para la recuperación económica de la energía y subproductos a partir de Oil Shale. El resultado final en el desarrollo de un proyecto de Oil Shale se rige por el precio del crudo. El alto precio del petróleo de los últimos tiempos llevó a los gobiernos de todo el mundo revisar sus suministros de energía y considerarlo como cuestiones de seguridad nacional. En otros tiempos un recurso energético autóctono como el Oil Shale habría sido dejado sin desarrollar, pero ahora es cuando se ha convertido en atractivo y viable para avanzar en el desarrollo de nuevos programas y proyectos.¹

¹ Dyni, Jhon R. U.S. Geological Survey.

Figura 1. Recursos de Oil Shale Técnicamente Recuperables (Bbls).



Fuente: Modificado de Energía YPF, 2013.

1.1.1. Recursos en Colombia En Suramérica se habla de las oportunidades que tienen principalmente México, Argentina, Brasil y Colombia, pero sin duda el gran protagonista de esta nueva ola en la producción de hidrocarburos es el país gaucho, gracias al descubrimiento del yacimiento Vaca Muerta en la provincia de Neuquén, con recursos recuperables de 774 TPC. “Con estas reservas potenciales Argentina se convierte en un pequeño Arabia Saudita de los no convencionales”.

México, por su parte, es el segundo en la lista con reservas recuperables por 681 TPC, gracias a la continuidad geológica de Texas, región petrolera por excelencia de Estados Unidos que posee la mayor producción de combustibles Shale de ese país.

Colombia está también listada como segunda a desarrollarse en el mercado de no convencionales en Suramérica, gracias a las reservas potenciales y a las políticas pro inversión que se han implementado. Sin embargo, aún no se cuenta

con una geología comprobada o con un descubrimiento mayor para que esto sea una realidad inmediata.

Los dos mayores descubrimientos se concentran en el Oriente del país con las formaciones La Luna y Capacho, ubicados en la subcuenca Catatumbo (frontera con Venezuela), la cual ya cuenta con varios campos petroleros tradicionales. De acuerdo con un informe presentado por la consultora Arthur D. Little a la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) en 2008, se estima que Colombia cuenta con reservas recuperables de Shale gas por 32 TPC. Estos resultados preliminares no ubicarían a Colombia en un lugar competitivo en la región, pues los descubrimientos en otros países son mayores, tal es el caso de Argentina. Sin embargo, este potencial es de significativa importancia para el país, si se compara con sus reservas de gas convencional, que alcanzan los 5 TPC. Con estos nuevos recursos Colombia sería capaz de suplir la futura demanda doméstica y no se vería obligado a importar gas de países vecinos, tal y como se tiene presupuestado hasta el momento.

“Para Colombia la explotación de Shale gas representaría una importante contribución al suministro energético que puede ayudar a extender la autosuficiencia y posición exportadora de gas natural por muchos años. Además, Colombia es un país que cuenta con una infraestructura bastante extensa y desarrollada para el transporte y distribución de gas natural. Un aporte importante de oferta de Shale gas permitiría que se continúe aprovechando esta infraestructura y que se mantengan tasas de crecimiento positivas en los distintos sectores de demanda de gas natural, sin tener que acudir a la importación de este energético”.²

Es necesario contar con consideraciones especiales para que en Colombia se puedan explotar combustibles no convencionales, pues los retos tecnológicos y ambientales son más complejos que en el caso de los tradicionales.

² Rodolfo Guzmán, Partner Global Energy Practice de Arthur D. Little. Revista Colombia Energía. 2012.

1.2. OIL SHALE Y SHALE OIL

El Oil Shale es una roca que contiene un compuesto orgánico sólido conocido como kerógeno que genera aceite líquido sintético cuando la roca se calienta hasta un máximo de 950 °F (500 °C) en ausencia de oxígeno conociéndose este proceso como *retorting*. Aunque la producción de Oil Shale sea costosa sigue siendo muy prometedora y puede lograr un muy buen desarrollo. El Shale Oil, a diferencia de Oil Shale, no tiene que ser calentado durante periodo de meses para que pueda fluir en un pozo, pues es petróleo maduro atrapado en capas de rocas impermeables de baja porosidad y este tiene que ser producido mediante pozos horizontales y fracturamiento hidráulico.³

El término más acertado para Shale Oil es aceite contenido o producido en un Shale. Contrario al Oil Shale, en el Shale Oil hay presencia de aceite como también puede haber presencia de pequeñas cantidades de gas, las cuales están atrapadas en una roca de baja porosidad y permeabilidad, comúnmente en Shale, limolitas o dolomitas, las cuales residen generalmente a partir de los 3000 pies de profundidad.

1.3. ASPECTOS TÉCNICOS DE LA PRODUCCIÓN DE SHALE OIL

Las técnicas para realizar pronósticos de producción han servido de soporte a la ingeniería en el diseño y la optimización de varios aspectos en la construcción de un pozo, tales como la perforación, el completamiento y la estimulación, para lograr la producción óptima del mismo. La complejidad de los yacimientos estudiados y la condición en la que se encuentran los pozos varía caso a caso. Existe variedad entre tipos de pozo y yacimientos, desde pozos horizontales y verticales fracturados, tanto en formaciones homogéneas como en yacimientos

³ Jianwei, Wang. Well Performance Modeling of Eagle Ford Shale Oil Reservoirs. SPE 144427. 14-16 June 2011.

estratificados, pasando por los problemas de conificación de agua producto de la presencia de acuíferos.

Muchas herramientas y modelos para pronósticos de producción han sido desarrollados en la industria; muchas de ellas, para buscar o formular soluciones a las situaciones que se presentan por la misma complejidad de los yacimientos, como por ejemplo, los yacimientos naturalmente fracturados, o con mucha anisotropía en sus propiedades; hasta lo más reciente investigado, los yacimientos no convencionales, como los fluidos de Shale gas/Oil y mantos de metano.

Como se ve en la **Fig. 2** en primer lugar se ubica los modelos de cálculo de índices de productividad (IPR). Con unos pocos datos de entrada, como petrofísica (permeabilidad, porosidad, presiones de yacimiento y fondo fluyente), y de diseño del pozo (radio del pozo), se realiza el cálculo de tasa de producción puntual a la presión de yacimiento presente, suponiendo presión de fondo fluyente constante.

Continuando, se tiene las ecuaciones de balance de materia, las cuales rastrean el balance másico que hay en un sistema de producción multifásico (agua, gas y/o aceite) desde yacimiento hasta la cara del pozo, jugando matemáticamente con los índices de aportes de cada uno de los fluidos presentes en el yacimiento. Ahora, si bien los modelos analíticos no son lo mejor para realizar el pronóstico más acertado, si tratan de brindar un acercamiento de los fenómenos físicos del flujo de fluidos en medios porosos.

Y por último, los modelos numéricos, que poseen el mayor nivel de complejidad.

Figura 2. Técnicas de Pronóstico de Producción.

IPR	<ul style="list-style-type: none">• Uso fácil y rápido.• Requiere pocos datos de entrada.• Respuesta a un solo punto.
BALANCE DE MATERIA	<ul style="list-style-type: none">• Uso fácil y rápido.• Pocos datos usados de entrada del modelo.• Aplicación de la ecuación de balance de materia.
MODELAMIENTO ANALÍTICO	<ul style="list-style-type: none">• De desarrollo fácil y rápido.• Utilización de datos petrofísicos y de producción.• Realizan un acercamiento a los fenómenos del yacimiento.
MODELAMIENTO NUMÉRICO	<ul style="list-style-type: none">• Es costoso, complejo, con uso de muchos datos de entrada.• Representa de mejor manera los fenómenos que se presentan en el yacimiento.

Fuente: Modificado de Zhou, et al., 2013.

1.3.1. Pozos horizontales y fracturamiento hidráulico La perforación de pozos horizontales ha revolucionado la industria petrolera gracias a las ventajas que implica el uso de esta técnica. En general, la diferencia entre un pozo horizontal y un pozo vertical, es que el pozo horizontal es perforado paralelo al plano de estratificación del yacimiento mientras que el vertical es un pozo el cual intersecta el plano del yacimiento a 90 grados.

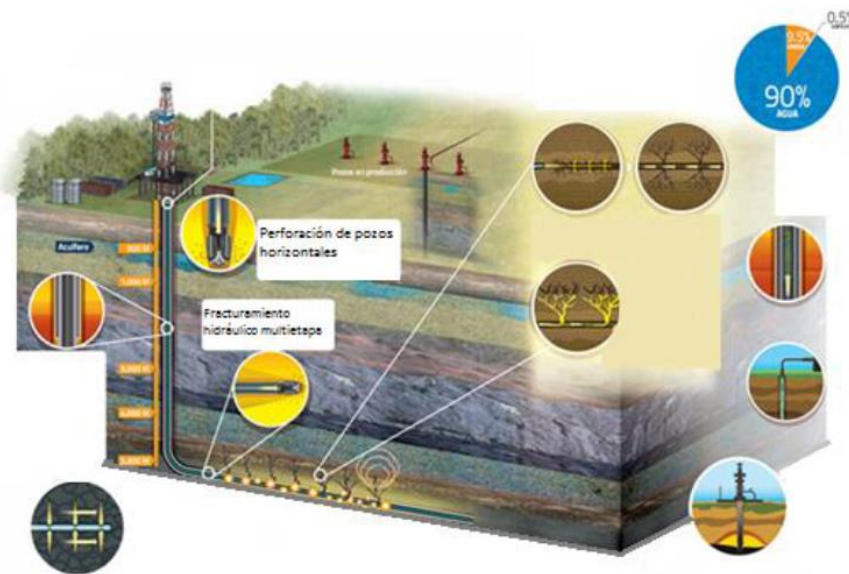
La perforación de un pozo horizontal tiene como objetivo:

- Generar una mayor zona de contacto y barrido lo cual produce un aumento significativo en la producción.
- En yacimientos naturalmente fracturados para interceptar mayor número de fracturas.
- Llegar a lugares de difícil acceso.
- La extracción de aceite de yacimientos extensos pero con poco espesor.
- La recuperación de hidrocarburos de yacimientos no convencionales.

- ❑ En métodos EOR facilitan la recuperación de aceites pesados.⁴

Perrine concluyo que los pozos horizontales pueden producir dos veces más que los pozos verticales. La variable que se debe tener en cuenta en el momento de desarrollar un proyecto de un pozo horizontal es el costo de perforación de este comparado con el aumento en la productividad.⁵

Figura 3. Perforación Horizontal



Fuente: Modificado de estimulación hidráulica. Revista ACP séptima edición 2013.

El fracturamiento hidráulico es una técnica de estimulación de pozos que se ha empleado en la industria del petróleo y gas desde 1947. Comúnmente se utiliza para aumentar la productividad de formaciones de baja permeabilidad como Shales y calizas, pues estas tienden a tener granos finos y porosidad limitada. La matriz no fisurada de la formación de Shale tiene una permeabilidad primaria al gas sumamente baja (1×10^{-5} md), lo que constituye una roca prácticamente impermeable a los líquidos. El fracturamiento es un método mediante el cual se inyecta un fluido al pozo, la inyección continua de dicho fluido permite generar y

⁴ S.D. JOSHI, S.D, PhD. (1991) Horizontal Well Technology, Technologies International, Oklahoma, U.S.A

⁵ FAISAL N. (2011) Development of Type Curves for Gas Production from Hydraulically Fractured Horizontal Wells in Unconventional Reservoirs.

extender la fractura. Cuando se alcanza una amplitud tal, se le agrega un material sólido al fluido para que lo conduzca y evitar el cierre de dicha fractura. El fluido empleado recibe el nombre de fluido fracturante y el sólido es conocido como agente apuntalante; este procedimiento se realiza generalmente en formaciones de baja permeabilidad que evitan la movilización de los fluidos contenidos en el yacimiento.

Hay muchas aplicaciones de fracturamiento hidráulico, por ejemplo: puede aumentar la producción de aceite y/o gas de yacimientos de baja permeabilidad, y así mismo la de pozos que han sido dañados, conectar fracturas naturales con el pozo, disminuir la caída de presión alrededor de este, minimizar los problemas con el depósito de parafinas y asfáltenos y aumentar el área de drenaje o la cantidad de formación en contacto con el pozo.⁶ Algunos conceptos que se deben conocer para realizar este procedimiento son: Presión de la fractura, presión de cierre, dirección de la fractura, conductividad de la fractura, material propante.

1.3.1.1. Presión de Fractura Es la presión necesaria para generar la fractura y propagarla más allá del punto de ruptura. Para que ocurra la fractura es necesario que la presión ejercida sobre la formación sea mayor que la suma de la presión de poro más la componente horizontal de la presión de sobrecarga.

1.3.1.2. Presión de Cierre Es la presión de fondo a la cual la fractura no apuntalada se cierra. Es un esfuerzo global, promedio de la formación y es diferente al esfuerzo mínimo, el cual es un dato local y varía para toda la zona de interés.⁷

⁶ ALVAREZ, I. Fracturamiento Hidráulico Multietapas.

⁷ PEMEX (2011) Exploración y Producción, Documento Guía para Fracturamientos Hidráulicos Apuntalados y Ácidos. México, D.F.

1.3.1.3. Dirección de la Fractura La fractura se propaga perpendicularmente al esfuerzo mínimo principal ejercido sobre el yacimiento, es decir paralelamente a la dirección del esfuerzo horizontal máximo. En yacimientos con una profundidad mayor a 1000 pies, el menor esfuerzo principal probablemente será horizontal; resultando una fractura vertical.⁸

1.3.1.4. Conductividad de la Fractura Es la habilidad de la fractura para transportar el fluido desde el yacimiento hasta el pozo y puede expresarse como el producto entre la permeabilidad (md) y el ancho de la fractura (ft). Cuando se realiza una fractura hidráulica se bombea un material apuntalante, el cual se inserta en la fractura y actúa como sostén para que la fractura no se cierre. Por tal razón, en este caso, la permeabilidad de la fractura está en función del tipo de agente utilizado, debido a que el empaque del agente de sostén es el elemento a través el cual va a transitar el fluido producido desde la formación a través de la fractura.

1.3.1.5. Material Propante Son materiales utilizados como agentes de sostén en las fracturas creadas en procesos de fracturamiento hidráulico. Se encargan de mantener abierta la fractura preservando la conectividad de la misma. También llamado material apuntalante.

1.3.2. Criterios de Falla Se considera que un material ha fallado si se deforma permanentemente o se fractura en dos o más partes y la falla es causada por combinación de esfuerzos. Los materiales pueden dividirse en frágiles y dúctiles. La falla en materiales se asocia con esfuerzos tensiles mientras que la falla en materiales dúctiles se asocia con esfuerzos de corte, siendo esta la forma de falla que se presenta con más frecuencia.

⁸ LAKE, L.W. (2007) Petroleum Engineering Handbook: Production Operations Engineering Vol. IV, University of Texas. Austin, SPE

Debido a que en el transcurso de los procesos que se llevan a cabo en la perforación, se originan variaciones en los esfuerzos naturales de las rocas, si el estado de esfuerzo excede la resistencia de la roca, es ahí donde se presenta la falla. Esta se puede definir mediante el estado de tensiones o mediante el estado de las deformaciones, por ende están asociados a su estructura sólida.

1.3.2.1. Criterios de Falla de Mohr Coulomb Es una extensión de la ley de Coulomb, para materiales cohesivos y con fricción como las arcillas, es el criterio de falla más simple y el más usado, sin embargo este no toma en cuenta el efecto del esfuerzo principal intermedio σ_2 , solo los esfuerzos principales máximo σ_1 y mínimo σ_3 .⁹

Matemáticamente se define a partir del esfuerzo de corte y el esfuerzo normal en el plano de cizalla de la siguiente forma:

$$\tau = C + \sigma' * \tan \varphi \quad \text{Ec. 1}$$

Donde,

τ = Esfuerzo de cizalla

C = Cohesión o resistencia de corte del material

σ' = Esfuerzo normal efectivo

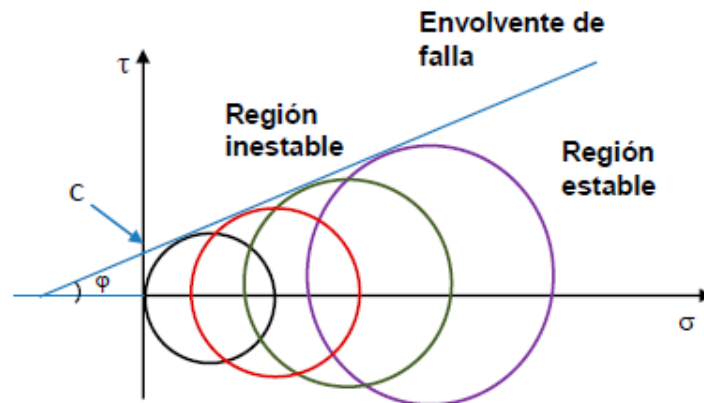
φ = Angulo de fricción interna

Experimentalmente, para analizar este criterio se realizan diferentes pruebas, dando como resultado diversos círculos, a los cuales se les traza una línea tangente, obteniendo una envolvente de falla, como se muestra en la **Fig. 4**, la cual representa una prueba triaxial, la muestra es sujeta a confinamiento lateral ($\sigma_2 = \sigma_3$) y a esfuerzo axial (σ_1) hasta el inicio de falla.

Para este criterio se hace uso del círculo de Mohr, con el cual se puede obtener el punto de falla de roca. (**Fig. 5**).

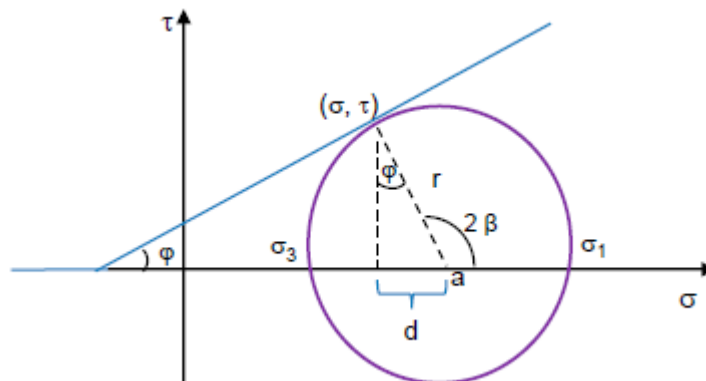
⁹ ZHANG, L. CAO, P. RADHA, K.C. (2010) Citado por: CALDERON, Z.H. (2014) Introducción a la Mecánica de Rocas y sus Aplicaciones en la Industria del Petróleo, UIS.

Figura 4. Representación Criterio de Falla de Mohr Coulomb.



Fuente: SUPING, (2007) Citado por: CALDERON, Z.H. (2014) Introducción a la Mecánica de Rocas y sus Aplicaciones en la Industria del Petróleo, UIS.

Figura 5. Representación del Círculo de Mohr.



Fuente: CALDERON, Z.H. (2014) Introducción a la Mecánica de Rocas y sus Aplicaciones en la Industria del Petróleo, UIS.

Según la **Fig. 5**, σ se halla teniendo en cuenta la mitad de la circunferencia menos la distancia d y τ se calcula haciendo uso del ángulo de fricción interna; por medio de funciones trigonométricas y reemplazando ecuaciones se obtiene el punto de falla (σ, τ) así:

$$\sin \varphi = \frac{d}{r} \tag{Ec. 2}$$

$$\cos \varphi = \frac{\tau}{r} \tag{Ec. 3}$$

$$\sigma = \left(\frac{\sigma_1 + \sigma_3}{2} \right) - \left(\frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} \right) * \sin \varphi \tag{Ec. 4}$$

$$\tau = \left(\frac{\sigma_1 - \sigma_3}{2} \right) * \cos \varphi \quad \text{Ec. 5}$$

Por otro lado, si se conocen los esfuerzos in-situ (σ_V , σ_H , σ_h) y aplicando las ecuaciones deducidas a partir del criterio de falla de Mohr Coulomb se pueden calcular los esfuerzos principales (σ_1 , σ_3) y máximo esfuerzo de corte (τ_{max}) de la siguiente forma:

$$r = \frac{1}{2} \sqrt{(\sigma_H - \sigma_h)^2 + (\tau_{xy})^2} \quad \text{Ec. 6}$$

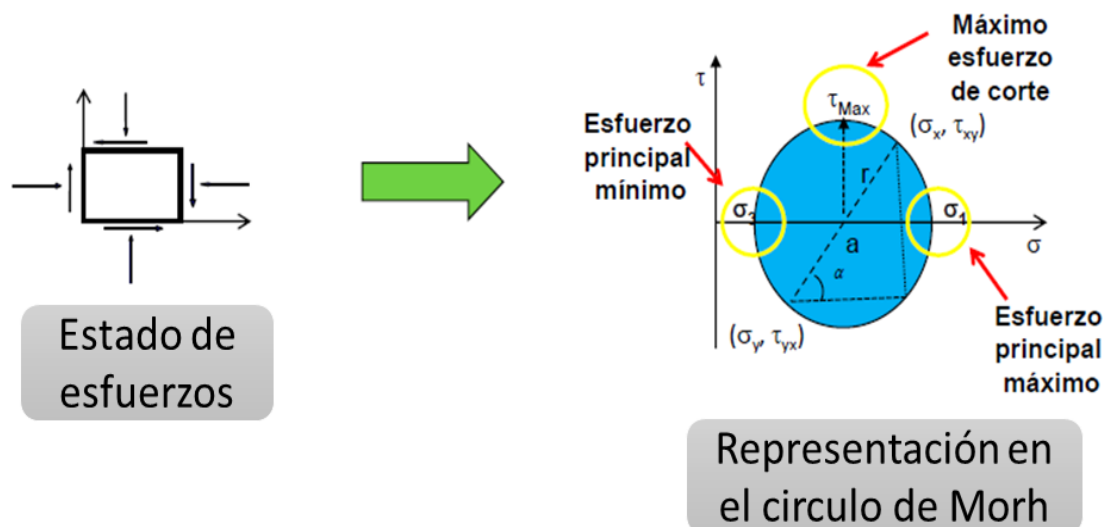
$$a = \frac{1}{2} (\sigma_H + \sigma_h) \quad \text{Ec. 7}$$

$$\sigma_1 = a + r \quad \text{Ec. 8}$$

$$\sigma_3 = a - r \quad \text{Ec. 9}$$

$$\tau_{max} = r \quad \text{Ec. 10}$$

Figura 6. Esfuerzos In-situ a Esfuerzos Principales



Fuente: CALDERON, Z.H. (2014) Circulo de Mohr, Presentación.

1.3.2.2. Criterio de Falla de Drucker-Prager Este criterio tiene como objetivo mejorar el criterio de Mohr Coulomb, este criterio depende de la presión, en un principio se ideó para estudiar el comportamiento de la deformación del suelo, este criterio de falla tiene en cuenta el segundo esfuerzo principal σ_2 y

toma los mismos parámetros que el criterio de Mohr como la cohesión, y el ángulo de fricción interna; este criterio se representa así:

$$\sqrt{J_2} = \alpha * I_1 + k \quad \text{Ec. 11}$$

$$I_1 = \sigma_1 + \sigma_2 + \sigma_3 \quad \text{Ec. 12}$$

Donde:

J_2 = Segundo esfuerzo desviatorio invariante;

I_1 = Primer esfuerzo invariante;

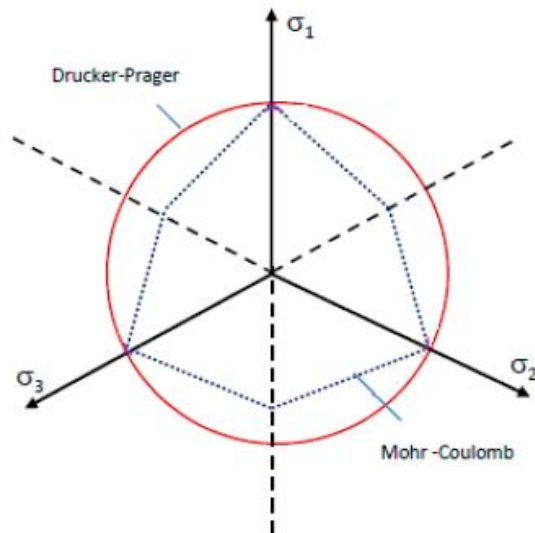
α, k = Constantes que dependen de las propiedades del material.

Para generar la envolvente de falla con el modelo de Drucker-Prager, las constantes se determinan así:

$$\alpha = \frac{2 * \sin \varphi}{\sqrt{3}(3 - \sin \varphi)} \quad \text{Ec. 13}$$

$$k = \frac{6 * C * \cos \varphi}{\sqrt{3}(3 - \sin \varphi)} \quad \text{Ec. 14}$$

Figura 7. Formas características de la Sección Transversal de las Superficies de Falla de los Criterios de falla de Mohr Coulomb y Drucker-Prager.



Fuente: ANANDARAJAH, 2010 Citado por: CALDERON, Z.H. (2014) Introducción a la Mecánica de Rocas y sus Aplicaciones en la Industria del Petróleo, UIS.

1.4. LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO

El fluido del yacimiento, petróleo o gas, puede ser muy diferente de yacimiento a yacimiento. Basado en la composición las propiedades del fluido varía. El fluido de yacimiento puede describirse gráficamente con diagramas de fase. Un diagrama de fase muestra la relación entre presión y temperatura (diagrama P-T), presión y volumen (diagrama P-V) o temperatura y volumen (diagrama T-V). Para un sistema de un componente el sistema estará en diferentes fases, sólido, líquido, y vapor, para diferentes presiones y temperaturas. Las diferentes fases se separan por vapor-sólido, sólido-líquido (curva de fusión) y las líneas vapor-líquido (curva de presión de vapor). Para sistemas con dos o más componentes las curvas de presión de vapor del sistema impondrán entre las curvas de presión de vapor de los componentes individuales. En lugar de una sola curva, una envolvente de fase se puede extraer. Dentro de la envolvente de fase de las dos fases, vapor y líquido, coexiste el equilibrio. Los límites de la curva de la envolvente de fase se llaman línea de punto de burbuja, donde las primeras burbujas de gas comienzan saliendo de la línea de punto de rocío y la fase líquida, en donde las primeras gotas de líquidos comienzan a caer de los límites de la fase de vapor. El punto con la temperatura y la presión máxima en la envolvente de fase se conoce como cricondentérmica y cricondenbárica respectivamente.

1.4.1. Propiedades PVT Para la caracterización de un yacimiento es importante tener el concepto claro de las propiedades físicas de los fluidos, estas propiedades generalmente se determinan en laboratorio mediante el análisis de muestras de fluidos tomadas en el fondo de pozo o mediante una apropiada recombinación de muestras tomadas en superficie. En muchas ocasiones no se dispone de la información experimental necesaria debido a que no se pueden obtener muestras representativas de los fluidos, en estos casos las propiedades físicas de los fluidos deben ser determinadas por analogías mediante correlaciones empíricas.

A medida que el gas y el aceite son producidos desde el yacimiento, están sujetos a una serie de cambios de presión, temperatura y composición; tales cambios afectan el comportamiento volumétrico y de transporte de los fluidos de yacimiento y consecuentemente, los volúmenes de gas de aceite producidos.

Los análisis PVT son parte fundamental en la caracterización y en la adecuada explotación y mantenimiento de un yacimiento de petróleo. La información obtenida en estos estudios, es de vital importancia para la evaluación de reservas, en el desarrollo óptimo de un plan de recobro, y para determinar la cantidad y calidad de los fluidos producidos. Las principales propiedades que pueden ser obtenidas en un estudio PVT son:

1.4.1.1. Gravedad específica del aceite (γ_o) Conocido el significado de la densidad, que es definida como la masa por unidad de volumen de aceite a una temperatura y presión específica, entonces la gravedad específica es definida como la razón de la densidad del petróleo a la densidad del agua. Ambas medidas a la misma presión y temperatura. La gravedad específica adimensional del aceite es normalmente reportada como 60°/60°, esto significa que las densidades del aceite y del agua fueron medidas a condiciones estándar, (60°F) y presión atmosférica. A estas condiciones la densidad del agua es aproximadamente 62.4 libras por pie cubico.¹⁰

1.4.1.2. Gravedad API (γ_{API}) Llamada gravedad API (American Petroleum Institute). Esta gravedad normalmente se encuentra en el rango de 42° API para crudos livianos y de 10° API para crudos pesados. Se puede denotar que para crudos más livianos que el agua la gravedad API es mayor de 10 porque la gravedad específica de estos aceites es menor que 1. Y para los aceites más pesados que el agua su gravedad API es menor de 10 debido a que

¹⁰ BANZER S. Carlos. "Correlaciones Numéricas PVT". 1996

su gravedad especifica es mayor a 1. El agua tiene una gravedad especifica de 1 por tal razón tiene una gravedad API de 10.

Tabla 1. Rangos de valores de los fluidos del yacimiento según su API.

Tipo de fluido	Valores
Súper Pesados	Menos de 10 °API
Pesados	10-22 °API
Medianos	22-32 °API
Livianos	32-42 °API
Condensados	Mayor de 42°

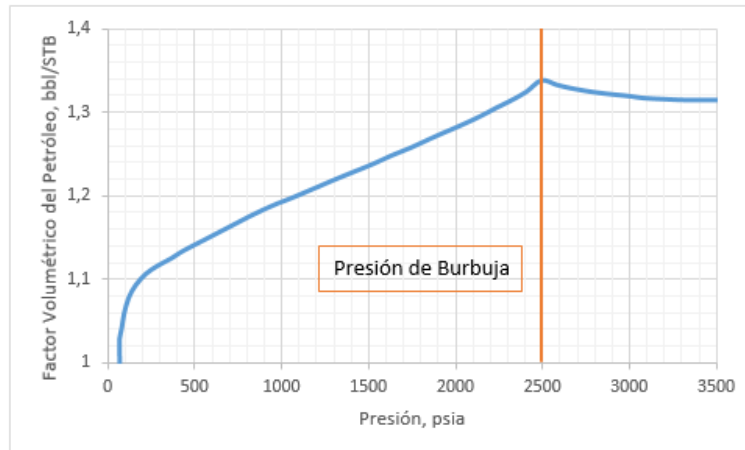
Fuente: American Petroleum Institute.

1.4.1.3. Factor volumétrico de formación del aceite (B_o) Es definido como el volumen que ocupa un barril normal de petróleo más su gas disuelto a condiciones de yacimiento. Otra definición que se le da al factor volumétrico de formación, es el cambio en el volumen que experimenta la fase liquida al pasar de las condiciones de yacimiento a las condiciones de superficie como consecuencia de la expansión liquida y/o de la liberación del gas en solución.

Una curva típica de factor de formación de aceite, como una función de la presión para un aceite subsaturado ($P_i > P_b$), se muestra en la **Fig. 8**. Como se reduce la presión por debajo de la presión inicial del yacimiento P_i , el volumen de aceite aumenta debido a la expansión del aceite. Este comportamiento resulta en un aumento en el factor de volumen de formación del aceite y continuará hasta que se alcance la presión del punto de burbuja. En P_b , el aceite alcanza su máxima expansión y, por consiguiente alcanza un valor máximo de B_{ob} para el factor de formación del aceite. Como se reduce la presión por debajo del P_b , el volumen del aceite y el B_o se disminuye a medida que el gas en solución se libera. Cuando la presión se reduce a la presión atmosférica y la temperatura a 60 °F, el valor de B_o es igual a uno.¹¹

¹¹ Tarek Ahmed, Reservoir Engineering, Handbook, Third Edition.

Figura 8. Factor volumétrico de formación del aceite versus presión.



Fuente: Modificado de BANZER S. Carlos. "Correlaciones Numéricas PVT". 1996.

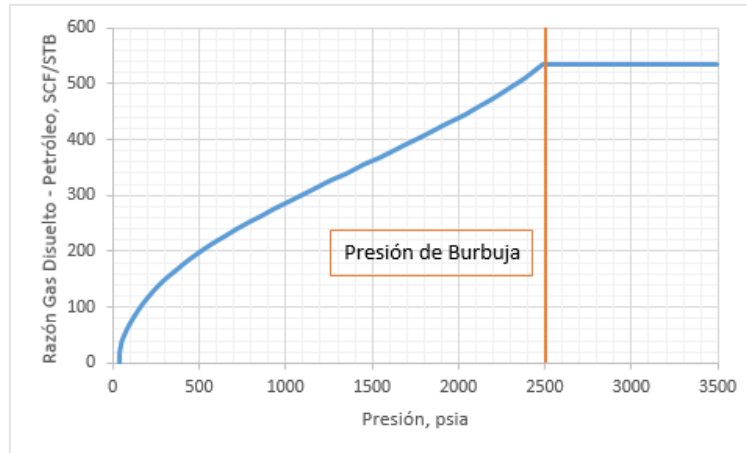
1.4.1.4. Relación gas disuelto en el aceite (R_s) Se define como la cantidad de pies cúbicos normales de gas que pueden disolverse en un barril normal de petróleo, cuando ambos son llevados a las condiciones de presión y temperatura de yacimiento.

Cuando un crudo tiene la saturación máxima posible de gas, quiere decir que el crudo se encuentra saturado con gas y en este caso al reducir la presión en lo más mínimo, existe una liberación de gas. Si el crudo no tiene la cantidad necesaria de gas que él puede admitir, se denomina que el crudo está subsaturado o no saturado, es decir que tiene deficiencia de gas. Si el petróleo es sometido a altas temperaturas y presiones, y dispone de suficiente gas, esto quiere decir que el gas es infinitamente soluble en el petróleo.

La **Fig. 9** muestra como el R_s se mantiene constante por encima de la presión de burbujeo, P_b , y después de este punto empieza a decrecer junto con la presión. Lo que puede explicar esto es que por encima de la presión de burbuja no existe más gas disponible que pueda entrar en solución con el petróleo. Por tal razón por encima de la presión de burbujeo el petróleo se encuentra subsaturado, ya que si existe una disminución de la presión con causa liberación de gas, es decir R_s es constante; sin embargo, por debajo de la presión de

burbuja el petróleo se encuentra saturado, ya que una disminución en la presión ocasiona una liberación de gas debido a que el R_s disminuye.

Figura 9. Comportamiento típico de R_s vs Presión a temperatura constante.



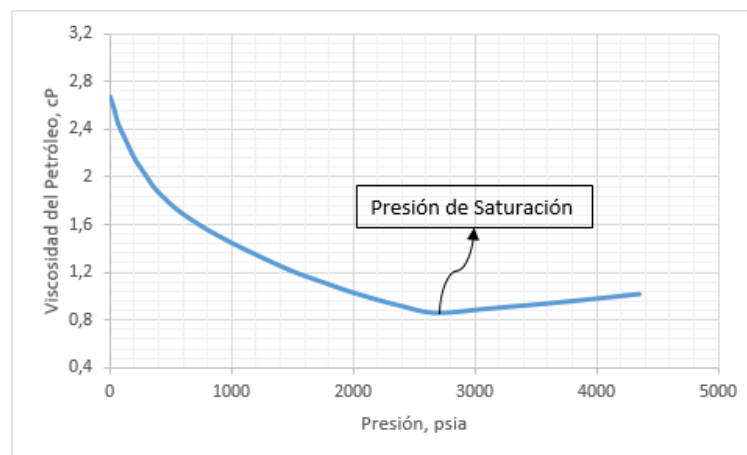
Fuente: Modificado de BANZER S. Carlos. "Correlaciones Numéricas PVT". 1996.

Existen algunos factores que afectan la solubilidad del gas en el aceite como son la temperatura, la presión, gravedad API de aceite, gravedad específica del gas. Si se aumenta la presión el R_s aumenta, si se aumenta la temperatura el R_s disminuye, si se aumenta la gravedad API del aceite entonces R_s aumenta, y si se aumenta la gravedad específica del gas tenemos que el R_s aumenta.

1.4.1.5. Viscosidad del aceite (μ_o) Es la fricción interna o la resistencia de las moléculas a fluir, es decir, moverse con facilidad. La viscosidad del aceite depende de propiedades como: la temperatura, la presión, la gravedad del aceite, la gravedad del gas, la solubilidad del gas en el aceite y la composición del aceite. Si existe un aumento en la temperatura, la viscosidad disminuye, si se disminuye la presión causa una disminución en la viscosidad con la condición de que el efecto de la presión sea solo sobre la compresibilidad del líquido, además una disminución en la solubilidad del gas en el aceite aumenta la viscosidad, teniendo en cuenta que la cantidad de gas en solución en función directa de la presión.

Dependiendo de la presión de la viscosidad del aceite puede ser clasificada en tres clases; la primera se denomina viscosidad del aceite muerto (no presenta gas en solución), esta viscosidad del aceite está dada a presión atmosférica y a la temperatura del sistema. La segunda se denomina viscosidad del aceite saturado, está definida a una presión menor o igual a la presión de burbuja. Y el tercer tipo es la viscosidad del aceite subsaturado, y se define como la viscosidad a una presión por encima del punto de burbuja y a la presión de yacimiento.

Figura 10. Comportamiento típico de viscosidad vs Presión a temperatura constante.



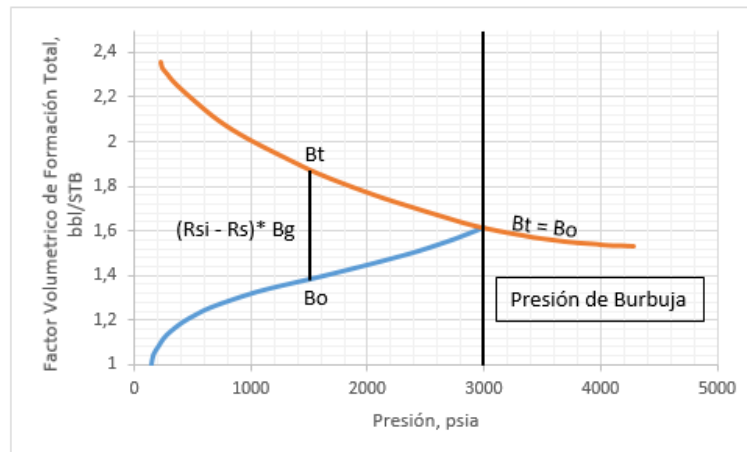
Fuente: Modificado de BANZER S. Carlos. "Correlaciones Numéricas PVT". 1996.

La **Fig. 10** muestra como por debajo de la presión de burbuja, la viscosidad disminuye con el aumento de la presión debido al gas que se encuentra en solución, pero por arriba de la presión de burbuja la viscosidad del aceite aumenta con la presión debido a que ya no ocurre solubilidad del gas y solo actúa la compresibilidad del aceite.

1.4.1.6. Factor volumétrico de formación total (Bt) Es definido como el volumen que ocupa a condiciones de yacimiento un barril normal de aceite más su gas en solución inicialmente. En otras palabras, este factor incluye el volumen líquido B_o , más el volumen de la diferencia entre la razón inicial gas disuelto-

petróleo, R_{si} , y la razón gas disuelto-petróleo a las condiciones actuales del yacimiento, R_s , esto por el factor volumétrico de formación del gas para el gas en solución es B_g (bbl/SCF).

Figura 11. Comportamiento típico de B_o y B_t vs Presión a temperatura constante.



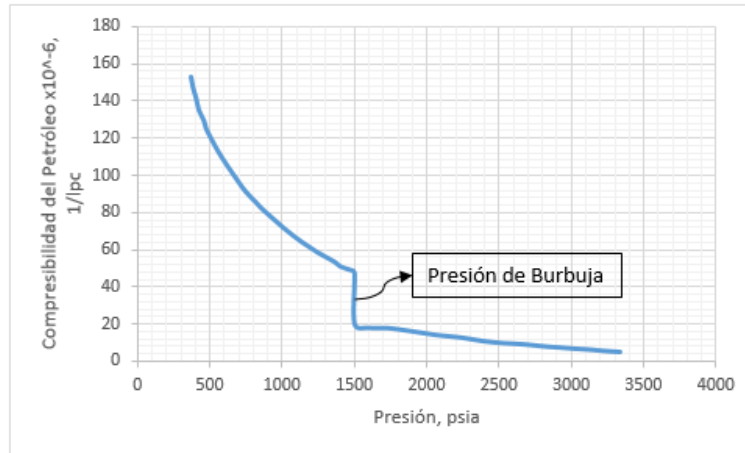
Fuente: Modificado de BANZER S. Carlos. "Correlaciones Numéricas PVT". 1996.

La **Fig. 11**, muestra como por encima de la presión de burbuja, el R_{si} es igual al R_s , y que el factor volumétrico total es igual al factor volumétrico del petróleo, $B_t=B_o$. Sin embargo, por debajo de la presión de burbuja a medida que la presión disminuye el B_o disminuye, pero el B_t aumenta debido a que el término $(R_{si} - R_s) * B_g$ aumenta puesto que B_g aumenta y R_s disminuye mientras que R_{si} es un valor constante.

1.4.1.7. Compresibilidad del petróleo Se define como el cambio fraccional en el volumen debido al incremento de la presión por unidad de volumen, todas las otras variables con excepción de la presión son constantes incluyendo la temperatura. Para los aceites el coeficiente de compresibilidad de la fase líquida, es categorizado en dos tipos basados en la presión del yacimiento: 1. Si la presión de yacimiento es mayor o igual a la presión de burbuja, el aceite se encuentra en una sola fase con todo el gas disuelto en solución. 2. Si la presión de yacimiento está por debajo de la presión de burbuja,

el gas en solución es liberado por la disminución en la presión de yacimiento o re-disuelto por el incremento de la presión.

Figura 12. Comportamiento típico de C_o vs Presión a temperatura constante.



Fuente: Modificado de BANZER S. Carlos. "Correlaciones Numéricas PVT". 1996.

La **Fig. 12**, presenta el gráfico completo de C_o vs Presión a temperatura constante. Como se observa, existe una discontinuidad a la presión del punto de burbuja debido a que la liberación de la primera burbuja de gas causa un cambio drástico en el valor de la compresibilidad.

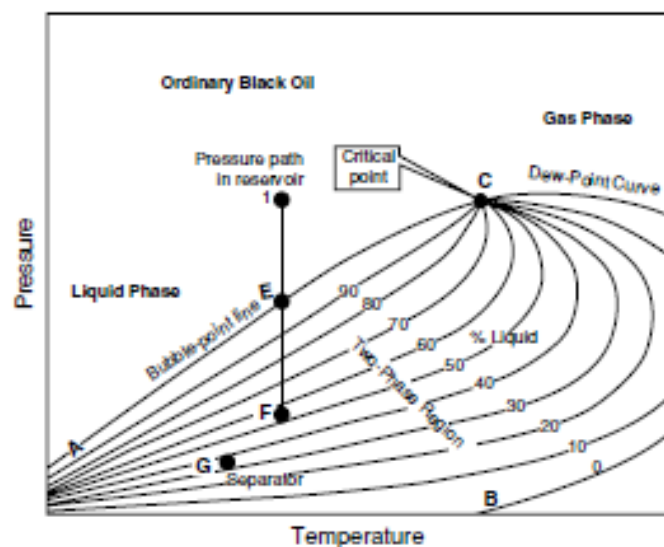
1.5. SISTEMA DE FLUIDOS DE YACIMIENTOS

Existen cinco tipos de fluido de yacimiento, aceite negro, aceite volátil, gas condensado, gas húmedo y gas seco, los cuales han sido definidos debido a que cada uno requiere un tratamiento distinto tanto por los ingenieros de yacimiento como por los de producción. Lo ideal es determinar el tipo de fluido en la vida temprana del yacimiento, debido a que este es un factor clave de tomar decisiones para obtener el mayor provecho del yacimiento. Igualmente los métodos para muestreo de fluidos, el tipo y configuración de las facilidades de superficie, los cálculos para tratar de determinar el gas y el aceite in place y consecuentemente las técnicas para estimar reservas, y el método de recobro

mejorado más apropiado en una etapa madura del yacimiento, todo depende del tipo de yacimiento, de allí la importancia de definirlo de la manera más exacta posible en la etapa inicial del proyecto.

1.5.1. Aceite negro o Black-Oil Es el más común entre los tipos de aceite, generalmente está compuesto por más del 20% molar de C_{7+2} (Heptano plus) y componentes pesados, su envolvente es la más amplia de todos los tipos de fluidos de yacimiento, con su temperatura crítica muy por encima de la temperatura de yacimiento, básicamente la forma de la envolvente depende de la composición de la mezcla de hidrocarburos y debido a que un aceite negro contiene gran cantidad de componentes pesados esta será amplia. En la **Fig. 13**, se muestra un diagrama de fases típico para un aceite negro, las líneas de calidad están bastante espaciadas a condiciones de yacimiento y las condiciones de separador están ubicadas en líneas de calidad relativamente altas. Estas características indican que este tipo de fluido posee una baja merma al ser producido. Generalmente producen relaciones de gas-aceite entre 200-700 scf/STB y gravedades de aceite de 15 a 40 °API.¹²

Figura 13. Diagrama de Fases para un Aceite Negro.

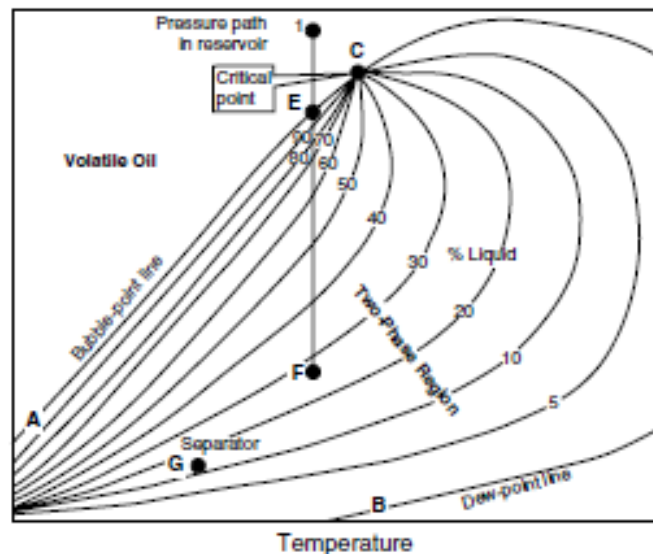


Fuente: Tarek Ahmed, Reservoir Engineering, Handbook, Third Edition.

¹² Tarek Ahmed, Reservoir Engineering, Handbook, Third Edition.

1.5.2. Aceite Volátil El aceite volátil tiene muchas características con el gas condensado, pero al contener más componentes pesados presenta un comportamiento netamente de líquido a condiciones de yacimiento. Se componen principalmente de más moléculas intermedias que pesadas a comparación con los aceites negros. La envolvente del aceite es relativamente más amplia que la del gas condensado, con una temperatura crítica mayor debido a su mayor concentración de componentes pesados. En la **Fig. 14**, se muestra un diagrama de fases típico para un aceite volátil. La temperatura de yacimiento está cerca de la temperatura crítica, por ello, suele referirse al aceite volátil como un fluido al punto crítico. Generalmente poseen un factor volumétrico de formación menor de 2 bbl/STB, relaciones de gas-aceite entre 2000 y 3200 scf/STB y gravedad de aceite entre 45 a 55 °API.¹³

Figura 14. Diagrama de Fases para un Aceite Volátil.



Fuente: Tarek Ahmed, Reservoir Engineering, Handbook, Third Edition.

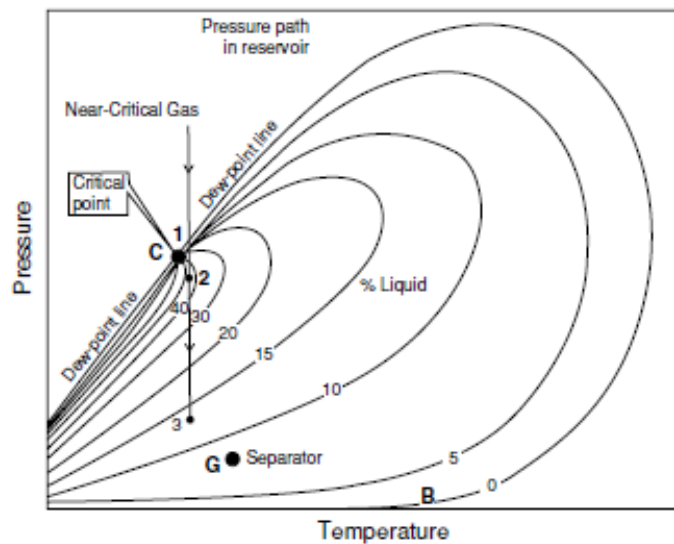
1.5.3. Gas Condensado El tercer tipo de yacimiento se conoce como gas condensado. Un diagrama de fases típico de este tipo de fluido se muestra en la **Fig. 15**, es un poco más pequeño que los de aceite, y el punto crítico está

¹³ Tarek Ahmed, Reservoir Engineering, Handbook, Third Edition.

ubicado en el lado izquierdo y bastante abajo en la envolvente. Estos cambios son el resultado de que el gas condensado contiene mucho menos componentes pesados que los que presentan los aceites en su composición.

Este tipo de gas genera líquidos por condensación retrógrada dentro del yacimiento, cuando la presión cae por debajo del punto de rocío, normalmente este líquido no fluirá y por ello no puede producirse en superficie. La cantidad de hidrocarburos potencialmente condensables en yacimiento incrementa cuando el gas se hace más rico, esto es, a medida que los componentes pesados se alejan de la temperatura crítica hacia la temperatura de yacimiento. Este tipo de fluido presenta un rango de GOR entre 3300 hasta 150000 scf/STB, este permanece inicialmente constante durante la producción de yacimiento hasta que la presión cae por debajo del punto de rocío e incrementa, manejan rangos de gravedad API entre 40° - 60° e incrementa a medida que la presión de yacimiento cae por debajo del punto de saturación.¹⁴

Figura 15. Diagrama de Fases para un Gas Condensado.



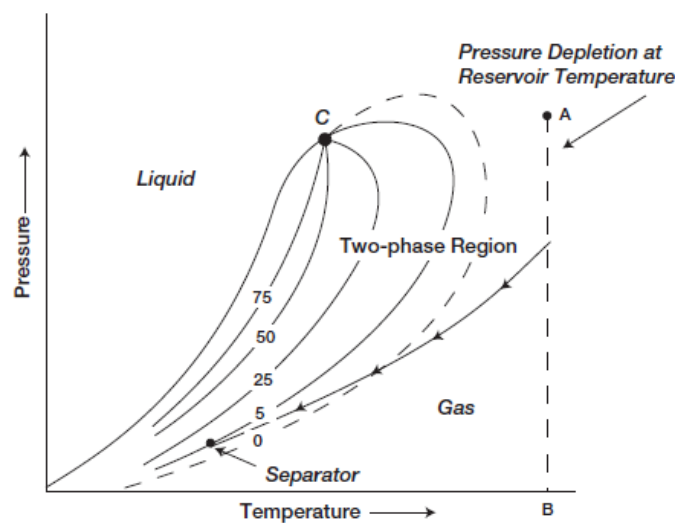
Fuente: Tarek Ahmed, Reservoir Engineering, Handbook, Third Edition.

¹⁴ Ali Danesh. "PVT and Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids". Elsevier (1998).

1.5.4. Gas Húmedo Este se compone principalmente de metano y otros componentes ligeros, con su diagrama de gases localizado en un rango de temperaturas por debajo de la temperatura de yacimiento, como se muestra en la **Fig. 16**. Un gas húmedo no producirá líquidos en el yacimiento durante la depleción de este, pero si lo hará a condiciones de separador (ubicado dentro de la envolvente) en superficie.

Los gases húmedos presentan altos GOR y estos permanecen constante durante la vida productiva del yacimiento, generalmente presentan GOR en el mismo rango del gas condensado, este tipo de gas presenta una baja gravedad específica. Presenta un rango de GOR entre 60000 hasta 100000 scf/STB, una gravedad API por encima de 60°. ¹⁵

Figura 16. Diagrama de Fases para un Gas Húmedo.



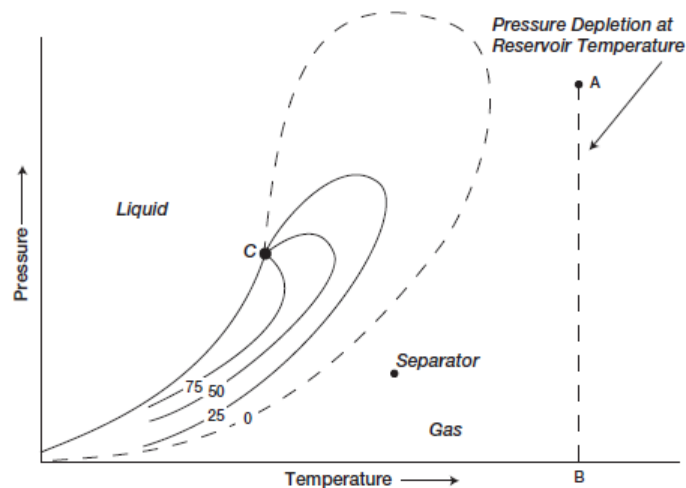
Fuente: Tarek Ahmed, Reservoir Engineering, Handbook, Third Edition.

1.5.5. Gas Seco Se compone principalmente de metano, algunos intermedios y componentes no hidrocarburos como nitrógeno y dióxido de carbono. La **Fig. 17** muestra el diagrama de fases para un gas seco. Como se puede observar el gas permanece en una sola fase desde condiciones de yacimiento hasta

¹⁵ Tarek Ahmed, Reservoir Engineering, Handbook, Third Edition.

condiciones de separador en superficie. El agua, sin embargo, puede condensarse a condiciones de superficie debido al enfriamiento que sufre el gas. Por lo general un sistema que tenga un GOR mayor que 100000 scf/STB se considera gas seco.¹⁶

Figura 17. Diagrama de Fases para un Gas Seco.



Fuente: Tarek Ahmed, Reservoir Engineering, Handbook, Third Edition.

En la **Tabla 2** se observa la clasificación de tipo de fluidos propuestos por diferentes autores como lo son: McCain, Ahmed, Cronquis, Moses, Méndez, León y Pérez. Cada uno de estos trabajos sugiere una gama específica para caracterizar el tipo de fluido de acuerdo con una o más propiedades, tales como: Porcentaje en moles de la fracción C_{7+} , porcentaje en moles de la fracción C_1 , GOR, el factor volumétrico de formación de aceite (B_o). Esta tabla representa la descripción de los tres fluidos principales con sus respectivos rangos de las propiedades de acuerdo a los autores mencionados anteriormente.

¹⁶ Tarek Ahmed, Reservoir Engineering, Handbook, Third Edition.

Tabla 2. Clasificación de los Fluidos de Yacimiento.

	Tipo de Fluido	Bo bbl/STB	GOR scf/STB	Densidad Aceite API	Fracción C ₇₊	Fracción C ₁	Fracción C ₂ - C ₆
McCain	Aceite Negro	<2	< 2055	<45	>20		
	Aceite Volátil	>2	2000-3300	>40	12.5-20		
	Gas Condensado		2000-3300	40-60	1-12.5		
Tarek A.	Aceite Negro		200-700	15-40			
	Aceite Volátil	<2	2000-3200	45-55			
	Gas Condensado		3300-150000	40-60			
Cronquist	Aceite Negro	>1.75		>40			
	Aceite Volátil		1500-3500		>11		
	Gas Condensado		>3500		<11		
Moses	Aceite Negro	<2	<2000	<45		>35	
	Aceite Volátil	>2	2000-3000	>40	12.5-22		
	Gas Condensado		2000-150000	40-60	<12.5		
Méndez	Aceite Negro	<2	<1120	<34.9	>25		
	Aceite Volátil	>2	1120-5615	35-49.9	12.5-25		
	Gas Condensado		2800-84225	45-57.1	3-12.5		
León	Aceite Negro	<1.5	<730	<32	>35	<44	16-28
	Aceite Volátil	>2	1120-3100	>38	12.7-25	44-64	20-28
	Gas Condensado		3100-56150	42-62	1-12.7	>64	<20
Pérez H.	Aceite Negro		110-840		36-48	13-34	17-34
	Aceite Volátil		840-3370		12-21	38-62	11-32
	Gas Condensado		2800-50530		0-14	62-88	10-24

Fuente: Modificado de PAREDES, J., PEREZ, R., PERERA, L. (2014). "Screening Criteria and Methodology for Quality Check and PVT Selection for Reservoir Studies".

1.6. DESCRIPCIÓN DE LA HERRAMIENTA DE SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

Para modelar estos sistemas se usó la herramienta de Builder, el cual nos permite crear archivos de entrada para la simulación. El simulador GEM es compatible con Builder. Esta herramienta cubre todas las áreas de archivos de entrada, incluyendo la creación y la importancia del bloque y las propiedades del bloque, la localización de los pozos, y la importancia de los datos de los pozos de producción, la creación de los modelos de los fluidos, propiedades roca-fluido y las condiciones iniciales. Esta herramienta permite visualizar y comprobar los datos antes de ejecutar la simulación.

GEM constituye un simulador de composición de ecuación de estado general avanzado de CMG, el cual incluye opciones como la ecuación de estado, doble porosidad, CO₂, gases miscibles, petróleo volátil, condensado de gas, pozos horizontales, la administración de pozos, el comportamiento de fases complejas entre muchas otras más. Esta herramienta fue diseñada con el fin de simular los efectos de la composición de fluidos de yacimiento durante los procesos de recuperación primaria y mejorada de petróleo.

2. DESCRIPCIÓN DEL MODELO

El diseño básico del proceso que permite imitar los resultados de algún efecto que genere un dato, sobre comportamiento de la tasa de producción en la recuperación, permitirá simular el proceso de desplazamiento con suficiente exactitud. Esto tiene como objetivo diseñar los factores influyentes del problema, relacionados con el mecanismo de empuje, que me den un nivel de credibilidad necesaria para asegurar que los resultados sean aceptados.

2.1. MECANISMO DE TRANSPORTE DE LOS FLUIDOS EN UN SHALE

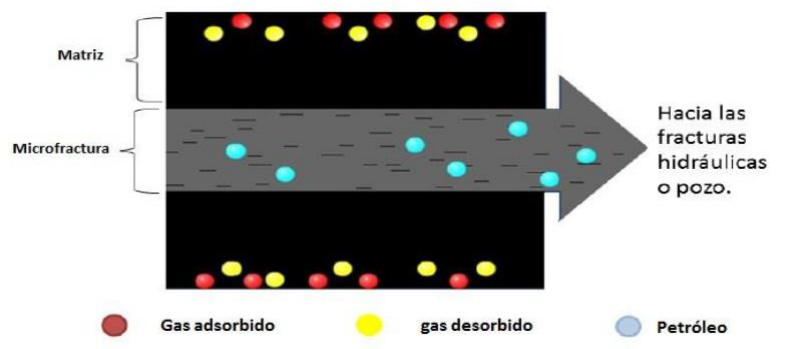
El comportamiento del flujo en los yacimientos de Shale Oil está caracterizado por un flujo de fase simple debido a que el fluido corresponde a un aceite y es transportado desde la matriz hacia la fractura natural y de ésta al pozo por canales de muy baja permeabilidad en la roca, así mismo por la alta heterogeneidad de los poros, la fractura y la sensibilidad de la roca a los esfuerzos tectónicos.

A diferencia de los yacimientos convencionales, el flujo de aceite en rocas con muy baja permeabilidad, está sujeto al flujo no lineal y a procesos como la adsorción y desorción del gas, así como también al flujo Darcy (aceite) y no Darcy (se da en el gas por la alta velocidad), interacción roca-fluido y deformación de la roca y estos esencialmente son los que dominan los momentos durante la producción.

2.1.1. Desorción La adsorción del gas es un fenómeno de superficie y es causado por las fuerzas de atracción intermoleculares. De esta forma, las moléculas adheridas a la superficie de la roca, empiezan a desprenderse debido a la caída de presión (**Fig. 18**). La relación de equilibrio entre el gas adsorbido y

el gas desorbido que ocurre en la superficie del Shale, está dada por la Isoterma de Langmuir y es función de la presión ya que a medida que se reduce la presión una mayor cantidad de gas se liberará.

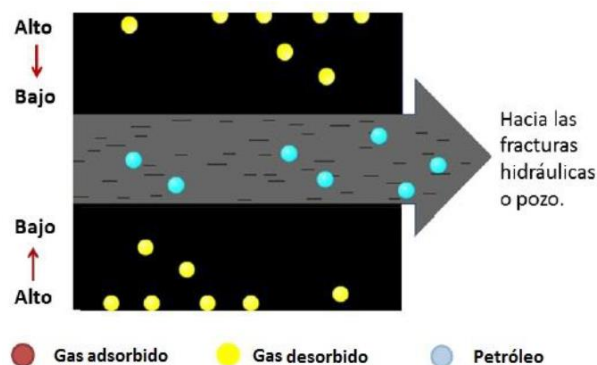
Figura 18. Desorción del gas.



Fuente: Modificado de Reservoir Engineering Aspects of CBM, Kamal Morad, 2006.

2.1.2. Difusión Después de la desorción, el gas empieza a desplazarse por la matriz, pero, debido a que la permeabilidad de ésta es bastante pequeña (casi despreciable), el gas no se moverá a través de la misma con flujo Darcy, el mecanismo de transporte por la matriz es entonces por difusión. Esto se da como se observa en la **Fig. 19**, porque se tiene una alta concentración de gas lejos de la fractura, y una baja concentración cerca de la misma. Esta diferencia de concentración hace que el gas se mueva por difusión desde la matriz hacia las fracturas.

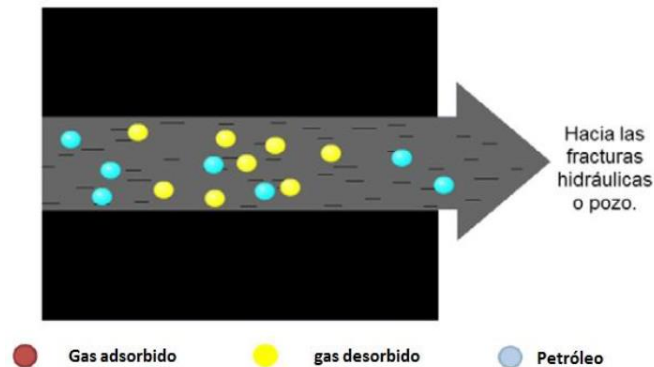
Figura 19. Difusión del gas.



Fuente: Modificado de Reservoir Engineering Aspects of CBM, Kamal Morad, 2006.

2.1.3. Flujo Darcy Finalmente el gas entra a las microfrazas y posteriormente a las fracturas hidráulicas desde donde viajará con el petróleo móvil gobernado por la ley de Darcy hacia la cara del pozo productor (**Fig. 20**). Este mecanismo es controlado por el gradiente de presión entre el yacimiento y el pozo.

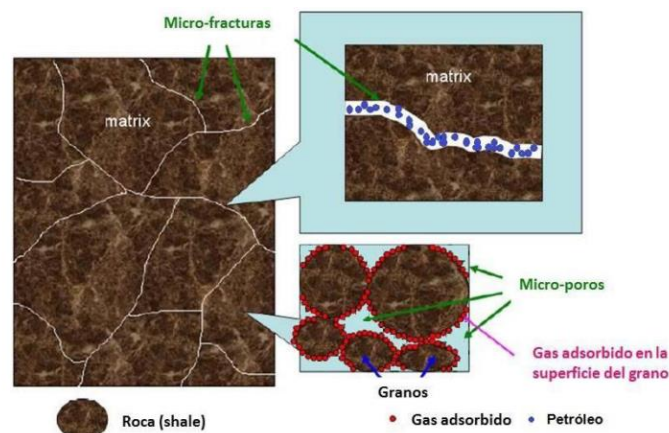
Figura 20. Flujo Darcy en las fracturas.



Fuente: Modificado de Reservoir Engineering Aspects of CBM, Kamal Morad, 2006.

En la **Fig. 21** se representa la porosidad de matriz, de las fracturas naturales y de adsorción. Aunque la porosidad de adsorción no es espacio poroso real, se define la fase de gas adsorbido como una porosidad imaginaria debido a que representa una capacidad de almacenamiento para el gas en los yacimientos de Shale.

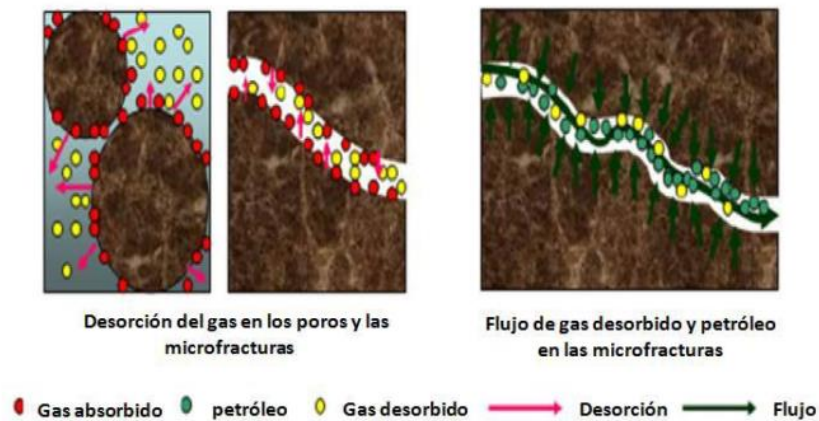
Figura 21. Mecanismo de almacenamiento en yacimientos de Shale Oil



Fuente: Modificado de Michael J. Economides, SPE 2011.

La **Fig. 22** muestra al Shale como un mecanismo de transporte en el que el flujo a través de las fracturas induce un flujo en la matriz y con una suficiente caída de presión, el gas adsorbido en la superficie de los granos se libera a las microfracturas. Finalmente el gas desorbido fluye por difusión desde los poros de la matriz hasta las microfracturas para después ser producido.

Figura 22. Mecanismo de flujo en los yacimientos de Shale Oil.



Fuente: Modificado de Michael J. Economides, SPE 2011.

2.2. MECANISMO DE PRODUCCIÓN EN UN YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO

En la mayoría de los YNF gran parte de la capacidad de flujo es debida a las fracturas, las cuales conectan los bloques de la matriz con la cara del pozo para que los fluidos se puedan producir. Los mecanismos físicos que hacen posible que los fluidos sean producidos son los siguientes¹⁷:

2.2.1. Expansión del Petróleo Cuando hay un diferencial de presión en el subsistema fracturado, el petróleo fluirá de la matriz para equilibrar los gradientes de presión en ambos componentes del sistema.

¹⁷ Narr, W., Schechter, L. y Thompson, L. "Naturally Fractured Reservoir Characterization". Society of Petroleum Engineers. 2009.

Este mecanismo de producción puede ser concebido como la expansión del petróleo dentro de los bloques de la matriz, cuando la presión del yacimiento está por encima de la presión de burbuja, o por la expansión de la capa de gas, cuando éste se haya por debajo de tal presión.

2.2.2. Imbibición En un YNF que se halle mojado por agua, el subsistema matriz tendrá una presión capilar agua-petróleo positiva.

Cuando se introduce agua en las fracturas, el agua fluirá y se desplazará por acción de las fuerzas capilares dentro de la matriz, desplazando al petróleo que se encuentra allí almacenado. En yacimientos en los que haya presencia de gas, el petróleo será la fase mojante y el gas la fase no mojante, presentándose también la imbibición. Si no hay drenaje gravitacional, entonces la producción de petróleo seguirá hasta alcanzar la saturación residual de petróleo, es decir, la saturación a la cual se equilibraran las fuerzas capilares entre las fases mojante y no mojante.

2.2.3. Drenaje gravitación Este tipo de mecanismo de producción se presenta cuando hay una diferencia de densidades entre las fases agua-petróleo, a través de la matriz, lo cual origina el intercambio de fluidos entre la matriz y las fracturas, ya que la fase más pesada forzaría a la fase más liviana para que fluya a través de las fracturas hacia los pozos y ésta se pueda producir.

2.2.4. Difusión Molecular La difusión molecular, consiste en la vaporización de los componentes del gas y del petróleo dentro de ambas fases. Por ejemplo, en un modelo de gas condensado en el que no haya petróleo presente, el gas se difundirá de una región de bajo radio de vaporización petróleo-gas hacia una región de alto radio de vaporización petróleo-gas, por su parte, las moléculas pesadas que se hayan vaporizado, fluirán en la dirección opuesta, es decir, de la región de alto radio de vaporización petróleo-gas, hacia la de más bajo radio.

La difusión molecular del gas y del petróleo entre los subsistemas de la matriz y fractura, puede llegar a ser un mecanismo de producción significativo de la matriz, en especial en yacimientos de gas condensado, como es el caso de los yacimientos del Piedemonte Llanero colombiano.

2.2.5. Desplazamiento Viscoso Consiste en el movimiento de los fluidos cuando un diferencial de presión es aplicado a través del yacimiento. En un YNF con un gradiente de presión en el subsistema de fracturas, el fluido se moverá a través de estas hacia los pozos debido a que los fluidos intentarán mantener el equilibrio hidrostático en el sistema.

En muchas ocasiones, el gradiente de presión es pequeño debido a que las fracturas presentan una alta permeabilidad efectiva, en esos casos, será razonable ignorar el desplazamiento viscoso de los fluidos de la matriz por el gradiente de presión que se halla en las fracturas. Sin embargo, si las fracturas tienen una permeabilidad moderada, en relación con la de la matriz, entonces es de esperar que el flujo desde y hacia la matriz, causado por el gradiente de presión a través de las fracturas, actué como un mecanismo significativo de producción. Los dos primeros mecanismos de flujo tratados antes, son los que predominan en la mayoría de los YNF, aunque en algunos casos el drenaje gravitacional puede ser un mecanismo importante de producción.

2.3. MODELO DE FLUJO DE FLUIDOS

Una ecuación fundamental de flujo está representada por la ecuación de conservación de masa, una ecuación de estado y la ecuación de Darcy. La forma que toma la ecuación depende de la geometría del flujo, la naturaleza del fluido en movimiento, el número de fases en el fluido y el tipo de fluido.

2.3.1. Conservación de la masa del fluido La velocidad volumétrica de flujo en coordenadas cartesianas, se muestra en la **Fig. 23** y está definida de la siguiente manera:

$$v_f = \frac{\text{Volumen del fluido}}{\text{Área transversal} * \text{Tiempo}} \quad \text{Ec. 15}$$

$$v_f = \frac{V_f}{\emptyset A_T \Delta t} \quad \text{Ec. 16}$$

$$V_f = v_f \emptyset A_T \Delta t \quad \text{Ec. 17}$$

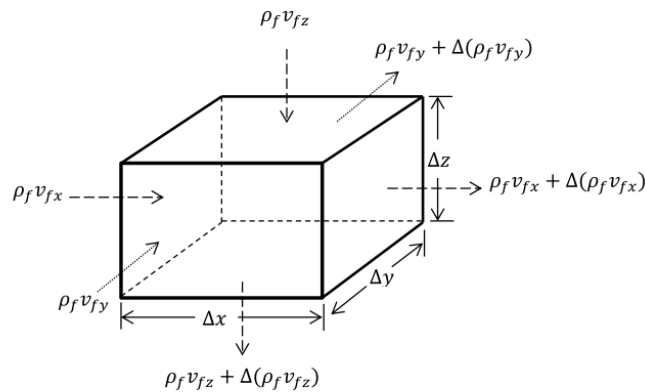
Donde,

A_T = Área perpendicular al flujo

V_f = Volúmen del fluido

v_f = Velocidad del fluido

Figura 23. Elementos infinitesimales de un volumen con flujo tridimensional en coordenadas cartesianas.



Fuente: Determinación del potencial de producción en formaciones de Shale mediante simulación numérica acoplada a deformación geomecánica, Yessika F. Pachón, Universidad Industrial de Santander, 2014.

El flujo másico, definido como el flujo de masa por unidad de tiempo por unidad de área, está dado por:

$$m_f = V_f \rho_f \quad \text{Ec. 18}$$

Reemplazando en la ecuación anterior, el volumen del fluido definido en la ecuación 17 se obtiene:

$$m_f = v_f \phi \rho_f * A_T \Delta t \quad \text{Ec. 19}$$

Al efectuar el balance de masa dentro del elemento infinitesimal durante un intervalo de tiempo Δt , se tiene:

$$\left[\begin{array}{c} \text{Cant. de masa} \\ \text{que entra} \end{array} \right]_{\Delta t} - \left[\begin{array}{c} \text{Cant. de masa} \\ \text{que sale} \end{array} \right]_{\Delta t} \pm \left[\begin{array}{c} \text{Cant. de masa que entra o} \\ \text{sale de fuentes o sumideros} \end{array} \right]_{\Delta t} = \left[\begin{array}{c} \text{Acomulación (+)} \\ \text{o agotamiento (-)} \end{array} \right]_{\Delta t}$$

De la formulación para el balance de masa, la cantidad de masa que entra y sale al elemento durante un tiempo Δt es:

$$\left[\begin{array}{c} \text{Cant. de masa} \\ \text{que entra} \end{array} \right]_{\Delta t} = \Delta_y \Delta_z \Delta_t v_{fx} \phi \rho_f + \Delta_x \Delta_z \Delta_t v_{fy} \phi \rho_f + \Delta_x \Delta_y \Delta_t v_{fz} \phi \rho_f \quad \text{Ec. 20}$$

$$\left[\begin{array}{c} \text{Cant. de masa} \\ \text{que sale} \end{array} \right]_{\Delta t} = \Delta_y \Delta_z \Delta_t [v_{fx} \phi \rho_f + \Delta(v_{fx} \phi \rho_f)] + \Delta_x \Delta_z \Delta_t [v_{fy} \phi \rho_f + \Delta(v_{fy} \phi \rho_f)] + \Delta_x \Delta_y \Delta_t [v_{fz} \phi \rho_f + \Delta(v_{fz} \phi \rho_f)] \quad \text{Ec. 21}$$

Teniendo en cuenta, que por definición,

$$\tilde{q}_f = \frac{\left[\begin{array}{c} \text{Cant. de mas que entra o} \\ \text{sale de fuentes o sumideros} \end{array} \right]_{\Delta t}}{V_T \Delta t} \quad \text{Ec. 22}$$

Por lo tanto, la cantidad de masa que entra o sale de la fuente o sumidero, por unidad de volumen del yacimiento por unidad de tiempo, está dada por la siguiente expresión:

$$\left[\begin{array}{c} \text{Cant. de mas que entra o} \\ \text{Sale de fuentes o sumideros} \end{array} \right]_{\Delta t} = \pm \tilde{q}_f V_T \Delta t \quad \text{Ec. 23}$$

La acumulación o agotamiento de masa durante el intervalo de tiempo Δt , es:

$$\left[\begin{array}{c} \text{Acomulación (+)} \\ \text{o agotamiento (-)} \end{array} \right]_{\Delta t} = [V_T \phi \rho_f]_{t+\Delta t} - [V_T \phi \rho_f]_t \quad \text{Ec. 24}$$

Al sustituir las ecuaciones 21, 22, 23 y 24 en la expresión de balance de masa, se obtiene:

$$\begin{aligned} & (\Delta_y \Delta_z \Delta_t v_{fx} \phi \rho_f + \Delta_x \Delta_z \Delta_t v_{fy} \phi \rho_f + \Delta_x \Delta_y \Delta_t v_{fz} \phi \rho_f - (\Delta_y \Delta_z \Delta_t [v_{fx} \phi \rho_f + \Delta(v_{fx} \phi \rho_f)] \\ & \quad + \Delta_x \Delta_z \Delta_t [v_{fy} \phi \rho_f + \Delta(v_{fy} \phi \rho_f)] + \Delta_x \Delta_y \Delta_t [v_{fz} \phi \rho_f + \Delta(v_{fz} \phi \rho_f)]) \\ & \quad \pm [\tilde{q}_f V_T \Delta t] = [V_T \phi \rho_f]_{t+\Delta t} - [V_T \phi \rho_f]_t \end{aligned} \quad \text{Ec. 25}$$

Dividiendo la expresión anterior en $\Delta_x \Delta_y \Delta_z \Delta_t$, se obtiene lo siguiente

$$\frac{v_{fx}\phi\rho_f - [v_{fx}\phi\rho_f + \Delta(v_{fx}\phi\rho_f)]}{\Delta_x} + \frac{v_{fy}\phi\rho_f - [v_{fy}\phi\rho_f + \Delta(v_{fy}\phi\rho_f)]}{\Delta_y} + \frac{v_{fz}\phi\rho_f - [v_{fz}\phi\rho_f + \Delta(v_{fz}\phi\rho_f)]}{\Delta_z} = \frac{[V_T\phi\rho_f]_{t+\Delta t} + [V_T\phi\rho_f]_t}{\Delta_x\Delta_y\Delta_z\Delta_t} \mp \frac{\tilde{q}_f V_T}{\Delta_x\Delta_y\Delta_z} \quad Ec. 26$$

Simplificando la ecuación 26 y aplicando la definición de límites cuando los incrementos infinitesimales tienden a cero, se tiene:

$$-\frac{\partial v_{fx}\phi\rho_f}{\partial x} - \frac{\partial v_{fy}\phi\rho_f}{\partial y} - \frac{\partial v_{fz}\phi\rho_f}{\partial z} = \frac{1}{V_T} \frac{\partial V_T\phi\rho_f}{\partial t} \mp \tilde{q}_f \quad Ec. 27$$

La expresión anterior corresponde a la ecuación de conservación de masa para el flujo de fluidos y también se puede expresar así:

$$-\nabla(v_f\phi\rho_f) = \frac{1}{V_T} \frac{\partial V_T\phi\rho_f}{\partial t} \mp \tilde{q}_f \quad Ec. 28$$

Los términos v_f y ϕ hacen referencia a la velocidad del flujo volumétrico total que relaciona la porosidad, es decir, velocidad de la ley de Darcy, que a su vez también relaciona la tasa de flujo laminar con el gradiente de presión a través de un medio poroso.

$$v_f\phi = \tilde{u}_f = -\frac{k}{\mu} A_T \bar{\nabla}p \quad Ec. 29$$

Donde,

k = Permeabilidad de la roca

μ = Viscosidad del fluido

$\bar{\nabla}p$ = Gradiente de presión

Adicionalmente, se debe tener en cuenta que si $\tilde{q}_f > 0$ indica pozos productores y $\tilde{q}_f < 0$ indica pozos inyectores.

La ecuación de flujo de fluidos en el medio poroso contempla entre otras, la ley de Darcy y la ecuación de estado para el tipo de fluido a modelar.

2.3.2. Conservación de masa del sólido Nuevamente se repite el procedimiento realizado en las páginas anteriores para determinar la ecuación de conservación de masa para el sólido

$$v_s = \frac{\text{Volumen del solidos}}{\text{Área transversal} * \text{Tiempo}} \quad \text{Ec. 30}$$

$$v_s = \frac{V_s}{(A_T - A_p)\Delta t} \quad \text{Ec. 31}$$

$$v_s = \frac{V_s}{\left(1 - \frac{A_p}{A_T}\right)\Delta t} \quad \text{Ec. 32}$$

$$v_s = \frac{V_s}{A_T(1 - \emptyset)\Delta t} \quad \text{Ec. 33}$$

$$V_s = v_s(1 - \emptyset)A_T\Delta t \quad \text{Ec. 34}$$

Donde,

v_s = Velocidad del sólido

A_p = Área porosa

V_s = Volumen de sólido

A_T = Área transversal

La masa del sólido se define de la siguiente forma:

$$m_s = V_s\rho_s \quad \text{Ec. 35}$$

Donde,

m_s = Masa de la roca sólida

ρ_s = Densidad del grano determinada con respecto al volumen del sólido no al volumen total de la roca.

De esta forma, se determina la masa del sólido combinando las ecuaciones 34 y 35.

$$m_s = v_s(1 - \emptyset)A_T\Delta t\rho_s \quad \text{Ec. 36}$$

Una vez obtenida la masa del sólido, se procede a realizar el balance de masa dentro del elemento infinitesimal durante un intervalo de tiempo Δt como anteriormente se desarrolló:

$$\begin{aligned} & [\Delta_y\Delta_z\Delta_t v_{sx}\emptyset\rho_f + \Delta_x\Delta_z\Delta_t v_{sy}\emptyset\rho_s + \Delta_x\Delta_y\Delta_t v_{sz}\emptyset\rho_s] \\ & - \langle \Delta_y\Delta_z\Delta_t [v_{sx}\emptyset\rho_s + \Delta(v_{sx}\emptyset\rho_s)] + \Delta_x\Delta_z\Delta_t [v_{sy}\emptyset\rho_s + \Delta(v_{sy}\emptyset\rho_s)] \\ & + \Delta_x\Delta_y\Delta_t [v_{sz}\emptyset\rho_s + \Delta(v_{sz}\emptyset\rho_s)] \rangle \pm [\tilde{q}_s V_T \Delta_t] = [V_T \emptyset \rho_s]_{t+\Delta t} + [V_T \emptyset \rho_s]_t \end{aligned}$$

Dividiendo la expresión anterior en $\Delta_x\Delta_y\Delta_z\Delta_t$, y simplificando la ecuación y aplicando la definición de límites cuando los incrementos infinitesimales tienden a cero, se tiene:

$$-\frac{\partial v_{sx}\phi\rho_s}{\partial x} - \frac{\partial v_{sy}\phi\rho_s}{\partial y} - \frac{\partial v_{sz}\phi\rho_s}{\partial z} = \frac{1}{V_T} \frac{\partial V_T\phi\rho_s}{\partial t} \mp \tilde{q}_s \quad Ec. 37$$

La expresión anterior también se puede expresar de la siguiente forma:

$$-\nabla(v_s(1 - \phi)\rho_s) = \frac{1}{V_T} \frac{\partial V_T(1 - \phi)\rho_s}{\partial t} \mp \tilde{q}_s \quad Ec. 38$$

La ecuación de flujo de fluidos en el medio poroso contempla entre otras, la ley de Darcy y la ecuación de estado para el tipo de fluido a modelar.

2.3.3. Ley de Darcy La velocidad del flujo debe ser expresado con respecto a la velocidad del sólido.

Por lo tanto, la velocidad real del fluido es:

$$v_{rf} = v_f - v_s = \frac{q}{\phi A_T} \quad Ec. 39$$

Aplicando la ley de Darcy, definida en la ecuación 29 a la expresión anterior, se tiene:

$$v_{rf} = -\frac{k}{\phi\mu} \bar{\nabla}p \quad Ec. 40$$

Expresado de otra forma, se obtiene:

$$\phi(v_f - v_s) = -\frac{k}{\mu} \bar{\nabla}p$$

$$\phi v_f = \phi v_s - \frac{k}{\mu} \bar{\nabla}p \quad Ec. 41$$

2.3.4. Ecuación de estado Una ecuación de estado describe la relación que existe entre la presión, el volumen y la temperatura de una sustancia. Para la ingeniería, los yacimientos se modelan según el tipo de fluido que puede ser compresible si es un gas, levemente compresible para el petróleo e incompresible para el agua.

La siguiente expresión hace referencia a la compresibilidad del fluido sin inferir el tipo de fluido.

$$c_f = \frac{1}{\rho_f} \frac{\partial \rho}{\partial p} \quad Ec. 42$$

A continuación, se procede a incorporar las ecuaciones de balance de masa del fluido y del sólido, la ley de Darcy y la ecuación de estado.

Ecuación de balance de masa del fluido, definida en la ecuación 28 como:

$$-\nabla(v_f \phi \rho_f) = \frac{1}{V_T} \frac{\partial V_T \phi \rho_f}{\partial t} \mp \tilde{q}_f$$

Primero, se incorpora la ley de Darcy de la ecuación 29 a la ecuación de balance de masa del fluido.

$$-\nabla\left(v_s \phi \rho_f - \frac{\rho_f k}{\mu} \nabla p\right) = \frac{1}{V_T} \frac{\partial V_T \phi \rho_f}{\partial t} \mp \tilde{q}_f \quad \text{Ec. 43}$$

Despejando el primer término del lado izquierdo, se tiene:

$$\nabla\left(\frac{\rho_f k}{\mu} \nabla p\right) = \frac{1}{V_T} \frac{\partial V_T \phi \rho_f}{\partial t} \mp \tilde{q}_f + \nabla(v_s \phi \rho_f) \quad \text{Ec. 44}$$

Otra forma, de escribirla sería:

$$\nabla\left(\frac{\rho_f k}{\mu} \nabla p\right) = \frac{1}{V_T} \frac{\partial V_T \phi \rho_f}{\partial t} \mp \tilde{q}_f + \nabla(\phi \rho_f) v_s + \phi \rho_f \nabla(v_s) \quad \text{Ec. 45}$$

La expresión $\nabla(\phi \rho_f) v_s$ es reducida con respecto a los otros términos de la ecuación.

$$\nabla\left(\frac{\rho_f k}{\mu} \nabla p\right) = \frac{1}{V_T} \frac{\partial V_T \phi \rho_f}{\partial t} \mp \tilde{q}_f + \phi \rho_f \nabla(v_s) \quad \text{Ec. 46}$$

Así mismo puede ser escrita de la siguiente manera:

$$\nabla\left(\frac{\rho_f k}{\mu} \nabla p\right) = \frac{\rho_f}{V_T} \frac{\partial (V_T \phi)}{\partial t} \mp \tilde{q}_f + \phi \rho_f \nabla(v_s) \quad \text{Ec. 47}$$

$$\nabla\left(\frac{\rho_f k}{\mu} \nabla p\right) = \frac{\rho_f}{V_T} \frac{\partial (V_T \phi)}{\partial t} + \phi \frac{\partial (\rho_f)}{\partial t} \mp \tilde{q}_f + \phi \rho_f \nabla(v_s) \quad \text{Ec. 48}$$

$$\nabla\left(\frac{\rho_f k}{\mu} \nabla p\right) = \phi \rho_f \left(\frac{1}{V_T} \frac{\partial (V_T)}{\partial t} + \frac{1}{\rho_f} \frac{\partial (\rho_f)}{\partial t} \right) \mp \tilde{q}_f + \phi \rho_f \nabla(v_s) \quad \text{Ec. 49}$$

La ecuación 49, representa el balance de masa para el fluido con inclusión de la ley de Darcy.

Luego, se le aplica la ley de Darcy a la ecuación de balance de masa del sólido, que es representada por la ecuación 38, descrita anteriormente como:

$$-\nabla(v_s (1 - \phi) \rho_s - [(1 - \phi) \rho_s \nabla(v_s)]) = \frac{1}{V_T} \frac{\partial V_T (1 - \phi) \rho_s}{\partial t} \mp \tilde{q}_s \quad \text{Ec. 50}$$

Asumiendo que el término $\nabla(1 - \phi)v_s\rho_s$ es despreciable con respecto a los demás términos de la ecuación, se obtiene:

$$\nabla v_s = \frac{1}{(1 - \phi)\rho_s} \frac{1}{V_T} \frac{\partial V_T(1 - \phi)\rho_s}{\partial t} \mp \frac{\tilde{q}_s}{(1 - \phi)\rho_s} \quad Ec. 51$$

Aplicando la derivada de una función y simplificando los términos de la ecuación, se obtiene como resultado:

$$\nabla v_s = \mp \frac{\tilde{q}_s}{(1 - \phi)\rho_s} \quad Ec. 52$$

El siguiente paso es adicionarle a la ecuación 49, la ecuación de compresibilidad del fluido definida en la ecuación 42 descrita como:

$$c_f \frac{\partial p}{\partial t} = \frac{1}{\rho_f} \frac{\partial \rho}{\partial t} \quad Ec. 53$$

$$\nabla \left(\frac{\rho_f k}{\mu} \nabla p \right) = \phi \rho_f \left(\frac{1}{V_T} \frac{\partial (V_p)}{\partial t} + c_f \frac{\partial (\rho_f)}{\partial t} \right) \mp \frac{\phi \rho_f \tilde{q}_s}{(1 - \phi)\rho_s} \quad Ec. 54$$

De la misma forma, se puede representar la ecuación de flujo de fluidos en el medio poroso en función de los esfuerzos efectivos y la presión de poro. Pero no se va a enunciar ya que en este trabajo no se estudia este caso.

2.4. VOLUMEN DE HIDROCARBURO INICIAL IN – PLACE POR LA FORMULACIÓN DE LA ECUACIÓN DE BALANCE DE MATERIA (EBM)

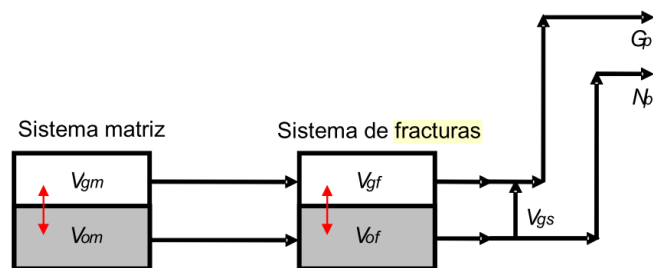
Un yacimiento fracturado puede modelarse usando propiedades diferentes para cada medio poroso; el ajuste matemático permite estimar no solo volúmenes de petróleo y gas originales, sino capacidad de almacenamiento relativo de los medios porosos (matriz – fractura) y de la compresibilidad para los sistemas fracturados.

2.4.1. Suposiciones del modelo El yacimiento naturalmente fracturado se puede modelar como dos depósitos comunicados, con una salida de fluidos neta, equivalente a la cantidad de líquidos producidos. El depósito inicial es el sistema

de matriz porosa, mientras que el segundo depósito corresponde al sistema de fracturas.

En la **Fig. 24** se muestra el esquema bajo el cual se realiza el balance de materiales, básicamente es el mismo esquema que presentan tanto Peñuela et al (2001) como Niz et al (2004); sin embargo, difiere en lo que respecta al intercambio másico entre la fase aceite y la fase gas ya que a medida que la presión del yacimiento desciende ocurre una condensación de componentes ricos del gas que pasarán a formar parte de la fase líquida y simultáneamente los componentes volátiles del gas se liberarán y pasarán a formar parte de la fase gas.

Figura 24. Esquema del sistema para el balance de materiales.



Fuente: Eider Niz, Eduardo A. Idrobo, Gherson Peñuela, Anibal Ordoñez y Zuly H. Calderón, Ecuaciones de balance de materia para sistemas de doble porosidad con capa de gas inicial, 2004.

El sistema está sujeto a las siguientes suposiciones:

- El yacimiento es un sistema isotérmico.
- El yacimiento está conformado por, a lo máximo, cuatro componentes: roca naturalmente fracturada, agua de producción, petróleo fiscal y gas de superficie.
- El yacimiento se compone de, a lo máximo, cuatro fases: roca naturalmente fracturada, agua (fase acuosa), petróleo y gas. El componente gas de superficie existe libre en la fase gas y disuelto en la fase petróleo.

- ❑ El componente agua existe en una fase de agua inmóvil, la cual, para el propósito del balance de materiales, sólo reduce el espacio poroso disponible para el almacenamiento de hidrocarburos.
- ❑ La fase roca está compuesta de dos medios porosos en comunicación hidráulica: el sistema fracturado y el sistema de porosidad primaria o de matriz.
- ❑ Los sistemas matriz porosa y fractura son compresibles.
- ❑ No hay entrada de agua al yacimiento y la producción de agua es despreciable.
- ❑ No hay reinyección de fluidos al yacimiento.
- ❑ La porosidad de fractura, porosidad de matriz, saturación de agua inicial en la fractura y saturación de agua inicial en la matriz son uniformes a través de todo el yacimiento.
- ❑ La presión de yacimiento es uniforme a lo largo de todo el mismo, lo cual implica que no hay gradientes de presión horizontales ni verticales.

Estas suposiciones son básicamente las mismas presentadas por Peñuela et al (2001) y Niz et al (2004) en sus respectivos trabajos con la diferencia que en el modelo propuesto se considera que el componente petróleo fiscal está presente tanto en la fase gas como en la fase petróleo, lo que hace que la ecuación de balance de materiales que se deduce en este trabajo sea aplicable a todo tipo de fluido de yacimiento.

El desarrollo algebraico presenta dos estados de tiempo, inicial y para un tiempo $t > t_i$, haciendo el balance de los componentes roca y fluido (el aceite, gas y agua), se muestran en la siguiente **Tabla 3**. Para el volumen poroso de la matriz en función de los fluidos allí contenidos y el volumen de fluido ocupado en el medio poroso de las fracturas se expresa en la **Tabla 4**.

Tabla 3. Ecuaciones de balance de masa para los cambios de volumen con respecto al tiempo.

Balance de los fluido	Tiempo inicial	Tiempo t>to
Aceite	$V_{o_i} = (Nm + Nf)Bo_i$	$V_{o_t} = (Nm + Nf - Np + Rv(Gm + Gf) - Rv_f(Gm_t + Gf_t))Bo_t$
Gas	$V_{g_i} = (Gm + Gf)Bg_i$	$V_{g_t} = (Gm + Gf - Gp + Rs(Nm + Nf) - Rs_f(Nm_t + Nf_t))Bg_t$
Agua	$V_{w_i} = Wm + Wf$	$V_{w_t} = (Wm + Wf + We + WfCw_f\Delta P + Wm_tCw_m\Delta P - WpBw_t)$

Fuente: Modificado de Eider Niz, Eduardo A. Idrobo, Gherson Peñuela, Anibal Ordoñez y Zuly H. Calderón, Ecuaciones de balance de materia para sistemas de doble porosidad con capa de gas inicial, 2004.

Tabla 4. Ecuaciones de balance de masa para los fluidos en el sistema de almacenamiento de los yacimientos naturalmente fracturados.

Ecuaciones de volumen poroso	Tiempo inicial
Matriz	$V_{pm_i} = \frac{NmBo_i + GmBg_i}{(1 - Swm_i)}$
Fractura	$V_{pf_i} = \frac{NfBo_i + GfBg_i}{(1 - Swf_i)}$

Fuente: Modificado de Eider Niz, Eduardo A. Idrobo, Gherson Peñuela, Anibal Ordoñez y Zuly H. Calderón, Ecuaciones de balance de materia para sistemas de doble porosidad con capa de gas inicial, 2004

En la **Tabla 5** se presentan los cambios en el volumen poroso con respecto al tiempo debido a que sufre cambios por la compresibilidad tanto de matriz como de fracturas, por los efectos de la presión de yacimiento.

Tabla 5. Ecuación de balance de masa del volumen poroso en un yacimiento naturalmente fracturado con respecto al tiempo.

Balance de la fase rocosa	Tiempo inicial	Tiempo t> to
Volumen poroso	$V_{p_i} = V_{pm_i} + V_{pf_i}$	$V_{p_t} = V_{pm_i} + V_{pf_i} + V_{pm_i}C_{fm}\Delta P + V_{pf_i}C_{ff}\Delta P$

Fuente: Modificado de Eider Niz, Eduardo A. Idrobo, Gherson Peñuela, Anibal Ordoñez y Zuly H. Calderón, Ecuaciones de balance de materia para sistemas de doble porosidad con capa de gas inicial, 2004.

Evaluando el sistema y dada la suposición de un tanque de volumen constante se evalúa los cambios del volumen de cada uno de los componentes que comprenden el volumen del sistema.

Tabla 6. Ecuaciones del cambio de balance total para cada uno de los componentes que comprenda el sistema.

Cambio total de volumen de la fase	Diferencial de volumen
Aceite	$\frac{(Nm + Nf)Bo_i}{Nm(1 - RvRs_i) + Nf(1 - RvRs_i) + Gm(Rv_i - Rv) + Gf(Rv_i - Rv) - Np + R}$
Gas	$\frac{(Gm + Gf)Bg_i}{Gm(1 - RsRv_i) + Gf(1 - RsRv_i) + Nm(Rs_i - Rs) + Nf(Rs_i - Rs) - Gp + Rs}$
Agua	$-We - Sw_{fi} \frac{NfBo_i + GfBg_i}{1 - Sw_{fi}} C_{wf} \Delta P - Sw_{mi} \frac{NmBo_i + GmBg_i}{1 - Sw_{mi}} C_{wm} \Delta P + WpB_w$
Volumen poroso	$\frac{NfBo_i + GfBg_i}{1 - Sw_{fi}} C_{ff} \Delta P + \frac{NmBo_i + GmBg_i}{1 - Sw_{mi}} C_{fm} \Delta P$

Fuente: Modificado de Eider Niz, Eduardo A. Idrobo, Gherson Peñuela, Anibal Ordoñez y Zuly H. Calderón, Ecuaciones de balance de materia para sistemas de doble porosidad con capa de gas inicial, 2004.

2.5. DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

Para representar el aporte de fluidos de un yacimiento de Shale Oil, se desarrolló un modelo estático y dinámico. El modelo estático representa un yacimiento con un sistema de doble porosidad, es decir que el fluido está interconectado con la matriz de la roca como fuente para la acumulación de fluidos y las fracturas altamente permeables, son las encargadas del transporte de los fluidos entre las celdas. El modelo dinámico, se determinó por el comportamiento del fluido a partir de correlaciones empíricas implícitas. Con el objetivo de representar la interacción entre la roca-fluido se usó una curva de permeabilidad relativa con agua inmóvil para garantizar que todo el fluido proveniente del yacimiento fuera solo aceite y gas como se caracteriza en los yacimientos de Shale.

Para la construcción y operación del modelo estático de un yacimiento naturalmente fracturado como el Shale, se incorpora toda la información disponible del estado del arte, se utiliza las propiedades de la roca y fluido, las características de la fractura y los parámetros de finalización que representan los mecanismos de producción en el yacimiento, así como las principales

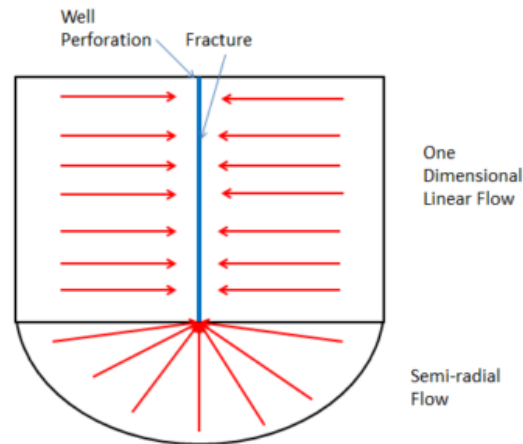
características geológicas que permitan reproducir adecuadamente el movimiento de los fluidos en el yacimiento. Se desarrolló un modelo de un yacimiento homogéneo en 2D con un pozo horizontal que tiene fracturas hidráulicas de múltiples etapas. Las dimensiones y características de este modelo se basan en la información publicada del yacimiento Eagle Ford.

El modelo de simulación es homogéneo y las fracturas hidráulicas son planares y se distribuyen uniformemente a lo largo del pozo, penetrando en todo el espesor del yacimiento (Por mapeo micro-sísmico muestra que las fracturas son redes de fracturas complejas, donde la estimulación ha reabierto las fracturas naturales cerradas, pero la hipótesis de la fractura planar aproxima la situación real y da resultados fiables), porque en los yacimientos naturalmente fracturados consideramos que los bloques de matriz son netamente almacenes para los fluidos. El efecto de las fracturas hidráulicas en los bloques de la matriz fracturada puede ser modelado con el uso de superposicionamiento de un par de celdas de la cuadrícula de doble porosidad y doble permeabilidad.

2.5.1. Tendencia del modelo en 2D Para modelar la eficiencia de barrido de un fluido desplazante es necesario utilizar modelos 2D. El extremo de la fractura plana actuará como una fuente puntual, con drenaje más allá de la punta. El área de drenaje será un semi-círculo, con la punta de la fractura en el origen y el flujo será radial hacia la punta, a diferencia del flujo lineal que es perpendicular a la fractura (**Fig. 25**). Se necesita un buen enmallado cuadrículado aplicado cerca de la fractura para ser capaz de capturar este efecto. Además de un régimen de flujo diferente, el área de drenaje aumenta.¹⁸

¹⁸ Optimization of liquid rich Shale Wells

Figura 25. Bosquejo de trayectoria de flujo para el flujo 2D en la fractura.

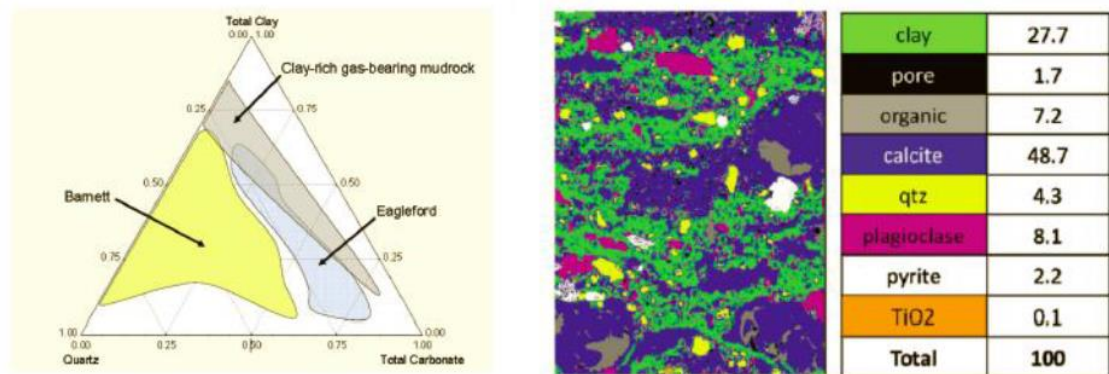


Fuente: Optimization of liquid – rich Shale Wells, Holme A. 2013.

2.5.2. Características mineralógicas Los yacimientos de Shale Oil se caracterizan por la variabilidad en la composición mineralógica de la roca, por tener tamaños de grano extremadamente pequeño, baja permeabilidad natural del orden de nano Darcys y altos valores de TOC (total organic carbon), que está comprendido en el rango de 2% al 10%. La roca rica en materia orgánica, fue sometida a altas presiones y temperaturas debido al enterramiento y calentamiento de la roca.

Los Shales, son rocas sedimentarias de grano fino que comprenden pequeños fragmentos de roca incluyendo arcillas, marlstone, mudstone, areniscas y carbonatos, **Fig. 26(a)**, también exhiben un amplio rango de composiciones incluyendo kerógeno, arcilla, cuarzo, feldespato, pirita y materiales pesados, **Fig. 26(b)**. Las microfisuras naturales también están presentes, pero la mayoría están llenas de minerales, estas fracturas naturales llenas se comportan como planos débiles y propensos a romperse durante el fracturamiento hidráulico (Fakcharoenphol, 2013).

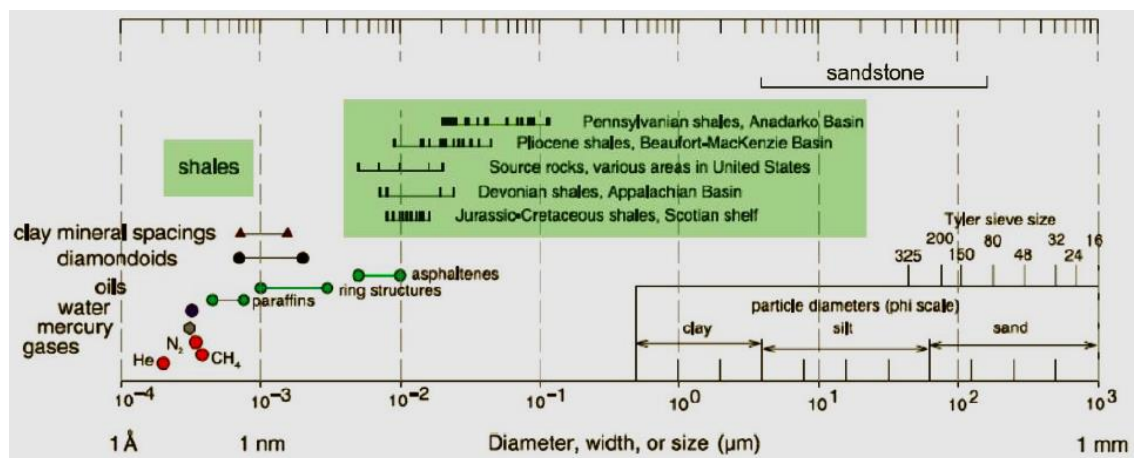
Figura 26. Características del Shale: (a) Composición mineralógica del Shale y (b) Mapa de espectro de rayos X y mineralogía de una muestra del Eagle Ford.



Fuente: Passey, Q. R. Et al. Form oil prone source rock to gas – producing Shale reservoir geologic and petrophysical characterization of unventional Shale gas reservoirs, SPE 2010 y Wall, J. D., Sinclair, W. Eagle Ford Shale reservoir properties from digital rock physics, 2010.

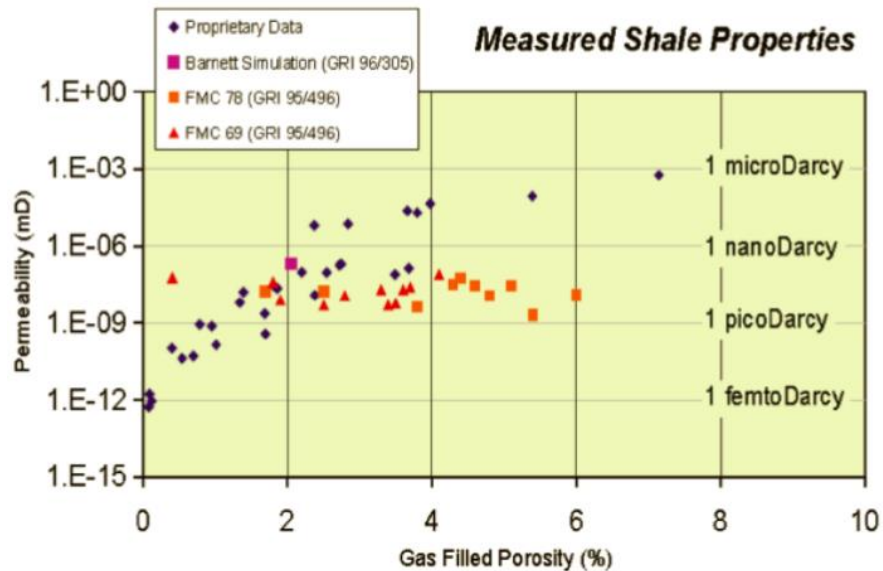
2.5.3. Propiedades de la roca Los yacimientos apretados como el Shale, se registran porosidades y permeabilidades bajas a muy bajas. Los Shale tienen una porosidad comprendida en el rango de 4% al 15%. El tamaño de la garganta del poro en una roca Shale puede ser muy pequeño y está en un rango de 10^{-9} a 10^{-6} μm (**Fig. 27**) así mismo la permeabilidad de la matriz está en el rango de 10^{-6} a 10^{-3} mD (**Fig. 28**).

Figura 27. Tamaño de las moléculas y garganta de poro del Shale a escala logarítmica.



Fuente: Modificado de Nelson, P. H., Pore throat sizes in sandstones, tight sandstone, and Shales, AAPG, 2009.

Figura 28. Datos de permeabilidad para muestras de Shale.



Fuente: Cluff, R. M., Shanley, K. W. and Miller, A. A., Three things we thought we understood about Shale gas, AAPG, 2007.

2.5.4. Permeabilidad relativa del fluido La permeabilidad relativa de un fluido se define como una medida cualitativa de la capacidad de la formación para la transmisión de un fluido *i*, cuando hay presentes dos o más fases fluyendo simultáneamente a través de esta, para saturaciones específicas de cada uno de los fluidos. Es decir, la relación de su permeabilidad eficaz a la permeabilidad absoluta de la roca del yacimiento.

$$k_{ri} = \frac{K_i}{K}$$

Ec. 55

Dónde,

k_{ri} = Es la permeabilidad relativa de la fase *i* en (mD)

K_i = Es la permeabilidad efectiva de la fase *i* en (mD)

K = Es la permeabilidad absoluta de la roca del yacimiento (mD)

Los cambios de permeabilidad relativa con saturación se pueden determinar experimentalmente con el análisis de núcleos especial (SCAL) en un laboratorio o puede ser estimada usando correlaciones.

La permeabilidad relativa por análisis de laboratorio normalmente se introduce como formato de tabla en los simuladores de yacimientos y el simulador de depósito interpola entre los puntos de datos para obtener la permeabilidad relativa en función de la saturación. La permeabilidad relativa para cualquier saturación se puede calcular utilizando la correlación.

3. DESARROLLO DE LOS MODELOS CONCEPTUALES DE FLUJO DE FLUIDOS EN LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS DE SHALE OIL

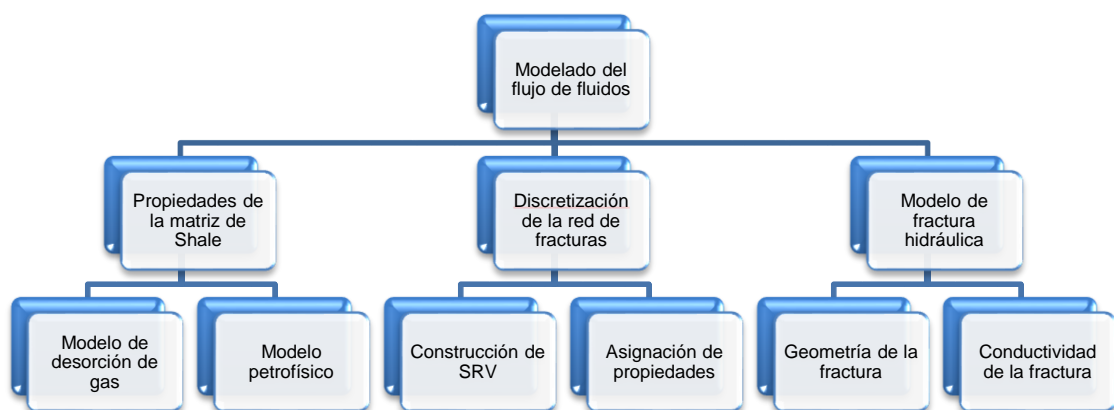
Es construir un modelo, que permita reproducir el comportamiento de presión y producción de los fluidos presentes en el yacimiento, con la finalidad de poder analizar los diferentes esquemas de explotación, permitiendo el desarrollo óptimo de las reservas.

La simulación comprende principalmente de los fundamentos matemáticos como las ecuaciones de flujo de fluidos a través del medio poroso, las cuales son Ley de la Conservación de la Masa y la Ley de Darcy.

Generalmente estas ecuaciones son no lineales y la solución numérica es la única posible, lo cual implica el uso de computadores.

Para el desarrollo del modelo del yacimiento de Shale Oil, se plantea la siguiente metodología.

Figura 29. Diagrama para el modelo del flujo de fluidos de un yacimiento de Shale.



Fuente: Determinación del potencial de producción en formaciones de Shale mediante simulación numérica acoplada a deformación geomecánica, Yessika F. Pachón, Universidad Industrial de Santander, 2014.

3.1. SIMULACIÓN NUMÉRICA DEL SHALE OIL

En general los yacimientos no convencionales son complejos y sus características físicas como la permeabilidad en la matriz, su alta heterogeneidad y su porcentaje de contenido de materia orgánica (TOC) dan como resultados unas altas tasas de producción inicial y pequeñas áreas de drenaje en el pozo, proporcionando en los yacimientos de Shale Oil una dificultad de producir de forma rentable, por tal causa se utilizan simuladores numéricos para definir cuáles son los parámetros de que más afecta la producción.

Para modelar estos sistemas se utilizó el simulador numérico GEM de suite de Computer Modeling Group (CMG) que cuenta con un modelo de matriz discretizada, en el cual cada celda de matriz se subdivide en una serie de subceldas, permitiéndole al simulador predecir el comportamiento transitorio. La finalidad es obtener el comportamiento característico de la producción de un pozo horizontal con fracturas hidráulicas en presencia de fracturas naturales.

3.2. SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

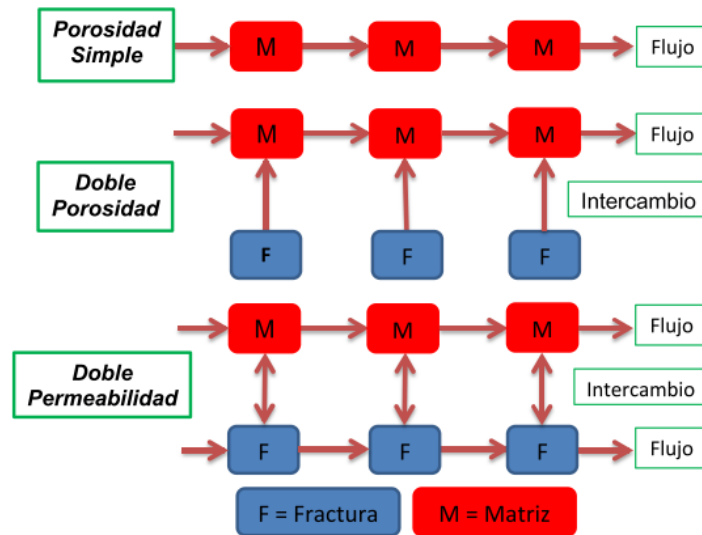
Las características del flujo de fluidos en yacimientos naturalmente fracturados (YNF) son ampliamente controlados por la distribución, orientación e interconectividad del sistema de fracturas.

3.2.1. Modelo conceptual para la simulación numérica La simulación de yacimientos ha hecho un gran avance al modelar el flujo de fluidos en yacimientos de Shale. Existen varios métodos para simular este tipo de reservorios, los cuales pueden describir de forma detallada el flujo en la matriz apretada que caracteriza a este tipo de yacimientos, así como en las complejas

redes de fracturas naturales, haciendo uso algunos modelos como: Porosidad simple, doble porosidad, doble permeabilidad (**Fig. 30**)

3.2.1.1. Porosidad Simple La simulación con porosidad simple es la misma simulación convencional. En esta se considera que el yacimiento solo tiene un medio poroso, la matriz. En este tipo de simulación las fracturas naturales no existen o no tienen un mayor aporte en el desarrollo del campo.

Figura 30. Esquema de modelos de porosidad simple, porosidad doble y permeabilidad doble.

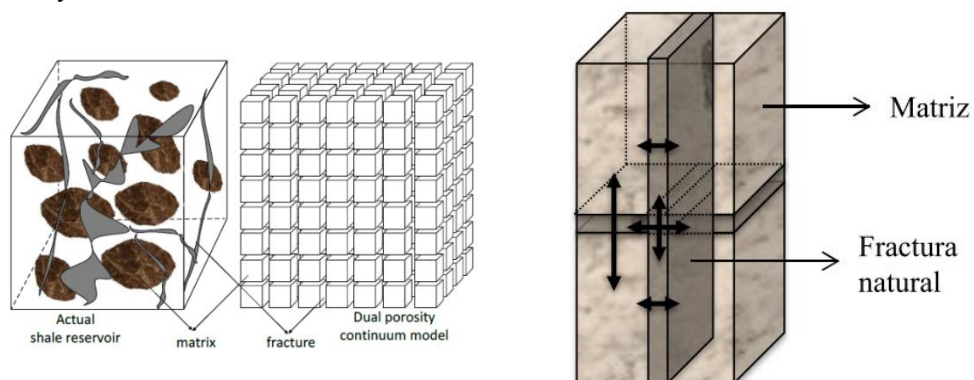


Fuente: Pabon, J., A. Martinez, G., J., Evaluación del comportamiento de un Shale oil utilizando un simulador numérico, Universidad Industrial de Santander, 2013.

3.2.1.2. Doble Porosidad Se cree que los tratamientos masivos de fracturamiento hidráulico y de la perforación de pozos horizontales generan (o aumentan) una red de fractura en las proximidades del pozo. Esta región se denomina el volumen estimulado de reservorio (SRV). Este (SRV) consta de matriz y fisuras similares a un sistema naturalmente fracturado. Tradicionalmente, los modelos de depósito de doble porosidad se han utilizado para describir el comportamiento de los reservorios naturalmente fracturados, y por tanto estos modelos también pueden ser utilizados para analizar la producción de yacimientos de Shale Oil.

La simulación de yacimientos de doble porosidad se representan con un sistema de matriz y otro de fractura o red de fracturas, asumiendo que el petróleo puede contenerse en los micro poros de baja permeabilidad de la matriz, pero el mayor aporte del yacimiento está dado por las fracturas naturales ya que el hidrocarburo se aloja allí como petróleo móvil y transporta el fluido entre las celdas de simulación. En este sistema, el flujo matriz-matriz no es modelado.

Figura 31. Representación de (a) modelo de fractura de doble porosidad y (b) de la matriz y la fractura en una celda de simulación.



Fuente: (a) Chaohua, Guo., et al. Improved Numerical Simulation for Shale Gas Reservoirs. OTC-24913-MS. 2014 y (b) Determinación del potencial de producción en formaciones de Shale mediante simulación numérica acoplada a deformación geomecánica, Yessika F. Pachón, Universidad Industrial de Santander, 2014.

3.2.1.3. Doble Permeabilidad Cuando el usuario especifica el modelo de doble permeabilidad utiliza los mismos cálculos que el modelo de doble porosidad anteriormente descrito, con la diferencia que es aumentado por los flujos adicionales entre los bloque de matriz a matriz. Ya que en el de doble porosidad el flujo solo es de fractura natural a matriz. Por lo tanto, la opción doble permeabilidad permite una porosidad de matriz y una porosidad de fractura por cada bloque del enmallado, cuando la matriz se encuentra conectada a la fractura en el mismo bloque del enmallado. Las porosidades de fractura están conectadas a las porosidades de fractura vecinas, y lo mismo sucede con las porosidades de matriz vecinas.¹⁹

¹⁹ COMPUTER MODELING GROUP Lta, GEM Simulador avanzado de yacimientos composicionales y no convencionales, Guía para el Usuario, (2011)

Utilizando modelos de doble porosidad y doble permeabilidad bien puede dar una idea de algunas de las características del yacimiento, y más importante, su impacto en la producción a largo plazo y las reservas recuperables finales.²⁰

En este estudio se usó un modelo de doble porosidad; así mismo, la simulación consta de la evaluación de un pozo horizontal (teniendo en cuenta los parámetros característicos de la formación Eagle Ford), en este se realiza un modelamiento de fracturas hidráulicas transversales; con respecto al espaciado óptimo de fracturas en el pozo horizontal. Se recomienda basarse en los datos de registro de Shale con el fin de aislar de manera eficiente las capas de Shale frágiles con alto contenido de kerógeno a lo largo de la longitud de la sección de pozo horizontal, que puede resultar en intervalos desiguales de fracturas hidráulicas, ya que fracturas espaciadas estrechamente pueden llevar a una geometría de la fractura no deseada y menor volumen de yacimiento estimulado (SRV), mientras que fracturas espaciadas en gran medida formarán fracturas con menos contacto en el yacimiento. Las áreas de drenaje de aceite en la mayoría de los yacimientos de baja permeabilidad se limitan por un región rectangular, constituida por sistemas de fracturas complejas; es decir, las fracturas naturales (si están presentes) y SRV en todo el pozo horizontal generado a través del fracturamiento hidráulico.

3.2.1.4. Factor de forma El factor de forma concierne a lo que sucederá con los demás términos que integran el total de la transmisibilidad y es el principio fundamental del flujo de los fluidos y la interacción de roca-fluido.

El simulador CMG permite utilizar dos formulaciones, la primera supone un bloque de enmallado proporcional que es la de Warren y Root (WR) y la de Gilman y Kazemi (GK) que supone que hay planos de fractura que existen en las tres direcciones con espaciado entre fracturas.

²⁰ MATTAR, L., MOGHADAM, S. (2010), Dual Porosity Typecurves for Shale Gas Reservoirs, SPE-137535-MS

$$\text{Factor de forma } WR = \frac{20}{3} k \left(\frac{1}{Lx} + \frac{1}{Ly} + \frac{1}{Lz} \right)^2 Vol \quad \text{Ec. 56}$$

$$\text{Factor de forma } GK = 4k \left(\frac{1}{Lx^2} + \frac{1}{Ly^2} + \frac{1}{Lz^2} \right) Vol \quad \text{Ec. 57}$$

3.3. REFINAMIENTO DE SHALE OIL

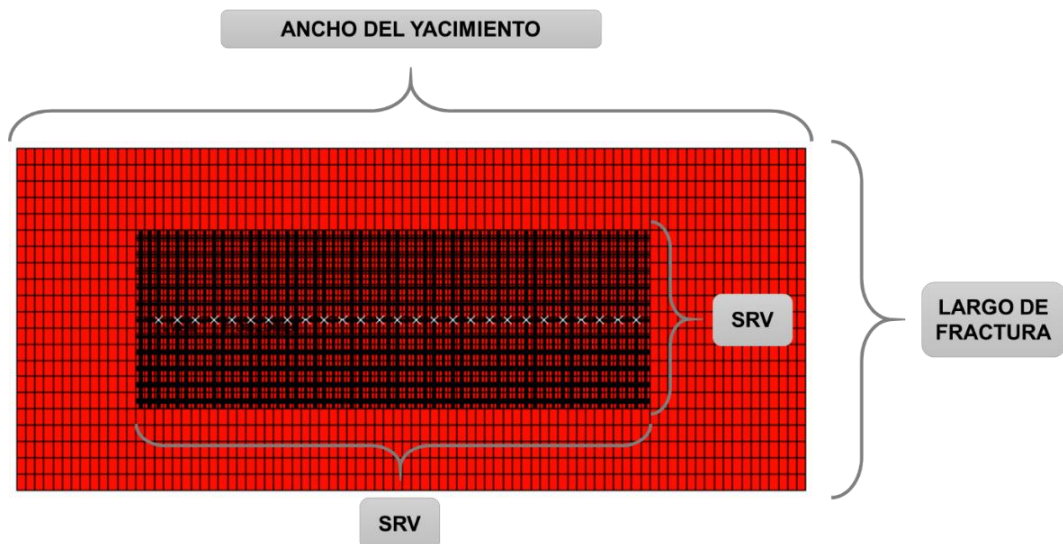
Rubin (2010) llevó más adelante la obra de Mayerhofer et al. (2006) y Cipolla et al. (2010) discutió el camino a seguir para el modelado explícito de una red de fracturas creada en el volumen de yacimiento estimulado (SRV). Primero se creó una solución de referencia con un grid extremadamente fina (5-14 millones de celdas en 2D), que era capaz de modelar el flujo en las fracturas, usando celdas no más largas que la anchura de las fracturas reales (asumido como 0.001 pies), y el flujo en la fractura proveniente de la matriz, usando celdas lo suficientemente pequeñas para capturar adecuadamente el enorme gradiente de presión involucrado. Se demostró que es posible modelar con precisión el flujo en las fracturas realizadas en un yacimientos de Shale utilizando espaciamiento logarítmico y las zonas refinadas del grid con fracturamiento hidráulico representan celdas que usan 1,0 pie de ancho y las cuales mantienen la misma conductividad que el ancho original de fractura 0.001 pies.

El presente estudio utiliza la misma técnica usando espaciamientos logarítmicos localmente refinados para modelar el flujo en la fractura, el flujo de fluidos y la caída de presión (Normalmente es requerida para obtener el modelado de la caída de presión exacta en las regiones adyacentes a las fracturas) desde la matriz a la fractura y cambios de saturaciones debido a la producción de Shale Oil en un SRV.

3.4. DIMENSIONES DEL MODELO DE YACIMIENTO

Las dimensiones del modelo de yacimiento son de 190 acres (4300 pies x 1890 pies) de área superficial y con una profundidad de 8800 Ft y un espesor de formación de 140 pies, con unas dimensiones enmallado inicial de 86x21x1, con dimensiones de la sección del SRV de 2750 pies de largo por 990 pies de ancho, con un espesor de 140 pies. El modelo estático del yacimiento por tener una baja permeabilidad (entre los micro-darcy) se produce poco liquido en la extensión de SRV, por lo que es necesario hacer un refinamiento logarítmico local LS – LR – DK (LS representa la caída de presión en la interface matriz- fractura; LR refinamiento local para representar el SRV y DK el cual hace referencia a la permeabilidad doble para permitir la existencia de dos sistemas)²¹ 9x9x1 (Para bajas permeabilidades efectivas como la del Shale, los resultados serían similares si se utilizara un refinamiento más grande, pero no se comporta de igual manera con permeabilidades más altas) , representando las fracturas hidráulicas con el fin de contactar la mayor cantidad de micro-fracturas contenidas en la roca para aumentar su permeabilidad (sin aumentar las dimensiones totales de la red de manera significativa).

Figura 32. Esquema del enmallado del yacimiento y del SVR.



Fuente: Modificado de Computer Modeling Group, CMG.

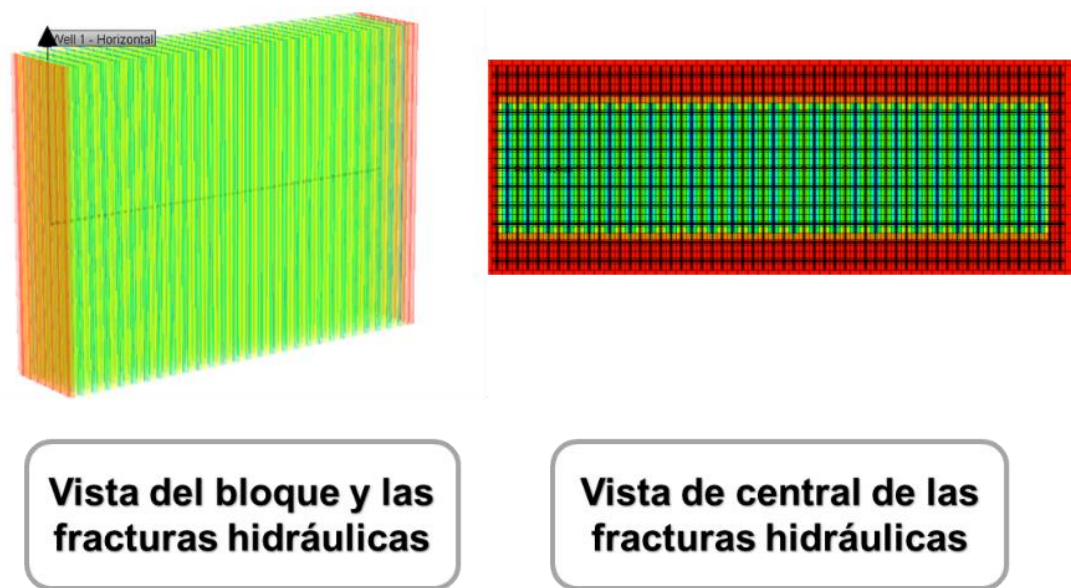
²¹ CARDENAS, J.C. (2014), Presentación Pronósticos de Producción en Yacimientos no Convencionales (Shale Plays), Universidad Industrial de Santander.

Un plan de desarrollo para este yacimiento de Shale requiere la perforación de un pozo horizontal centrado en el enmallado, implementado con fracturas hidráulicas de múltiples etapas que reactiven las fracturas naturales, porque la producción del fluido es función únicamente de los fluidos que saturan las fracturas. En este modelo se utilizaron 28 etapas de fracturas hidráulicas equidistantes perpendiculares a la orientación del pozo, ejecutadas con un ancho centrado con el yacimiento (en la dirección J), localizadas en el centro de la celda y las fracturas naturales se encuentran distribuidas uniformemente en todo el yacimiento como se muestra en la **Fig. 33**.

Para el grillado del modelo de fracturas se divide en dos regiones: en el interior de cada bloque de la matriz y fuera de la red de fracturas. Ambas regiones tienen rejillas geoméricamente espaciadas. Dentro del SRV las celdas que representen matriz tendrán porosidad de fractura igual a cero para representar la fractura hidráulica. A cada celda se le asignó un valor de permeabilidad de matriz de $2.8 \text{E-}004$ [md] y permeabilidad de fractura hidráulica de 262.5 [md] dentro del SRV y $2.6\text{E-}003$ [md] fuera del SRV, con permeabilidad de fracturas naturales de $1\text{E-}005$ [md], porosidad de matriz del 0.08 , porosidad efectiva de fractura de $2\text{E-}002$ dentro del SRV y 0.0 fuera del SRV con una porosidad de las fracturas naturales de $1\text{E-}005$, como se puede observar en la **Tabla 7**.

El factor de forma escogido para el cálculo de los fluidos de matriz a fractura dentro de los bloques del modelo de doble porosidad es el Gilman Kazemin (GK) debido a la manera sencilla en que incorpora varias anisotropías.

Figura 33. Esquema de fracturas hidráulicas y del pozo horizontal en el yacimiento.



Fuente: Modificado de Computer Modeling Group, CMG

Tabla 7. Características generales del modelo estático de estudio y de las fracturas hidráulicas.

PROPIEDADES ESTÁTICAS DEL YACIMIENTO		
Área del yacimiento	Tope de la formación	Espesor de formación
190 [Acres]	8800 [Ft]	140 [Ft]
Tamaño del enmallado	Dimensiones del SRV	Refinamiento del SRV
86x21x1	2750 [Ft] x 990 [Ft]	9x9x1
Etapas de fractura	Permeabilidad de la matriz	Permeabilidad de la fractura natural
28	2.8 E-004 [md]	1E-005 [md]
Permeabilidad de la fractura hidráulica	Porosidad de la matriz	Porosidad de la fractura natural
262.5 [md]	0.08	1E-005
Porosidad de la fractura hidráulica	Compresibilidad de la roca	Espaciamiento de las fracturas naturales
2E-002	0.00001	100 [Ft]
Ancho de la fractura hidráulica	Factor de forma	Longitud del pozo horizontal
0.0001 [Ft]	Gilman y Kazemi	2650 [Ft]
Tiempo de producción	Tasa de aceite	BHP
10 [Años]	1000 [BPD]	3800 [PSI]

3.5. DESCRIPCIÓN DE LOS FLUIDOS DE YACIMIENTO

El enfoque de los datos de las pruebas PVT se basó en un estándar disponible para cualquier pozo de Shale Oil (Composición del separador de gas, la gravedad API del tanque y de la producción del GOR). Las propiedades del yacimiento fueron definidas, teniendo en cuenta que los tipos de fluidos a modelar son dos aceites negros (Aceite negro μ_1 con una alta viscosidad y aceite negro μ_2 con una baja viscosidad) y un aceite volátil, con distintos GOR cada uno y el modelo de flujo no comprende la desorción del gas; estos datos se muestran en la **Tabla 8**. Los diagramas P – T, el factor Z de líquidos, el porcentaje de volumen de petróleo y la viscosidad del petróleo para todos los fluidos sintéticos con el fin de validar su estado inicial se encuentran en el **Anexo A**.

Hay dos tipos de correlación de viscosidad disponible en Winprop la de Jossi, Stiel y Thodos (JST) y la de estados correspondientes de Pedersen. Las viscosidades de las fases de líquido y vapor se calculan con la misma correlación. Para todos los casos de simulación elegimos JST que permite calcular la viscosidad bajo condiciones de presión, teniendo en cuenta algunos criterios²²:

1. La viscosidad de cada uno de los componentes.
2. La viscosidad de la mezcla de acuerdo a la regla de las mezclas que se basa en el peso molecular de esta misma.
3. El valor de la fricción mediante valores medios ponderados por la mezcla de temperatura crítica, la presión y el peso molecular.

²² COMPUTER MODELING GROUP Lta, WINPROP Simulador avanzado de yacimientos composicionales y no convencionales, Guía para el Usuario, (2011)

Tabla 8. Valores de las propiedades PVT teniendo en cuenta el tipo de fluido y sus condiciones en el yacimiento.

PROPIEDADES DINÁMICAS DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO			
Tipo de aceite	ACEITE NEGRO μ_1	ACEITE NEGRO μ_2	VOLÁTIL
Presión de yacimiento (PSI)	6300	7350	8050
Presión de saturación (PSI)	2053	3446	5063
Factor Volumétrico del aceite (Bbl/Mscf)	1.3534	1.65	2.2152
Temperatura (°F)	237	266	285
GOR	500	1000	2000
Gravedad específica del gas	0.905	0.863	0.800
Viscosidad del aceite (cP)	Correlación de Jossi-Stiel-Thodos		
Componentes	% Molar		
C1	31.659	45.395	57.856
C2	4.373	5.997	7.470
C3	4.204	4.594	4.947
IC4	1.368	1.323	1.282
NC4	3.428	3.036	2.680
IC5	1.829	1.536	1.270
NC5	2.170	1.744	1.358
NC6	4.686	3.344	2.127
C7+	16.520	11.789	7.498
C11+	12.168	9.115	6.071
C15+	10.181	7.266	4.621
C20+	7.406	4.855	2.813
API separador	41	41	41

Fuente: A. Orangi, N. R. Nagarajan, Kamy Sepehmoori. Unconventional Shale Oil and gas condensate reservoir production impact of rock, fluid and hydraulic fractures, SPE 165377, 2011.

En esta tesis, la permeabilidad relativa se calcula utilizando la correlación de Hirasaki, porque consideran los valores de permeabilidad máxima del aceite y del agua, además de redefinir la ecuación de saturación de agua normalizada.

$$S_w^* = \frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{or} - S_{wc}} \quad Ec. 58$$

$$K_{rw} = K_{rw(S_{or})}(S_w^*)^{nw} \quad Ec. 59$$

$$K_{ro} = K_{ro(S_{wc})}(1 - S_w^*)^{no} \quad Ec. 60$$

Donde,

S_{or} = Saturación de aceite residual.

S_w^* = Saturación de agua normalizada.

$K_{ro(S_{wc})}$ = Permeabilidad relativa al aceite a saturación de agua de formación.

$K_{rw(S_{or})}$ = Permeabilidad relativa al agua a saturación de aceite residual.

no, nw = Medida del grado de heterogeneidad de un yacimiento

Los datos de saturación fueron ingresados a partir de la **Tabla 9** obteniendo así las curvas de permeabilidades relativas.

Tabla 9. Parámetros de permeabilidad relativa.

PARÁMETROS	VALOR
(SWCON Endpoint) Saturación de agua connata	0.3
(SWCRIT Endpoint) Saturación de agua crítica	0.35
(SOIRW Endpont) Saturación irreducible de aceite para tablas agua aceite	0.2
(SORW Endpoint) Saturación residual de aceite para tablas de agua aceite	0.2
(SOIRG Endpoint) Saturación irreducible de aceite para tablas de gas liquido	0.3
(SORG Endpoint) Saturación de aceite reducible para tabla de gas liquido	0.3
SGCON Endpoint Saturación de gas connata	0.05
SGCRIT Endpoint Saturación de gas crítica	0.05
KROCW Permeabilidad relativa del aceite en agua connata	0.35
KRWIRO Permeabilidad relativa de agua en aceite irreducible	0.6
KRGCL Permeabilidad relativa del gas en el líquido connata	0.4
(Nw) Exponente de permeabilidad relativa del agua	3
(No) Exponente de permeabilidad relativa del aceite	5
(Ng) Exponente de permeabilidad relativa del gas	4

Fuente: Dieudonne k. Agboada y Mohabbat Ahmadi. Production decline and numerical simulation model of the Eagle Ford Shale Oil play. SPE 165315.

La composición de los fluidos del yacimiento se crea definiendo primero un aceite con relación gas – petróleo en el separador de 500 scf/STB, con unos incrementos 1000 y 2000 scf/STB, con una gravedad de 41° API en el tanque de almacenamiento y un gas en superficie con gravedad específica de 0.905 y vaya disminuyendo en 0.863 y 0.832. Además elevando la presión de saturación de acuerdo a cada fluido. La composición está compuesta de C1 a C6 con unos componentes agrupados en C7+, C11+, C15+ y C20+. Con el simulador WINPROP se analiza los tres fluidos con las características antes mencionadas y se determinará el comportamiento del fluido para luego ser ingresado al simulador GEM.

Estos modelos composicionales no presentan gas libre pero si gas en solución que se desarrollan con el agotamiento de la presión. Para la fase de gas disuelta en el petróleo, consideramos un equilibrio de fases cuando la relación petróleo –

gas de 250 STB/MMscf y de 30 STB/MMscf para considerar condiciones del gas liberado.

Tabla 10. Características del gas mezclado en el hidrocarburo a condiciones de yacimiento.

COMPOSICION DE CAPA DE GAS FORMADA POR LA LIBERACIÓN DE GAS EN EL ACEITE		
TIPO DE GAS	C1=65%	C1=77%
OGR (STB/MMscf)	250	30
COMPONENTES	% Molar	
C1	0.65540	0.77208
C2	0.08300	0.09742
C3	0.04661	0.05413
IC4	0.01049	0.01177
NC4	0.01843	0.02025
IC5	0.00857	0.00816
NC5	0.00839	0.00712
NC6	0.01464	0.00247
C7+	0.09355	0.01725
C11+	0.05582	0.00836
C15+	0.00341	0.00061
C20+	0.00165	0.00030

Fuente: A. Orangi, N. R. Nagarajan, Kamy Sepahmori. Unconventional Shale Oil and gas condensate reservoir production impact of rock, fluid and hydraulic fractures, SPE 165377, 2011.

Los coeficientes de interacción se introducen para visualizar la interacción de la composición entre moléculas. Sus valores se obtienen generalmente mediante el ajuste de las presiones de saturación enunciados a los datos experimentales. Los coeficientes de interacción entre los componentes de hidrocarburos se calculan a partir de la siguiente ecuación:

$$\delta_{ij} = 1 - \left(\frac{2v_{ci}^{\frac{1}{6}}v_{cj}^{\frac{1}{6}}}{v_{ci}^{\frac{1}{3}}+v_{cj}^{\frac{1}{3}}} \right)^{\theta} \quad Ec. 61$$

Donde,

v_{ci} = Volumen crítico del componente i

v_{cj} = Volumen crítico del componente j

θ = Exponente de coeficientes de interacción de hidrocarburos

Se ha demostrado que un valor entre 1 y 2 del valor del coeficiente de interacción de hidrocarburos es bueno para parafinas, y los datos calibrados del estudio se presentan en la **Tabla 11**.

Esto se desarrolló con el fin de normalizar correctamente el tipo de fluido y así poder validar su comportamiento. En el desarrollo no se tuvo en cuenta los contaminantes ni sales disueltas en el aceite con el fin de observar un comportamiento ideal del hidrocarburo en el yacimiento.

Tabla 11. Exponente de interacción binaria calibrado con la respectiva presión de saturación de cada uno de los fluidos en el yacimiento.

EXPONENTE DE INTERACCIÓN BINARIA DE HIDROCARBUROS	
TIPO DE HIDROCARBURO	EXPONENTE
Volátil	1.38
Aceite negro μ_2	1.25
Aceite negro μ_1	1.5

Se consideró asignar una capa de gas proveniente de la liberación por expansión del hidrocarburo por los cambios de presión que ocurran en el yacimiento para que se mantenga un equilibrio entre la composición del hidrocarburo para la región de la presión de contacto de gas – petróleo. Esta se fue variando en los distintos tipos de fluidos estudiados para ver el efecto en la producción que se podía generar.

Uno de los efectos que se presentan por la caída de presión del flujo de fluidos en el yacimiento es el efecto que tiene la desorción del gas sobre el modelo de fluidos, de ahí el incremento de la producción (**Fig. 34**), pero en el estudio solo se observa la producción de aceite.

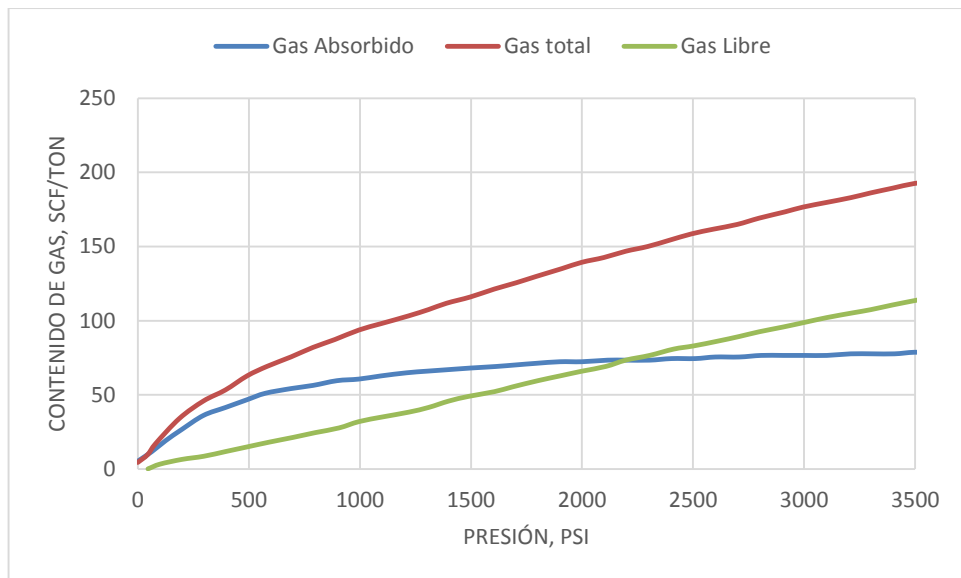
Para evitar la respuesta del rendimientos de condensado, utilizamos condiciones de ORG para que el gas liberado este por encima de 1 – 10 STB/MMscf durante toda la vida del pozo.²³

²³ CURTIS, H., SNJEZANA, S., (2012), PVT in liquid- rich shale reservoirs, SPE-155499

3.6. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El conocimiento previo del comportamiento de las propiedades PVT en los yacimientos no convencionales es importante, porque proporciona información del desarrollo de la producción de petróleo y gas a largo plazo. El proceso consiste en definir, modelar el PVT (aceite negro μ_1 , aceite negro μ_2 y volátil) y estimar el sistema de fluido de la formación in-situ (composición, la saturación, condiciones iniciales del yacimiento) que se pueden encontrar en distintos yacimientos de Shale Oil ricos en líquidos. Entonces el desarrollo está enfocado a evaluar la siguiente hipótesis, “Lo que se produce en superficie no es lo que se tienen en el yacimiento” específicamente, “Las tasas típicas de aceite en un Shale Oil son menores que la producción convencional en la misma relación”.

Figura 34. Contenido de gas en el Shale.



Fuente: Modificado de Wei Yu, Kamy Sepehmoori. Simulation of gas desorption and geomechanics effects for unconventional gas reservoir, SPE 165377, 2013.

3.7. SENSIBILIDAD DE LAS PROPIEDADES PVT DEL FLUIDO

El objetivo de esta sensibilidad es observar el estado de los fluidos en cualquier momento del pozo (variaciones de volúmenes) para generar predicciones de

todos los fluidos que se encuentren en un sector del yacimiento determinado. Esto con el fin de especificar parámetros de optimización de diseño para las instalaciones de múltiples pozos.

Antes de determinar una variación de alguna propiedad, se debe tener en cuenta los rangos establecidos y así obtener resultados confiables. Por tanto la información básica de los fluidos permite identificar los tres diferentes tipos de petróleo sintético.

Como todas las propiedades de los fluidos son en función de la presión de yacimiento y la temperatura de yacimiento, se realizó una variación de acuerdo a criterios físicos del yacimiento del Shale, ajustando las condiciones de la producción con las propiedades de los fluidos, variando la presión y la temperatura para observar el impacto en la productividad del yacimiento (variación EOR) y efectos que se presentan por la caída de presión a medida que se produce.

Las variaciones desarrolladas son:

- Tipo de aceite (Aceite negro μ_1 , aceite negro μ_2 , volátil)
- Fluido con gas libre y sin gas libre de cada uno de los tipos de aceite
- Efectos del coeficiente de interacción binaria en cada uno de los fluidos
- Efecto del espaciamiento de las fracturas naturales
- Efectos de la presión y temperatura del yacimiento.

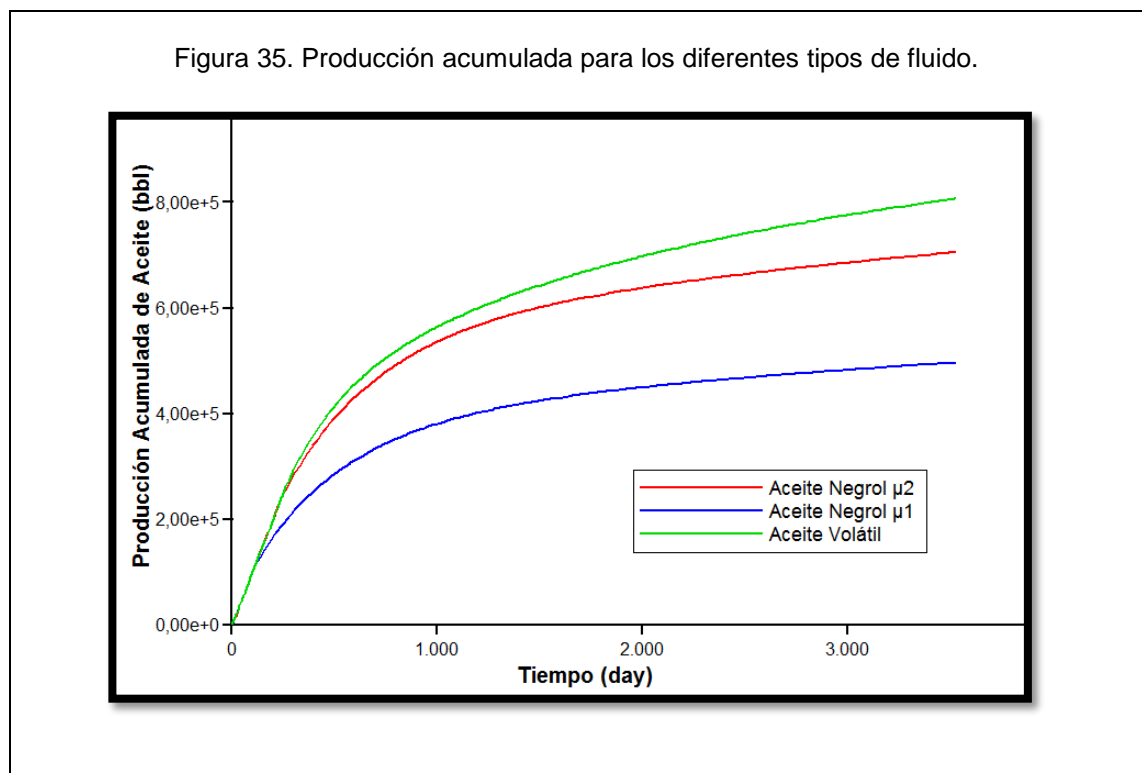
El resultado de los estudios de sensibilidad pueden ser utilizados para comprender el comportamiento fundamental de los sistemas de producción de Shale Oil.

Se realizó la variación de fluidos a partir de la relación gas – aceite en el separador y que asocia la composición inicial del fluido en el yacimiento, evaluando con la ecuación de estado de Peng – Robinson su estado volumétrico. También se realizó la variación de la presión y la temperatura del yacimiento, que son las variables independientes que dominan el funcionamiento en conjunto del resto del sistema que caracteriza la mecánica del flujo tanto de gas (**Anexo**

B), como de aceite (**Anexo C**), en el medio poroso (a criterio teórico de las principales correlaciones que las modelan), con la finalidad de evaluar el rendimiento a través de la simulación.

La **Fig. 35** muestra la producción acumulada de los tres fluidos sintéticos de este análisis. Estos escenarios permiten ver como las distintas condiciones de presión, temperatura y composición de componentes livianos a las mismas condiciones de superficie, presentan una producción acumulada más efectiva.

Figura 35. Comparación de la productividad del aceite de los tres tipos de aceite de acuerdo a sus condiciones de yacimiento.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG.

Esta gráfica muestra que las mejores condiciones que se pueden presentar para obtener la mayor producción de aceite son las de un crudo de muy baja viscosidad. Esto debido a que la viscosidad exige un alto GOR y unas altas condiciones de presión y temperatura de yacimiento que garanticen el equilibrio de los componentes livianos del crudo.

3.7.1. Sensibilidad de la presión de yacimiento La magnitud de la presión indica si el petróleo fluye naturalmente con fuerza hasta la superficie o por el contrario, la presión es solamente suficiente para que el petróleo llegue hasta cierto nivel en el pozo, es decir, controla la producción del pozo.

Este es directamente proporcional a la profundidad de la formación, debido a las fuerzas de sobrecarga que representan las formaciones suprayacentes y/o el agua dinámica subyacente. La **Fig. 36**, representan la producción acumulada del aceite de los modelos de sensibilidad realizados en base a una variación de ± 1000 psia al punto base de la presión de yacimiento para los diferentes fluidos de este análisis.

Figura 36. Comportamiento de la tasa de aceite para los diferentes tipos de fluidos a distintas presiones.

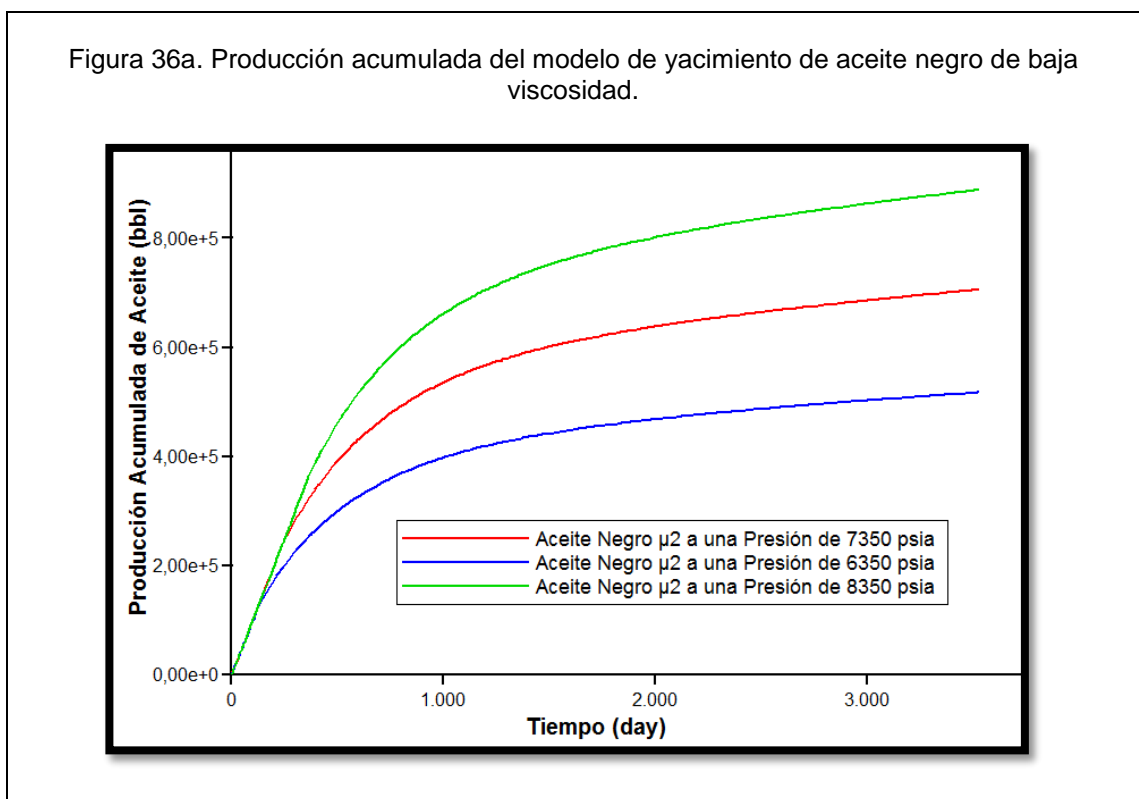


Figura 36b. Producción acumulada de aceite del modelo de yacimiento de aceite negro de alta viscosidad.

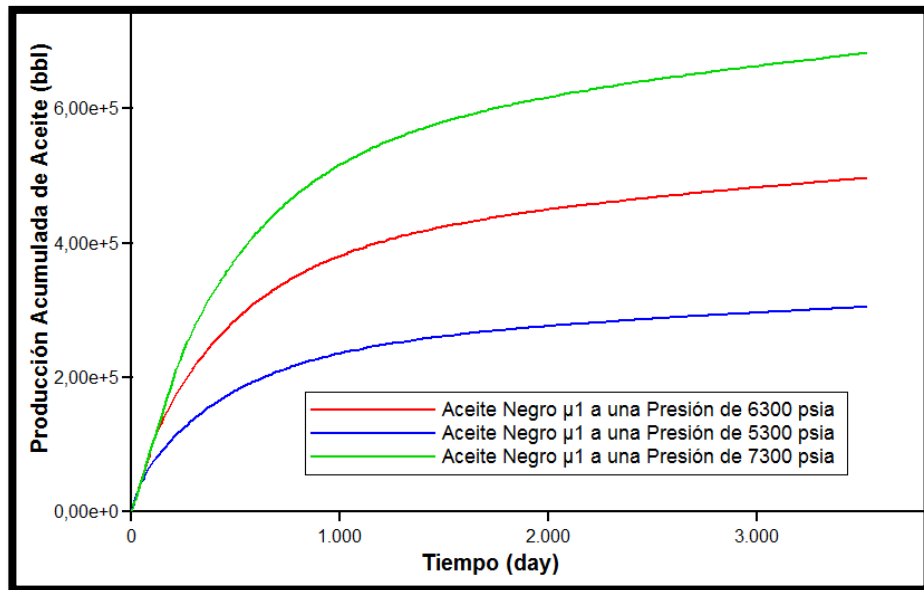
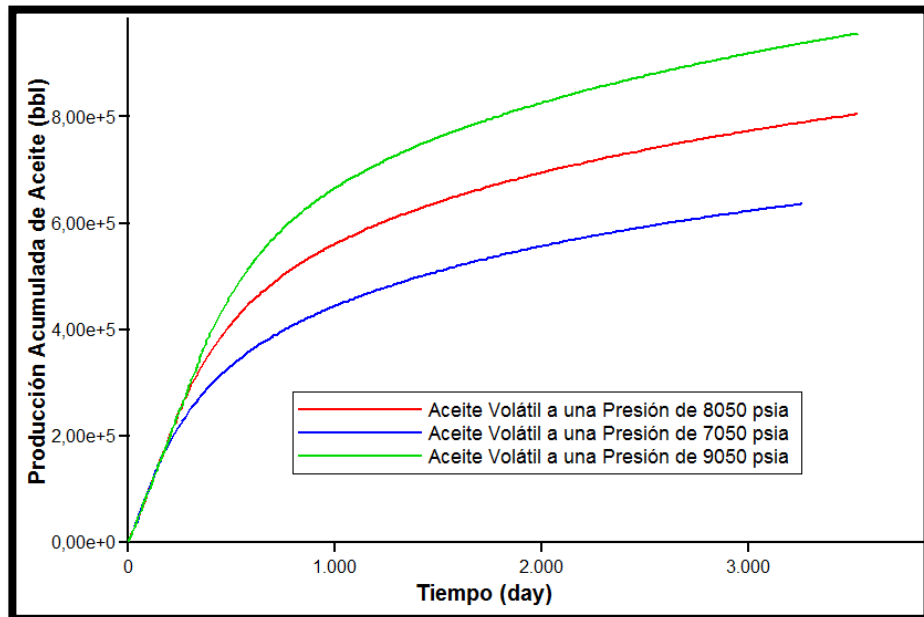


Figura 36c. Producción acumulada de aceite del modelo de yacimiento de aceite volátil.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG.

Estas gráficas muestran que entre más alta sea la presión de yacimiento y un incremento continuo del GOR en el fluido, mayor será su producción, esto se debe a que el fluido tiende a disminuir su viscosidad, debido a la continua

liberación del gas que se presenta por la rápida caída de presión. También existe un pequeño aporte en la presión por efecto de la liberación de gas soluble en el aceite.

3.7.2. Sensibilidad de la temperatura de yacimiento La temperatura de un depósito está determinada por su profundidad. Esta puede determinar en qué estado se encuentra el fluido comparándolo con la temperatura crítica (Los crudos pesados tienen mayor temperatura crítica que los crudos livianos). Es decir puede determinarse la madurez del fluido almacenado en la formación interés.

La **Fig. 37** muestra los resultados de la producción acumulada de aceite en un tiempo de 10 años por efectos de la variación de temperaturas ($\pm 80^\circ\text{F}$ de diferencia con la base a las condiciones para cada uno de los fluidos), por los diferentes fluidos de este análisis.

Se puede observar que a medida que la temperatura del yacimiento aumenta la producción de aceite se hace más efectiva, debido a que las moléculas de los fluidos están más confinadas a las paredes del poro superficial, permitiendo que interactúen entre sí, haciendo que el fluido se haga más denso a presión constante. Entonces se puede decir que entre más componentes pesados, la producción de aceite cae. Todo basado en el kerógeno contenido en los poros de los Shale.

Figura 37. Comportamiento de la producción acumulada de aceite para los diferentes fluidos a distintas temperaturas.

Figura 37a. Producción acumulada del modelo de yacimiento de aceite negro de baja viscosidad.

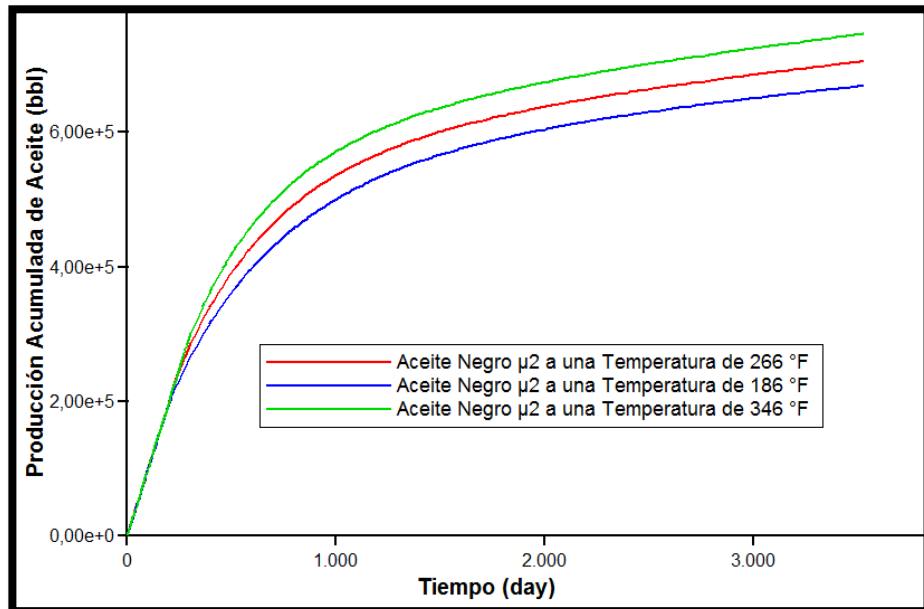


Figura 37b. Producción acumulada del modelo de yacimiento de aceite negro de alta viscosidad.

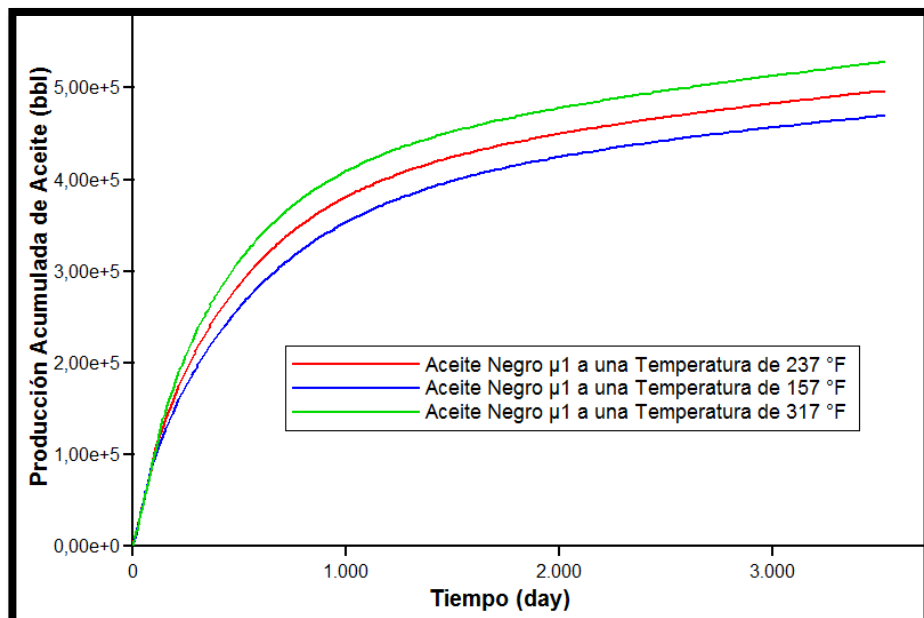
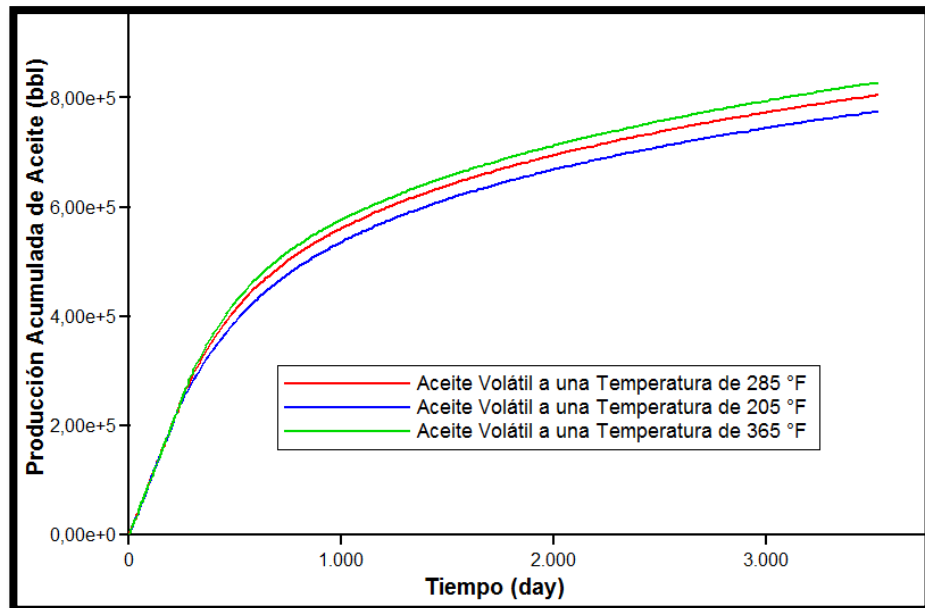


Figura 37c. Producción acumulada de aceite del modelo de yacimiento de aceite volátil.

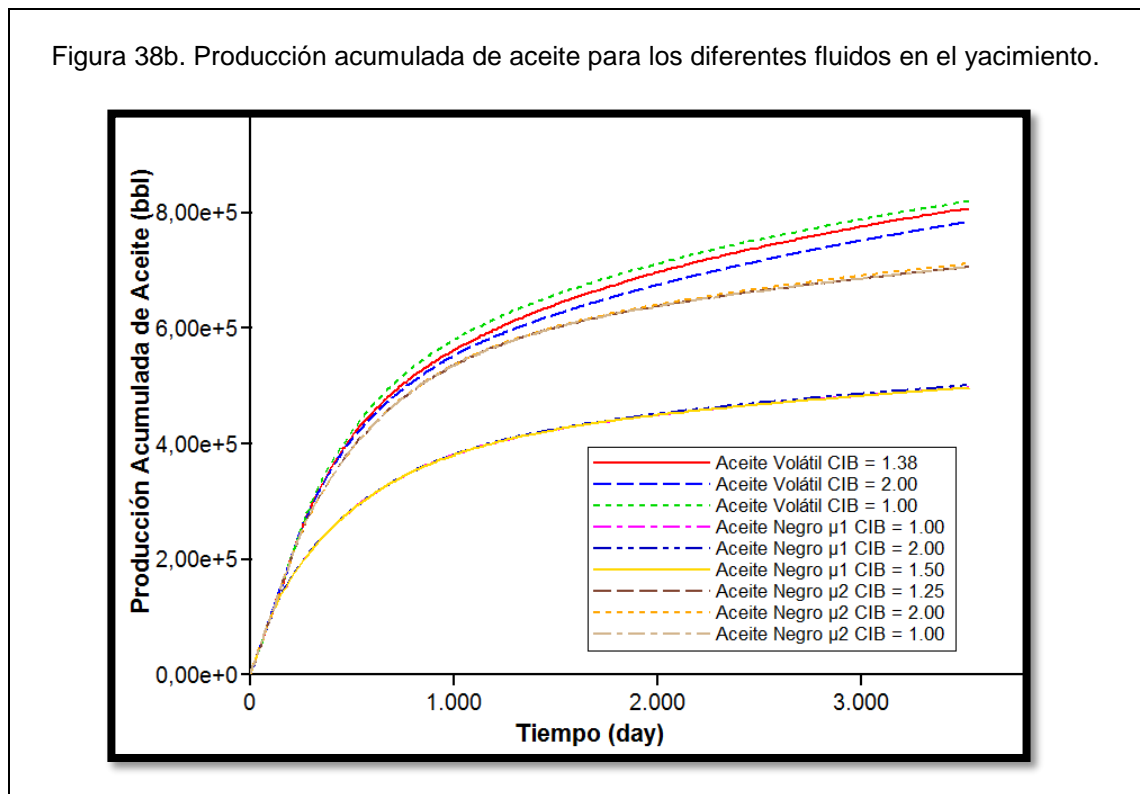


Fuente: Computer Modeling Group, CMG.

3.7.3. Sensibilidad en el coeficiente de interacción binaria El exponente del coeficiente de interacción binaria es un valor adimensional que permite el calibrado del comportamiento PVT en los fluidos. Este permite normalizar los fluidos (estabilizar las reacciones entre componentes) a analizar y así poder confiar en la simulación para luego generar pronósticos que tenga menos incertidumbre. La **Fig. 38** presenta la influencia en los datos de la productividad de los fluidos por efecto del exponente de interacción binaria.

En esta gráfica se observa la variación en los distintos fluidos que se pueden presentar en el yacimiento por efectos de la mala elección de un exponente que normalice el fluido de acuerdo a las condiciones iniciales, las cuales son el punto de partida para el cálculo. Esto se analiza con el fin de evaluar el error que se presenta en la productividad por parte de los fluidos en el yacimiento. También se observa que dependiendo del tipo de fluido, este puede tener una influencia mayor en su comportamiento.

Figura 38. Comportamiento de la recuperación de los distintos tipos de fluidos presentes en los yacimientos por efecto del coeficiente de interacción binaria.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG.

En esta gráfica se observa la variación en los distintos fluidos que se pueden presentar en el yacimiento por efectos de la mala elección de un exponente que normalice el fluido de acuerdo a las condiciones iniciales, las cuales son el punto de partida para el cálculo. Esto se analiza con el fin de evaluar el error que se presenta en la productividad por parte de los fluidos en el yacimiento. También se observa que dependiendo del tipo de fluido, este puede tener una influencia mayor en su comportamiento.

3.7.4. Sensibilidad en base a la presencia de gas soluble en los fluidos del yacimiento La presencia de gas soluble (gas que se desprende del hidrocarburo) en el aceite por efectos de la caída de presión debido a la productividad es un factor de recuperación del aceite al fluir hacia el pozo. Pero

este fenómeno resulta solamente si otro material ocupa el espacio desocupado por el aceite y mantiene, en dicho espacio, la presión requerida para continuar el movimiento de los fluidos. Por tanto el aceite es desplazado principalmente por el agua y el gas. En la **Fig. 39** se presentan el efecto de los fluidos en el yacimiento por la presencia de gas disuelto inicialmente y sin presencia de gas soluble en el petróleo inicialmente.

Figura 39. Comportamiento de la producción acumulada de aceite para los diferentes tipos de fluidos por efectos de la solubilidad de gas inicial.

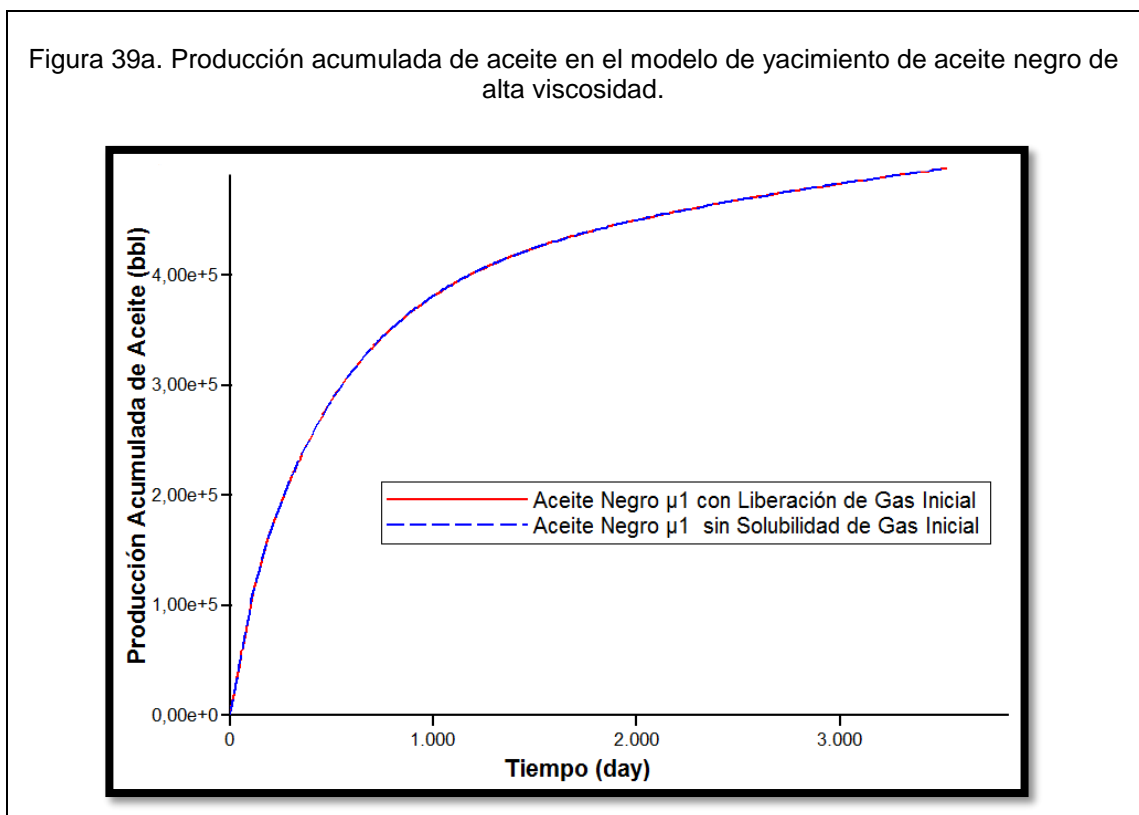


Figura 39b. Producción acumulada de aceite en el modelo de yacimiento de aceite negro de baja viscosidad.

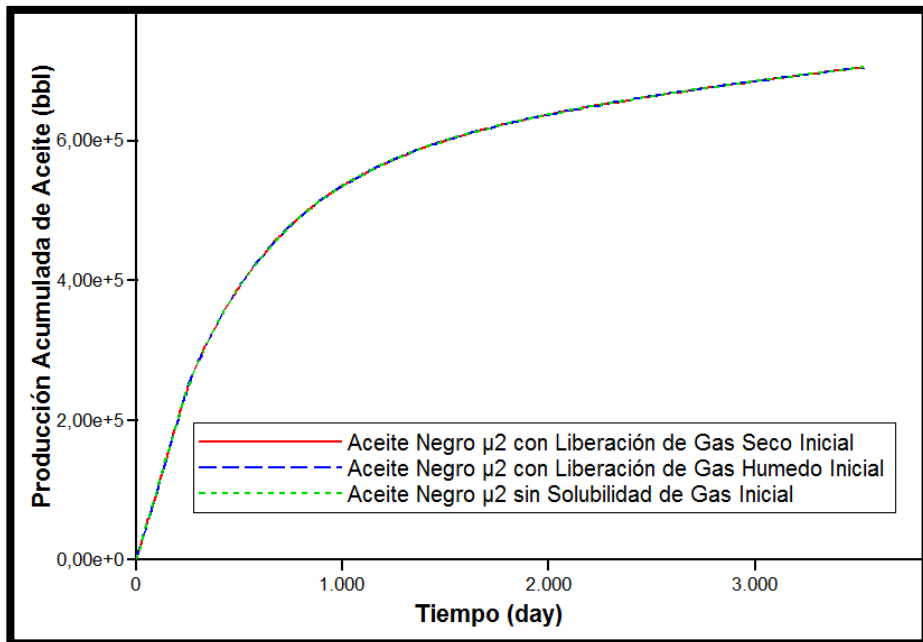
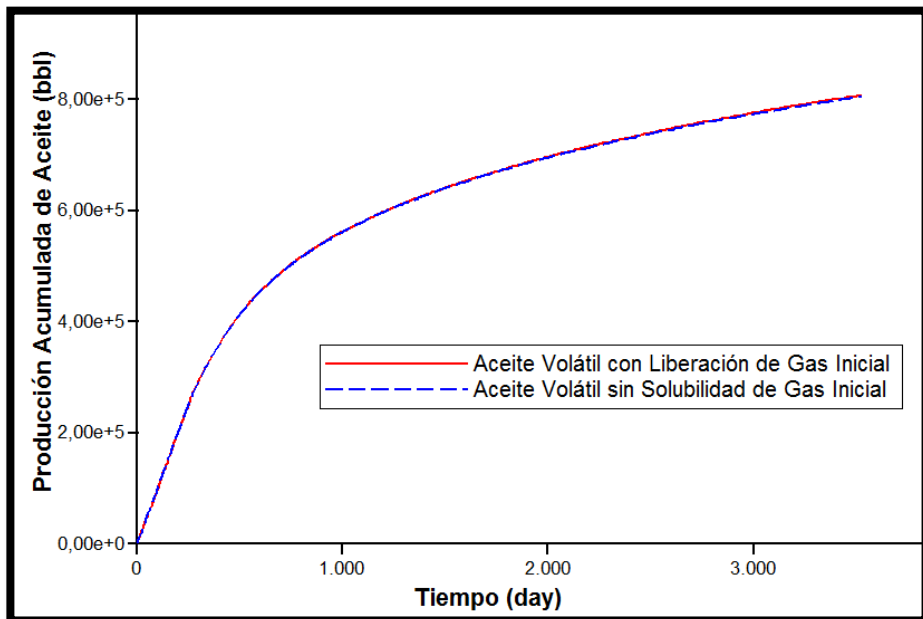


Figura 39c. Producción acumulada de aceite en el modelo de yacimiento de aceite volátil.



Fuente: Computer Modeling Group, CMG.

En esta gráfica se observa que el gas disuelto en el aceite a las condiciones iniciales del yacimiento presenta poca diferencia en comparación con uno que no ejerce del gas disuelto. También comparando el BHP (3800 psi) con la presión de saturación de los demás fluidos en el yacimiento, (Para aceite negro μ_1 es 2053 psi, para aceite negro μ_2 3446 psi y para crudo volátil es 5063 psi) ocurre que tanto el efecto del gas seco como del gas húmedo simulados, son similares tanto para un aceite negro de alta viscosidad (La BHP por debajo de la presión de saturación) como para un crudo volátil (La BHP por encima de la presión de saturación) pero para un aceite negro de baja viscosidad, el efecto del gas seco como del gas húmedo se diferencia. Esto se debe a que el BHP se encuentra más cercano a la presión de saturación del aceite negro de baja viscosidad ocasionando que el gas húmedo y el gas seco aporten de distinta manera al empuje del fluido. También se debe a que el factor de recobro para el aceite negro de alta viscosidad, no se encuentra en el rango mínimo requerido para que el empuje ejerza efecto en el flujo del fluido.

4. ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS DE LAS CORRIDAS DE SIMULACIÓN EN BASE A LAS SENSIBILIDADES

Para el análisis de sensibilidad, se tuvo como referencia el modelo base de acuerdo a cada uno de los fluidos a estudiar, sin efectos geomecánicos, para comparar el impacto en la productividad que tiene cada variable con respecto a un fluido en la producción de un yacimiento Shale Oil.

El criterio de análisis se basó en la diferencia de la variación de los datos de los casos máximos y mínimos con los datos del caso base. Cada una de las diferencias de las etapas de tiempo registradas por la simulación, se promedió absolutamente y con el resultado de la productividad se decidió si el efecto era negativo o positivo. En el **Anexo D**, se presentan los resultados de la productividad acumulada para cada uno de los modelos, comparados con unas simulaciones donde no se tuvo en cuenta valores lineales de densidad (correlación de Rowe-Chou) y de viscosidad (correlación de Kestin) y efectos evolutivos del calentamiento del crudo en el yacimiento para 5 y 10 años. Estos datos nos permiten cuantificar la influencia de la sensibilidad de las variables para cada fluido modelado.

Desde la **Fig. 40** hasta la **Fig. 51** se observan el impacto en la tasa de aceite, gas y agua en promedio diaria que sufre el yacimiento con un aceite negro de alta y baja viscosidad y un volátil, por efectos de la presión y temperatura de yacimiento, gas soluble en el aceite y el espaciado entre fracturas.

Figura 40. Diagrama tornado para la variación de la presión de yacimiento para el modelo de yacimiento de Shale con aceite negro de alta viscosidad.

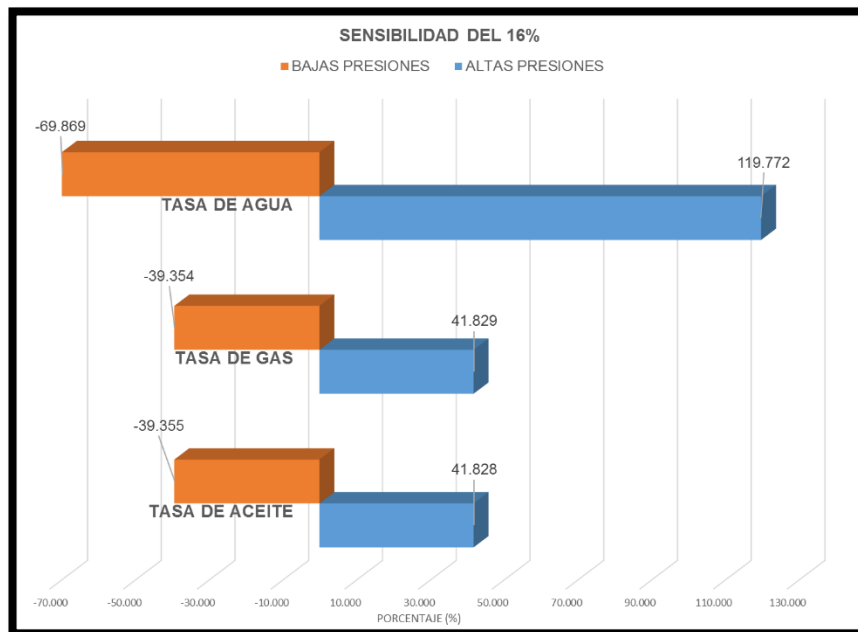


Figura 41. Diagrama tornado para la variación de la temperatura de yacimiento para el modelo de yacimiento de Shale con aceite negro de alta viscosidad.

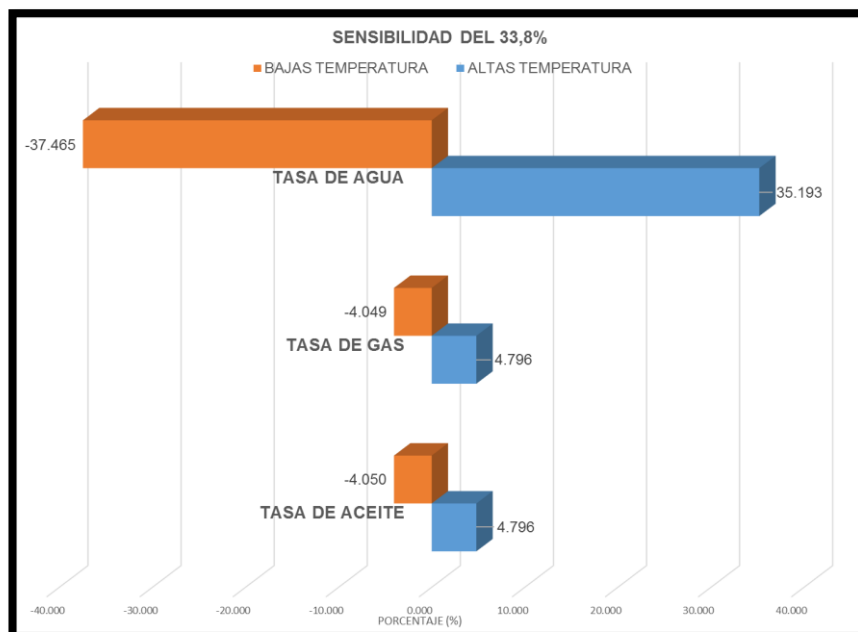


Figura 42. Diagrama tornado para la variación de gas solubilizada inicial en el aceite para el modelo de yacimiento de Shale con aceite negro de alta viscosidad.

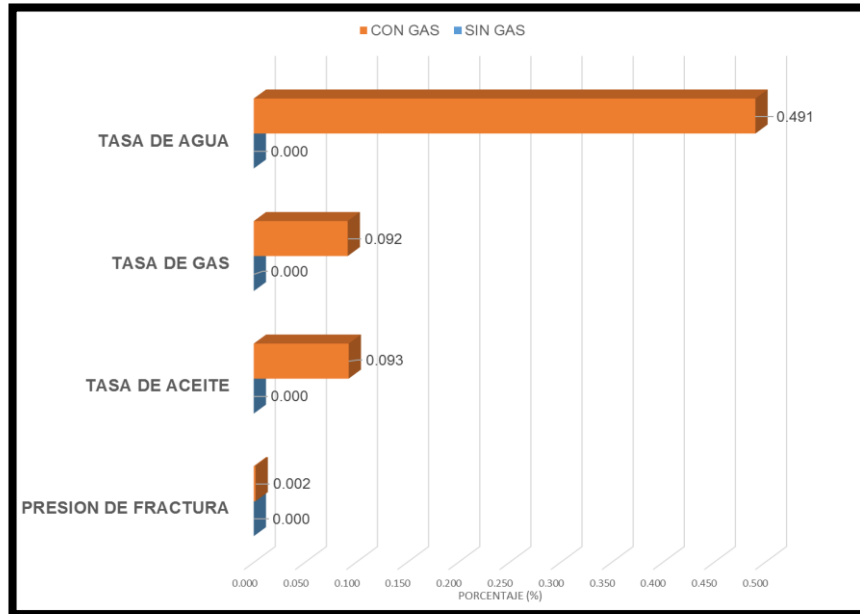


Figura 43. Diagrama tornado para la variación del espaciamento entre fracturas naturales para el modelo de yacimiento de Shale con aceite negro de alta viscosidad.

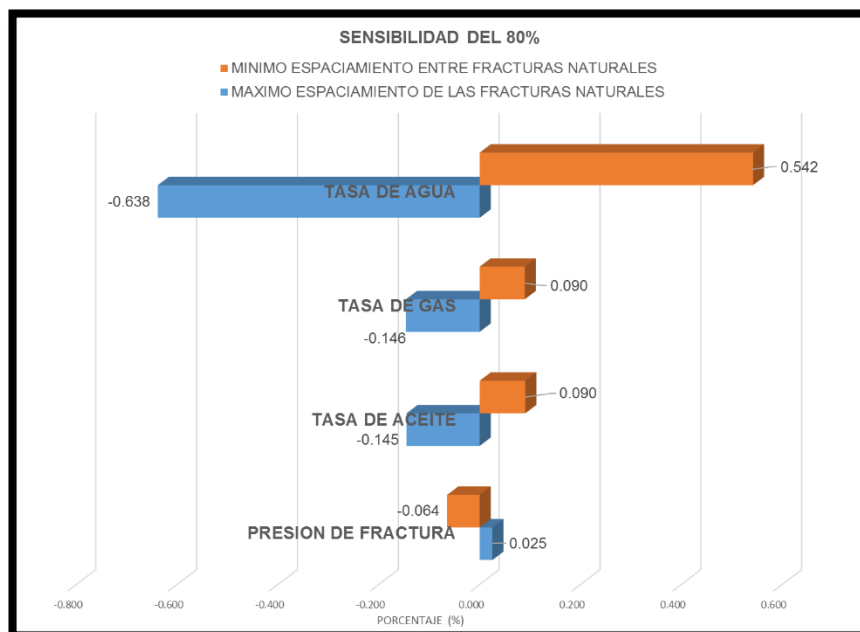


Figura 44. Diagrama tornado para la variación de la presión de yacimiento para el modelo de yacimiento de Shale con aceite negro de baja viscosidad.

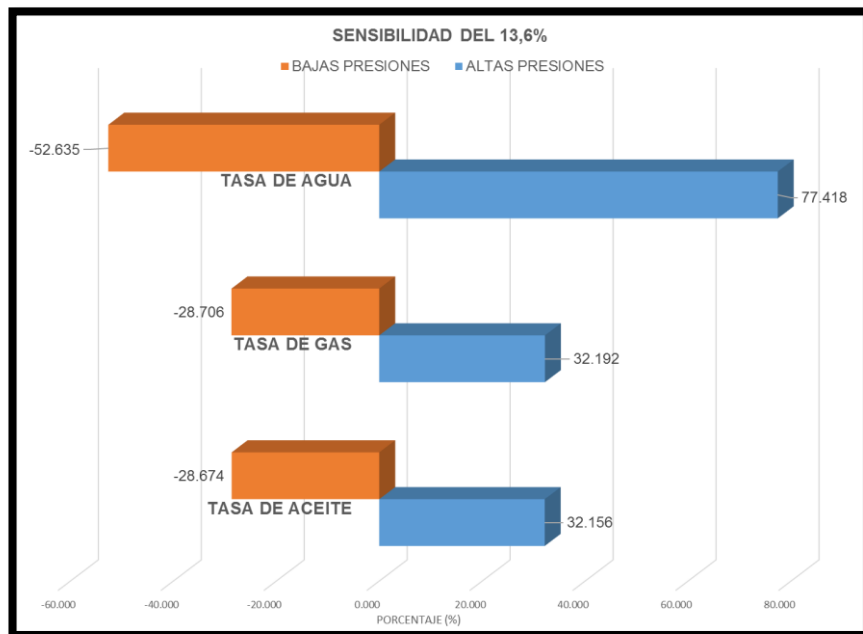


Figura 45. Diagrama tornado para la variación de la temperatura de yacimiento para el modelo de yacimiento de Shale con aceite negro de baja viscosidad.

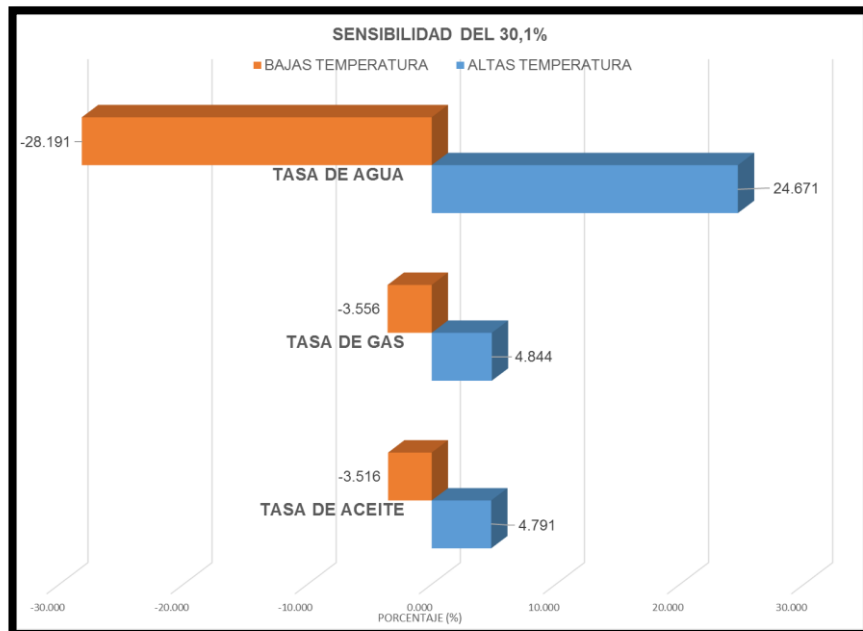


Figura 46. Diagrama tornado para la variación del espaciamento entre fracturas naturales para el modelo de yacimiento de Shale con aceite de baja viscosidad.

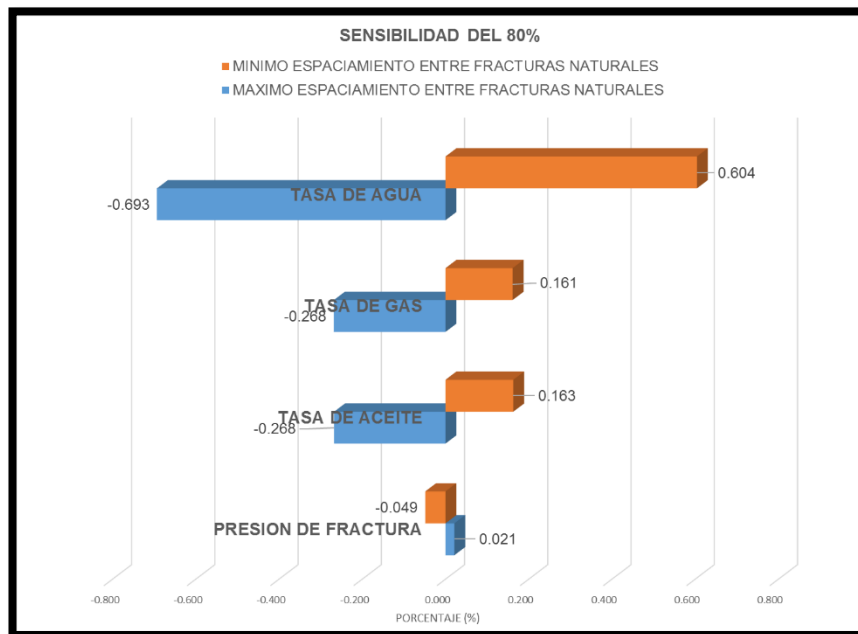


Figura 47. Diagrama tornado para la variación de gas solubilizada inicial en el aceite para el modelo de yacimiento de Shale con aceite negro de baja viscosidad.

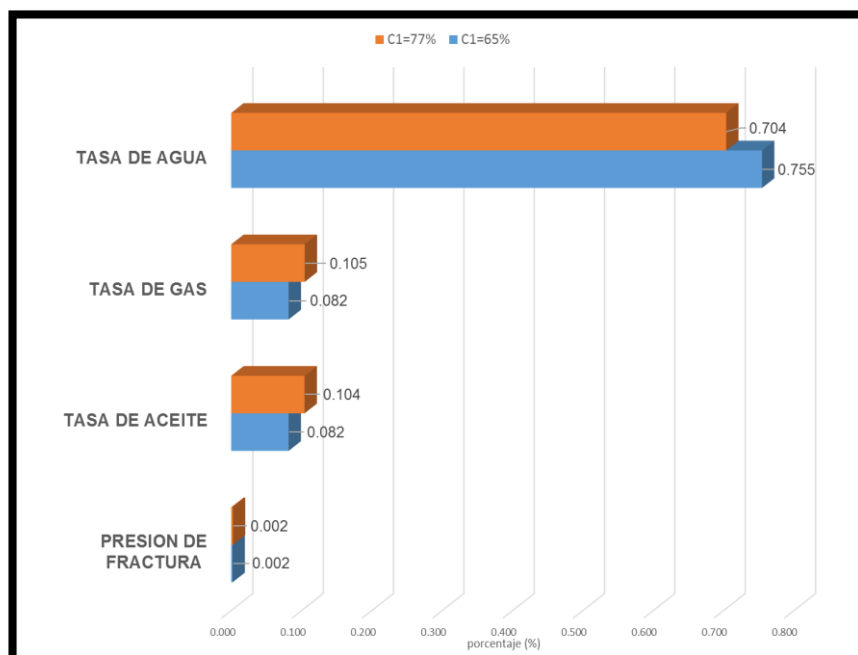


Figura 48. Diagrama tornado para la variación de la presión de yacimiento para el modelo de yacimiento de Shale con aceite volátil.

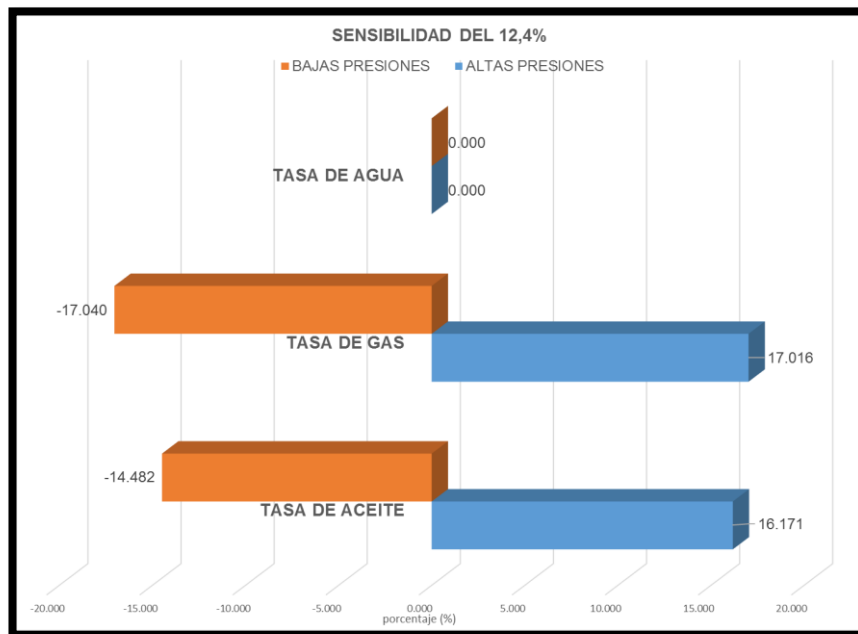


Figura 49. Diagrama tornado para la variación de la temperatura de yacimiento para el modelo de yacimiento de Shale con aceite volátil.

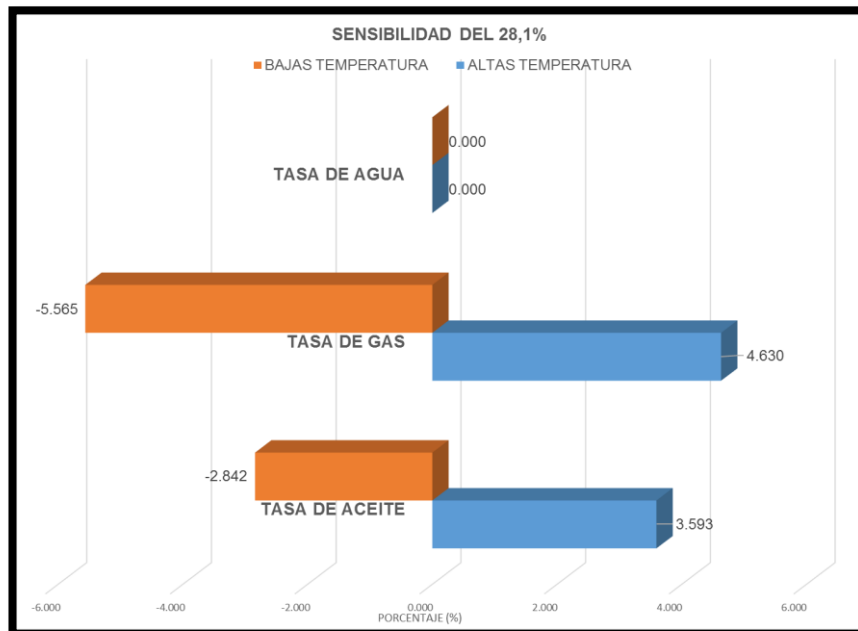


Figura 50. Diagrama tornado para la variación de gas solubilizada inicial en el aceite para el modelo de yacimiento de Shale con aceite volátil.

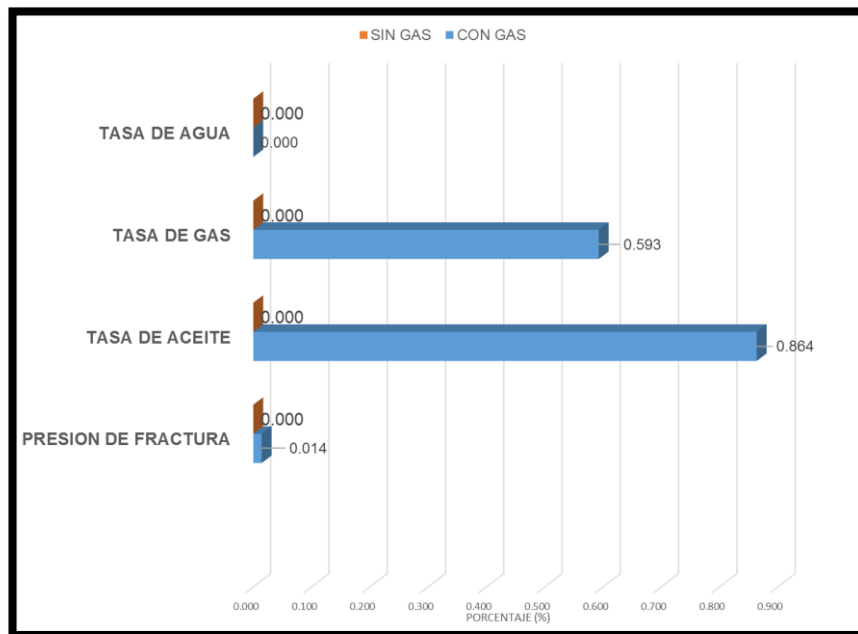
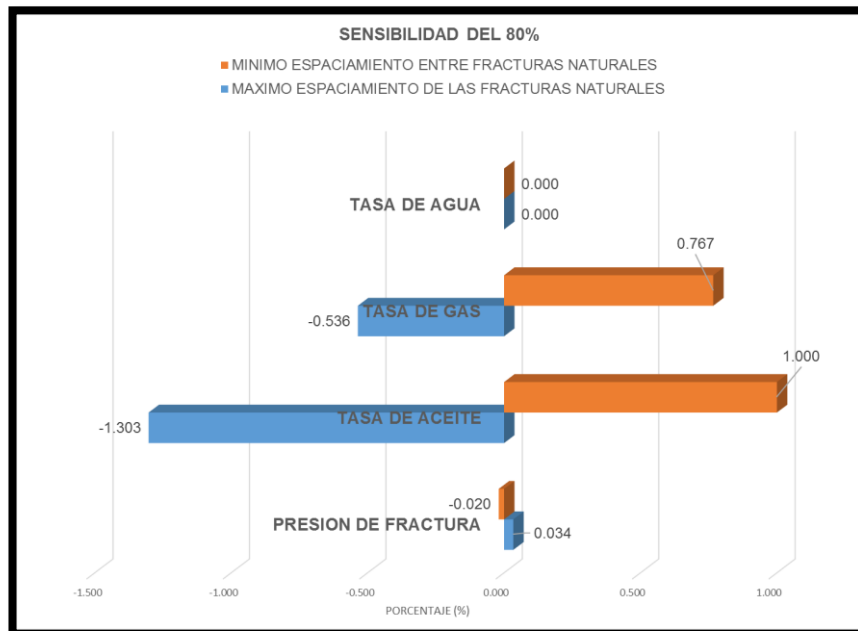


Figura 51. Diagrama tornado para la variación del espaciamento entre fracturas naturales para el modelo de yacimiento de Shale con aceite volátil.



En las figuras se puede observar que la presión de yacimiento, es la que tiene mayor influencia en la productividad del yacimiento de aceite negro de alta viscosidad, y su vez la variable de la productividad que se ve más influenciada por el impacto es la producción de agua, aunque las cantidades producidas no son muy significativas comparadas con las del aceite. También se llevó a cabo un análisis en el espaciamiento de las fracturas naturales para observar que tan abrupto fue la selección de las propiedades petrofísicas para el modelo. Y se llegó a la conclusión de que los valores escogidos evitan observar la influencia de un comportamiento efectivo en la productividad por la cantidad de fracturas naturales estimuladas ocasionado por el fracturamiento hidráulico. Con respecto a la tasa de agua en el yacimiento de aceite volátil, puede que el método de empuje para la producción inicialmente sea por efectos de la depleción ya que su viscosidad es baja por la solubilidad del gas en el aceite y no implica un empuje inicial por saturación de agua. Con respecto a la influencia del gas en la tasa de agua, se puede explicar por los efectos de movilidad entre fluidos presente ya que si un aceite está mezclado con gas, este disminuye su viscosidad y el agua generada irrumpa rápidamente y se produzca una emulsión con el aceite y permita una mayor movilidad hacia el pozo.

En la **Tabla 12** se muestra los efectos totales evidenciados para cada yacimiento con su respectivo crudo almacenado y sus cuatro parámetros de análisis.

Desde la **Tabla 13** hasta la **Tabla 15** se evidencia los cambios que tienen un mal criterio de selección del exponente del coeficiente de interacción binaria para la caracterizar los fluidos en el yacimiento.

En los resultados presentados en las tablas se puede concluir que el crudo volátil es más propenso a generar errores significativos en la simulación por el exponente de coeficiente de interacción binaria. También que la mejor selección del exponente del coeficiente de interacción binaria es calibrando el fluido por la presión de saturación en base a la concentración de líquidos.

Tabla 12. Efecto global de los parámetros sensibilizados en un yacimiento de Shale con aceite negro de baja y alta viscosidad y aceite volátil para el caso estudiado de simulación numérica.

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD PARA ACEITE NEGRO μ_1							ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE ACEITE NEGRO μ_2							ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD PARA ACEITE VOLÁTIL												
VARIABLES DEPENDIENTES	PRESION YACIMIENTO		TEMPERATURA DE YACIMIENTO		ESPACIMIENTO ENTRE FRACTURAS		PRESENCIA DE GAS		VARIABLES DEPENDIENTES	PRESION YACIMIENTO		TEMPERATURA DE YACIMIENTO		ESPACIMIENTO ENTRE FRACTURAS		PRESENCIA DE GAS		VARIABLES DEPENDIENTES	PRESION YACIMIENTO		TEMPERATURA DE YACIMIENTO		ESPACIMIENTO ENTRE FRACTURAS		PRESENCIA DE GAS	
	ALTA	BAJA	ALTA	BAJA	MINIMO	MÁXIMA	HÚMEDO	SECO		ALTA	BAJA	ALTA	BAJA	MINIMO	MÁXIMA	HÚMEDO	SECO		ALTA	BAJA	ALTA	BAJA	MINIMO	MÁXIMA	HÚMEDO	SECO
PORCENTAJE DE SENSIBILIDAD	16%	33.80%	80%	-					13.60%	30.10%	80%	-						12.40%	28.10%	80%	-					
FACTOR DE RECOBRO	↑	↓	↑	↓	↑	↓	↑	↓	↑	↓	↑	↓	↑	↓	↑	↓	↑	↑	↓	↑	↓	↑	↓	↑	↓	↑
TASA DE ACEITE	↑	↓	↑	↓	↑	↓	↑	↓	↑	↓	↑	↓	↑	↓	↑	↓	↑	↑	↓	↑	↓	↑	↓	↑	↓	↑
TASA DE GAS	↑	↓	↑	↓	↑	↓	↑	↓	↑	↓	↑	↓	↑	↓	↑	↓	↑	↑	↓	↑	↓	↑	↓	↑	↓	↑
TASA DE AGUA	↑	↓	↑	↓	↑	↓	↑	↓	↑	↓	↑	↓	↑	↓	↑	↓	↑	-	-	-	-	-	-	-	-	-

Efecto Alto	↑
Efecto Bajo	↓

Tabla 13. Efecto del error por el exponente del coeficiente de interacción binaria en las propiedades PVT del aceite negro de alta viscosidad.

Variación por efectos de mal calibración del coeficiente de interacción binaria el aceite negro de alta viscosidad				
Exponente del Coeficiente de iteración binaria	Cricondenbárica (PSIA)	Error de calibrado	Cricodontérmica (°F)	Error de calibrado
1	2185.12	26.509	906.704	8.955
1.5	1727.25	0	832.18	0
2	1765.39	2.208	831.824	-0.043

Tabla 14. Efecto del error por el exponente del coeficiente de interacción binaria en las propiedades PVT del aceite negro de baja viscosidad.

Variación por efectos de mal calibración del coeficiente de iteración binaria en el aceite negro de baja viscosidad				
Exponente del Coeficiente de interacción binaria	Cricondenbárica (PSIA)	Error de calibrado	Cricodontérmica (°F)	Error de calibrado
1	3394.81	-2.91	879.37	-0.06
1.25	3496.54	0	879.90	0
2	2902.33	-16.99	770.42	-12.44

Tabla 15. Efecto del error por el exponente del coeficiente de interacción binaria en las propiedades PVT del crudo volátil.

Variación por efectos de mal calibración del coeficiente de iteración binaria en los Volátiles				
Exponente del Coeficiente de interacción binaria	Cricondenbárica (PSIA)	Error de calibrado	Cricodontérmica (°F)	Error de calibrado
1	4842.86	-12.146	841.109	-0.139
1.38	5512.39	0	842.283	0
2	7508.7	36.215	190.489	-77.384

CONCLUSIONES

De esta investigación se concluye:

- ❑ El análisis de la producción de aceite obtenido con la sensibilidad de los fluidos demostró que el yacimiento de crudo volátil supero en producción por más del doble a los demás fluidos en los primeros años hasta que se estabiliza, por el cual tuvo mayor producción acumulada, esto es producto de la sensibilidad que tiene la producción con respecto al GOR.
- ❑ El diseño de espaciamiento entre fracturas más cercanas no solo conduce a mayores tasas iniciales de producción de petróleo, sino también a una mayor producción acumulada. Pero dependiendo de las condiciones petrofísicas del yacimiento que limitan el flujo de fluidos en el medio poroso. Básicamente se da por la baja permeabilidad de las fracturas y estas ocasionan una baja respuesta en la producción.
- ❑ El comportamiento del gas soluble en el crudo del yacimiento de Shale cuando no se considera efectos de absorción, el gas libre en todos los instantes de tiempos se comporta como gas seco en el yacimiento de Shale con aceite negro de alta viscosidad y volátil, aunque la diferencia entre el tipo de gas que se produce se da por el comportamiento del GOR. Pero su efecto del gas seco y el gas húmedo se diferenció en el yacimiento de Shale con un aceite negro de baja viscosidad.
- ❑ El efecto de la liberación por el gas soluble en el aceite es importante cuando se cumplen las condiciones necesarias para su efectivo desarrollo con un refinamiento logarítmico efectivo (este depende del sistema del fluido analizado).

- ❑ El efecto de la presión a tiempos tempranos de producción no es notorio a presiones altas ya que el yacimiento no actúa inmediatamente a diferencia que cuando se tiene un yacimiento con baja presión, el cual actúa rápidamente por la diferencia de presión, existentes pero este no mantiene su continua producción y por eso su productividad cae.

RECOMENDACIONES

- ❑ Realizar un análisis financiero de la viabilidad de la explotación de un yacimiento de Shale Oil.

- ❑ Se recomienda tener en cuenta del grado de refinamiento, donde evalúen el mejor escenario para la productividad del fluido (Petróleo y gas) donde se observe las consecuencias del agotamiento del yacimiento, los impactos de la compactación de la roca y las características de la matriz y el flujo entre las fracturas.

- ❑ Se recomienda tener en cuenta las propiedades petrofísica de la conductividad para que el modelo de solubilidad del gas y la producción acumulativa de aceite cuando el espaciamiento entre fracturas es una variable importante en el desarrollo del modelo

- ❑ Evaluar la interferencia de las fracturas hidráulicas debido a la cercanía entre pozos horizontales en la producción del Shale Oil.

- ❑ Evaluar el análisis PVT a partir de un análisis de pirolisis de Oil Shale haciendo uso de un simulador numérico.

BIBLIOGRAFÍA

A. ORANGI, N. R. NAGARAJAN, M. M. HOHARPUR, J. ROSENZWEIG, (2011). Unconventional Shale Oil and Gas-Condensate Reservoir Production, Impact of Rock, Fluid, and Hydraulic Fractures. SPE 140536.

ADDNOY, B. S., LOOYEH, R. (2011). Introducción a la Mecánica de Rocas y sus Aplicaciones en la Industria del Petróleo, Universidad Industrial de Santander.

AGBOADA, D.K., AHMADI, M., FAIRBANKS, A. (2013). Production Decline and Numerical Simulation Model Analysis of the Eagle Ford Shale Oil Play. SPE 165315.

ALEKSANDER, O. J. CURTIS. H. W. (2013). Optimized Well Modeling of Liquid-Rich Shale Reservoirs. SPE 166380.

ARTHUR D. LITTLE, Inc. Potential Resources of Unconventional Hydrocarbons in Colombia.

BANZER S. Carlos. (1996). Correlaciones Numéricas PVT.

BAZAM, L. W, et al. Improving Production in the Eagle Ford Shale with Fracture Modeling, Increased Fracture Conductivity, and Optimized Stage and Cluster Spacing Along the Horizontal Wellbore. SPE 138425.

CARDENAS, J.C. (2014), Presentación Pronósticos de Producción en Yacimientos no Convencionales (Shale Plays), Universidad Industrial de Santander.

CHAUDHARY, A., WATTENBARGER, R. (2011). Shale Oil Production Performance from Stimulated Reservoir Volume. SPE 147596.

COMPUTER MODELING GROUP, (2012). Simulación avanzada de yacimientos composicionales y no convencionales, guía para el usuario GEM.

CURTIS, H., SNJEZANA, S., (2012). PVT in Liquid-Rich Shale Reservoirs, SPE 155499.

DIAZ, C., A., PEDRAZA, J., J (2012). Análisis de sensibilidades para correlaciones PVT: Aplicación a aceites negros, Universidad Industrial de Santander.

DYNI, J. R.; Anders, D.E.; Rex, R.C.; (1989). Comparison of hydroretorting, Fischer Assay, and Rock-Eval analyses of some world Oil Shales. Eastern Oil Shale Symposium, University of Kentucky Institute for Mining and Minerals.

DYNI, J. R. (2006). Geology and Resources of Some World Oil Shale Deposits. Scientific Investigations Report 2005-5294. United States Departmento of the Interior. United States Geological Survey.

EIA. (2013). Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An Assessment pf 137 Shale Formation in 41 Countries Outside the United States.

ESEME, E.; URAI, J. L.; KROOSS B. M.; LITTKE, R. (2007). Review of Mechanical Properties of Oil Shales: Implications for Explotation and Basin Modelling. Oil Shale, Vol. 24, No 2.

FAISAL N. (2011), Development of Type Curves for Gas Production from Hydraulically Fractured Horizontal Wells in Unconventional Reservoirs.

FAN, Y., DURLOFSKY, L., TCHELEPI, H. (2010). Numerical Simulation of the In-Situ Upgrading of Oil Shale.

FRANCO, J., C., ESTUPIÑÁN, J., E. (2012). Descripción de las diferencias operacionales y petrofísicas que determinan el óptimo drenaje de un yacimiento de Oil Shale comparado con un yacimiento convencional, Universidad Industrial de Santander.

FRIAS. J. A., PLATA, R. A. (2012). Determinación y Análisis de los Diferentes Criterios de Falla que Indican Bajo qué Condiciones Fallan las Rocas y su Impacto en la Industria Petrolera, Universidad Industrial de Santander.

GARAVITO, J., Y., CARDENAS, O., S. (2014). Análisis de sensibilidad de parámetros geomecánicos en un yacimiento de Shale Oil hidráulicamente fracturado usando un simulador numérico, Universidad Industrial de Santander.

HONARPOUR, M.; NAGARAJAN, N. (2012). Characterization of Critical Fluid, Rock, and Rock-Fluid Properties-Impact on Reservoir Performance of Liquid-rich Shales. SPE 158042.

HONG, Y.; LINDA, S.; RANDY, P.; MOFAZZAL, B.; JIAFU, X. (2013). A Case Study to Evaluate Shale Oil Production Performance Models with Actual Well Production Data. SPE 168842 / URTeC 1582234.

JIANWEI W. (2011). Well Performance Modeling of Eagle Ford Shale Oil Reservoirs. SPE 144427.

JOSHI, S.D., Ph.D. (1991). Horizontal Well Technology, Technologies International, Oklahoma, U.S.A.

KEVIN MCCARTHY, K. R. (2011). La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de la roca generadora. Texas: Oilfield Review.

KING, H., and WILLIS, J. (1957). Mechanics of Hydraulic Fracturing, SPE 686G.

MONTI, L.; SUAREZ, M.; THOMPSON, A.; VEGA, L. (2013). Modeling Vertical Multifractured Wells in Vaca Muerta Shale Oil Play, Argentina. SPE 164537.

NAVARRO, M., E., ANGEL, D., F. (2014). Evaluación técnica para determinar la viabilidad de aplicar un proyecto de Shale-Oil en Colombia, Universidad Industrial de Santander.

PABON, J., A., MARTINEZ, G., J. (2013). Evaluación del comportamiento de un Shale Oil utilizando un simulador numérico, Universidad Industrial de Santander.

QIAN, J.; WANG, J. (2006). World Oil shale retorting technologies. Internal conference on Oil Shale: Recent Trends in Oil Shale. Amman, Jordan.

SUPING, (2007). Introducción a la Mecánica de Rocas y sus Aplicaciones en la Industria del Petróleo, Universidad Industrial de Santander.

TAREK, Ahmed. (2007). Equations of State and PVT Analysis: Applications for Improved Reservoir Modeling". Gulf Publishing Company, Houston, Texas.

TAREK, Ahmed. (2001). Reservoir engineering handbook.

XINGLAI, G.; YAO, T.; DUANE, A.; WALTER, B. (2013). Assessment of Eagle Ford Shale Oil and Gas Resources. SPE 167241.

YANG, T., BASQUET, R., CALLEJON, A., BARTUSIAK, B. (2014). Shale PVT Estimation Based on Readily Available Field Data. URTeC: 1884129.

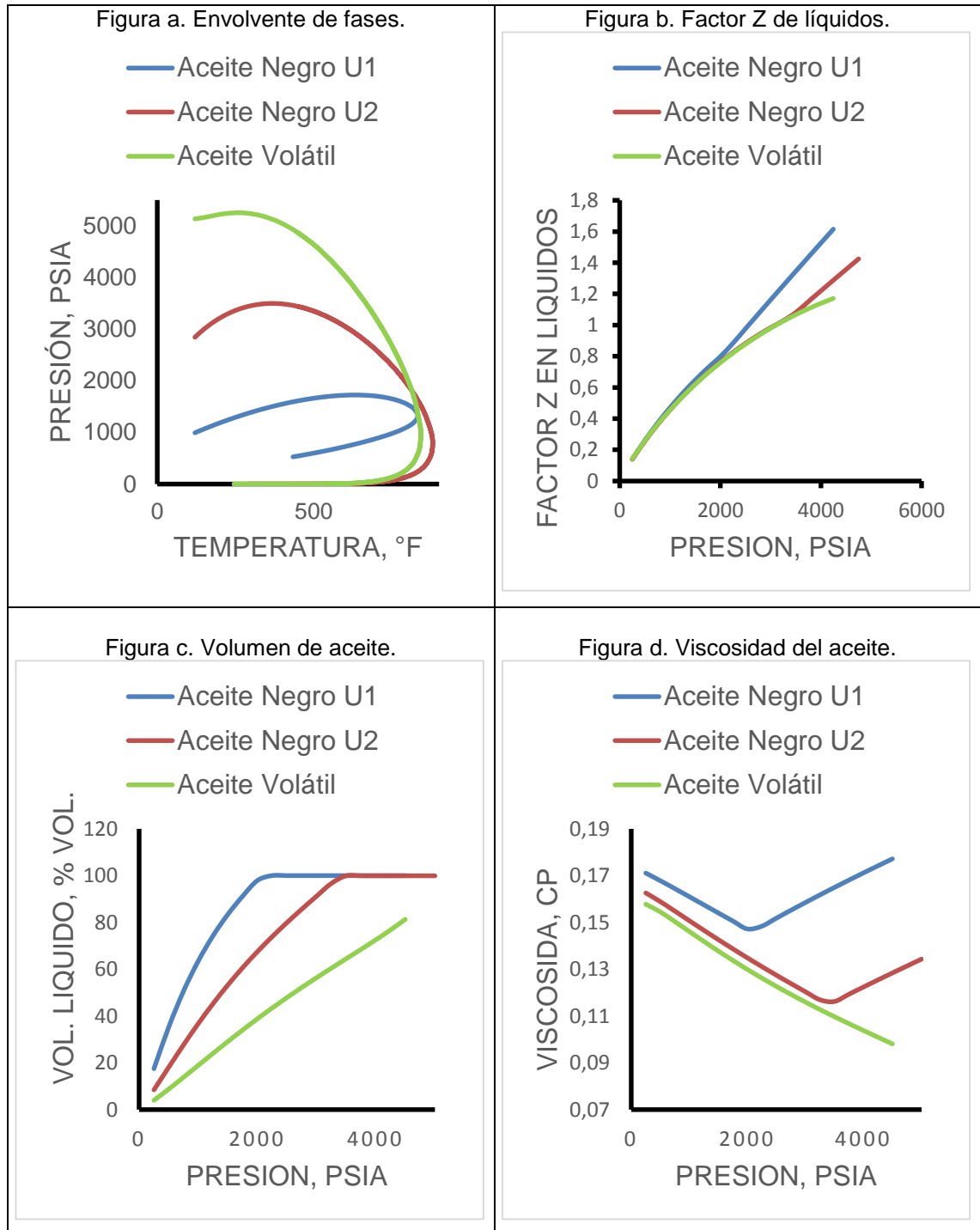
YOUTSOS, M., CANT, R., MASTORAKOS, E. (2012). Simulations of Thermal Upgrading Methods for Oil Shale Reservoirs. SPE 163338.

ZHANG, L., CAO, P., RADHA, K. C. (2010). Introducción a la Mecánica de Rocas y sus Aplicaciones en la Industria del Petróleo, Universidad Industrial de Santander.

ANEXOS

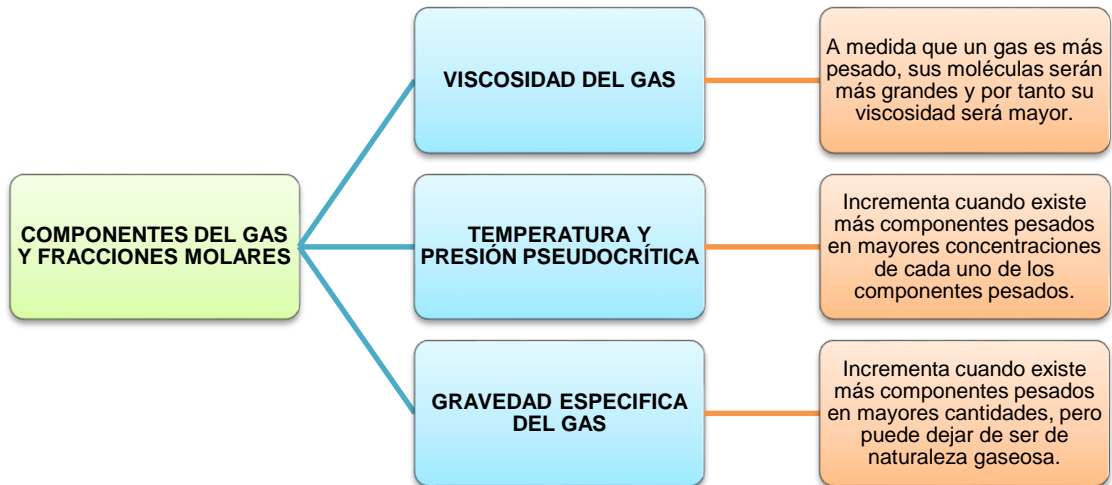
ANEXO A

Comportamiento PVT de los diferentes tipos de fluido

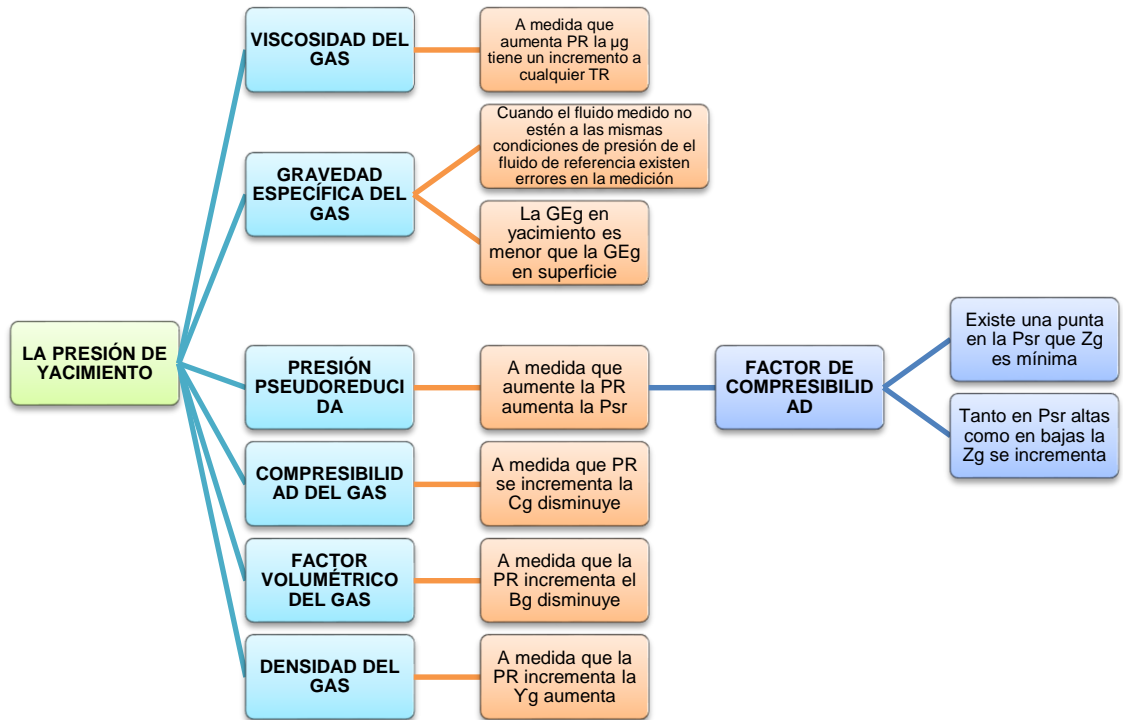


ANEXO B

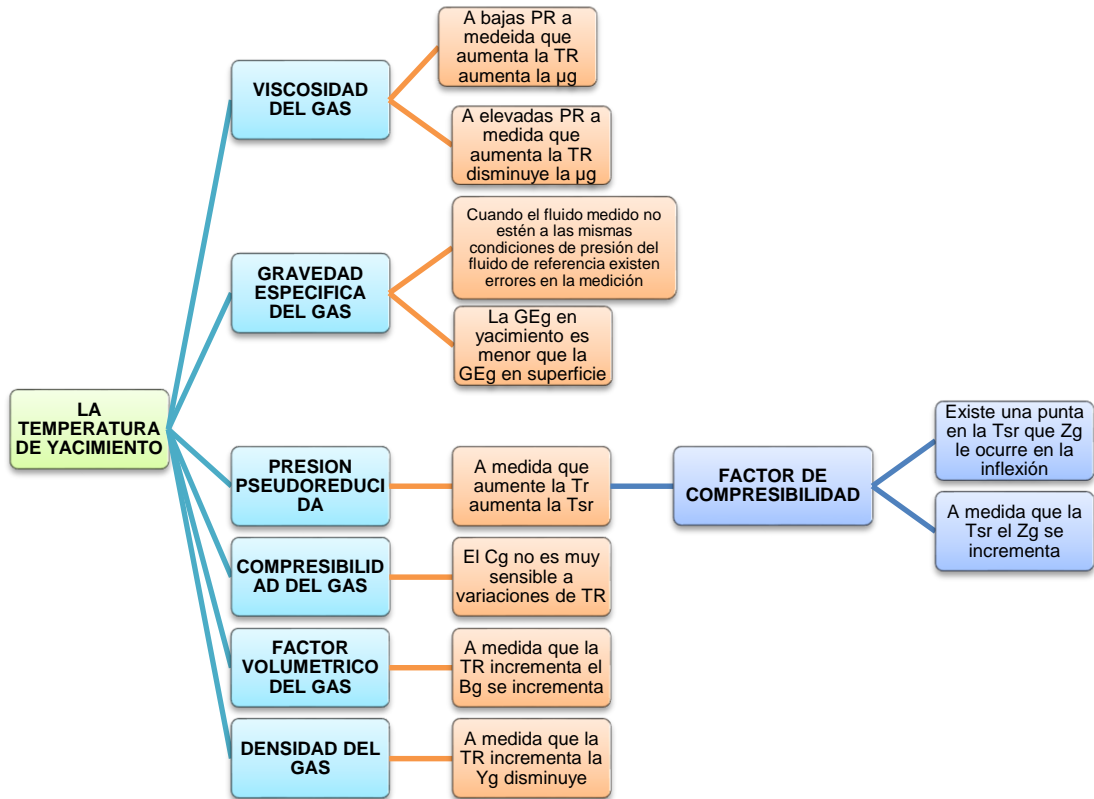
Comportamiento de las variables en un gas respecto a la composición del gas y fracciones molares.



Comportamiento de las variables en un gas teniendo en cuenta la presión de yacimiento.

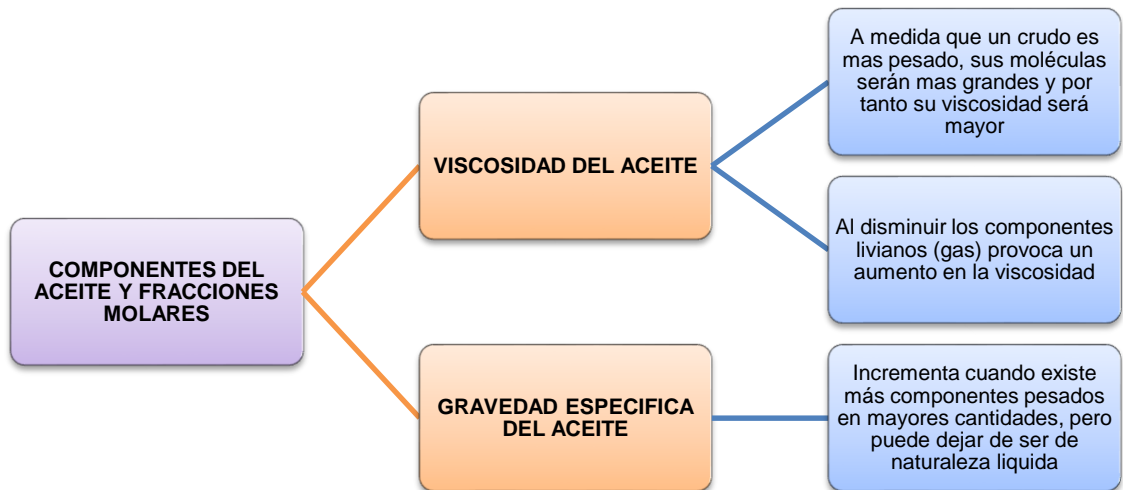


Comportamiento de las variables en un gas teniendo en cuenta la temperatura de yacimiento.

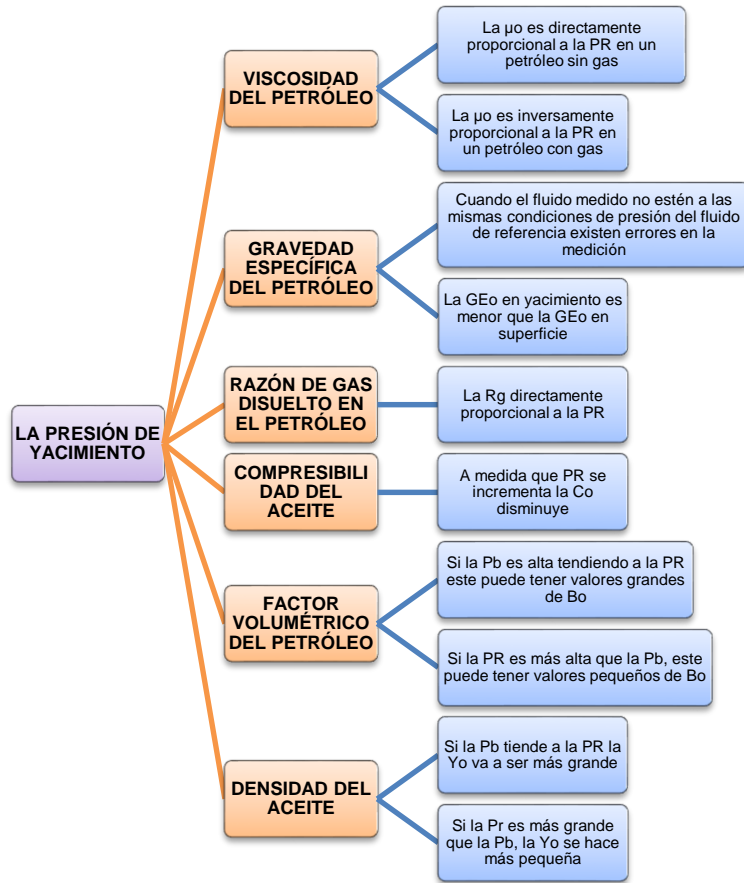


ANEXO C

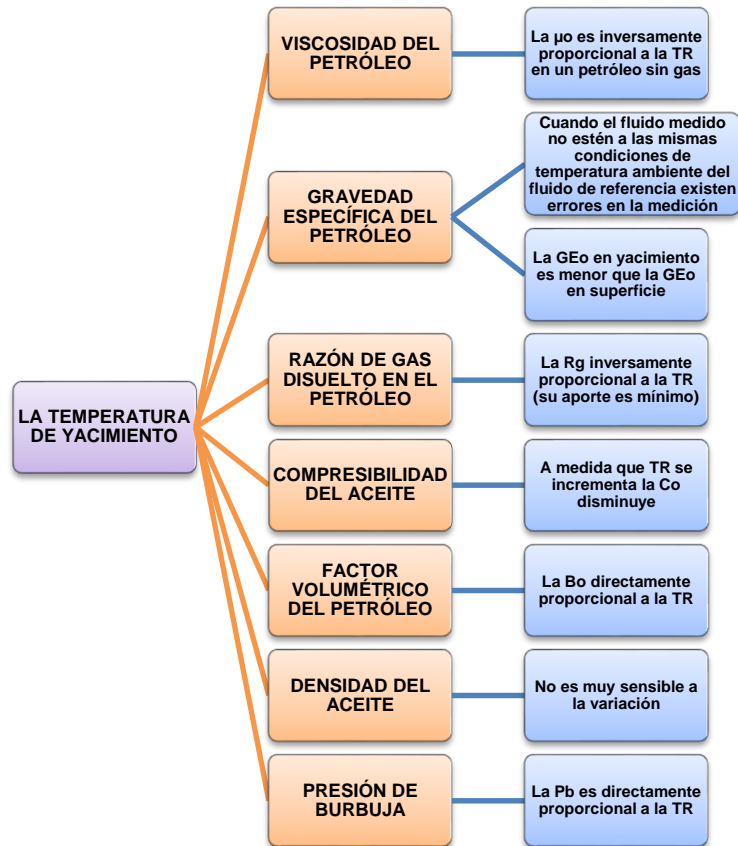
Comportamiento de las variables en un aceite respecto a la composición del aceite y fracciones molares.



Comportamiento de las variables en un aceite teniendo en cuenta la presión de yacimiento.



Comportamiento de las variables en un aceite teniendo en cuenta la temperatura de yacimiento.



ANEXO D

Producción acumulada de cada uno de los modelos de fluidos en un yacimiento de Shale Oil bajo estudio de incertidumbre por efectos complementarios en la simulación.

TIEMPO (Años)	TIPO DE FLUIDO	ACUMULADA DE ACEITE (Bbl)	ACUMULADA DE GAS (Ft ³)	ACUMULADA DE AGUA (Bbl)
5	ACEITE NEGRO μ_1 COMPLETO	442226.13	364974368.00	108.89
	ACEITE NEGRO μ_1	442240.59	364985920.00	109.15
	INCERTIDUMBRE	14.47	11552.00	0.26
	ACEITE NEGRO μ_2 COMPLETO	626889.00	515514784.00	280.84
	ACEITE NEGRO μ_2	626872.75	515500768.00	280.88
	INCERTIDUMBRE	16.25	14016.00	0.04
	VOLÁTIL COMPLETO	680507.69	1089393920.00	0.00
	VOLÁTIL	677548.94	1077269632.00	0.00
	INCERTIDUMBRE	2958.75	12124288.00	0.00
9	ACEITE NEGRO μ_1 COMPLETO	490584.47	404884128.00	127.76
	ACEITE NEGRO μ_1	490583.91	404883904.00	128.01
	INCERTIDUMBRE	0.56	224.00	0.26
	ACEITE NEGRO μ_2 COMPLETO	696687.75	572912576.00	327.70
	ACEITE NEGRO μ_2	696708.25	572928256.00	327.76
	INCERTIDUMBRE	20.50	15680.00	0.07
	VOLÁTIL COMPLETO	793205.50	1264868864.00	0.00
	VOLÁTIL	791006.94	1253523840.00	0.00
	INCERTIDUMBRE	2198.56	11345024.00	0.00

	Mínimo		Máximo
--	--------	--	--------