

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**REINGENIERÍA DE UN MODELO DE YACIMIENTO NATURALMENTE
FRACTURADO EN CARBONATOS PARA EVALUAR EL EFECTO DE LA
INYECCIÓN DE GASES COMO MECANISMO DE RECUPERACIÓN
MEJORADA Y EL AUMENTO DEL FACTOR DE RECOBRO**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por la T.S.U. Monroy A., Leidy J.
para optar al Título de
Ingeniera de Petróleo.

Caracas, noviembre de 2018.

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**REINGENIERÍA DE UN MODELO DE YACIMIENTO NATURALMENTE
FRACTURADO EN CARBONATOS PARA EVALUAR EL EFECTO DE LA
INYECCIÓN DE GASES COMO MECANISMO DE RECUPERACIÓN
MEJORADA Y EL AUMENTO DEL FACTOR DE RECOBRO**

TUTORA ACADÉMICA: Prof. Eliana Alvarado.

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
por la T.S.U. Monroy A., Leidy J.
para optar al Título de
Ingeniera de Petróleo.

Caracas, noviembre de 2018.

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar al Arquitecto del Universo, que ha sido mi compañero inseparable durante este hermoso viaje.

Mis Padres maravillosos, que me han dado todo y más de lo que un hijo podría pedir, a Papá Alberto que se separó de mi físicamente durante este camino pero que hoy está más que nunca conmigo porque también ha sido mi compañero fiel, a Mamá Oleida que me enseñó el verdadero amor desinteresado, bondadoso y fuerte. Ustedes son el motor más fuerte que siente mi corazón al despertar.

Mis hermanos, los seres más humanos que he conocido, Lauren y Alberto Javier gracias por la paciencia y el apoyo incondicional. Carmen Elena gracias por ser un gran ejemplo para todos. Mayra gracias por siempre ser incondicional.

Mis sobrinos que son la alegría, el equilibrio y el amor más inocente.

Mi compañero de vida Héctor, sin tu amor y apoyo esto no sería posible, gracias por tu impulso de siempre y dedicación.

Familia maravillosa que siempre celebro mis triunfos y sufrió conmigo mis fracasos, gracias a todos.

A mi Tutora Eliana Alvarado, sinónimo de paciencia y compromiso, solo tengo que decirle GRACIAS.

A mis profesores Pedro, Lisbeth, Diego, Alexis, Rene, Orlando, Neyfrank, Alberto, Sandro, que forjaron en mi la mejor de las enseñanzas de manera desinteresada.

A mis compañeros de clases que hicieron los días y los obstáculos más llevaderos, Josué amigo, jamás podré agradecerte tanto cariño.

Universidad Central de Venezuela, la casa que vence la sombra, GRACIAS.

A todos los que formaron parte de esto, muchas gracias...

Monroy A., Leidy J.

**REINGENIERÍA DE UN MODELO DE YACIMIENTO NATURALMENTE
FRACTURADO EN CARBONATOS PARA EVALUAR EL EFECTO DE LA
INYECCIÓN DE GASES COMO MECANISMO DE RECUPERACIÓN
MEJORADA Y EL AUMENTO DEL FACTOR DE RECOBRO**

Tutor Académico: Eliana Alvarado

Año 2018, 138 p.

Palabras Claves: Yacimientos Naturalmente Fracturados, Carbonatos, Inyección de Dióxido de Carbono, Inyección de Nitrógeno, Miscible, Simulación numérica, CMG GEM.

Resumen. Con este Trabajo Especial de Grado se llevó a cabo la evaluación de un proceso de recuperación mejorada por medio de la inyección de gases miscibles con el fluido del yacimiento, los cuales fueron Dióxido de Carbono y Nitrógeno, en un Yacimiento Naturalmente Fracturado de litología Carbonática; la finalidad de esto fue determinar si los procesos de inyección tenían un efecto positivo en el factor de recobro del yacimiento. La herramienta de simulación CMG con el tipo de simulador GEM, fue la utilizada para llevar a cabo dicho proceso, además permitió a través de WINPROP, ajustar la ecuación de estado para lograr la representatividad del fluido en el modelo dinámico del yacimiento en estudio. Previo al proceso de simulación, fue llevado a cabo el estudio y validación tanto de los datos utilizados para la construcción del modelo estático como los que se tenían para la construcción del modelo dinámico, englobando datos de los fluidos, roca-fluido y valores iniciales del yacimiento. Tomando en cuenta trabajos anteriores, se seleccionó la tasa de inyección para cada tipo de gas, siendo esta 7 MMpcd para el Nitrógeno y 5 MMpcd para el Dióxido de Carbono, así mismo las condiciones de producción de los pozos fueron tomadas en base al historial de cada uno, el arreglo de pozos utilizado fue de 5 pozos invertido. Los parámetros que mostraron mayor efecto sobre los resultados de producción de petróleo en el análisis de sensibilidades fueron el espesor de la formación, la presión inicial del yacimiento, la tasa de inyección y la densidad de fractura. Finalmente se obtuvo un factor de recobro por medio de la inyección de CO₂ de 16,2% y por medio de la inyección de Nitrógeno de 13,9%, con respecto al inicial que fue de 11,9%.

ÍNDICE

Contenido	pág.
LISTA DE FIGURAS	xi
LISTA DE TABLAS	xiii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.....	3
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
OBJETIVOS	5
GENERAL	5
ESPECÍFICOS	5
JUSTIFICACIÓN	6
ALCANCES.....	6
LIMITACIONES	7
CAPÍTULO II	8
MARCO TEÓRICO.....	8
Yacimientos carbonaticos	8
Rocas carbonáticas.....	8
Sistema de fracturas en rocas carbonáticas.....	11
Clasificación de las fracturas, según su origen	11
Fracturas diagenéticas	11
Fracturas tectónicas.....	12
Yacimientos carbonáticos naturalmente fracturados	12
Fracturas. Generalidades.....	15
Características de las fracturas.....	15
Determinación de las fracturas	17
Propiedades petrofísicas de los yacimientos naturalmente fracturados.....	18
Porosidad.....	18
Primaria.....	18
Secundaria.....	19
Permeabilidad.....	20
Primaria.....	21

Secundaria	21
Saturación de los fluidos	22
Mojabilidad de la roca.....	22
Compresibilidad	23
Permeabilidad Relativa	23
Presión Capilar	24
Imbibición	24
Drenaje	24
Mecanismos de empuje presentes en los yacimientos naturalmente fracturados	27
Expansión del petróleo.....	27
Imbibición	27
Drenaje gravitacional	28
Desplazamiento viscoso.....	28
Procesos de recuperación mejorada en yacimientos naturalmente fracturados	28
Métodos térmicos.....	30
Métodos químicos.....	31
Métodos microbianos.....	32
Métodos de gases inertes	32
Inyección de Dióxido de Carbono (CO ₂)	33
Fuentes del CO ₂	33
Industria del cemento	34
Industria de generación eléctrica.....	34
Industria petrolera	34
Propiedades del CO ₂	34
Aspectos a considerar en la inyección de Dióxido de Carbono	37
Tipos de desplazamiento	38
Desplazamiento inmisible	38
Desplazamiento miscible	38
De primer contacto	40
De contacto múltiple	40
Presión mínima de miscibilidad (PMM).....	41

La temperatura	42
La composición del crudo	42
Pureza del gas inyectado	42
Determinación de la presión mínima de miscibilidad.....	43
Experimentales	43
Prueba del tubo delgado (Slim tube).....	43
Prueba de la burbuja ascendente (RBA)	44
Analíticos (correlaciones)	45
Correlación del Petroleum Recovery Institute	46
Correlación de Yelling y Metcalfe	46
Esquemas de Inyección	46
Inyección continua de CO ₂ (CGI)	47
Inyección alternada de agua y gas (WAG)	47
Inyección de CO ₂ seguido por agua	49
Inyección simultánea de CO ₂ y agua (SWAG)	49
Inyección de CO ₂ seguido de una espuma (FAWAG).....	50
Almacenamiento del CO ₂	50
Yacimientos de hidrocarburos.....	51
Formaciones salinas profundas	51
Capas de carbón	51
Transporte del CO ₂	52
Transporte por tubería	52
Transporte en vehículos	52
Inyección de Nitrógeno (N ₂)	53
Propiedades, características y fuentes del N ₂	54
Tipos de desplazamiento con Nitrógeno	55
Desplazamiento inmisible	55
Desplazamiento miscible con N ₂	55
Factores que afectan la presión mínima de miscibilidad con N ₂	55
Correlaciones para estimar la Presión Mínima de Miscibilidad con N ₂ :	57
Correlación de Glaso (1990)	57

Correlación de Firozabadi y Azis (1986).....	58
Correlación de Hanssen (1988).....	58
Correlación de Hudgins (1990).....	59
Comparación entre las inyecciones de Dióxido de Carbono y Nitrógeno en yacimientos petroleros	60
Simulación de yacimientos naturalmente fracturados.....	62
Tipos de simuladores numéricos de yacimiento	63
Simulador de Petróleo Negro (Black Oil).....	63
Simulador Térmico.....	63
Simulador Composicional.....	63
Simulador Químico	64
Simuladores de yacimiento composicionales.....	64
Limitaciones de los simuladores de yacimiento composicionales.....	65
Modelo de Doble Porosidad en los simuladores de yacimientos fracturados.....	65
CAPÍTULO III.....	68
METODOLOGÍA	68
Validación de los datos roca-fluido como curvas de permeabilidad relativa con sus puntos extremos o “end points”, mojabilidad y curvas de presión capilar	69
Validación de las curvas de permeabilidad relativa.....	69
Permeabilidad relativa de la matriz.....	70
Permeabilidad relativa del sistema de fracturas	71
Validación de las curvas de presión capilar	71
Validación de los datos de fluidos del modelo, referente a valores obtenidos del PVT del modelo, valores de viscosidad y API	72
Validación de la prueba de separadores	72
Validación de la prueba de liberación diferencial.....	73
Estudio de los parámetros o propiedades que tienen mayor influencia sobre los resultados de la simulación en yacimientos naturalmente fracturados, con la finalidad de utilizarlos en el análisis de sensibilidades.....	75
Ejecución por medio de la simulación del yacimiento sensibilidades y validación de los datos.....	75
Selección de posibles áreas pilotos para la inyección de CO ₂ y N ₂	77

CAPÍTULO IV	81
ANÁLISIS DE RESULTADOS	81
Validación de los datos roca-fluido como curvas de permeabilidad relativa con sus puntos extremos o “End Points”, mojabilidad y curvas de presión capilar ...	81
Validación de la curva de permeabilidad relativa de la matriz	81
Validación de la curva de permeabilidad relativa de la fractura	85
Validación de la curva de presión capilar de la matriz	86
Validación de la curva de presión capilar de la fractura	87
Validación de los datos de fluidos del modelo, referente a valores obtenidos del PVT del modelo, valores de viscosidad y API	88
Resultado de Prueba de liberación instantánea (flash).....	88
Resultado de la validación de la prueba de liberación diferencial	89
Prueba de Expansión a composición constante.....	93
Prueba de Liberación diferencial	93
Estudio y descripción de los parámetros o propiedades que tienen mayor influencia sobre los resultados de la simulación en yacimientos naturalmente fracturados, con la finalidad de utilizarlos en los análisis de sensibilidades	96
Ejecución por medio de la simulación del yacimiento sensibilidades y validación de los datos.....	97
Selección del área piloto para la inyección de CO ₂ y N ₂	100
Predicciones de producción a través de la evaluación de casos: base o agotamiento por recuperación primaria, de desarrollo de perforación de nuevos pozos y de inyección de gases, con fines de evaluar las mejoras del factor de recobro	104
Resultados de la inyección de Dióxido de Carbono.....	108
Resultados de la inyección de Nitrógeno	113
CAPÍTULO V	117
CONCLUSIONES	117
RECOMENDACIONES	120
FUENTES CONSULTADAS	121

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Rocas Carbonáticas.8
Figura 2. Diagrama representativo de los YNF.13
Figura 3. Sistema de clasificación de los yacimientos naturalmente fracturados según Nelson.15
Figura 4. Tipos de porosidad en en yacimientos carbonáticas naturalmente fracturados.19
Figura 5. Comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa en fracturas.24
Figura 6. Procesos de desplazamiento.25
Figura 7. Clasificación de los métodos de recuperación mejorada.30
Figura 8. Ejemplo de método térmico por inyección de vapor.30
Figura 9. Método químicos.31
Figura 10. Método microbianos.32
Figura 11. Diagrama de fases de presión y temperatura del CO ₂35
Figura 12. Comportamiento de la densidad del CO ₂36
Figura 13. Comportamiento de la viscosidad del CO ₂36
Figura 14. Comportamiento de la solubilidad en el agua del CO ₂37
Figura 15. Desplazamiento Inmiscible.38
Figura 16. Desplazamiento Miscible.39
Figura 17. Definición de la Presión Mínima de Miscibilidad.42
Figura 18. Diagrama del dispositivo del tubo delgado.43
Figura 19. Determinación de la PMM a través del tubo delgado.44
Figura 20. Equipo de Burbuja Ascendente.45
Figura 21. Criterio de estimación de la PMM.45
Figura 22. Esquema de inyección continua de CO ₂47
Figura 23. Esquema de inyección alternada de agua y gas (WAG).48
Figura 24. Esquema de inyección de CO ₂ seguido por agua.49
Figura 25. Inyección de Nitrógeno.53
Figura 26. Modelo de doble porosidad.66
Figura 27. Sistema matriz-fractura.66
Figura 28. Curva de permeabilidad relativa y sus “End Points”.71
Figura 29. Metodología para el análisis de sensibilidades.77
Figura 30. Regiones de México.78
Figura 31. Ubicación geográfica del Activo Integral Bellota-Jujo.79
Figura 32. Columna estratigráfica del área Mesozoica Chiapas-Tabasco.80
Figura 33. Curva de permeabilidad relativa de la matriz.84
Figura 34. Curva de permeabilidad relativa de la fractura.87
Figura 35. Curva de Presión capilar de la matriz.88
Figura 36. Curva de Presión capilar de la fractura.89
Figura 37. Validación de la prueba de Liberación Instantánea a 296,6°F.91
Figura 38. Variaciones del Rs en la validación del PVT.93
Figura 39. Variaciones del Bo en la validación del PVT.94
Figura 40. Regresión de los Volúmenes Relativos obtenidos del PVT.95

Figura 41. Regresión del Bo y Rs (ROV y GOR) obtenidos del PVT. .	.96
Figura 42. Regresión de la viscosidad del fluido obtenida del PVT. .	.97
Figura 43. Ajuste de componentes para la Ecuación de Estado. .	.98
Figura 44. Petróleo producido acumulado. Presión inicial de 11000 PSI. .	.100
Figura 45. Petróleo producido acumulado. Presión inicial de 7000 PSI. .	.100
Figura 46. Petróleo producido acumulado. Tasa de Inyección 10MMpcn. .	.101
Figura 47. Petróleo producido acumulado. Tasa de Inyección 2MMpcn. .	.101
Figura 48. Mapa estructural campo MX-1.103
Figura 49. Yacimiento M2813.104
Figura 50. Descripción de la zona piloto.105
Figura 51. Arreglo de cinco pozos.105
Figura 52. Historia de producción Pozo C-143.107
Figura 53. Historia de producción Pozo C-145.108
Figura 54. Historia de producción Pozo C-161A.108
Figura 55. Historia de producción Pozo C-201.108
Figura 56. Producción acumulada del campo para el caso base.109
Figura 57. Comportamiento de la presión del campo para el caso base.110
Figura 58. Respuesta de producción del Pozo C-143, bajo la inyección de CO ₂ . .	.111
Figura 59. Respuesta de producción del Pozo C-145, bajo la inyección de CO ₂ . .	.111
Figura 60. Respuesta de producción del Pozo C-161A, bajo la iny. de CO ₂ . .	.112
Figura 61. Respuesta de producción del Pozo C-201, bajo la inyección de CO ₂ . .	.112
Figura 62. Factor de recobro bajo la inyección de CO ₂113
Figura 63. Variación de la presión del yacimiento bajo la inyección de CO ₂ . .	.114
Figura 64. Respuesta de producción del Pozo C-143, bajo la inyección de N ₂ . .	.115
Figura 65. Respuesta de producción del Pozo C-145, bajo la inyección de N ₂ . .	.116
Figura 66. Respuesta de producción del Pozo C-161A, bajo la inyección de N ₂ . .	.116
Figura 67. Respuesta de producción del Pozo C-201, bajo la inyección de N ₂ . .	.116
Figura 68. Variación de la presión del yacimiento bajo la inyección de N ₂ . .	.117
Figura 69. Factor de recobro bajo la inyección de N ₂118

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Intensidad de Fracturamiento.17
Tabla 2. Procesos de drenaje e imbibición.26
Tabla 3. Propiedades del CO ₂35
Tabla 4. Propiedades del N ₂55
Tabla 5. Comparación entre la inyección de CO ₂ y N ₂62
Tabla 6. Datos de la prueba de Liberación instantánea a 296,6°F.90
Tabla 7. Datos de la prueba de Liberación Diferencial.92
Tabla 8. Validación de la prueba de Liberación Diferencial.92
Tabla 9. Valores corregidos de Rs y Bo para la Prueba de Liberación Dif.93
Tabla 10. Parámetros de operatividad de los pozos.111

INTRODUCCIÓN

Se dice que más del 50% de las reservas de hidrocarburos mundiales están almacenadas en yacimientos naturalmente fracturados (YNF), lo que ha motivado a las grandes compañías petroleras a invertir en investigación para lograr tecnologías eficientes que logren recuperar los volúmenes de petróleo y asociados posibles, siempre buscando la optimización de recursos y el aumento en la productividad de los campos en los cuales son característicos este tipo de yacimientos. La importancia energética, económica y estratégica de este recurso ha logrado que dichas compañías obtengan el máximo potencial de los campos utilizando métodos que se adapten a las características geológicas, petrofísicas y químicas del yacimiento, por tanto la recuperación mejorada juega un papel fundamental en los proyectos de explotación de campos que ya están en fase madura, por lo que sus mecanismos de recuperación natural han ido desvaneciéndose y por tanto se ha hecho necesario implementar fuentes externas de energía para aumentar o al menos mantener la producción de hidrocarburos.

Todo lo mencionado anteriormente, conduce a investigar, en primer lugar, acerca de las principales características que rigen el comportamiento de los yacimientos naturalmente fracturados, para entender los principales fenómenos que ocurren y su respuesta ante la producción de hidrocarburos, una vez entendidos estos fenómenos es necesario determinar el efecto de los mecanismos de recuperación mejorada de tipo desplazamiento miscible por medio de la inyección de gases como CO₂ y N₂, ambas inyecciones propuestas para estudiar la respuesta de productividad y su aumento en el factor de recobro, a través del aumento de la movilidad del petróleo hacia los pozos productores.

Estos procesos serán estudiados en un modelo estático de simulación ya establecido, en el campo MX-1 perteneciente al complejo Bellota-Jujo en México, específicamente en el yacimiento M2813; esta iniciativa partió del hecho que el campo en un tiempo de su fase productiva pudo alcanzar hasta 159.000 BPD pero del periodo 2.000 a la fecha, se produjo un descenso en la producción hasta alcanzar valores de 10.000 BPD (Pemex, 2016). Para lograr el objetivo planteado en este trabajo especial

de grado se ha propuesto realizar actividades de validación y análisis de sensibilidades de los parámetros que influyen en mayor proporción sobre el comportamiento de los YNF que permitan estudiar diferentes escenarios de producción, y además la interpretación y comprensión de los principales fenómenos que se presentan en este tipo de yacimientos y, con esto proponer un método de recuperación mejorada basada en la inyección de gases que permitan aumentar la productividad del campo aprovechando las características que presenta el mismo por ser naturalmente fracturado, en función de las reservas probables que presenta el yacimiento.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La creciente demanda de energía a nivel mundial ha generado la necesidad de buscar tecnologías que permitan aprovechar de mejor manera la explotación de recursos naturales, tal es el caso del petróleo, que de acuerdo a la Agencia Internacional de Energía (AIE) en el 2018 alcanzará un millón setecientos mil barriles por día más, lo que ha obligado a las compañías petroleras a utilizar recursos tecnológicos y económicos en la búsqueda de mecanismos que permitan aumentar el factor de recobro de los campos sobre todo en aquellos que están en una fase madura. Se estima que alrededor del 50% de las reservas de hidrocarburos mundiales están almacenadas en yacimientos carbonatados, que requieren de métodos no convencionales para ser explotados, tal es el caso de México dónde se estima que el 90% de la producción y de las reservas probadas, que corresponden a un 67%, son provenientes de los yacimientos carbonatados de los campos localizados en la región sureste en el Golfo de México (Yáñez, et. al., 2014).

Estos yacimientos en carbonatos han venido ganando importancia, sobre todo por los grandes retos que implican los proyectos de desarrollo debido a su naturaleza y características, destacando una de las más importantes que es la presencia de fracturas generadas de manera natural, dando paso a los yacimientos naturalmente fracturados en carbonatos, que tienen las particularidades de presentar baja recuperación de hidrocarburos, estos yacimientos pueden parecer altamente productivos al comienzo pero su producción declina rápidamente, además, se caracterizan por la irrupción temprana de gas o agua, pero lo más importante es que forman parte de algunos de los yacimientos más grandes y productivos de la Tierra

(Bratton, 2016). A pesar de los retos tecnológicos que ha significado la explotación de hidrocarburos en este tipo de yacimientos, la industria ha impulsado estrategias de recuperación mejorada en la explotación de campos con estas características, siendo México uno de los principales interesados en esta línea de investigación.

En la industria petrolera la implementación de mecanismos de recuperación mejorada ha venido ganando terreno sobre todo en los últimos 20 años, por la demanda de energía, ya que el petróleo producido por la energía natural del yacimiento alcanza sólo del 10% al 20% Petróleo Original en Sitio, pudiendo alcanzar la recuperación mejorada un aumento en el factor de recobro de hasta un 60% o 70%. Actualmente los procesos de EOR (Enhanced Oil Recovery) que implican la inyección de gases a los yacimientos, generan grandes expectativas y controversias, tal es el caso de las inyecciones de CO₂ y el N₂; las cuales se implementan para aumentar la movilidad del petróleo, disminuir la viscosidad del mismo en el yacimiento, logrando así mejorar la eficiencia de barrido y con ello aumentar el factor de recobro. Los campos ubicados en la Región Sur de México, son de los principales productores de hidrocarburos de México y de yacimientos naturalmente fracturados en carbonatos. De acuerdo a un artículo publicado por Pemex el campo alcanzó su máxima producción en el año 1983 con 159,000 BPD; pero desde el año 2000 hasta la fecha, se produjo una fuerte declinación de producción hasta valores de 10,000 BPD de petróleo (Pemex, 2016).

Es por tanto que se plantea en el campo MX-1 de la Región Sur de México, específicamente en el yacimiento M2813, realizar un estudio de reingeniería basado en un modelo estático y dinámico ya establecido haciendo actividades de validación y sensibilidades que permitan la interpretación y comprensión de los principales fenómenos que se presentan en este tipo de yacimientos, para proponer un método de recuperación mejorada basada en la inyección de gases que permitan aumentar la productividad del campo aprovechando las características que presenta el mismo por ser naturalmente fracturado, en función de las reservas probadas que presenta el yacimiento.

OBJETIVOS

GENERAL

Evaluar en el modelo de un yacimiento naturalmente fracturado en carbonatos, el efecto de la inyección de gases CO₂ y N₂, como mecanismo de recuperación mejorada para aumentar el factor de recobro.

ESPECÍFICOS

- ❖ Recolectar la información del yacimiento en estudio.
- ❖ Revisar la bibliografía disponible referida a yacimientos naturalmente fracturados en carbonatos, inyección de gases como CO₂ y N₂, y su efecto como procesos de mejora del factor de recobro en yacimientos.
- ❖ Validar los datos roca-fluido como curvas de permeabilidad relativa con sus puntos extremos o “End Points”, mojabilidad y curvas de presión capilar.
- ❖ Validar los datos de fluidos del modelo, referente a valores obtenidos del PVT del modelo, valores de viscosidad y API.
- ❖ Estudiar y describir los parámetros o propiedades que tienen mayor influencia sobre los resultados de la simulación en yacimientos naturalmente fracturados, con la finalidad de utilizarlos en el análisis de sensibilidades.
- ❖ Realizar por medio de la simulación del yacimiento sensibilidades y validación de los datos.
- ❖ Seleccionar el área piloto para la inyección de CO₂ y N₂.
- ❖ Realizar predicciones de producción, a través de la evaluación de casos: base o agotamiento por recuperación primaria, de desarrollo de perforación de nuevos pozos y de inyección de gases, con fines de evaluar las mejoras del factor de recobro.

JUSTIFICACIÓN

Esta investigación está dirigida a re-evaluar un modelo estático y dinámico de un yacimiento naturalmente fracturado carbonatado, con la finalidad de realizar actividades de validación y sensibilidades para darle impulso, credibilidad y con ello, poder interpretar y comprender el comportamiento de este yacimiento ante la inyección de CO₂ y N₂, apuntando hacia el aumento de productividad en el mismo, es decir, analizar cuál de los dos métodos de recuperación mejorada mencionados, es el más idóneo en este tipo de sistemas para aumentar la producción, aprovechando el sistema de fracturas.

ALCANCES

El estudio de este yacimiento naturalmente fracturado permitirá entender las principales características de almacenamiento, producción y respuesta ante la inyección de gases para aumentar la productividad, por tanto se hará un estudio intensivo de las principales características de este tipo de sistemas en carbonatos, entendiendo conceptos de doble porosidad y caracterizando el tipo de yacimiento de acuerdo a la forma en la que actúa la matriz y la fractura dentro del sistema. Se hará un análisis, con base al modelo establecido, para validar los datos e identificar las zonas dentro del yacimiento, ideales para proponer un área piloto para la inyección. Esto lleva a estudiar los principales métodos de recuperación mejorada existentes, haciendo énfasis en la inyección de gases que corresponde a desplazamientos miscibles, evaluando todos los conceptos y las variables que se deben tomar en cuenta para lograr un programa de inyección exitoso; esto permitirá estudiar el comportamiento del CO₂ y del N₂ en el yacimiento M2813 del campo MX-1 perteneciente a la Región Sur de México y concluir, finalmente, cuál de las dos alternativas es la más idónea en este tipo de sistemas en base a la respuesta de producción del yacimiento.

LIMITACIONES

Los datos obtenidos de esta investigación parten del modelo estático y dinámico ya establecido, es decir, las conclusiones y aportes dados están referidos a interpretaciones, correlaciones y análisis de datos del modelo, ya que no se cuenta con registros petrofísicos, muestras de núcleos ni pruebas de presión para determinar valores de porosidad, permeabilidad, datos de fracturamiento, y de desplazamientos de hidrocarburos (petróleo) por gases inertes como el Dióxido de Carbono y Nitrógeno (CO_2 y N_2) en el laboratorio, que permitan validar de mejor manera el modelo de simulación. No se plantea dentro de los objetivos hacer un análisis económico de los métodos, así que las conclusiones estarán en función de la respuesta de productividad del yacimiento.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

a) Yacimientos carbonaticos

Rocas carbonáticas

Se habla de rocas carbonáticas cuando se han desarrollado a partir de sedimentos biogénicos, constituidas principalmente por Carbonato de Calcio, donde forma parte fundamental la actividad biológica relacionada con formación de arrecifes y grandes acumulaciones de restos marinos, también pueden formarse por procesos químicos como evaporación o precipitación de aguas marinas, que no necesariamente son profundas, pero que debido a la actividad del medio oceánico y al diminuto tamaño de sus partículas van decantando hasta depositarse en el fondo, figura 1. Una característica importante, que sirve para diferenciarlas de las rocas siliciclásticas, es que normalmente se depositan en el mismo lugar de generación, es decir son poco transportadas. Dentro de los minerales que componen a los carbonatos se puede mencionar dos principales, como lo son la calcita (CaCO_3), y la dolomía $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$, y otros en menor proporción como fosfatos, glauconita, anhidrita, horsteno, yeso, cuarzo, pirita, anquerita, siderita, pequeñas cantidades de arcilla, entre otros (Yañez, et. al., 2014).



Fig. 1. Rocas Carbonáticas (Yañez, et. al., 2014)

Para distinguir las rocas carbonáticas se han utilizado características como textura deposicional, tipos de grano o poro, composición de la roca y procesos. Las rocas clásticas se distinguen por la composición y el tamaño de los granos, y los procesos que ocurren posterior a la depositación como la diagénesis; por tanto para dar clasificación a las rocas carbonatadas se han presentado varios modelos (Yañez, et. al., 2014), como por ejemplo:

- ✓ La clasificación de Dunham, publicada en 1962, se utiliza ampliamente para caracterizar rocas carbonatadas según la cantidad y textura de los granos y de lodo.
- ✓ La clasificación de Embry y Klovan sigue el esquema de Dunham, pero agrega categorías para rocas formadas por organismos que crecieron juntos, tales como colonias de ostras.
- ✓ La descripción de los tipos de poros refina aún más las descripciones de rocas siendo la clasificación de Lucia ampliamente aceptada.

Después de haber sido depositados los sedimentos estos pasan por procesos post-deposicionales como es el caso de la diagénesis, que representa todos aquellos cambios físicos y químicos, ocasionados por la circulación de fluidos hasta antes del metamorfismo y cuya principal consecuencia es la alteración o modificación de la permeabilidad y porosidad previamente adquirida por los sedimentos. Estos fluidos presentes entre los sedimentos provenientes del ambiente de depositación, alteran en gran medida a los carbonatos ya que generan disolución, siendo parte del proceso diagenético, y en la que los granos se disuelven para formar nuevos espacios entre poros, que pueden llegar a convertirse en grandes cavidades, dependiendo de las características del medio como temperatura, presión y concentración de iones en el agua. Otro proceso incluido dentro de la diagénesis es el reemplazo, que lo que busca es cambiar un mineral por otro, es decir durante este proceso hay cambios en la mineralogía, cosa que no sucede en las rocas siliciclásticas, generalmente durante este proceso la calcita y la aragonita son reemplazadas por la dolomita mineral, dando lugar entonces a la dolomitización, que además puede mejorar las características productoras de hidrocarburos (Yañez, et. al., 2014).

Los análisis de muestras de núcleos o registros de imágenes de rocas carbonatadas documentan una variedad de tipos y tamaños de poros y distribuciones irregulares, los cuales, también están presentes en los carbonatos, esta porosidad puede ser común en los granos de carbonatos como tipo de poro principal, o se puede desarrollar cuando los granos, tales como los fragmentos de conchas, están parcialmente disueltos. La porosidad móldica conserva las formas de los fragmentos de conchas disueltos u otros componentes. Es evidente que en un yacimiento carbonatado pueden coexistir varios tipos de porosidad, desde el nivel microscópico hasta el tamaño de una cavidad, lo que hace que la estimación de la porosidad y la permeabilidad, y el cálculo de las reservas sean una tarea extremadamente difícil (Yañez, et. al., 2014)

La calcita en sí se disuelve fácilmente y vuelve a precipitar mediante la percolación de los fluidos alojados en los poros, por lo tanto, es más probable que los carbonatos sufran disolución, reemplazo mineralógico y recristalización. Los procesos de disolución conocidos como disolución por presión pueden formar elementos tales como las estilolitas. Esta susceptibilidad a la disolución en los carbonatos es una de las características más importantes, por tanto debe ser considerada sobre todo en aquellos lugares donde se ha determinado la predominación de sistemas cársticos lo que podría causar, en actividades de la industria petrolera, problemas como por ejemplo: hundimientos de mechas y pérdida de fluidos durante la perforación, así como desde un aspecto petrofísico, originar porosidades y permeabilidades altas. Por otro lado, es importante mencionar que los organismos productores de carbonatos evolucionan, lo que agrega complejidad al estudio de los carbonatos (Yañez, et. al., 2014).

Una de las principales características de las rocas carbonáticas es la presencia de fracturas debido a la baja compresibilidad que estas presentan por el tamaño, tipo de sedimento y forma bajo la que son depositados los mismos, es por tanto que en la siguiente sección se verá una descripción de dicho fenómeno, lo que además permitirá dar una introducción a los yacimientos naturalmente fracturados.

Sistema de fracturas en rocas carbonáticas

Se habla de una fractura a cualquier parte de la superficie de una roca que ha perdido cohesión entre sus granos y por tanto suele ser expresada como una discontinuidad en la matriz. En general existe una clasificación de fracturas de acuerdo a las características físicas que muestran, entre ellas se encuentran:

- ✓ Fisuras: son una especie de fracturas aisladas cuya principal característica es que no muestran desplazamiento entre sus lados.
- ✓ Diaclasas: es un sistema de fracturas interconectadas que tampoco muestran desplazamiento entre sus lados, generalmente, muestran dirección paralela entre ellas.
- ✓ Fallas: son fracturas naturales, normalmente de origen tectónico, cuyos lados están desplazados paralelamente.
- ✓ Vetas: son aquellas fracturas que se encuentran rellenas por materiales minerales o fragmentos de otras rocas.

Por lo general, las fracturas son el resultado de eventos tectónicos o pos-deposicionales, por lo que su clasificación más importante está referida según su origen. Aunque es importante mencionar que en algunos casos pueden ser inducidas para mejorar la permeabilidad de un yacimiento, y esto aplica tanto en yacimientos de rocas carbonatadas como en yacimientos de rocas silisiclásticas (Yañez, et. al., 2014).

Clasificación de las fracturas, según su origen

1. Fracturas diagenéticas: generadas como un proceso posterior a la depositación de los sedimentos pero anterior a la litificación de la roca.

El esfuerzo que genera estos rasgos siempre es vertical y está representado por la carga litoestática. Las capas y las estilolitas paralelas a las capas son dos ejemplos de rasgos diagenéticos. De hecho, los rasgos diagenéticos generalmente no tienen ningún impacto sobre el comportamiento dinámico del yacimiento, por lo cual, no se

toman en cuenta cuando se hace un trabajo de análisis de los yacimientos naturalmente fracturados (Lugo, 2010).

2. Fracturas tectónicas: son el resultado de los esfuerzos compresivos o tensionantes que se pueden generar durante un movimiento tectónico (de placas), por lo que actuará en una región delimitada y cuya respuesta será consecuente con la compresibilidad de la roca y la resistencia de la misma. Cuando se estudian yacimientos naturalmente fracturados su caracterización es muy importante, ya que estas pueden contribuir en gran medida con la productividad de los pozos en un área definida. Es importante mencionar que este sistema de fracturas puede darse a pequeña o grande escala (Lugo, 2010).

Por todo lo mencionado anteriormente, se hace necesario estudiar la masificación de una roca carbonatada a un yacimiento petrolífero, para entender los procesos y fenómenos que ocurren a nivel de subsuelo en estos característicos reservorios y cómo estos afectan la productividad de los pozos petroleros. Los carbonatos plantean los desafíos y oportunidades más grandes para el desarrollo de nuevas tecnologías y procesos, o para la refinación de las tecnologías y procesos existentes a fin de maximizar su recuperación (Schlumberger, 2008).

b) Yacimientos carbonáticos naturalmente fracturados

Son yacimientos que presentan un comportamiento diferente, ya que en su estructura litológica presentan importantes discontinuidades resultado de la acción tectónica y/o diagenética, denominadas fracturas que participan activamente en el flujo de fluidos dentro del medio poroso, figura 2. Estos yacimientos se caracterizan por ser altamente heterogéneos debido a la depositación de los sedimentos previamente descrita, lo que hace aún más complejo su estudio y comprensión. La mayoría de los yacimientos naturalmente fracturados están asociados a carbonatos debido a que estos representan un tipo de material muy compacto es decir de alta dureza pero altamente frágiles, por lo que al aplicar cualquier esfuerzo sobre un bloque carbonatico la carencia de compresibilidad llevara a que se fracture fácilmente. Para designar un yacimiento

como naturalmente fracturado, se debe considerar es el grado en el que las fracturas afectan el comportamiento del yacimiento (Ortiz, 2017).

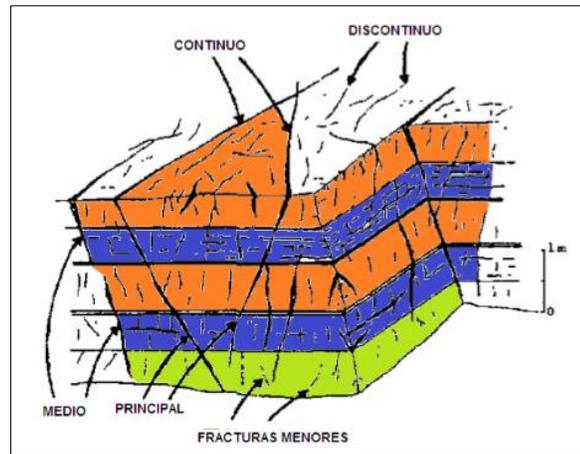


Fig. 2. Diagrama representativo de los YNF (Lugo, 2010)

A continuación se presentan algunas de las características más importantes que distinguen a este tipo de sistemas:

- ✓ Son de compleja naturaleza, lo que los hace difícil de modelar o simular
- ✓ Normalmente presentan baja permeabilidad
- ✓ Presentan poca porosidad efectiva, es decir dificultad en la comunicación entre poros
- ✓ La mojabilidad, como se vio anteriormente, es poco favorable (yacimientos oleófilos)
- ✓ Altamente heterogéneos, debido a su material sedimentario
- ✓ La red de fracturas, que normalmente presenta alta permeabilidad, permite que la producción inicial sea muy alta, y rápidamente alcanza la declinación de la producción llevando finalmente a bajas recuperaciones de hidrocarburo
- ✓ Si existe capa de gas o acuífero asociado, normalmente, su irrupción es temprana
- ✓ Muestran patrones de flujo preferenciales dentro del yacimiento
- ✓ Los métodos de recuperación mejorada, utilizados para aumentar o mejorar la productividad, deben ser bien estudiados, ya que los sistemas carbonáticos están muy propensos a la disolución en presencia de líquidos.

Para el estudio de estos yacimientos, han surgido algunas teorías que buscan clasificar los yacimientos naturalmente fracturados en función de cómo actúa la red de fracturas y la matriz de la roca, en el flujo de fluidos a través del medio, tal es el caso de la clasificación de Nelson (1999), quien estableció la siguiente (figura 3):

Tipo 1: Las fracturas proveen tanto la porosidad primaria como la permeabilidad primaria, es decir, proporcionan la capacidad de almacenamiento y permeabilidad en el yacimiento, ya que la matriz suele tener baja porosidad y permeabilidad. Habitualmente poseen áreas de drenaje grandes por pozo y requieren menos pozos para su desarrollo. Estos yacimientos tienen regímenes de producción iniciales altos pero también están sujetos a rápida declinación de la producción, irrupción temprana de agua y dificultades en la determinación de las reservas.

Tipo 2: La matriz proporciona principalmente la capacidad de almacenamiento y las fracturas aportan la permeabilidad en el yacimiento. Pueden tener regímenes de producción iniciales sorprendentemente buenos, para una matriz de baja permeabilidad, pero pueden presentar dificultades durante la recuperación secundaria si la comunicación existente entre la fractura y la matriz es pobre.

Tipo 3: La matriz presenta alta porosidad y permeabilidad, por lo que las fracturas aportan permeabilidad extra al yacimiento.

Tipo 4: Las fracturas no suman porosidad y permeabilidad adicional significativa a los yacimientos, sino por el contrario, suelen constituir barreras para el flujo (anisotropía).

Tipo M: Poseen alta porosidad y permeabilidad matricial, de manera que las fracturas abiertas pueden mejorar la permeabilidad, pero las fracturas naturales a menudo complican el flujo de fluidos en estos yacimientos a través de la formación de barreras.

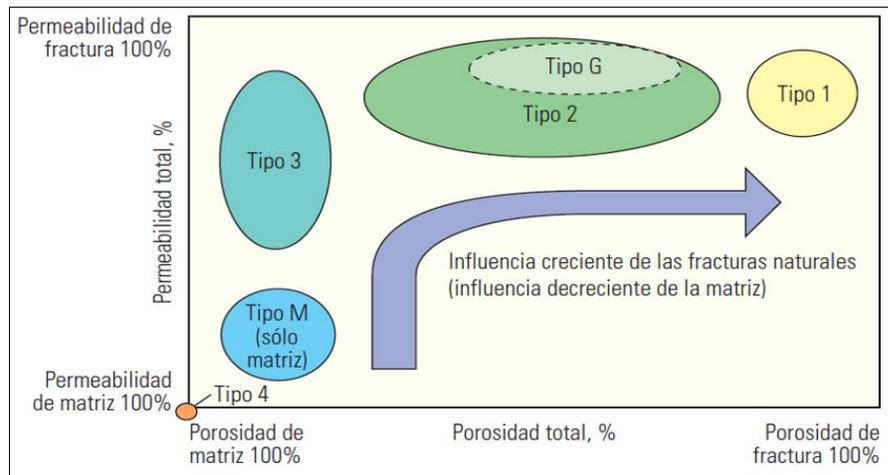


Fig 3. Sistema de clasificación de los yacimientos naturalmente fracturados según Nelson (Bratton, 2006)

Fracturas. Generalidades

Una fractura desde el punto de vista geomecánico, es cualquier superficie de la roca donde ha tomado lugar la pérdida de cohesión. En general, una fractura en la cual ha ocurrido desplazamiento puede ser definida como una falla, de lo contrario puede ser llamada junta. En los casos donde resultan grandes fracturas y ampliamente extendidas arealmente se habla de macrofracturas, por el contrario si la roca tiene alta porosidad intergranular y la extensión es muy limitada con baja abertura de fractura, son llamadas microfracturas o fisuras (Van Golf, 1982). Estas fracturas son el resultado de procesos o eventos geológicos que han ocurrido en el interior de la corteza, y que afectan en mayor grado a aquellos materiales rocosos con alta fragilidad. La importancia de los sistemas de fracturas es que establecen patrones de flujo preferenciales en el yacimiento, lo que podría tener un positivo impacto en la productividad de petróleo.

Características de las fracturas

De acuerdo a Ortiz (2017), las principales características de las fracturas son las siguientes:

- ✓ Apertura: es la distancia entre las paredes de la fractura, depende de la profundidad, presión de poro, tipo de roca (litología), naturaleza de los esfuerzos y en general del entorno del yacimiento. Normalmente la abertura alcanza de 10-200 micrones, pero el rango más común es de 10-40 micrones.
- ✓ Tamaño: es la relación entre la longitud de la fractura y el espesor del estrato de la roca. Intrínsecamente, tienen su clasificación:
 - a) Fracturas menores: su longitud es menor a la del estrato.
 - b) Fracturas promedio: atraviesan más de un estrato.
 - c) Fracturas mayores: son de gran extensión.
- ✓ Naturaleza: está relacionado con el estado de las fracturas bajo observación, donde los aspectos estudiados son: apertura (abierta o cerrada), relleno (un mineral, varios minerales, o ningún mineral), características de las paredes (rugosas, lisas, pulida).
- ✓ Orientación: es la característica que conecta a la fractura con el entorno y básicamente está relacionada con el azimut y buzamiento que la mayoría de las fracturas siguen.
- ✓ Distribución: relacionado con el grado de fracturamiento del lugar, este será más grande si existe intercomunicación continua entre los sistemas de fracturas, si los sistemas son equidistantes entre sí y viceversa.
- ✓ Bloques de matriz: es el resultado del corte de la roca por las fracturas, dentro de la red de fracturas, se puede decir que es el material rocoso exento de fracturas. Para el estudio de los YNF se busca asociar con cubos o paralelepípedos para facilitar su análisis.
- ✓ Densidad: grado de fracturamiento de la roca, y esta puede ser volumétrica o areal.
- ✓ Intensidad: se encuentra influenciada por factores como litología, espesor, mecanismos tectónicos, y es básicamente una relación de los parámetros de permeabilidad, porosidad, grado de cementación, compresibilidad. La intensidad de fractura tiene su propia clasificación, mostrada en la tabla 1:

Intensidad de fracturamiento		
Categoría	Rango	Definición
1	$\geq 0,05$	Prácticamente zona fracturada
2	$\approx 0,01$	Zona fracturada promedio
3	5-10	Zona fuertemente fracturada
4	20-50	Zona demasiado fracturada
5	≥ 100	Brecha

Tabla 1. Intensidad de fracturamiento (Ortiz, 2017)

Determinación de las fracturas

Según Van Golf (1982), la detección y evaluación de fracturas, es el resultado de la información obtenida durante varias fases del trabajo de campo, tales como exploración, perforación, registros y pruebas de núcleos. Algunos de esos resultados representan información directa, en sitio o el laboratorio, en afloramientos y en núcleos, está orientada principalmente hacia la determinación de las características básicas de una fractura, como ancho, longitud, orientación, etc. Además, el grupo de fracturas es examinado con la finalidad de evaluar su conectividad, geometría y distribución, y eventualmente su densidad e intensidad; las principales actividades de obtención de información directa son: estudios sobre afloramientos durante la fase de exploración, evaluación de núcleos en el laboratorio, muestras e imágenes de pared del pozo y el uso de cámaras de fondo durante las operaciones de registros. La otra categoría es la información obtenida de forma indirecta, durante las diferentes operaciones de perforación, registros de pozos, pruebas de presión e interpretación sísmica.

En las últimas décadas, grandes esfuerzos han sido hechos para detectar fracturas por medio de técnicas indirectas derivadas de la interpretación de registros eléctricos, sin embargo, existen diferentes efectos (líneas de lutitas, rugosidad, geometría del hoyo, fluidos, etc.) que pueden afectar la respuesta de los registros eléctricos, con respuestas similares identificando zonas de fracturas que no pueden ser esperadas. Una metodología que combine la respuesta de varias herramientas podría

ser de gran ayuda para generar un modelo realista en la identificación de intervalos fracturados (Arango, et. al., 2004).

Propiedades petrofísicas de los yacimientos naturalmente fracturados

De acuerdo a Van Golf (1982), las propiedades físicas de las rocas y de los fluidos han sido extensamente estudiadas, con la finalidad de examinar y posteriormente discutir el flujo de fluidos en un medio poroso, mostrando mayor atención por propiedades como permeabilidad, porosidad, saturación, etc., de dónde además son derivadas otras propiedades como presión capilar, permeabilidad relativa, que han sido desarrolladas simultáneamente con el comportamiento del fluido (a través de la relación que existe entre la presión, volumen y temperatura) por medio del uso de análisis PVT. Todas estas propiedades son usadas como datos básicos para cualquier estudio de ingeniería de un yacimiento convencional o no convencional. Es por tanto, que en esta sección se hará una descripción de las principales propiedades que afectan el flujo de fluidos en los YNF.

✓ Porosidad: la porosidad total en los YNF es el resultado de la simple suma de la porosidad primaria y secundaria, otros autores se refieren a la suma de la porosidad de la matriz y la porosidad de la fractura. El estudio y análisis de la porosidad compleja, es fundamental para la predicción del comportamiento productivo del yacimiento, proceso orientado a la explotación óptima de la reserva remanente de hidrocarburos (González, et al., 2015). Por tanto, los yacimientos fracturados están formados por dos sistemas de porosidad, una intergranular o primaria y una secundaria, explicadas a continuación:

a) **Primaria:** proveniente de los espacios vacíos entre los granos de la roca, está asociada al momento en que los sedimentos fueron depositados para formar la roca, depende básicamente del arreglo y la distribución de los sedimentos, el tamaño de los mismos, la redondez de los granos, la cementación y el grado de interconectividad entre los espacios vacíos, entre otros (López, 2013).

b) Secundaria: es el resultado de la acción de procesos geomecánicos (fracturación, juntas y disolución causada por la circulación de agua) que fueron desarrollados sobre la roca después de la depositación de los sedimentos; este tipo de porosidad no tiene relación directa con la forma o distribución de las partículas sedimentarias. Está formada por los espacios vacíos de las fracturas y vóculos (López, 2013). La porosidad secundaria con el tiempo va siendo parcialmente modificada con los minerales más jóvenes que forman a la matriz, los cuales son el resultado de la disolución y precipitación (Van Golf, 1982). La figura 4 identifica los tipos de porosidades en yacimientos carbonáticos naturalmente fracturados.

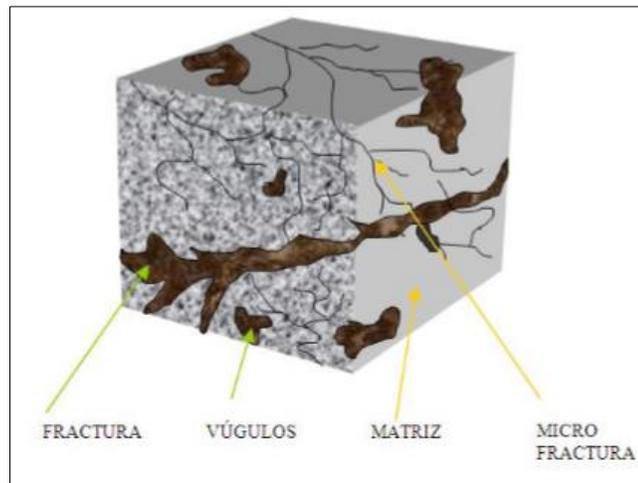


Fig 4. Tipos de porosidad en yacimientos carbonáticas naturalmente fracturados (Lugo, 2010)

Según Van Golf-Racht (1982), para un gran número de medidas de laboratorio, en varios tipos de roca, la porosidad de la fractura es considerablemente menor que la porosidad de la matriz. La doble porosidad juega un papel muy importante en la evaluación dinámica donde, el término de capacidad de almacenamiento es utilizado, el cual expresa la combinación de parámetros de porosidad y compresibilidad, los cuales muestran la expansión total y/o capacidad de compresión de los fluidos y del espacio vacío de la roca.

La evaluación de la porosidad de la matriz se hace generalmente a partir de muestras de núcleos, así mismo la evaluación de la porosidad de las fracturas es un

proceso mucho más complejo, ya que los núcleos tienden a romperse a lo largo de los planos de las fracturas naturales, o se inducen fracturas a través de estos, lo cual dificulta la medición de la propiedad. En muchas ocasiones para el desarrollo de modelos que representen el comportamiento de los YNF, se asume que la porosidad de fractura es mínima y consecuentemente la capacidad de almacenamiento de éstas es muy pequeña en relación a la capacidad de almacenamiento de la matriz, lo cual se traduce en que el volumen de fluido almacenado en las fracturas puede ser despreciado. La porosidad de la fractura es rara vez mayor a 2%, esto hace que la capacidad de almacenamiento de las fracturas sea muy baja, con lo cual la mayor parte de los fluidos se encuentran almacenados en la matriz de la roca (López, 2013).

✓ Permeabilidad: al igual que en yacimientos convencionales, es una propiedad del medio poroso con la que se mide la capacidad y habilidad de la formación para transportar los fluidos que en ésta se encuentren, es una propiedad muy importante ya que controla la dirección preferencial por la que tendrá lugar el flujo de los fluidos a través del yacimiento. Normalmente se mide en milidarcy (mD). En los YNF se define permeabilidad total como la suma algebraica de la magnitud de la permeabilidad de cada subsistema (matriz, fractura). En general la permeabilidad se ve fuertemente afectada por la orientación de los granos, el tamaño de los mismos (a menor tamaño menor permeabilidad y viceversa), escogimiento de los granos, reactividad de los líquidos dentro de la roca (factor muy importante en las rocas carbonáticas), los esfuerzos de sobrecarga, el grado de conectividad y tipo de cemento entre los granos (Yañez, et. al., 2014).

La interacción entre la permeabilidad de la matriz y la permeabilidad de la fractura juega también un papel importante en la facilidad de flujo de los fluidos. Se puede tener muy buena permeabilidad en la fractura, pero si la mayor parte de los hidrocarburos se encuentran en la matriz y no hay flujo entre la matriz y las fracturas, no habrá flujo hacia el pozo o será muy reducido. En cambio si la permeabilidad de la matriz y la fractura se relacionan de manera favorable, el flujo de los fluidos a través del medio poroso puede verse mejorado y como consecuencia la recuperación de

hidrocarburos será mejor (Yañez, et. al., 2014). Al igual que en el caso de la porosidad, en los YNF, se presentan dos tipos de permeabilidades, los cuales son primaria y secundaria (López, 2013).

a) **Primaria:** es intrínseca al proceso de formación de la roca y corresponde a la permeabilidad que presenta la matriz, por lo que también recibe el nombre de permeabilidad de la matriz (López, 2013).

b) **Secundaria:** este tipo se originó por acción de los esfuerzos que formaron las fracturas, las cuales se consideran como canales de flujo. La permeabilidad de las fracturas presenta un orden de magnitud de miles milidarcys, cuyo valor da idea de la capacidad de la fractura para permitir el desplazamiento de los fluidos, se asocia al movimiento en las fracturas o en la red de fracturas sin tomar en cuenta la de la matriz (Van Golf, 1982). La permeabilidad de las fracturas pueden cambiar con el tiempo, debido al paso lento de agua que puede traer consigo depositación mineral secundaria, la cual reducirá la permeabilidad o taponará completamente los canales de flujo lo que hace posible que en algún momento las fracturas estén tan mineralizadas, que comiencen a formar barreras de flujo (López, 2013).

Cualquier cambio en la dirección del flujo ocasionará un valor diferente de permeabilidad total, es decir, las condiciones de permeabilidad concernientes a la matriz o a la fractura, son diferentes para cada dirección en la que el flujo sea medido, por esta razón los YNF son considerados anisotrópicos. La medición de la permeabilidad se hace con equipos llamados permeámetros, con muestras de núcleos, en los que se debe tener mucho cuidado, pues como se mencionó anteriormente, la dirección y orientación de núcleos puede traducirse en un valor diferente a la dirección de flujo estudiada (López, 2013).

Normalmente la permeabilidad de la matriz es menor a la de la fractura, pero pueden presentarse varios casos (López, 2013):

a) Si la matriz y la fractura tienen la misma permeabilidad el sistema se comportará como homogéneo y sin fracturas, lo mismo sucede para yacimientos con permeabilidad de la matriz muy baja y alta fracturación.

b) Si la permeabilidad de la matriz es cero y las fracturas son distribuidas aleatoriamente, el sistema tendrá un comportamiento homogéneo.

c) Si la permeabilidad de la matriz es cero y las fracturas tienen dirección preferencial, el sistema tendrá un comportamiento de flujo lineal.

✓ Saturación de los fluidos: volumen poroso de la roca que está ocupado por cierto fluido, matemáticamente es la relación entre el volumen poroso ocupado por cierto fluido con respecto al volumen poroso total. La sumatoria de la saturación de cada uno de los fluidos presentes en la roca debe ser igual a 1, si se determina en forma fraccional, o igual al 100% si se determina en forma porcentual. La distribución de los fluidos dentro del medio poroso se ve muy influenciada por la densidad, siempre y cuando no existan intercalaciones de roca de menor permeabilidad que conlleve a una nueva distribución (Vegas, 2016).

✓ Mojabilidad de la roca: tendencia que muestran los fluidos de adherirse sobre la roca en presencia de otros fluidos inmiscibles, tratando de ocupar la mayor área de contacto posible con dicha roca; esta es una característica heterogénea adicional de los carbonatos (Vegas, 2016). La maduración de las rocas carbonatadas que contienen agua y petróleo convierte a las rocas inicialmente mojadas por agua en rocas de mojabilidad mixta o por petróleo (Oil wet); esto significa que el petróleo se puede adherir a la superficie de la roca carbonatada y, por consiguiente, es más difícil de producir. Se considera que la mayoría de los yacimientos carbonatados poseen mojabilidad mixta o por petróleo. La caracterización de la distribución de la mojabilidad y la comprensión de sus efectos sobre el flujo de fluidos dentro de un yacimiento complejo es crucial para estimar las reservas recuperables y determinar las estrategias de producción destinadas a maximizar la recuperación (Schlumberger, 2008).

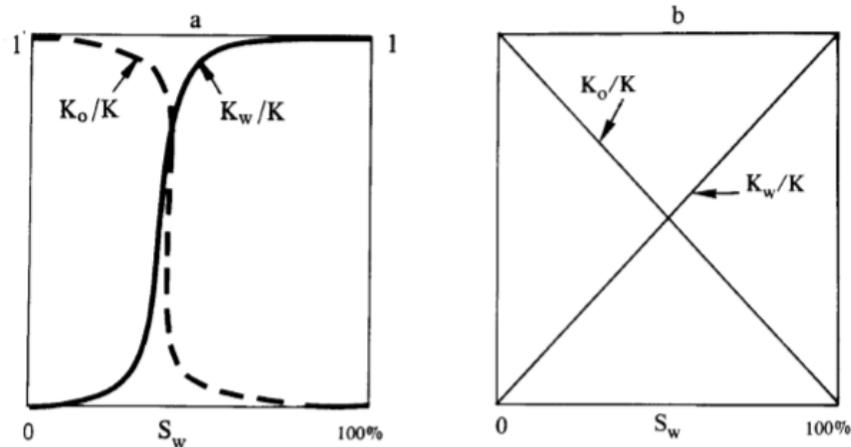
✓ Compresibilidad: es definida en general, como el cambio de volumen por unidad de volumen para una determinada presión aplicada. En YNF, la compresibilidad de la roca juega un papel muy importante especialmente si existe un gran contraste entre las dos porosidades (porosidad de la fractura << porosidad de la matriz). En el caso de YNF, la compresibilidad asociada al sistema de doble porosidad es expresada como el parámetro capacidad de almacenamiento, el cual controla el comportamiento de la presión. La compresibilidad de la matriz tiende a ser menor en el caso de yacimientos naturalmente fracturados ya que la presencia de fracturas refleja la rigidez de la roca que se ha roto en vez de deformarse elásticamente; en el caso de YNF, la presencia de fracturas da cierta compresibilidad al yacimiento (Van Golf, 1982). En forma de ecuación, en este tipo de yacimientos, se presenta como:

$$C_t = C_m + \Phi_c C_c + \Phi_f C_f + \Phi_v C_v$$

Donde se toman en cuenta la compresibilidad de matriz (m), la porosidad de las fracturas (f), cavernas (si las hay) (c) y vóculos (v) (Van Golf, 1982).

✓ Permeabilidad Relativa: el estudio de esta propiedad de interacción entre la roca y los fluidos (es necesario que exista más de una fase fluyendo), lo que busca es describir cuantitativamente el transporte simultáneo de dos o más fluidos inmiscibles a través de una roca de formación, las curvas de permeabilidad relativa se ven fuertemente influenciadas por los mecanismos de producción del yacimiento. En un YNF, la evaluación de las curvas permeabilidad relativa es complicada, debido a su naturaleza de doble porosidad, donde el plano de fracturación entre dos unidades de matriz, desarrolla una discontinuidad en el proceso de flujo multifásico. El estudio de la permeabilidad relativa, está fuertemente relacionado con la heterogeneidad del medio poroso, es común observar que el resultado de las curvas de permeabilidad relativa tienen el siguiente comportamiento, ya que en las fracturas el flujo de fluidos es del tipo de segregado, es decir, los fluidos se distribuyen de acuerdo a sus densidades lo que genera que el desplazamiento sea del tipo pistón, estas graficas pueden observarse en la figura 5, la del lado izquierdo representa a las fracturas que

no están ubicadas a lo largo del eje axial del núcleo, mientras que la del lado derecho si es para fracturas a lo largo de dicha dirección (Van Golf, 1982).



4.34 - Anomalous relative permeability curve. a) fractures not along core axis; b) fractures along core axis.

Fig 5. Comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa en fracturas (Van Golf, 1982)

Esta imagen refleja la forma anormal de la curva, como resultado de un desplazamiento tipo pistón en la fractura, pero no en el sistema matriz-fractura.

✓ Presión Capilar: según Van Golf (1982) las fuerzas capilares en un YNF son un componente del mecanismo de empuje de suma importancia, ya que las fuerzas capilares pueden contribuir al mecanismo de desplazamiento dentro del proceso de imbibición, o bien, pueden oponerse al desplazamiento en el proceso de drenaje. Si el avance del acuífero desplaza al petróleo durante la producción del yacimiento, este desplazamiento corresponde a un proceso de imbibición y si el avance del casquete de gas desplaza al aceite, esto corresponde a un proceso de drenaje. Para entender bien estos conceptos, es importante definir ambos procesos, los cuales pueden ser observados gráficamente en el figura 6:

a) Imbibición: es un proceso de cambio en los niveles de saturación durante el cual la saturación de la fase mojante aumenta, es un proceso espontáneo, normalmente la fase mojante es agua y la no mojante el petróleo.

b) Drenaje: es un proceso de cambio en los niveles de saturación durante el cual la saturación de la fase mojante disminuye, es un proceso forzado, donde las

fuerzas capilares retienen la fase mojante, y existe presión de umbral. Normalmente, la fase mojante es agua y la no mojante el petróleo.

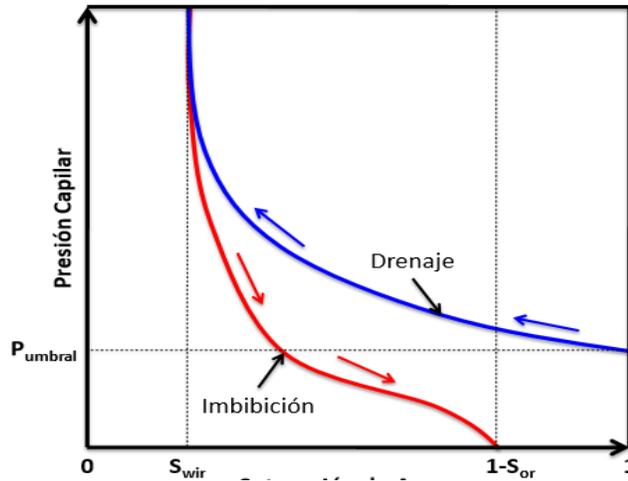


Fig 6. Procesos de desplazamiento (Vegas, 2016)

Ambos procesos son importantes en un YNF donde cada bloque de matriz, saturado con alguno de los fluidos, está rodeado de fracturas que pueden estar saturadas con un fluido diferente. El intercambio total de fluidos entre la matriz y las fracturas depende esencialmente de la presión capilar. En el caso de desplazamiento por drenaje, las fuerzas capilares se oponen a la entrada de la fase no mojante dentro de la matriz, mientras que en el desplazamiento por imbibición las fuerzas capilares actúan como mecanismo de empuje en el desplazamiento de la fase no mojante de la matriz (Van Golf, 1982).

En un YNF la relación entre el fluido que satura los bloques de matriz y el fluido que satura las fracturas determinará si toma lugar un proceso de drenaje o de imbibición. Esta relación se puede simplificar como se muestra en la tabla 2, a continuación:

Matriz	Fractura	Tipo de desplazamiento
Petróleo	Agua	Imbibición
Petróleo	Gas	Drenaje
Agua	Aceite o Gas	Drenaje
Gas	Agua o Aceite	Imbibición

Tabla 2. Procesos de drenaje e imbibición (Van Golf, 1982)

La imbibición en un YNF tomara lugar siempre que la fase mojanete en las fracturas desplace a la fase no mojanete (petróleo) que satura los bloques de matriz. De acuerdo a la relación entre los fluidos que coexisten en la matriz y las fracturas, el proceso de desplazamiento será controlado por fuerzas capilares o gravitacionales. Si el contacto agua-petróleo se encuentra en la cara inferior del bloque de matriz, la diferencia en el peso específico entre el agua presente en las fracturas y el petróleo en la matriz generara una fuerza gravitacional, que actuará como mecanismo de empuje para el desplazamiento del petróleo (Van Golf, 1982).

La presencia de fuerzas gravitacionales se relaciona con la existencia de la diferencia de nivel entre los contactos agua-petróleo en las fracturas y en la matriz.

✓ Magnitud de la presión capilar y la presión ejercida por la columna de líquido:

Las fuerzas capilares serán mayores mientras menor sea el tamaño de poro y las fuerzas gravitacionales incrementarán conforme la altura de los bloques de matriz sea mayor. Como resultado, las fuerzas de gravedad gobernarán la imbibición en el caso de bloques más grandes de matriz y tamaño de poro más grande, mientras que las fuerzas capilares gobernarán la imbibición en el caso de bloques más pequeños de matriz y un tamaño de poro reducido (Van Golf, 1982).

✓ Presión capilar y bloques de matriz:

La discontinuidad de la matriz causada por la red de fracturas interrumpe la continuidad del volumen total de matriz en pequeños bloques individuales de matriz, explicando por qué el nivel de agua solo está relacionado a la red de fracturas. Además, debido a que las fracturas son grandes canales con fuerzas capilares despreciables, la zona de transición desaparece en los yacimientos naturalmente fracturados y el contacto agua-petróleo, se convierte en un plano horizontal. Por otra parte las fuerzas capilares y gravitacionales controlan el equilibrio estático y dinámico de cada bloque de matriz (Van Golf, 1982).

Mecanismos de empuje presentes en los yacimientos naturalmente fracturados

En la mayoría de estos yacimientos la capacidad flujo se debe a las fracturas, las cuales se conectan a los bloques de matriz con la cara del pozo para que los fluidos se puedan producir, por tanto los mecanismos físicos del yacimiento, que hacen posible que los fluidos sean producidos de manera natural son los siguientes:

✓ Expansión del petróleo: ocurre cuando existe un diferencial de presión en el sistema de fracturas, donde el petróleo fluirá de la matriz hacia la fractura. Este mecanismo puede considerarse como la expansión del petróleo dentro de los bloques de matriz, cuando la presión del yacimiento está por encima de la presión de burbuja, o por la expansión de la capa de gas, cuando este se haya por debajo de la misma (López, 2013).

✓ Imbibición: en un YNF que sea mojado por agua, el sistema de 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 encuentre allí almacenado. Cuando se tenga gas, entonces el petróleo será la fase mojante y el gas la no mojante, presentándose también 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 equilibran las fuerzas capilares entre fases mojante y no mojante (López, 2013).

✓ Drenaje gravitacional: este tipo de mecanismo de producción se presenta cuando hay una diferencia de densidades entre las fases agua-petróleo, esta diferencia ayuda a que el fluido más pesado empuje al más liviano de la matriz a la fractura y así ésta pueda producir (López, 2013).

✓ Desplazamiento viscoso: se produce cuando una diferencia de presión es aplicada en el yacimiento. Los YNF cuentan con un gradiente de presión en el sistema de fracturas, donde 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 permeabilidad efectiva alta, en esos casos, será razonable ignorar el desplazamiento viscoso de los fluidos de la matriz por el gradiente de presión que exista en las fracturas (López, 2013).

Como se mencionó en secciones anteriores, una de las principales características de los YNF, es que resultan ser altamente productivos en su fase inicial de producción, pero esto declina rápidamente debido a que la presencia de fracturas motiva la pérdida prematura de presión, que es la energía natural del yacimiento, cuando esto sucede las reservas remanentes representan altos porcentajes aun, por lo que se hace necesario pensar en procesos de recuperación mejorada que puedan estimular la productividad de estos yacimientos, con la finalidad, entre otras cosas, de reducir la saturación de petróleo residual; es por tanto, que en esta siguiente sección se hará una descripción detallada de los principales procesos de recuperación mejorada, haciendo mayor referencia a los procesos de recuperación mejorada de tipo desplazamiento miscible, por inyección de gases al yacimiento.

c) Procesos de recuperación mejorada en yacimientos naturalmente fracturados

La recuperación terciaria o mejorada se ha desarrollado como una alternativa que promueve la producción de petróleo, debido a que los métodos comúnmente empleados en la recuperación secundaria o por medio de la energía natural (primaria),

no aportaron los suficientes factores de recobro, de los recursos de hidrocarburos que permanecen en el subsuelo. Este tipo de recuperación surge por la necesidad de querer recuperar los volúmenes remanentes de hidrocarburos aún existentes en el yacimiento; incluye métodos que utilizan recursos externos, energía y materiales para recuperar el petróleo que con los métodos convencionales no es posible obtener. Estos métodos de recuperación mejorada, a diferencia de la recuperación secundaria implican una interacción química y física entre el fluido a ser inyectado y el sistema roca-fluido del yacimiento a fin de generar condiciones favorables para el recobro (Satter, et. al., 1994).

El objetivo principal de éste método es movilizar el petróleo residual que queda en el yacimiento; esto se logra por la mejora del desplazamiento microscópico del petróleo y con la mejora de la eficiencia volumétrica del barrido. La eficiencia en el desplazamiento del petróleo es lograda por la disminución de la viscosidad del crudo en la recuperación térmica, reducción en las fuerzas capilares o la tensión interfacial por los métodos químicos, o por la mejora en la eficiencia de barrido con la disminución de la movilidad del agua por medio de la inyección de polímeros (Satter, et. al., 1994).

De acuerdo con Satter y Thakur (1994), existen básicamente tres factores físicos que llevan a una alta saturación de aceite remanente después de la recuperación primaria y secundaria:

- ✓ Alta viscosidad del aceite.
- ✓ Fuerzas en la interface de los fluidos.
- ✓ Heterogeneidad del yacimiento.

Los procesos de recuperación mejorada, de acuerdo con Satter y Thakur (1994), pueden ser clasificados en general como se muestra en la figura 7, a continuación:



Fig 7. Clasificación de los métodos de recuperación mejorada (Satter, et. al., 1994)

A continuación, se hará una breve descripción de estos cuatro principales métodos, haciendo especial énfasis en los métodos miscibles.

Métodos térmicos

Se fundamentan en el desplazamiento del petróleo mediante la reducción de la viscosidad, resultado del aumento de la temperatura a las condiciones del yacimiento; produciendo así, el aumento de la movilidad de la fase del petróleo hacia los pozos. Es un proceso mediante el cual, intencionalmente, se introduce calor dentro de las acumulaciones subterráneas de compuestos orgánicos, con el propósito de producir combustible por medio de los pozos (Manucci, 1989), figura 8.

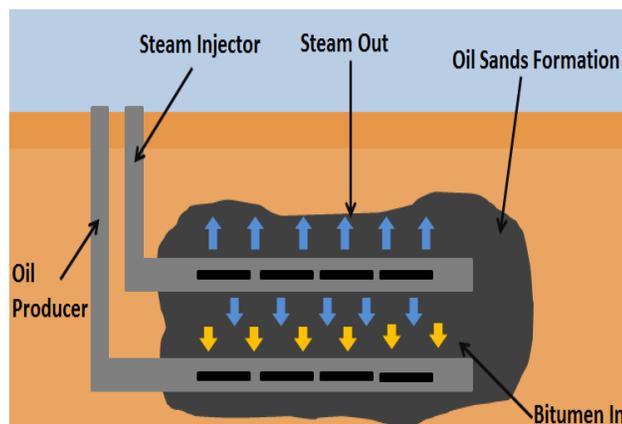


Fig. 8. Ejemplo de método térmico por inyección de vapor (Crawford, 2017)

La dirección natural histórica de aplicación de los procesos térmicos es hacia los crudos viscosos, ya que no hay ningún otro método práctico eficiente en su caso. Sin embargo, ellos deben ser de aplicación técnica factible en el yacimiento escogido y ser competitivamente económicos con respecto a métodos alternos, en especial en el caso de crudos de baja viscosidad. Además de los crudos viscosos, el carbón y las lutitas petrolíferas son los prospectos más indicados para la aplicación de estos procesos; existen grandes depósitos de crudos viscosos, bitumen, carbón y lutitas petrolíferas en el mundo (Mannucci, 1989).

Métodos químicos

Los procesos químicos involucran la inyección de ciertos líquidos o sustancias para desplazar el petróleo, ya que según sus propiedades producen reducciones en la tensión interfacial entre el líquido desplazante y éste, por otro lado, reducen la movilidad del agua mejorando el flujo de petróleo. Estos líquidos o sustancias pueden ser surfactantes, polímeros, soluciones alcalinas, espumas, soluciones micelares, entre otros (Satter, et. al., 1994), figura 9.

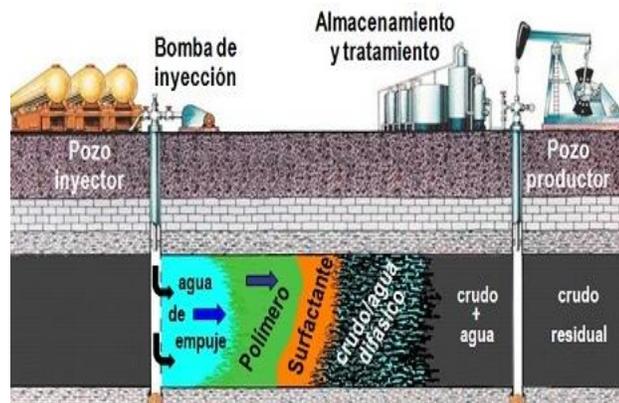


Fig. 9. Método químicos (Firp, 2018)

La inyección de químicos se aplica a crudos que son más viscosos que los de yacimientos en los cuales se lleva a cabo inyección de gas, pero menos viscosos que los crudos presentes en yacimientos a los que se les aplicarían algún método térmico (Satter, et. al., 1994).

Métodos microbianos

En éste método se utilizan microorganismos para mejorar la recuperación de petróleo. Los microorganismos pueden inyectarse al yacimiento o puede aumentarse la población de un microorganismo existente en el mismo mediante la inyección de los nutrientes preferidos por dicho microorganismo (Díaz, 2015), figura 10. Los microorganismos mejoran la recuperación de petróleo por varios medios:

- ✓ Mediante la liberación de gases y el incremento de la presión del yacimiento.
- ✓ Por la descomposición de moléculas más pesadas en componentes de cadenas más pequeñas, dando como resultado la reducción de la viscosidad del petróleo.
- ✓ Mediante la producción de tensioactivos naturales que pueden mejorar el flujo de petróleo alterando las propiedades interfaciales del sistema que comprende el petróleo crudo, la salmuera y las rocas.
- ✓ La acción de los microorganismos modifica la composición de parafinas y asfáltenos.

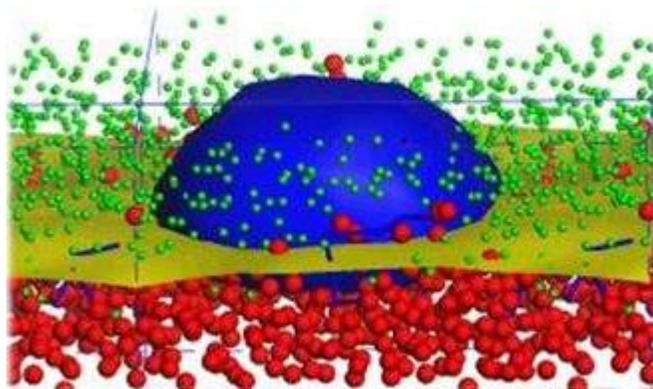


Fig. 10. Métodos microbianos (Instituto Mexicano del Petróleo, 2012)

Métodos de gases inertes

El método de gases inertes involucra la inyección de un gas o solvente que sea miscible o no con el petróleo del yacimiento. Como resultado la tensión interfacial entre los dos fluidos será mucho menor (miscible) o se formará un tapón de fluido que

empujara al petróleo (inmiscible), dando lugar a una mejor eficiencia de desplazamiento macroscópica y con ello mayor recuperación de petróleo (Ortiz, 2017).

Debido a los objetivos planteados en este trabajo, se hará especial énfasis en los procesos miscibles, que buscan el desplazamiento del petróleo con fluidos que pueden mezclarse con el petróleo a las condiciones existentes en las interfaces entre el petróleo y el fluido inyectado en el yacimiento. Dentro de los métodos miscibles, de acuerdo a Ortiz (2017), se encuentran:

- ✓ Proceso de tapones miscibles
- ✓ Proceso con gas enriquecido
- ✓ Empuje con gas vaporizante o de alta presión
- ✓ Inyección alternada de agua y gas
- ✓ Inyección usando solventes
- ✓ Inyección de alcohol
- ✓ Inyección de Nitrógeno (N₂)
- ✓ Inyección de Dióxido de Carbono (CO₂).

En este estudio, que sirve como trabajo especial de grado, se hará énfasis en los dos últimos métodos miscibles nombrados, Dióxido de carbono y Nitrógeno.

Inyección de Dióxido de Carbono (CO₂)

A continuación se presentan los tópicos que contribuirán a establecer los parámetros técnicos, más importantes, que deben ser tomados en cuenta en la propuesta de inyección de Dióxido de Carbono para aumentar el factor de recobro en yacimientos naturalmente fracturados.

- Fuentes del CO₂

Las emisiones de CO₂ originadas por las actividades humanas proceden de tres diversas fuentes, en su mayor parte de la combustión de combustibles fósiles utilizados en la generación eléctrica, el transporte y los procesos industriales, es de suma importancia el poder identificar aquellos focos masivos de emisión, así como también tener en cuenta las posibles zonas de almacenamiento, esto se debe a que la distancia

entre un lugar de emisión y de almacenamiento puede influir de forma significativa en si un proyecto de inyección de CO₂ puede o no llevarse a cabo (Pens, 2009). A continuación se describen las diferentes fuentes de emisión de CO₂:

✓ Industria del cemento: existe producción de CO₂, durante las siguientes áreas de procesos: manejo y almacenamiento de los materiales, molienda y emisiones durante el enfriamiento del horno y la escoria (partículas gases de combustión que contienen monóxido (CO), dióxido de carbono (CO₂), hidrocarburos, aldehídos, cetonas y óxidos de azufre y nitrógeno) (Pens, 2009).

✓ Industria de generación eléctrica: una de las formas de generación de electricidad es mediante la quema de combustibles fósiles en una turbina de combustión, y en la turbina de vapor en un ciclo combinado, utilizando parte o todo el vapor generado en el enfriador del gas natural, así como en el recuperador de calor de los gases de combustión conectado a la descarga de la turbina de gas productora de CO₂ (Pens, 2009).

✓ Industria petrolera: la emisión de CO₂ en la industria petrolera se ve fuertemente manifestada en los procesos de gasificación del coque, producción del gas natural, en la parte de refinación y petroquímica, como por ejemplo, producción de amoníaco, durante la producción de urea, y durante las propias actividades de producción de petróleo y gas, de este último el CO₂ es retirado con fines de cumplir requerimientos del mercado y regulaciones de seguridad y ambientales (Pens, 2009).

- Propiedades del CO₂

El CO₂ es una molécula formada por dos átomos de oxígeno unidos covalentemente a un solo átomo de carbono, posee un peso molecular de aproximadamente 44 g/mol, por otro lado, dependiendo de la presión y temperatura, el CO₂ puede existir como sólido, líquido o gas. A temperaturas y presiones equivalentes o superiores al punto crítico, el CO₂ es un fluido supercrítico, lo que le permite tener condiciones de gases y de líquidos, esta condición de flujo supercrítico es la que le permite al gas alcanzar la miscibilidad con el petróleo y con ello mejorar la recuperación de petróleo (Schlumberger, 2015).

Las siguientes propiedades de CO₂, fueron propuestas por Castro (2013), quien en su publicación estableció que éste gas es termodinámicamente estable y más denso que el aire a condiciones atmosféricas, con lo que se puede decir que su estado físico varía con la temperatura y la presión como se muestra en la figura 11:

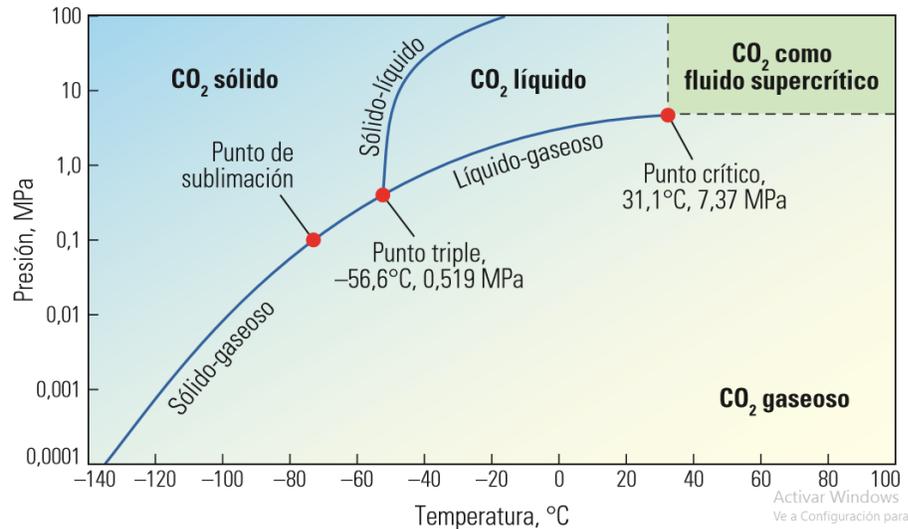


Fig 11. Diagrama de fases de presión y temperatura del CO₂ (Schlumberger, 2015)

En la siguiente tabla, se pueden observar, en forma resumida, las propiedades descritas en la figura 11.

Propiedad	Valor
Temperatura crítica	31,1 °C
Presión crítica	7,37 Mpa
Densidad crítica	467 Kg/m ³
Temperatura en el punto triple	-56,5 °C
Presión en el punto triple	0,519 MPa

Tabla 3. Propiedades del CO₂ (Schlumberger, 2015)

Lo más importante a resaltar, es que a partir de la presión y temperatura crítica, el fluido se comenzara a comportar como supercrítico, y es a partir de donde comienza a ocurrir el fenómeno de miscibilidad, deseado para lograr el desplazamiento del petróleo en el yacimiento, durante el proceso de recuperación mejorada (Castro, 2013).

En cuanto al comportamiento de la densidad del Dioxido de Carbono, mostrado en la figura 12, se puede decir que la misma aumenta a medida que aumenta la presión y disminuye la temperatura.

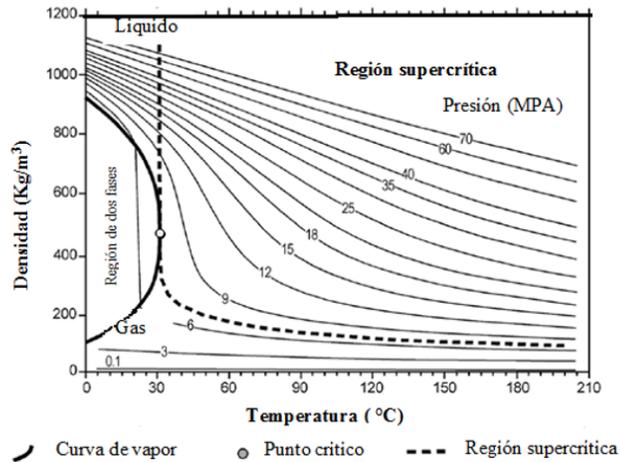


Fig 12. Comportamiento de la densidad del CO₂ (Castro, 2013)

Así mismo, la viscosidad del CO₂ se ve fuertemente afectada por las condiciones de presión y temperatura, de acuerdo a la interpretación de la figura 13, se puede decir que a medida que aumenta la presión a una temperatura constante, aumenta la viscosidad del CO₂, por lo tanto se recomienda mantener alta presión y alta temperatura para lograr valores bajos de viscosidad, lo que permitirá aumentar las posibilidades de flujo (Castro, 2013).

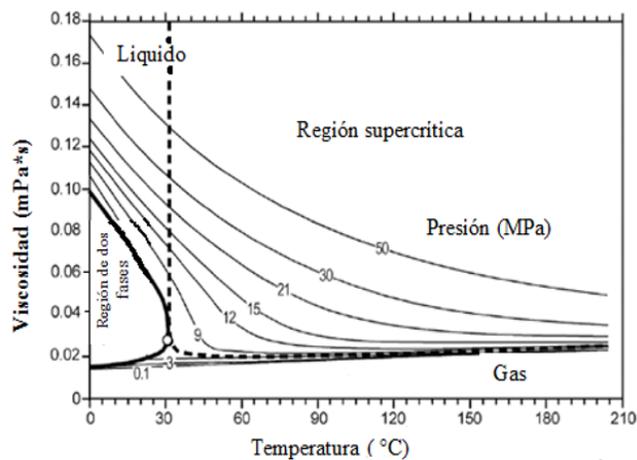


Fig 13. Comportamiento de la viscosidad del CO₂ (Castro, 2013)

De acuerdo a Castro (2013), el factor de compresibilidad que representa la relación que existe entre el volumen que ocuparía un gas a condiciones reales y el volumen del mismo gas a condiciones ideales, muestra un mejor comportamiento a altas presiones y temperaturas, sobre todo a aquellas de interés para la inyección miscible.

Y finalmente, la solubilidad del CO₂ en el agua, que es un aspecto de gran interés dentro de este tipo de procesos miscibles, varía con la temperatura, la presión y el peso molecular, este comportamiento se muestra en la figura 14, a continuación:

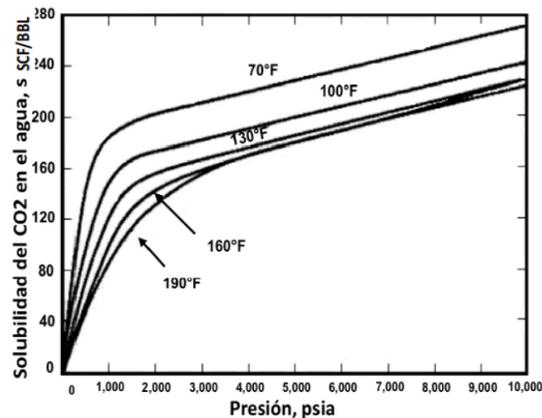


Fig. 14. Comportamiento de la solubilidad en el agua del CO₂ (Castro, 2013)

La solubilidad del CO₂ en el agua se incrementa con la presión y disminuye con la temperatura y la salinidad. Existe una baja en la solubilidad del CO₂ en el agua al disminuir la presión y aumentar la viscosidad. Para campos con entrada de agua o campos que se encuentren explotados bajo régimen de WAG será sumamente importante evaluar este parámetro (Castro, 2013).

Aspectos a considerar en la inyección de Dióxido de Carbono

En esta sección se hará una descripción de los aspectos más importantes a tomar en cuenta en la inyección de CO₂, como presiones de yacimiento requeridas, los esquemas de inyección, el almacenamiento, transporte y captura del CO₂.

- Tipos de desplazamiento

Desplazamiento inmisible:

Este tipo de desplazamiento es utilizado, normalmente, en aquellos yacimientos de crudo pesado o en aquellos de baja presión, en los cuales es imposible alcanzar la presión mínima de miscibilidad y por lo tanto la miscibilidad, en este proceso el petróleo y el gas inyectado forman dos fases fluidas existiendo una tensión interfacial entre ellos desarrollándose un frente de desplazamiento, el CO₂ actúa en forma similar al agua en un proceso de recuperación secundaria, en la figura 15 puede ser observado este proceso de desplazamiento. Básicamente, la finalidad de este tipo es incrementar o mantener la presión del yacimiento y aumentar la eficiencia de recuperación (Castro, 2013).

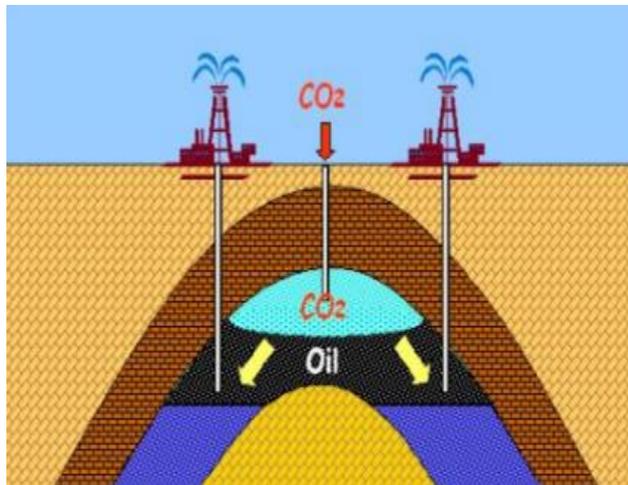


Fig. 15. Desplazamiento Inmisible (Castro, 2013)

Desplazamiento miscible:

Antes de explicar a qué se refiere este tipo de desplazamiento, debe hacerse mención al concepto de miscibilidad. De acuerdo a Castro (2013), este fenómeno se refiere a la habilidad que tienen dos o más sustancias para formar una sola fase homogénea cuando se mezclan en cualquier proporción. Para los yacimientos petroleros, la miscibilidad es definida como esa condición física entre dos o más

sustancias que puede permitirle a ellos mezclarse en todas las proporciones sin formar una interface entre ellos a una presión y temperatura específica. La tensión interfacial es definida como la cantidad de energía por unidad de área (Dinas/cm²), necesaria para formar una interface, la cual está altamente ligada con la saturación de petróleo residual, pues la disminución de la tensión interfacial da origen a la disminución del petróleo residual retenido en el medio poroso. Es por ello que se ha demostrado que proyectos de CO₂ en condiciones miscibles son más eficientes, pues se anula la tensión interfacial entre el crudo y el gas de inyección, logrando vencer las fuerzas capilares que retienen al crudo dentro del medio poroso (Castro, 2013), figura 16.

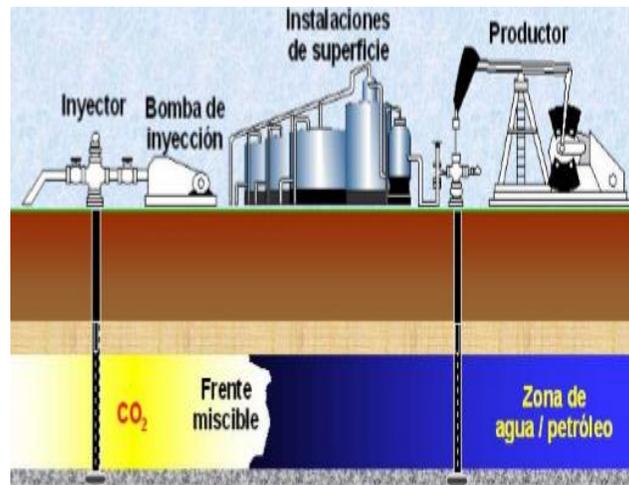


Fig. 16. Desplazamiento Miscible (Castro, 2013)

Según Arriaga y Córdova (2008), la mayor dificultad en la planeación de un desplazamiento por un bache miscible recae en la selección de un adecuado volumen, ya que de ser éste demasiado pequeño causaría el riesgo de una ruptura de miscibilidad, y demasiado grande causaría un elevado costo para el proyecto. El gas usado para desplazar el petróleo del yacimiento durante la recuperación mejorada por inyección de gas miscible es casi siempre una mezcla de hidrocarburos; por lo que ambos, el gas y el petróleo contienen hidrocarburos ligeros (principalmente metano), hidrocarburos intermedios (etano a hexano) y finalmente pesados (heptano y superiores, C₇₊) pero en porciones completamente diferentes, por lo tanto, se observa que durante la inyección

de gas miscible dentro de un yacimiento de petróleo, los fluidos del yacimiento no son completamente diferentes en composición, habrá un cambio gradual de componentes entre los dos fluidos y su composición será similar (Arriaga, et. al., 2008).

En procesos para recuperación de hidrocarburos, la miscibilidad puede desglosarse en dos tipos:

✓ De primer contacto: este tipo de procesos es caracterizado porque al ponerse en contacto el crudo con el solvente se mezclan todas las proporciones sin que se observe una interface entre ellos. Es el método más simple y rápido para obtener un desplazamiento miscible entre el crudo y el solvente. Los solventes más comunes utilizados en este proceso son: butano, propano y mezclas de GLP. Sin embargo, este tipo de miscibilidad resulta costosa ya que debe inyectarse un solvente rico en componentes intermedios, lo que hace que este tipo de miscibilidad no sea una práctica rentable a nivel de campo (Castro, 2013).

La miscibilidad de primer contacto solo se alcanza en sistemas secos cuando se tienen gases muy ricos o a presiones muy altas. La miscibilidad es una propiedad que establece una condición de tensión interfacial tendiendo a cero entre dos fluidos formándose con esto una fase homogénea a una presión y temperatura constante. Dentro del tema de recuperación mejorada con CO₂ la miscibilidad es un término sumamente importante pues afectara la eficiencia de recuperación del petróleo. Un proyecto de CO₂ se puede llevar a cabo tanto misciblemente como inmisciblemente. El desplazamiento de CO₂ miscible se realiza solo bajo una combinación específica de condiciones, las cuales son: la composición del gas inyectado, es decir si este contiene impurezas, la composición del petróleo y las condiciones de presión y temperatura del yacimiento (Castro, 2013).

✓ De contacto múltiple: en este tipo de procesos se pone en contacto el crudo con un gas de inyección que puede ser Nitrógeno, Dióxido de Carbono o Gas Natural para que exista una transferencia de masa entre ambos fluidos y con esto crear un desplazamiento del crudo en el medio poroso, en este proceso es formado un bache o

zona de transición enriquecido de solvente con hidrocarburos ligeros, esto es porque el fluido inyectado entra en contacto en forma repentina y vaporiza fracciones ligeras de crudo. Existen dos formas principales de obtener miscibilidad por múltiple contacto las cuales son: condensación del gas de inyección, en este proceso se genera transferencia de masa del gas al crudo, este gas de inyección es rico en componentes intermedios (C_2-C_6 y CO_2), los cuales son transferidos al crudo por múltiples contactos durante el proceso de desplazamiento, durante el proceso, el líquido resultante será más rico en componentes intermedios que el crudo original, mientras que el vapor en equilibrio es más pobre que el gas original, esto muestra el tipo de transferencia de masa que tuvo lugar (Castro, 2013).

La otra forma de miscibilidad, es por vaporización del crudo por gas de inyección, como es de esperarse, en este proceso la transferencia de masa ocurre del crudo hacia el gas, esto es debido a que el Metano y el Nitrógeno tienden a vaporizarse y transferirse al gas de inyección junto con algunos componentes hidrocarburos intermedios. La presión mínima de miscibilidad que se obtiene a través de este mecanismo es mayor que la obtenida por condensación, esto es debido a la gran cantidad de Metano presente en el gas de inyección (Castro, 2013).

La miscibilidad en el petróleo se ve altamente afectada por la presión, donde se hace necesario alcanzar la presión mínima de miscibilidad para que pueda ocurrir la miscibilidad y con ello garantizar un mejor recobro.

- Presión mínima de miscibilidad (PMM)

En su publicación, Castro (2013), da un concepto básico, expresando que es la presión más baja a la cual el 95% del petróleo contactado es recuperado a una temperatura dada, la figura 17, ilustra el concepto:

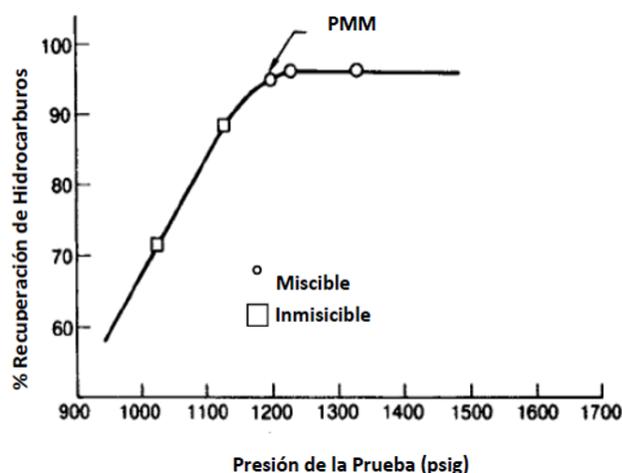


Fig. 17. Definición de la Presión Mínima de Miscibilidad (Sebastián, et. al., 1985)

De acuerdo a diversos autores, existen tres factores que afectan en mayor grado la presión mínima de miscibilidad, siendo estos:

- La temperatura: a medida que esta aumenta, también lo hará la presión mínima de miscibilidad y viceversa.
- La composición del crudo: en este aspecto se debe tocar al peso molecular del crudo, pues si este aumenta también lo hará la presión mínima de miscibilidad. Es importante mencionar, que luego de estudios realizados sobre numerosas muestras de crudo, se ha demostrado que la presión mínima de miscibilidad requerida depende en gran medida del contenido de C₅ a C₁₂ en el crudo, cuanto mayor sea la fracción de C₅ a C₁₂ se requerirá una presión más baja para lograr la miscibilidad con gas CO₂ (Castro, 2013).
- Pureza del gas inyectado: es uno de los aspectos más complicados de cumplir, pues la pureza del gas va a depender del proceso de captura. Pero es importante mencionar que a medida que el gas es más puro la presión de miscibilidad se alcanzará con mayor facilidad.

Por todas estas razones mencionadas, la inyección de CO₂ es más eficiente en crudos ligeros, en los yacimientos de baja temperatura, y con un gas lo más puro posible (Castro, 2013).

Una forma muy sencilla de conocer si el yacimiento alcanzará la presión mínima de miscibilidad, es a través de la siguiente ecuación, la cual determina cual es la máxima presión alcanzable del yacimiento:

$$P_{max} = 0,6 * D - 300$$

donde:

P_{max} : es la presión máxima que puede alcanzar el yacimiento (psi)

D: es la profundidad a la que se encuentra el yacimiento (ft)

- Determinación de la presión mínima de miscibilidad

Se puede recurrir a dos tipos de procesos, sea experimental (pruebas de laboratorio) o analíticos (por medio de correlaciones).

a) Experimentales: requieren el uso de muestras de crudo del yacimiento y del gas que será inyectado. Se utiliza como temperatura de la prueba la del yacimiento, manteniéndose constante durante la ejecución. A pesar de que ofrecen resultados confiables, siempre y cuando el muestreo se haga de forma óptima, son pruebas costosas debido al personal que requieren, el tiempo de ejecución y a los equipos utilizados (Landáez, 2005). Básicamente existen dos tipos de pruebas principales:

✓ Prueba del tubo delgado (Slim tube): en la figura 18, se muestra el esquema de instalación de la prueba y sus principales componentes (Landáez, 2005).

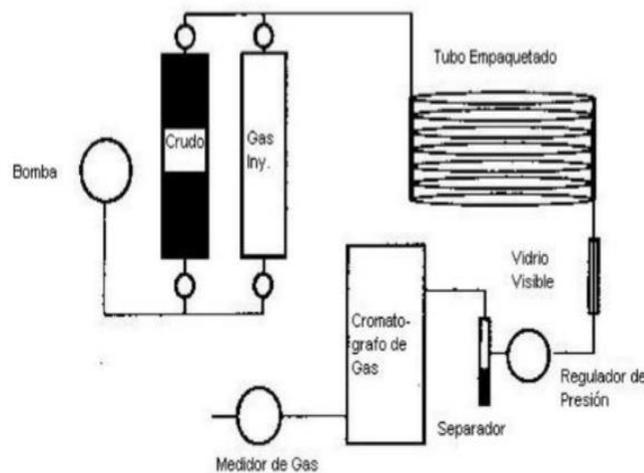


Fig. 18. Diagrama del dispositivo del tubo delgado (Landáez, 2005)

Para estimar la presión mínima de miscibilidad mediante la prueba del tubo delgado se necesitan, al menos, 4 pruebas de desplazamientos a distintas presiones y a temperatura constante, utilizando un único gas de inyección durante las 4 pruebas, este procedimiento puede observarse en la figura 19.

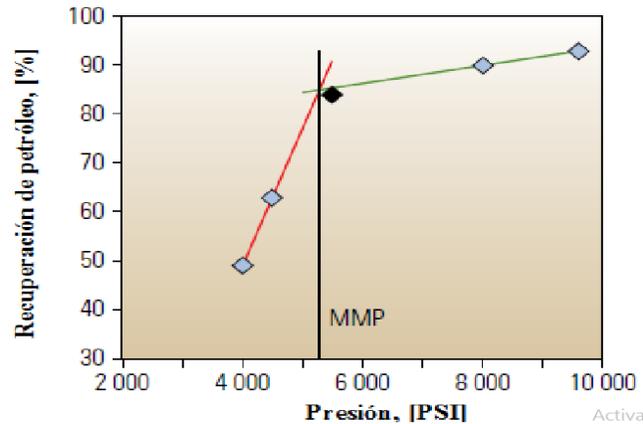


Fig. 19. Determinación de la presión mínima de miscibilidad a través del tubo delgado (Castro, 2013)

Cada punto representa una prueba realizada a una presión diferente. La prueba termina después de la inyección de 1,2 del volumen poroso para la cual se obtiene un porcentaje de petróleo original en sitio (POES) a una presión determinada. La presión en el punto de intersección de ambas rectas se denomina presión mínima de miscibilidad (PMM), que es el valor buscado (Castro, 2013).

✓ Prueba de la burbuja ascendente (RBA): de acuerdo a Landáez (2005), es una forma rápida y fiable para determinar la presión mínima de miscibilidad. Es una prueba del tipo directa, en esta se observa el comportamiento de una burbuja de gas inyectada (misma composición del gas inyectado) la cual sube a través de una columna de crudo. En condiciones miscibles, la burbuja desaparecerá antes de llegar a la cima de la columna, en condiciones inmiscibles la burbuja es visible en toda la columna. A medida que la burbuja se eleva a través del crudo, su forma y movimiento son observados y fotografiados por dos cámaras. En la figura 20 se puede observar el equipo utilizado durante esta prueba (Castro, 2013).



Fig. 20. Equipo de burbuja ascendente (Castro, 2013)

b) Analíticos (correlaciones): como es de esperarse, el uso de este tipo de metodologías para determinar la presión mínima de miscibilidad, tiende a arrojar mayor error en cuanto a su valor real, pues son aproximaciones que se han hecho por medio de estudios previos, que no reflejan las características totales del yacimiento en estudio. Sin embargo, representan una alternativa para tener una idea de este parámetro en forma rápida, por ejemplo el National Petroleum Council, estableció sus correlaciones, que se muestran en la figura 21, a continuación:

Presión de Miscibilidad vs Densidad °API	
Densidad, °API	Presión de Miscibilidad, psi
<27	4,000
27 a 30	3,000
>30	1,200
Corrección por Temperatura del Yacimiento	
Temperatura, °F	Presión adicional requerida, psi
<120	Ninguna
120 a 150	+200
150 a 200	+350
200 a 250	+500

Fig. 21. Criterio de estimación de la presión mínima de miscibilidad (Holm, 1980).

En la tabla anterior, se puede observar que el parámetro de selección es la gravedad API del crudo, y que su principal desventaja es que puede ser aplicada solo

para temperaturas de yacimiento menores a 250 °F. Sin embargo existen numerosas correlaciones, de acuerdo a Castro (2013), estas son las de mayor relevancia:

✓ Correlación del Petroleum Recovery Institute (1979): (PRI), la cual se basa sólo en la temperatura del yacimiento

$$PMM = 1071,82893 * 10^{(2,772 - \frac{1519}{T_0 + 460})}$$

Donde:

To: temperatura del yacimiento (°F)

✓ Correlación de Yelling y Metcalfe (1980): es una correlación para temperaturas de yacimientos entre 95°F y 192°F. En ésta al igual que en la anterior, solo se toma en cuenta la temperatura del yacimiento:

$$PMM = 1833,7217 + 2,25180557 * T + 0,01800674 * 10T^2 - \frac{103949,93}{T}$$

Con el pasar del tiempo, estas correlaciones fueron evolucionando debido a que el CO₂ se comenzó a inyectar con otros componentes o solo tomando en cuenta las fracciones más pesadas del gas, por tanto en dichas correlaciones se sigue tomando la temperatura, pero ahora en combinaciones con composiciones de los gases y pesos moleculares. Finalmente, es importante recordar que estas correlaciones son herramientas que pueden aproximar el valor de la presión mínima de miscibilidad, pero que siempre estarán sometidas a cierto error, y además todas tienen sus limitaciones, por lo que se debe tener sumo cuidado al momento de seleccionar un tipo de correlación u otro.

Ya que se han estudiado los parámetros más importantes, que deben ser tomados en cuenta al momento de una inyección miscible, es importante conocer bajo qué esquemas de inyección ha sido propuesto este proceso de recuperación mejorada.

- Esquemas de Inyección

Estos esquemas lo que muestran, son las condiciones bajo las cuales la inyección de CO₂ puede ser llevada a cabo, en principio para generar mayor eficiencia

de barrido, mayor área de contacto y buscar mayor recuperación de petróleo, existen 5 tipos de esquemas de inyección, definidos a continuación:

✓ Inyección continua de CO₂ (CGI): es la forma más sencilla pero menos rentable de utilizar dicho gas, en los procesos de recuperación mejorada, debido a los costos que representan las instalaciones de superficie y el suministro de gas necesario, aunque se han visto casos donde se recicla el gas para reinyección. En este proceso, el CO₂ es inyectado de manera continua en el yacimiento hasta que la relación de gas producido con el petróleo, sea tal que comience a considerarse no viable económicamente. Sobre todo por razones económicas, fue que surgió la necesidad de comenzar a alternarlo con un fluido más económico, en este caso agua, para disminuir los costos de inyección (figura 22) (Castro, 2013).

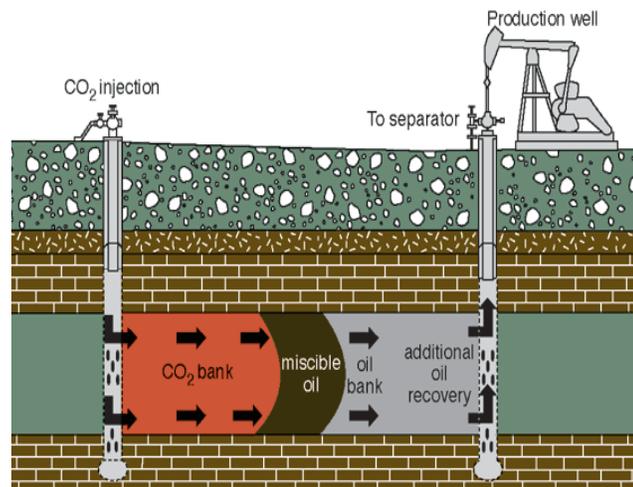


Fig. 22. Esquema de inyección continua de CO₂ (Fandom, 2010)

✓ Inyección alternada de agua y gas (WAG): en este tipo de esquemas, se inyecta en principio un bache de CO₂ seguido por uno de agua, normalmente la relación utilizada es 0,5:4 respectivamente (figura 23). Una de las principales ventajas de este método, es que es más económico, debido a que se necesita menos cantidad de gas para la inyección. Sin embargo presenta sus requerimientos, como por ejemplo, el yacimiento debe estar bien caracterizado para evitar las denominadas zonas ladronas, que podrían lograr la llegada temprana de agua o gas a los pozos productores, además

se requiere una descripción especial de las permeabilidades relativas, puesto que las saturaciones de agua y gas aumentarían y disminuirían alternadamente, además se tendrá un régimen trifásico, por lo que la naturaleza de los ciclos generará en el proceso una combinación de drenaje e imbibición, por tanto la condición más favorable sería lograr que la velocidad del gas inyectado y del agua sean iguales dentro del yacimiento. El agua, de acuerdo a diversos autores, es considerada en este esquema, como un agente controlador de movilidad del gas, lo que contribuirá a que se retrase la irrupción temprana de gas en los pozos productores, se puede decir que el agua actúa como una barrera que disminuye la permeabilidad relativa del gas, que como es de saberse se mueve más rápido que cualquier fluido presente en el yacimiento (Castro, 2013).

Los principales retos de este proceso, es evitar la segregación gravitacional, puesto que los efectos importantes de dicha segregación aumentan a medida que avanza el frente de los fluidos inyectados y se alejan del pozo, es decir, que la diferencia de densidad entre el agua inyectada y el petróleo no permite un desplazamiento tipo pistón en el yacimiento por lo tanto el gas tiene la tendencia a subir a la cima del yacimiento y el agua descende teniendo como resultado una gran zona anular atribuible al paso del gas y el agua. En zonas cercanas al pozo el efecto de WAG se logra, pero la tendencia de la segregación natural entre el agua y el gas finalmente domina el proceso y da como resultado una gran zona sin barrer en la parte central del yacimiento (Castro, 2013).

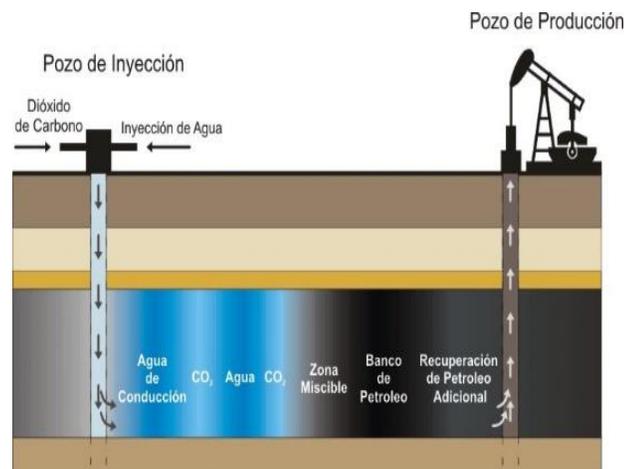


Fig. 23. Esquema de inyección alternada de agua y gas (WAG) (Da Silva, 2007)

✓ Inyección de CO₂ seguido por agua: en este esquema se inyecta un volumen de CO₂ único y luego se comienza a inyectar continuamente agua, esto con la finalidad de que empuje el volumen de CO₂ que está en contacto con el yacimiento. El proceso de empuje será tipo pistón con fugas, pues no se generara miscibilidad con el agua e irá quedando una saturación residual de CO₂ en el yacimiento (Castro, 2013), figura 24.

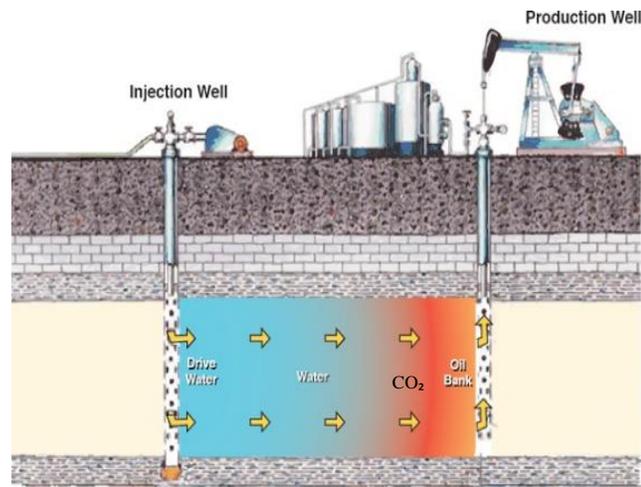


Fig. 24. Esquema de inyección de CO₂ seguido por agua, (Induced Seismicity Potential in Energy Technologies, 2013)

✓ Inyección simultánea de CO₂ y agua (SWAG): este tipo de esquema es utilizado cuando la cantidad de CO₂ es limitada, por lo que la inyección de agua puede disminuir costos de compresores, almacenamiento de CO₂, fuentes de CO₂, esto si se compara con el proceso de WAG. El proceso se lleva a cabo de la siguiente manera, se inyecta el agua en la parte superior de la formación y el CO₂ en el fondo de la zona de petróleo que se desea desplazar, en este método se busca sacarle provecho al efecto de la segregación gravitacional, pues por diferencias de densidades y peso el agua fluiría hacia la parte más baja y el CO₂ hacia la parte más alta de la zona inyectada. En el proceso SWAG se mezcla el gas en el agua a una presión suficiente para mantener un régimen de flujo burbuja (gas disperso en el agua) a través del pozo; el mayor reto que se presenta para ejecutar el proceso de SWAG es mantener tales presiones (cerca de la presión de burbuja del agua), debido a que la presencia de agua y gas en la boca

del pozo reduce la presión de fondo; otro de los problemas que pueden presentarse en el método, es que el gas probablemente se segregue rápidamente en el yacimiento, causando esto una irrupción temprana por la favorable movilidad que presenta el gas (Castro, 2013).

✓ Inyección de CO₂ seguido de una espuma (FAWAG): (foam assisted water alternating gas), el uso de la espuma lo que busca es aumentar la viscosidad aparente del gas, para reducir su movilidad, sobre todo en las zonas de alta permeabilidad, y con ello evitar la irrupción temprana de CO₂ a los pozos productores, incrementando así la eficiencia de barrido del gas y por ende el factor de recuperación. En la generación de la espuma se debe utilizar un adecuado agente (surfactante), ya que el proceso FAWAG implica la inyección alternada de gas y surfactante. La espuma se formara cuando la fase de gas entre en contacto con la solución surfactante acuosa; también se puede formar en el yacimiento, cuando un bache de solución surfactante sea seguido por gas de inyección, o en el pozo cuando el gas y la solución surfactante se han inyectado simultáneamente (Castro, 2013).

Ya se han visto las principales formas de desplazamiento bajo las cuales el CO₂ puede incrementar el factor de recobro de los yacimientos así como los esquemas de inyección bajo los cuales estos proyectos son propuestos, pero ahora es importante conocer el lugar donde el CO₂ puede ser almacenado, las formas de transporte que existen y los diferentes procesos de captura, fundamentales para determinar la viabilidad de un proceso de inyección con este gas.

- De acuerdo al almacenamiento del CO₂

Los autores Brennan y Burruss (2003) en su publicación, establecieron que la eficiencia de almacenamiento del CO₂ en el medio geológico, se define como la cantidad de CO₂ almacenada por unidad de volumen, la cual se incrementa cuando se aumenta la densidad del CO₂. El éxito de cualquier proyecto de almacenamiento dependerá, sin duda alguna, de la correcta selección de la cuenca y de la capacidad de la misma. En general, los sitios de almacenamiento geológico deben tener: la capacidad adecuada para lograr un almacenamiento efectivo, una roca sello o una unidad de

confinamiento y un ambiente geológico suficientemente estable como para no poner en peligro la integridad del lugar de almacenamiento y evitar fugas, esto último quiere decir zonas de baja actividad tectónica. En general, se considera como una zona no adecuada a aquella con espesores inferiores a 3000 pies, yacimientos con una roca sello permeable, yacimientos altamente dañados y/o fracturados.

Las cuencas sedimentarias con bajos gradientes de temperatura, también conocidas como “frías”, presentan condiciones más favorables para el almacenamiento de CO₂ debido a que el CO₂ logra alcanzar una mayor densidad a una menor profundidad, así mismo, un parámetro clave para la selección de una cuenca es la profundidad ya que influirá en los costos de compresión. Otro parámetro clave para la selección de una cuenca es la porosidad que aunado al espesor, rige la capacidad de almacenamiento (Brennan, et. al., 2003).

Por tanto el almacenamiento geológico puede llevarse a cabo en varios espacios, dentro de los que Brennan y Burruss (2003) destacan los siguientes:

- ✓ Yacimientos de hidrocarburos: representan la mejor opción para el almacenamiento del CO₂, debido a que han sido fuertemente estudiados, lo que disminuye las incertidumbres del sistema roca y roca-fluido.

- ✓ Formaciones salinas profundas: han sido tomadas en cuenta debido a su gran tamaño y capacidad de almacenamiento en las rocas sedimentarias porosas y permeables que contienen agua salada.

- ✓ Capas de carbón: las capas de carbón contienen fracturas (macroporos) las cuales le aportan una cierta permeabilidad al sistema, por lo que el gas inyectado fluiría en el sistema a través de los macroporos del carbón, difundiendo en la matriz del carbón y adsorbido en la superficie de los microporos liberando gases con una menor afinidad con el carbón (por ejemplo CH₄). El carbón tiene una mayor afinidad a adsorber los gases del CO₂. La inyección de CO₂ en capas de carbón también puede aportar un beneficio económico al obtener una producción adicional de metano. Si el CO₂ es inyectado dentro de capas de carbón también puede desplazar al metano

aumentando de esta manera la eficiencia de la recuperación del metano de los yacimientos de carbón (Castro, 2013).

Una vez se ha seleccionado el lugar idóneo para almacenar y preservar el CO₂, se deben estudiar todas aquellas posibilidades que hagan factible llevar o transportar dicho gas al lugar de inyección en yacimientos de hidrocarburos o bien desde el lugar de su captura hasta su almacenamiento, estas opciones son estudiadas en la siguiente sección.

- Finalmente, el transporte del CO₂

Este es uno de los aspectos más importantes a tomar en cuenta en los proyectos de inyección de CO₂, pues normalmente en el lugar que este es producido o capturado, no es donde necesita ser inyectado, pues las formaciones en dicho lugar probablemente no están aptas para su almacenamiento efectivo y seguro. Esto obliga a pensar en un medio que permita transportar el gas desde la captura hasta un lugar adecuado, bajo un diseño desarrollado tomando en cuenta aspectos técnicos, ambientales, sociales y económicos, que garanticen un proceso de traslado seguro y viable. Como ya se había mencionado antes, una de las formas idóneas para transportarlo por tuberías, es en estado supercrítico, pues bajo esta condición el gas tiene la densidad de un líquido y la viscosidad de un gas, propiedades que facilitan el flujo del gas (Castro, 2013). En general, existen dos formas principales:

- ✓ Transporte por tubería: esta, es una de las soluciones más utilizadas para el transporte de fluidos, cuyos ductos pueden ser ubicados en tierra o dentro del agua. Sin embargo, para ser factible su uso, debe cumplir ciertos requerimientos, como el social ya que si los ductos pasan por zonas muy pobladas se tendría que modificar la ruta del ducto y por lo tanto su longitud, otro factor es la topografía del terreno, así mismo, existen poblados y zonas que tienen regulaciones especiales gubernamentales, militares, zonas de protección ambiental, entre otras (Castro, 2013).

- ✓ Transporte en vehículos: pueden ser del tipo terrestre (camiones) o marino (buques), normalmente, este tipo de transporte es utilizado cuando el transporte por

tubería es inviable económicamente. Las distancias recorridas con este tipo de transporte, si es terrestre suelen ser pequeñas, si es marino pueden ser distancias largas.

Así como la inyección de CO_2 ha sido utilizada en los procesos de recuperación mejorada, de la misma manera el Nitrógeno (N_2), por tanto en la siguiente sección serán descritos los aspectos más importantes relacionados con la inyección de dicho gas, y que tendrán un gran impacto en el esquema de inyección para llevar a cabo el proceso de recuperación mejorada.

Inyección de Nitrógeno (N_2)

Este proceso es similar a la inyección de CO_2 en cuanto a los principios y mecanismos involucrados para lograr la miscibilidad. Se aplica a yacimientos que contienen crudos livianos o medianos y en yacimientos profundos con temperatura moderada; una de las ventajas del uso de este gas es que es de mayor disponibilidad que el gas natural y que el CO_2 , y lo más importante es que es menos costo (Thomas, 2008), figura 25.

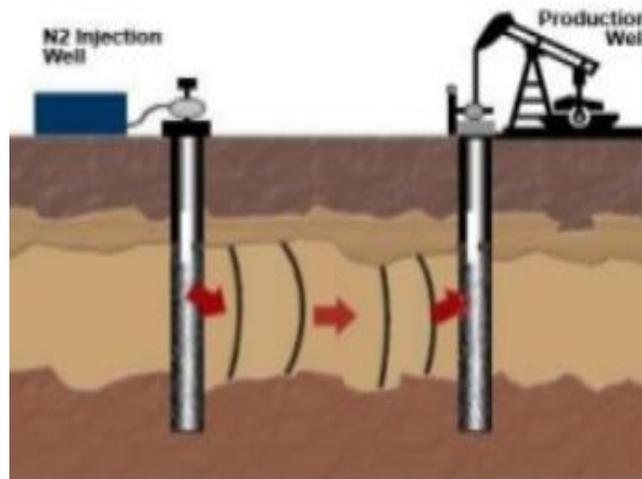


Fig. 25. Inyección de Nitrógeno (Prados, 2013)

El N_2 puede mejorar la recuperación de petróleo o gas por uno o más de los siguientes mecanismos: mantenimiento de presión, desplazamiento inmisible o desplazamiento miscible, pero su aplicación está muy influenciada por las condiciones

de presión, temperatura y las propiedades y composición del fluido del yacimiento así como de las del gas inyectado (Satter, et. al., 1994).

- Propiedades, características y fuentes del N₂

El N₂ es un gas incoloro, inodoro e insípido que forma el 78.09% del aire que los seres vivos respiran, es un gas no inflamable y que no sostiene la combustión, es ligeramente más liviano que el aire, ligeramente soluble en agua y de baja viscosidad. El nitrógeno se presenta en el aire en forma de molécula de N₂, bajo esta condición, se comporta como un gas noble, es decir no reacciona con ningún otro elemento, salvo en condiciones de muy alta presión y/o alta temperatura, donde forma compuestos nitrosos como el NO o el NO₂ (Flores, 2009). En la tabla 4, se pueden observar las principales características físicas del N₂.

Propiedad física	Valor
Peso molecular	28 g/mol
Temperatura de fusión (°C)	-210 °C
Temperatura de ebullición (°C)	-196 °C
Temperatura crítica	-147 °C
Presión crítica	492 psi
Densidad relativa al aire (aire=1)	0,97
Factor de compresibilidad	0,288

Tabla 4. Propiedades del N₂ (Morales, 2011)

La principal fuente del N₂ es, pues, el aire, y el gas natural. Otras fuentes naturales que contienen nitrógeno son las proteínas de las plantas, animales y restos fosilizados de plantas vivas como el carbón, es importante mencionar que el N₂ de la atmósfera se recicla en la naturaleza bajo dos formas principales: el amoníaco y los nitratos (Textos científicos, 2006).

Al igual que en el caso del Dióxido de Carbono, el Nitrógeno puede ser inyectado de forma miscible o inmisible, ambos conceptos definidos anteriormente,

por lo que en esta sección se hará mención solo a las particularidades que presentan ambos fenómenos en el caso del Nitrógeno.

- **Tipos de desplazamiento con Nitrógeno**

En todos los procesos de recuperación secundaria y/o mejorada de hidrocarburos por inyección de gas, el fluido desplazante empuja al fluido desplazado creando un frente de desplazamiento, el cual es de tipo miscible o inmisible, debido a los objetivos de este trabajo especial de grado, se hará un especial enfoque en los procesos miscibles.

✓ Desplazamiento inmisible: en este caso se busca que mediante un proceso inmisible entre el fluido desplazante (N_2) y el desplazado (petróleo), se modifique la relación de movilidades a un desplazamiento favorable al petróleo. Este tipo de desplazamiento se puede utilizar para mantenimiento de presión y mejoramiento en la segregación gravitacional (Morales, 2011).

✓ Desplazamiento miscible con N_2 : dos fluidos son miscibles cuando se pueden mezclar en todas proporciones y todas las mezclas permanecen en una sola fase, debido a que solo resulta una fase de la mezcla de los fluidos miscibles, no existe una interfase entre ellos y consecuentemente no existe tensión interfacial entre los fluidos; una condición para que los fluidos sean miscibles es que exista cierta afinidad química entre las fases, es decir, entre el N_2 y el petróleo. En general, menor presión mínima de miscibilidad se obtiene con CO_2 y mayor con N_2 (Morales, 2011).

Los conceptos de miscibilidad, así como los tipos, presión mínima de miscibilidad, son los mismos que para la inyección de CO_2 vistos en la sección anterior.

- **Factores que afectan la presión mínima de miscibilidad con N_2**

Las limitaciones por disponibilidad y costos del gas natural y del CO_2 han permitido que el N_2 sea una alternativa económica y viable para la recuperación mejorada de petróleo mediante un desplazamiento miscible, por tanto un criterio importante para su uso es la presión mínima de miscibilidad, es por ello que se deben mencionar algunas de las condiciones que favorecen la miscibilidad del petróleo con

el N₂, los cuales incluyen presiones relativamente altas o crudos volátiles, ricos en componentes livianos e intermedios (C₂-C₅), esto obliga a que los yacimientos deben ser lo suficientemente profundos para que su formación productora soporte la alta presión requerida para alcanzar la miscibilidad (Morales, 2011).

Los principales factores que afectan la magnitud de la presión mínima de miscibilidad para este tipo de proceso son los siguientes:

- ✓ La composición del petróleo del yacimiento y del fluido desplazante.
- ✓ La temperatura del yacimiento, para el N₂, la presión mínima de miscibilidad puede disminuir al aumentar la temperatura del yacimiento, ya que la solubilidad del N₂ en los hidrocarburos aumenta para temperaturas mayores de 100 °F.
- ✓ Manteniendo otros factores constantes, la presión mínima de miscibilidad aumenta cuando el peso molecular promedio de la fracción C₂-C₄ en el petróleo disminuye, ya que el tamaño de la zona bifásica se incrementa.
- ✓ El tamaño de la zona bifásica aumenta (por lo tanto, también la presión mínima de miscibilidad) al disminuir la densidad del crudo, o bien, al incrementarse el peso molecular de la fracción pesada.

Con excepción de aquellos yacimientos de características favorables, es común el surgimiento temprano del Nitrógeno inyectado, así como bajas eficiencias de barrido, ocasionando que grandes cantidades de petróleo queden sin contactar. En años recientes el énfasis ha ido cambiando al uso de gases no hidrocarburos de menor valor, como CO₂, N₂, y gases de combustión. Aunque el N₂ y los gases de combustión no recuperan petróleo tan eficiente como los gases hidrocarburos o CO₂, su economía resulta generalmente más favorable (Morales, 2011).

Para determinar esta presión mínima de miscibilidad se han utilizado correlaciones, al igual que en el caso de inyección de CO₂, las cuales permiten tener una idea de dicho valor sin necesidad de realizar un ensayo experimental, las correlaciones más utilizadas son presentadas en la siguiente sección.

- **Correlaciones para estimar la Presión Mínima de Miscibilidad con N₂:**

Existen algunas correlaciones, que de acuerdo a Morales (2006), son las más relevantes, las cuales permiten determinar la presión mínima de miscibilidad, cuando el gas desplazante es el N₂, presentadas a continuación:

✓ Correlación de Glaso (1990): desarrolló una correlación para determinar la presión mínima de miscibilidad con N₂ a partir de datos de estudios de desplazamiento publicados en la literatura y datos de desplazamiento realizados durante su investigación. La presión mínima de miscibilidad está dada como una función de la temperatura del yacimiento, % molar del metano y % molar de los componentes intermedios en el fluido del yacimiento. Sus correlaciones están dadas para crudos menores de 40°API o mayores a este valor:

a) Para densidades menores a 40°API

$$PMM = (80,14 + 35,25 * PM + 0,76 * PM^2) * 14,5$$

donde:

$$PM = \frac{M_{C7+}^{0,88} * T^{0,11}}{C_{2-6}^{0,64} * C_1^{0,33}}$$

b) Para densidades mayores a 40°API

$$PMM = (-648,5 + 2619,5 - 1347,6 * PM^2) * 14,5$$

donde:

$$PM = \frac{M_{C7+}^{0,48}}{T^{0,25} * C_{2-6}^{0,12} * C_1^{0,42}}$$

donde:

PMM (psi)

T: Temperatura, (°F)

C₁: concentración del metano, (% molar)

C₂-C₆: concentración de Intermedios, (% molar)

MC₇₊: peso molar del heptano plus.

✓ Correlación de Firozabadi y Azis (1986): estos investigadores, a través de sus experimentos, lograron darse cuenta que los tres parámetros que afectaban en mayor proporción la miscibilidad de contacto múltiple de un yacimiento cuando se inyectaba N₂ o gas de combustión eran: la cantidad de componentes intermedios en el petróleo, su volatilidad y la temperatura del yacimiento. Los componentes intermedios en el fluido de un yacimiento se definen generalmente como la fracción del C₂ al C₆, CO₂, y H₂S, los cuales mejoraron el desarrollo de miscibilidad con altas concentraciones en el petróleo del yacimiento. Se observó que excluyendo al C₆ de los intermedios, mejoraba la correlación de la presión mínima de miscibilidad, por lo que los intermedios en este trabajo se definieron como C₂ al C₅, CO₂ y H₂S. la correlación es la siguiente:

$$PMM = 9433 - 188 * 10^3 \left(\frac{C_{C2} - C_{C5}}{M_{c7+} * T^{0,25}} \right) + 1430 * 10^3 \left(\frac{C_{C2} - C_{C5}}{M_{c7+} * T^{0,25}} \right)^2$$

donde:

PMM (psi)

T: Temperatura, (°F)

C₂-C₅: concentración de componentes intermedios, (% molar)

MC₇₊: peso molar del heptano plus.

✓ Correlación de Hanssen (1988): la correlación simple sugerida por Firozabadi (1986) pudo predecir razonablemente bien los resultados realizados en el trabajo de Hanssen (1988). Reteniendo su simplicidad y generalidad, la correlación se mejoró incluyendo los datos de este trabajo y algunas ligeras modificaciones. En esta correlación se tomó como los componentes intermedios del C₂-C₆, que es la definición más común. La ecuación es mucho más simple que las anteriores:

$$PMM = 0,05216 * \left(\frac{C_2 - C_6}{M_{c7+} * T} \right)^{-0,5236}$$

donde:

$C_2 - C_6$: es la concentración de los componentes intermedios (incluyendo al CO_2) en el petróleo, (% molar)

MC_{7+} : es el peso molar de la fracción pesada

T: es la temperatura ($^{\circ}K$).

✓ Correlación de Hudgins (1990): junto a sus colaboradores desarrollaron un estudio de laboratorio de inyección miscible de N_2 para procesos de recuperación mejorada de crudo liviano. Ellos establecieron que la composición del fluido del yacimiento, especialmente la cantidad de $C_1 - C_5$ son los principales componentes que afectan la miscibilidad. Siendo su correlación:

$$PMM = 5568e^{-R1} + 3641e^{-R2}$$

$$R1 = \frac{792,06 * C_{2-5}}{M_{c7+} * Tf^{0,25}}$$

$$R2 = \frac{2,158 * 10^6 * C_1^{5,632}}{M_{c7+} * Tf^{0,25}}$$

donde:

C_1 : es la fracción molar de metano en el crudo

$C_2 - C_5$: es la fracción molar del etano a los pentanos (incluyendo CO_2 y H_2S)

Tf: es la temperatura del yacimiento ($^{\circ}F$).

Como se mencionó anteriormente, dichas correlaciones permiten tener una idea de la presión mínima de miscibilidad necesaria en los desplazamientos miscibles, forma bajo la cual será desarrollada la inyección en este trabajo especial de grado. Así mismo, deben conocerse otros tópicos, que juegan un papel fundamental en la decisión

y viabilidad de aplicación del proyecto, tal es el caso de los procesos bajo los cuales puede ser separado el Nitrógeno que será utilizado en el proceso de inyección, esto será estudiado en la siguiente sección.

Consideraciones importantes:

La diferencia principal entre la separación de N_2 para uso convencional o para la recuperación mejorada, es que se tiene un incremento planeado con el tiempo en la concentración de N_2 del gas de alimentación que va a las plantas de separación, la variación en los procesos radican en la naturaleza del proceso de recuperación mejorada que se va a implementar (Morales, 2011). El N_2 es inyectado a través de una serie de pozos inyectoros al yacimiento posicionados, para forzar el movimiento del petróleo hacia los pozos productores. Al inicio, puede o no existir una pequeña cantidad de N_2 en el petróleo y gas producidos, pero inevitablemente, éste comenzará a moverse hasta llegar a los pozos productores, cuando el contenido de N_2 incrementa sustancialmente, alcanzará un punto en el cual la producción deja de ser económicamente rentable, y el proyecto se detenga (Morales, 2011).

Comparación entre las inyecciones de Dióxido de Carbono y Nitrógeno en yacimientos petroleros

A continuación se presentará una tabla resumen con las principales características que deben ser tomadas en cuenta en los procesos de inyección de ambos gases, las principales consideraciones técnicas y razones de factibilidad para la ejecución de los proyectos que requieran tales inyecciones bajo un desplazamiento miscible.

Parámetros de jerarquización	Dióxido de Carbono	Nitrógeno
	Rango de valores	
Viscosidad (cP) a condiciones del yacimiento	<12	<0,4
Gravedad API	>30	>35
Saturación de petróleo residual (%)	>25	>40
Profundidad (pies)	>3000	>6000
Temperatura (°F)	No es crítica	No es crítica
Presión actual del yacimiento	Mayor a la PMM, normalmente se requieren presiones mayores a 1500 psi	Es más difícil alcanzar la PMM miscibilidad con Nitrógeno, por lo que se requieren mayores presiones que con el Dióxido de Carbono
Mineralogía	Areniscas, calizas y dolomitas	Areniscas y carbonatos
Estructura y características	Yacimientos altamente fracturados se consideran desfavorables	Carbonatos con canales o fracturas de alta permeabilidad, el buzamiento de la estructura no es relevante para este tipo de desplazamiento
Composición del crudo	Bajo contenido de asfaltenos, alto porcentaje de hidrocarburos livianos	Alto porcentaje de hidrocarburos livianos
Capa de gas	Factor desfavorable	Factor desfavorable
Acuífero asociado	No es crítica	No es crítica
Fuente	Más difícil y costo de obtener que el Nitrógeno, este es factor que en la mayoría de los proyectos dificulta la viabilidad para inyección de Dióxido de Carbono	Abundante fuente, más económica y desarrollada en procesos de recuperación mejorada que el Dióxido de Carbono

Tabla 5. Comparación entre la inyección de CO₂ y N₂ (Fuente propia, 2018)

Después de haber estudiado los principales tópicos asociados a las rocas carbonáticas, los yacimientos naturalmente fracturados, y la inyección de CO₂ y N₂,

ahora es importante estudiar la herramienta que permitirá el estudio de estos dos procesos de recuperación mejorada, por tanto se debe hacer un estudio acerca de los simuladores que permiten llevar a cabo dicho modelado.

d) Simulación de yacimientos naturalmente fracturados

La simulación numérica consiste en inferir el comportamiento real de un yacimiento a través de la construcción y operación de un modelo físico, conceptual o numérico, con el fin de realizar predicciones futuras al yacimiento bajo diferentes esquemas de producción. Esta técnica se basa en describir adecuadamente los procesos de flujo y comportamiento de fases que tienen lugar en el yacimiento a través de un conjunto de ecuaciones diferenciales, ecuaciones de estado y derivadas parciales (ecuaciones de conservación de masa y/o energía) sujetas a diferentes suposiciones (Colina, 2009).

La técnica de simulación de yacimientos desempeña un importante papel en la industria petrolera ya que a través de ella se realizan procesos de gerencia de yacimientos con la finalidad de administrar, monitorear y evaluar el desempeño del yacimiento, de acuerdo al o los diferentes esquemas de producción planteados. Igualmente a través de esta técnica se pueden establecer mecanismos de producción y de aquí su cuantificación con lo cual se estima el factor de recobro aplicable al yacimiento con el objetivo de obtener finalmente las reservas (Manual de Computer Modelling Group, 2005). Los objetivos de la simulación de yacimientos son:

- ✓ Reproducir el comportamiento del yacimiento.
- ✓ Determinar escenarios óptimos de explotación.
- ✓ Estimar el recobro de petróleo bajo ciertas condiciones.
- ✓ Determinación de las reservas recuperables.
- ✓ Evaluar los efectos de modificaciones en las condiciones de operación.
- ✓ Comparar diferentes esquemas de recuperación secundaria y/o terciaria.
- ✓ Estimar los efectos de localización y espaciamiento entre pozos.

Tipos de simuladores numéricos de yacimiento

Actualmente existen diferentes tipos de simuladores de yacimientos los cuales son clasificados en petróleo negro, composicional, térmico y químico, de acuerdo a las características de flujo de los fluidos y del comportamiento en la transferencia de masa y calor, y por ende el comportamiento de las fases fluyendo en el yacimiento. La selección del simulador depende básicamente de las características del yacimiento a modelar, del proceso de recuperación a aplicar y de los datos disponibles, todo esto con la finalidad de obtener resultados representativos del yacimiento. Los tipos de simuladores son:

✓ **Simulador de Petróleo Negro (Black Oil):** son frecuentemente utilizados para simular procesos isotérmicos, de flujo simultáneo de petróleo, gas y agua debido a las fuerzas gravitacionales, viscosas y capilares, teniendo como principal suposición que la composición de los fluidos en el yacimiento (petróleo, gas y agua) no varía significativamente con la disminución de presión. En general sirve para modelar desplazamientos inmiscibles de fluidos, es decir, no hay intercambio de masa o cambio de fases (Gammiero, 2018).

✓ **Simulador Térmico:** permite considerar la variación de temperatura como una variable adicional en el tiempo y en el espacio, igualmente, toma en cuenta la transferencia de calor y el flujo de fluidos, así como las reacciones químicas. Los usos prácticos de este simulador están ubicados dentro de los procesos de simulación de inyección de vapor de agua, agua caliente y combustión en situ (Gammiero, 2018).

✓ **Simulador Composicional:** son utilizados en el estudio de desarrollo de yacimientos de gas condensado y petróleo volátil, como en procesos de recuperación mejorada por desplazamientos miscibles y/o de inyección de gas, debido a que este considera la variación en la composición de los fluidos en las fases de gas y líquido. La transferencia de masa entre cada uno de los elementos es calculada en fracciones molares de cada componente individual o pseudocomponentes, combinando dos o más de los componentes hidrocarburos individuales (Gammiero, 2018).

✓ **Simulador Químico:** permite considerar las reacciones entre los componentes constituyentes de las fases que representan los fluidos del yacimiento. Son usados en procesos de inyección de surfactantes, polímeros, emulsiones, sistemas gelificantes y flujo de compuestos alcalinos (Gammiero, 2018).

Se hará especial énfasis en los simuladores composicionales, para cumplir los objetivos planteados en este trabajo especial de grado, ya que se llevará a cabo la inyección de Dióxido de Carbono y Nitrógeno en un yacimiento perteneciente a la zona Sur de México.

- **Simuladores de yacimiento composicionales**

Estos simuladores representan el flujo multifásico y la transferencia de masa interfacial de cada componente en un sistema hidrocarburo. Esto implica que en cualquier momento dado, el simulador detecta el movimiento del fluido y establece el estado de equilibrio de los fluidos del yacimiento en los puntos discretos. En cualquier nodo, la presión de la fase, la saturación de la fase y la composición total se calculan como una función del tiempo. En sistemas como los procesos de inyección miscible, los efectos composicionales son significantes y afectan tanto los mecanismos de transporte y el transporte en masa de las fases involucradas, es decir el comportamiento de fases del sistema juega un papel importante en los mecanismos de distribución del fluido y de transporte. Los simuladores numéricos son generalmente más complicados y requieren un grado más alto de madurez numérica y sofisticación (Fanchi, 2006).

Un modelo de simulación de yacimiento composicional se requiere cuando los efectos de transferencia de masa significativa en la interface ocurren en el proceso de desplazamiento del fluido. Este modelo generalmente define tres fases (gas, crudo y agua) pero las composiciones reales de las fases crudo y gas son explícitamente reconocidas debido a su comportamiento PVT más complicado. Eso es, los componentes separados (C1, C2, C3, etc.) en las fases crudo y gas son explícitamente detectados (Fanchi, 2006).

La conservación de masa se aplica a cada componente en vez de solo al crudo, gas y agua, como en el modelo de petróleo Negro o Black Oil.

Limitaciones de los simuladores de yacimiento composicionales

Existen ciertas limitaciones inherentes en usar los simuladores de yacimiento composicionales. Las dos limitaciones principales son los requerimientos de tiempo excesivo del CPU y el problema de describir adecuadamente el comportamiento de fases del fluido.

✓ Generalmente, los requerimientos de tiempo del CPU incrementan exponencialmente como el número de componentes del fluido aumenta. Se puede aliviar este problema al agrupar el sistema en unos pocos pseudo-componentes. Esto requiere la prueba rigurosa para asegurar que el sistema pseudo-sistema imita el comportamiento de fases original dentro del rango de presión y temperatura que está siendo simulado.

✓ En la simulación composicional, generalmente se trata al petróleo como una mezcla de componentes discretos limitados. Pero de hecho, es una mezcla continua. El método estándar para manejar este problema es el uso de la fracción heptano plus (C_{7+}). Sin embargo, las dificultades con frecuencia surgen de asignar los parámetros necesarios a este pseudo-componente (Fanchi, 2006).

De acuerdo a Fanchi (2006), el uso de pseudo-componentes reduce el número de ecuaciones de flujo y también el tiempo de cómputo, pero puede solamente aproximar el comportamiento físico del sistema.

- **Modelo de Doble Porosidad en los simuladores de yacimientos fracturados**

Basándose en la teoría de flujo de fluidos en medios porosos fracturados desarrollada en 1960 por Barenblatt y Zheltov, Warren y Root introdujeron el concepto de modelos de doble porosidad en la ingeniería de yacimientos. El modelo idealizado de una red de fracturas, altamente interconectadas, la cual se abastece de fluido de numerosos bloques de matriz, se muestra a continuación, figura 26, (Arana, et. al., 2013).

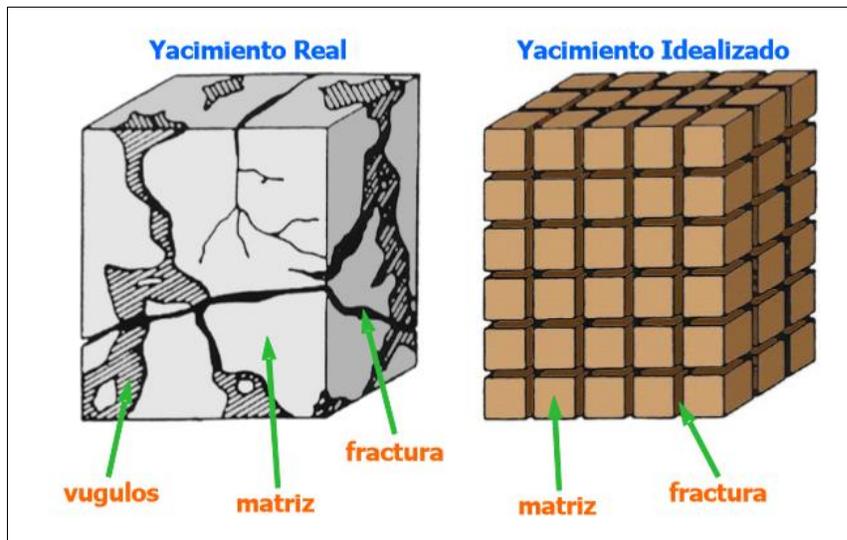


Fig. 26. Modelo de doble porosidad (Arana, et. al., 2013)

En un modelo de doble porosidad, los bloques de matriz almacenan el fluido y las fracturas lo conducen hacia los pozos (Arana, et. al., 2013), como se muestra a continuación, figura 27,

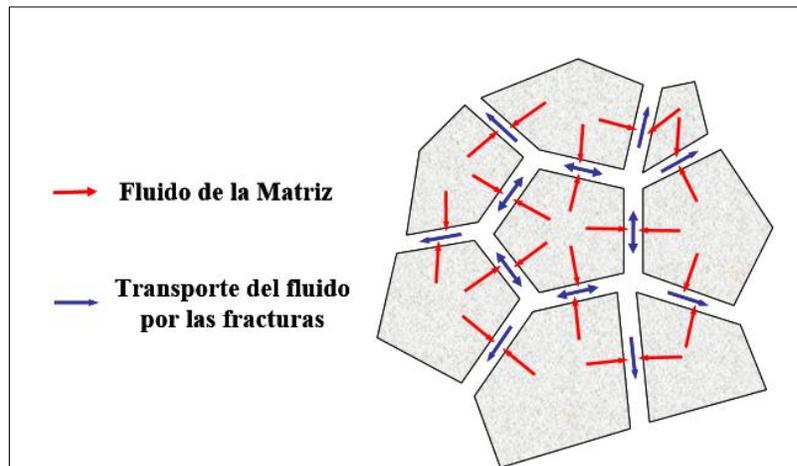


Fig. 27. Sistema matriz-fractura (Arana, et. al., 2013)

Este tipo de yacimientos probablemente genera los sistemas más complejos. Desarrollar una descripción detallada y confiable del sistema matriz-fractura, modelarlo lo más cercano posible a la realidad y evaluar la confiabilidad de los resultados de la simulación, son problemas extremadamente difíciles. La orientación, el ancho y el espaciamiento de las fracturas son necesarios para describir el sistema de

fracturas y para definir la configuración geométrica de los bloques de la matriz. Además, algunas propiedades como porosidad, permeabilidad y funciones de saturación de cada bloque de matriz, deben ser definidas como si fueran para yacimientos no fracturados (Arana, et. al., 2013).

El flujo hacia los pozos se da principalmente a través del sistema de fracturas. La permeabilidad efectiva de éste, casi siempre es mucho mayor que la permeabilidad del bloque de matriz. La mayor parte de los fluidos están contenidos en los bloques de la matriz, debido a que la porosidad de las fracturas es mucho menor a la de éstos. Así, la transferencia de fluidos de la matriz hacia las fracturas es necesaria para obtener una recuperación significativa de hidrocarburos (Arana, et. al., 2013).

En las secciones anteriores se llevó a cabo la explicación de los tópicos teóricos más importantes a considerar en cualquier proyecto de recuperación mejorada que amerite la inyección de Dióxido de Carbono o Nitrógeno en yacimientos petroleros, así como la herramienta que va a ser utilizada en los capítulos posteriores para estudiar sus efectos en el yacimiento seleccionado. Es por tanto, que en el siguiente capítulo que corresponde a la Metodología implementada, se describirán todos los procedimientos bajo los cuales se cubrirán los objetivos específicos planteados en este trabajo especial de grado.

CAPÍTULO III

METODOLOGÍA

En este capítulo se describirán detalladamente cada uno de los aspectos relacionados con la metodología a fin de lograr los objetivos propuestos, para lo que es importante mencionar a qué nivel se hace referencia, por lo que se puede definir como un trabajo del tipo experimental y documental, ya que de acuerdo a Fidias (1999), la investigación experimental es un proceso que consiste en someter a un objeto o grupo de individuos a determinadas condiciones o estímulos (variable independiente), para observar los efectos que se producen (variable dependiente); y la investigación documental es aquella que se basa en la obtención y análisis de datos provenientes de materiales impresos u otros tipos de documentos.

Para poner en contexto esta investigación, se hará una breve descripción de lo que se tiene, comenzando con que este trabajo especial de grado corresponde a un trabajo de reingeniería sobre un modelo de simulación ya establecido (modelo estático y dinámico), al que por medio de la herramienta de simulación Computer Modelling Group (CMG), se le implementará un proceso de inyección miscible de gases inertes para mejorar la productividad del yacimiento, el mismo se encuentra ubicado en la Región Sur de México y cuyas características geológicas y estructurales serán explicadas más adelante. Para llevar a cabo dicho proyecto, se plantearon ciertos objetivos cuya metodología de ejecución será explicada en las secciones siguientes.

Para los dos primeros objetivos que consisten en la recolección de información del yacimiento y revisión bibliográfica disponible referida a yacimientos naturalmente fracturados e inyección de gases como mecanismos de recuperación mejorada, se consideran de nivel documental, basado en la investigación de autores y trabajos previos referentes a dichos tópicos, con la finalidad de armar el marco teórico necesario

para entender y poder justificar los principales fenómenos y procesos que ocurren a nivel de subsuelo en los yacimientos naturalmente fracturados y su respuesta ante la inyección de gases.

Consecuentemente, los objetivos que indican validación de los datos de fluido y roca fluido, análisis de sensibilidades y validación por medio de la simulación, se consideran en el nivel experimental, ya que se basan en datos recolectados, valoración de yacimientos vecinos y datos utilizados para modelar el yacimiento en forma estática y dinámica, se podrán hacer ajustes sobre el modelo y posterior sobre las gráficas del comportamiento del yacimiento en cuanto a producción, presión, saturación, entre otras, para dar un valor agregado a dicho modelo y además esto permitirá entender la dinámica del yacimiento ante las fracturas, cómo afectan las mismas a la producción y cuál es la metodología idónea para modelarlas.

Validación de los datos roca-fluido como curvas de permeabilidad relativa con sus puntos extremos o “end points”, mojabilidad y curvas de presión capilar

Este objetivo permitirá corroborar que las características que muestra el modelo de simulación inicialmente, obedecen al comportamiento que teóricamente se ha estudiado en el capítulo anterior, en base a trabajos y experiencias de otros autores en el área de yacimientos naturalmente fracturados en carbonatos, se llevará a cabo de la siguiente manera:

a) Validación de las curvas de permeabilidad relativa

En principio lo que se busca con esta validación es determinar si la mojabilidad reportada es representativa del yacimiento en estudio, si el valor de la saturación de petróleo residual es alta para justificar la aplicación de un proceso de recuperación secundaria o mejorada y la consistencia de los valores de permeabilidad relativa en los puntos de saturación de agua irreducible y saturación de petróleo residual, para ello lo primero que se evaluarán son los llamados “End Points”, que corresponden a los cuatro puntos finales de las curvas de permeabilidad relativa, siendo estos:

- ✓ S_{iw} (Saturación irreducible de agua)
- ✓ S_{or} (Saturación residual de Petróleo)
- ✓ K_{ro} (Permeabilidad relativa del petróleo en el punto de S_{iw})
- ✓ K_{rw} (Permeabilidad relativa del agua en el punto de S_{or})

Los mismos serán mostrados en la figura 28 siguiente:

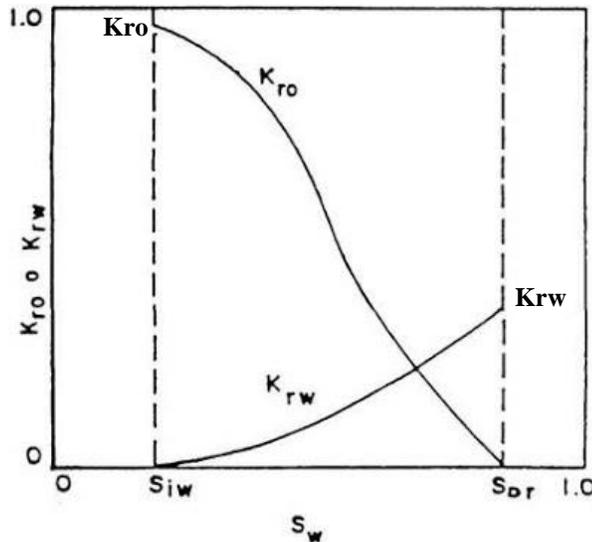


Fig. 28. Curva de permeabilidad relativa y sus “End Points” (Vegas, 2016)

Como se trata de un yacimiento naturalmente fracturado, se hará la separación entre la validación de la curva de permeabilidad relativa de la matriz y de la de la fractura:

1) Permeabilidad relativa de la matriz

Según Madrid (2012), en sistemas preferencialmente mojados por petróleo, como es este caso de estudio, correspondiente a un yacimiento carbonatico naturalmente fracturado, el rango de saturación irreducible de agua es menor que en el caso de sistemas mojados por agua, usualmente entre 0,05 y 0,1, con un promedio cercano a 0,15 mientras que las saturaciones residuales de petróleo están en el rango entre 0,1 y 0,5, con un promedio de 0,25; con respecto a los puntos de permeabilidad relativa se espera que la permeabilidad relativa al petróleo en el punto de saturación irreducible de agua sea 1, aunque no es un valor fijo ya que según Toro y Martins

(2011) este valor normalmente está comprendido entre 0,7 y 1; con respecto al valor de permeabilidad relativa al agua en el punto de saturación de petróleo residual se debe verificar que este sea menor al valor de permeabilidad relativa al petróleo, normalmente este valor se encuentra entre 0,3 y 0,5 de acuerdo a Toro y Martins (2011). Basado en esta referencia se hará la evaluación de los “End Points” de la curva de permeabilidad relativa de la matriz del yacimiento en estudio.

Por otro lado, se hará la verificación de la mojabilidad del sistema, tomando en cuenta lo dicho en el marco teórico, los yacimientos carbonáticos naturalmente fracturados suelen ser mojados por petróleo o en el mejor de los casos de mojabilidad mixta, por lo tanto esto debe ser confirmado. El valor de la saturación a la cual K_{rw} y K_{ro} son iguales, es decir el punto de intersección entre las curvas, en conjunto con los puntos finales de K_{ro} y K_{rw} está relacionado con la condición de mojabilidad de la roca, y el mismo será utilizado para validar y caracterizar al yacimiento como oleófilo (mojado por petróleo) o hidrófilo (mojado por agua).

2) Permeabilidad relativa del sistema de fracturas

Para hacer la validación de la curva de permeabilidad relativa de la fractura, se utilizará lo visto en el capítulo anterior donde se definió un comportamiento del fluido de tipo segregado en estas curvas, dando una forma característica a las mismas, esta será la base para hacer la validación.

b) Validación de las curvas de presión capilar

El principal valor que se les da a las curvas de presión capilar es que permiten determinar la zona de transición y la ubicación de los contactos de los fluidos, en este caso al igual que en las curvas de permeabilidad relativa, se hará la verificación de las mismas en el sistema matriz y en las fracturas, donde se podrá identificar si las mismas son representativas del tipo de yacimiento al que se va a realizar el estudio, debido a que en el capítulo anterior se dieron algunos lineamientos que rigen el comportamiento de estas en sistemas naturalmente fracturados, así mismo en base a la forma de la curva se podrá interpretar la heterogeneidad del yacimiento (baja o alta porosidad) y se podrá hacer una interpretación en base a dicha forma del tipo de proceso de desplazamiento

(imbibición o drenaje). En base a la curva de presión capilar del sistema de fracturas se verificará la existencia o no de zona de transición, para de igual forma validar la representatividad del yacimiento carbonatico naturalmente fracturado en estudio.

Validación de los datos de fluidos del modelo, referente a valores obtenidos del PVT del modelo, valores de viscosidad y API

La validación de los datos de fluidos del modelo lo que busca es determinar qué tan representativas fueron las muestras tomadas del yacimiento, con la finalidad de conocer si las mismas van a mostrar el comportamiento de los fluidos en forma adecuada. Los parámetros a validar serán presión de burbuja (P_b), Relación gas petróleo en solución (R_s), densidad del petróleo (ρ_o) y gravedad API.

Los resultados a validar fueron obtenidos de un PVT recombinado es decir incluye prueba de liberación diferencial la cual será validada por el método de la Función Y y la prueba de separadores que será validada por el método de balance de materiales.

✓ Validación de la prueba de separadores (liberación instantánea): la prueba consiste en separaciones instantáneas (flash) que se realizan en un separador en el laboratorio, la misma será validada por medio de la Función Y, la cual permitirá validar la presión de burbuja (P_b) resultante del PVT, el método consiste en graficar los valores obtenidos de la Función Y versus la presión registrada, la linealidad obtenida del grafico dará idea de qué tan adecuada ha sido la presión de burbuja estimada, también dicha linealidad es mostrada cuando el crudo tiene poca cantidad de componentes no hidrocarburos y las mediciones en el laboratorio fueron hechas con precisión (Gammiero, 2018); la recta será determinada con mínimos cuadrados, por medio de la herramienta Excel, si el gráfico obtenido tiene un comportamiento lineal la prueba es válida; la función Y es mostrada en la siguiente ecuación:

$$Y = \frac{P_b - P}{P \left(\frac{V}{V_b} - 1 \right)}$$

Donde:

Pb: presión de burbuja

P: presión a la cual la función “Y” está siendo calculada

V/Vb: es el volumen correspondiente a la presión P relativo al volumen medido a la presión de burbuja.

En caso de no obtener linealidad en el gráfico, se considerara que el análisis es inconsistente. Si la curvatura no es muy severa, se puede corregir la presión de burbuja para hacer la curva rectilínea.

✓ Validación de la prueba de liberación diferencial: esta prueba consiste, básicamente, en un estudio de expansión a composición variable, la cual se realiza en el laboratorio para simular el comportamiento de los fluidos en el yacimiento durante el agotamiento de presión. La misma será validada por medio del método de balance de materiales, el cual consiste en verificar si la relación gas petróleo en solución experimental de la prueba de liberación diferencial es igual a la relación gas petróleo en solución calculada por balance de materiales; la información requerida para aplicar el método es: gravedad API del crudo residual, relación gas petróleo en solución a diferentes presiones, factor volumétrico de formación del petróleo a diferentes presiones y la gravedad específica del gas liberado en cada etapa de la liberación.

El recálculo de la prueba de liberación diferencial, por medio del balance de materiales, se inicia desde la presión más baja de la última etapa de expansión, es decir, desde presión y temperatura atmosféricas y termina a la presión de burbujeo y temperatura del yacimiento. Se tomara como base para el cálculo 1 litro (1000 cm³) de petróleo residual a condiciones normales (60 °F y 14.7 Psia) se tiene entonces:

$$m_{o1} = (\gamma_0 * \rho_w) \frac{g}{cm^3} * 1000cm^3$$

La gravedad específica del petróleo (γ) será calculada a partir de la gravedad API según:

$$\gamma_0 = \frac{141,5}{131,5 + API}$$

A condiciones atmosféricas, la masa de gas disuelta en el petróleo es cero, luego se cumple que:

$$m_{g1} = 0; V_{g1} = 0; R_{s1} = 0$$

Al pasar a temperatura del yacimiento y la primera etapa de presurización cierto volumen de gas entra en solución en el petróleo. La masa en gramos de la fase líquida a esta nueva presión será:

$$m_{oi} = (\beta_{odi} * \rho_{odi}) \frac{g}{cm^3} * 1000cm^3$$

La masa de gas a estas condiciones es igual a la diferencia entre la masa de petróleo a la presión correspondiente a la etapa “i” menos la masa de petróleo a la presión correspondiente a la etapa “i-1”. La masa de gas en gramos se calculará así:

$$m_{gi} = (m_{oi} - m_{oi-1})$$

La masa de gas se usa para estimar el volumen de gas y posteriormente la relación gas petróleo. Conocida la masa de gas, se deberá dividir por su densidad para encontrar el volumen que esa masa de gas ocupa:

$$V_g = \frac{m_{gi}}{\rho_{gi}} = \frac{m_{gi}}{\gamma_{gi} * \rho_{aire}}$$

La densidad del aire se puede estimar como el cociente entre el volumen que ocupa una libra-mol de aire a condiciones normales dividido por el peso molecular del aire:

$$\rho_{aire} = \frac{28,96 \text{ lb/mol}}{379,4 \text{ pie}^3/\text{mol}}$$

El volumen de gas en solución a esas condiciones viene dado por:

$$V_{gi} = \frac{379,4}{28,96 * 454,7} * \frac{m_{gi}}{\gamma_{gdi}} = 0,02881 \frac{m_{gi}}{\gamma_{gdi}}$$

La relación gas petróleo (Rs) en PC/Bbl (1 barril es aproximadamente equivalente a 159 litros) es entonces:

$$R_{si} = (R_{sdi-1} + 159V_{gi})$$

Este procedimiento se repetirá hasta que se hayan cubierto todas las etapas de despresurización de la prueba. La diferencia entre los valores calculados y los

experimentales no debe exceder nunca de 5%. En caso de que la diferencia exceda el 5% la prueba será descartada (Barrientos, 1997).

Seguidamente el siguiente objetivo será desarrollado de la siguiente manera:

Estudio de los parámetros o propiedades que tienen mayor influencia sobre los resultados de la simulación en yacimientos naturalmente fracturados, con la finalidad de utilizarlos en el análisis de sensibilidades

Para abordar este objetivo, se hará uso de trabajos previos, con la finalidad de poder identificar cuáles parámetros podrían ser utilizados en los trabajos de simulación de yacimientos naturalmente fracturados para ofrecer escenarios de producción posibles en el caso de tener incertidumbre en los datos necesarios para armar los modelos estáticos y dinámicos.

Una vez estudiados estos parámetros y su respuesta en el comportamiento productivo del yacimiento o factor de recobro, se generará un diagrama de jerarquización, que permita visualizar cuales son los parámetros de mayor incidencia sobre el factor de recobro en este caso de estudio.

En el siguiente objetivo se explicará cómo será el procedimiento para sensibilizar los datos.

Ejecución por medio de la simulación del yacimiento sensibilidades y validación de los datos

De acuerdo a lo propuesto en la descripción de la metodología a seguir en el objetivo anterior, los parámetros a evaluar por medio del análisis de sensibilidades en el simulador CMG, serán los que de acuerdo a trabajos anteriores han ofrecido mejores respuestas en el aumento del factor de recobro y también aquellos parámetros que de acuerdo al criterio de esta investigación presenten mayor incertidumbre.

En la figura 29 se muestra un ejemplo de la metodología a utilizar para el análisis de sensibilidades y su respuesta en el factor de recobro, tomando la presión inicial del yacimiento (P_i).

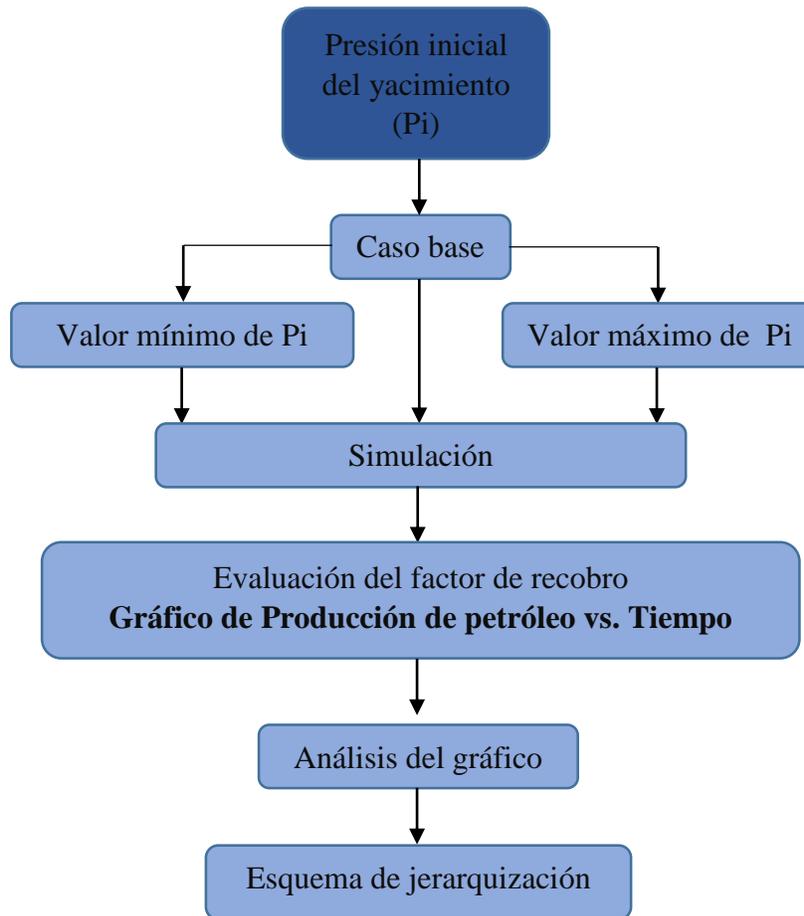


Fig. 29. Metodología para el análisis de sensibilidades (Fuente propia, 2018)

Finalmente una vez validados y analizados todos los datos del yacimiento utilizados en el modelo y con base a la recopilación documental previamente hecha se cubrirán los dos últimos objetivos propuestos, que consisten en la selección de posibles áreas pilotos para la inyección de CO_2 y N_2 , y la realización de predicciones de producción con fines de evaluar las mejoras del factor de recobro; estos dos se lograrán mediante la herramienta de simulación de yacimientos, poniendo especial atención sobre la respuesta a la productividad una vez inyectados ambos gases, probando los

pozos más productivos en este tipo de sistemas y finalmente concluyendo qué resulta lo óptimo, por tanto estos objetivos también alcanzarán un nivel experimental.

Selección del área piloto para la inyección de CO₂ y N₂

Para comenzar a describir la metodología que será seguida para cubrir este objetivo, se hará la descripción geológica y estructural de la región donde está ubicado el yacimiento M2813, en la Región Sur de México.

Para Pemex el territorio nacional se encuentra dividido en regiones, dentro de las cuales se encuentra la Región Marina Noreste, Región Marina Suroeste, Región Norte y la Región Sur (figura 30) (Altamirano, et. al., 2012).



Fig. 30. Regiones de México (Altamirano, et. al., 2012)

La Región Sur tiene una superficie aproximada de 390.000 Km², y comprende los estados de Guerrero, Oaxaca, Veracruz, Tabasco, Campeche, Chiapas, Yucatán y Quintana Roo, y se ubica en la porción Sur-Sureste de la República Mexicana. El yacimiento M2813 pertenece al activo integral Bellota-Jujo, el mismo se encuentra localizado dentro del área llamada Región Sur. Administrativamente, esta región está conformada por un Activo Regional de exploración y cinco activos integrales: Bellota-Jujo, Cinco Presidentes, Macuspana, Muspac y Samaria-Luna (Altamirano, et. al., 2012), figura 31.



Fig. 31. Ubicación geográfica del Activo Integral Bellota-Jujo (Altamirano, et. al., 2012)

El activo integral Bellota-Jujo cuenta con 34 campos (1 enero del 2012), este se encuentra principalmente sobre el área geológica denominada cuenca del sureste pero en específico sobre el Pilar Reforma Akal que se encuentra en al área Chiapas-Tabasco, donde la secuencia estratigráfica estudiada corresponde a rocas que varían en edad desde Calloviano hasta el Mioceno Superior. Las rocas carbonatadas del Cretácico Inferior (calizas clásticas, micritas con miliólidos y dolomías de plataforma) cubren la parte alta del Jurásico Superior (Tithoniano) y permanecen infrayacientes a las diferentes facies sedimentarias identificadas en el Cretácico Medio, constituyendo en conjunto las rocas productoras en esta porción de la provincia. El Cretácico Medio se constituye por una sección de calizas dolomíticas y dolomías que contienen bandas de pedernal negro-blanco y capas de lutitas negras carbonosas y bentonita verde (Altamirano, et. al., 2012).

La apertura del Golfo de México y la zona de subducción de la Placa de Cocos y del Caribe; han interactuado y regido los principales eventos tectónico-sedimentarios que han controlado la estratigrafía del sureste de México, figura 32.

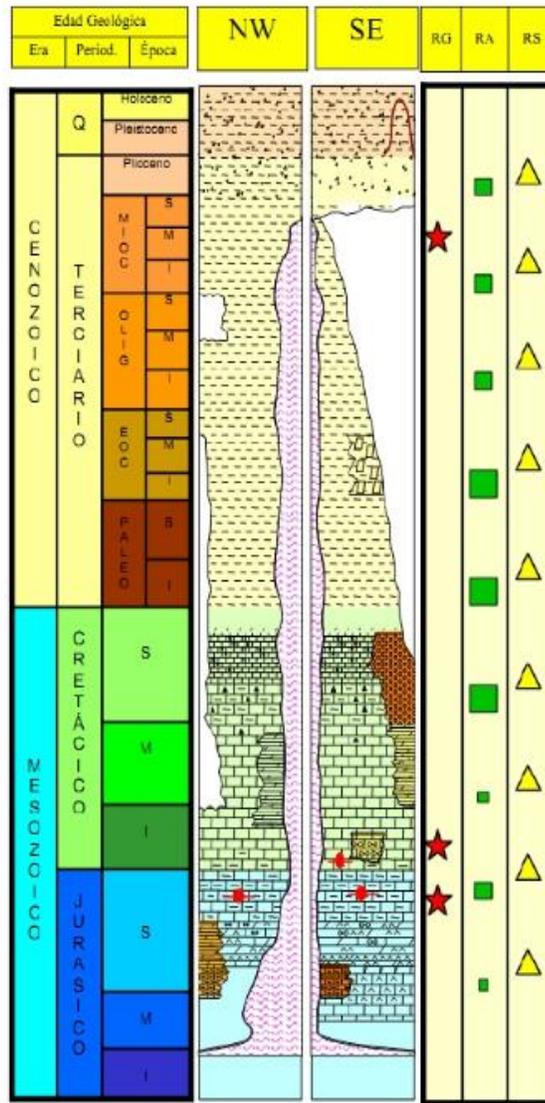


Fig. 32. Columna estratigráfica del área Mesozoica Chiapas-Tabasco (Córdova, et. al., 2011)

La asignación del campo MX-1 cubre un área de 82.7 km² y geográficamente se encuentra en el estado de Tabasco, a 36 km al sureste de la ciudad de Comalcalco y a 7 km de la ciudad de Cárdenas, dentro del área que cubre el Activo de producción Bellota-Jujo; a esta asignación pertenece el yacimiento M2813, el cual será el objetivo de estudio en este trabajo especial de grado, esta zona está caracterizada por ser rocas carbonatadas naturalmente fracturadas de bajas porosidades y permeabilidades, formada estructuralmente por numerosos pliegues asimétricos con presencia de fallas normales.

Todo lo anteriormente dicho, lleva a mencionar aquellos aspectos de mayor relevancia que serán tomados en cuenta en la selección del área piloto para la aplicación del proceso de recuperación mejorada por inyección de gases inertes (CO₂ y N₂), siendo el siguiente procedimiento el seguido:

- 1) Estudio de la zona en general
- 2) Selección de la zona de mayor permeabilidad y porosidad, tanto de matriz como de fractura
- 3) Para la selección de esta zona debe ser tomada en cuenta la distancia con respecto al acuífero, para evitar irrupción temprana en la zona piloto y con ello disminución de la eficiencia del proceso de recuperación mejorada
- 4) La zona piloto debe estar alejada de las fallas, para evitar pérdidas del gas de inyección
- 5) La inyección debe realizarse en zonas bajas del yacimiento para evitar que por segregación gravitacional, el gas inyectado se vaya al tope de la estructura por diferencia de densidades, antes de cumplir con lo propuesto en el proceso
- 6) Selección del arreglo de pozos, que no será mayor a 7 pozos.

Una vez seleccionada la zona piloto y el arreglo bajo el cual será llevado a cabo el proceso de inyección, por medio de la herramienta de simulación CMG, se realizarán las predicciones de producción, a través de la evaluación de casos: base o agotamiento por recuperación primaria, de desarrollo de perforación de nuevos pozos y de inyección de gases, con fines de evaluar las mejoras del factor de recobro.

El procedimiento comenzará con el estudio del caso base por recuperación primaria, seguidamente serán puestos a trabajar aquellos pozos seleccionados para la inyección con la finalidad de determinar parámetros óptimos de producción e inyección bajo este esquema y con ello concluir su impacto en el comportamiento del factor de recobro del yacimiento en estudio.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

En este capítulo se mostrarán los resultados obtenidos de: (1) La validación llevada a cabo sobre los datos que se utilizaron para la construcción del modelo estático y dinámico, lo que permitirá conocer los fenómenos que ocurren en el yacimiento carbonatado naturalmente fracturado; (2) Los resultados obtenidos tanto del análisis de sensibilidades por medio de la simulación de yacimientos como los resultados de la inyección de gases inertes (Nitrógeno y Dióxido de Carbono).

Primeramente, los resultados obtenidos de las validaciones de los datos utilizados en la construcción del modelo de simulación:

1. Validación de los datos roca-fluido como curvas de permeabilidad relativa con sus puntos extremos o “End Points”, mojabilidad y curvas de presión capilar

a) Validación de la curva de permeabilidad relativa de la matriz

En este aspecto es importante mencionar que la curva fue suavizada y además normalizada, esto con la finalidad de disminuir el tiempo de cómputo y problemas de atasco durante la simulación, dando como resultado la gráfica mostrada en la figura 33.

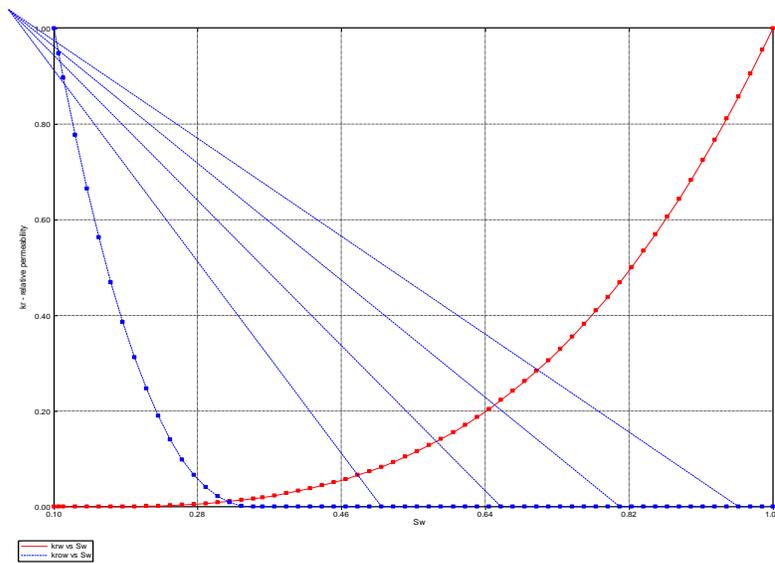


Fig. 33. Curva de permeabilidad de la matriz (Fuente propia, 2018)

La gráfica demuestra el comportamiento esperado y descrito en el capítulo anterior, cuando se hizo la descripción de las características más relevantes de este tipo de curvas para el sistema en estudio, así como los valores esperados en sus “End Points”, pudiendo definirlos en este caso de la siguiente manera:

Swi (Saturación irreducible de agua): 0.1 o 10%

Sor (Saturación residual de petróleo): 0.35 o 35%

Kro (Permeabilidad relativa del petróleo en el punto de Swi): 1

Krw (Permeabilidad relativa del agua en el punto de Sor): 0.23

Los “End Points”, están en el rango fijado en la metodología como esperados, (Swi entre 0.05 y 0.1; Sor entre 0.1 y 0.5, Kro entre 0.7 y 1 y, finalmente, Krw entre 0.3 y 0.5), excepto la permeabilidad relativa al agua (Krw) que arrojó un valor por debajo al rango esperado, el mismo será analizado más adelante. Todos estos resultados permitieron inferir que en el caso de la matriz los datos reportados son representativos de un yacimiento carbonatico naturalmente fracturado, en este caso lo que se buscará es disminuir la saturación de petróleo residual por medio de la inyección de gases inertes. Así mismo en este gráfico, se pudo identificar la tendencia de la mojabilidad de la roca, entendiendo así que el yacimiento es oleófilo, es decir mojado por petróleo, ya que al analizar la posición del 50% de saturación de agua, y trazar una línea vertical

se observa que la primera curva en cortarse es la de petróleo. Sin embargo, hasta este punto es importante hacer las siguientes menciones con respecto a la mojabilidad que muestra el sistema y es que las rocas yacimiento son estructuras complejas, que a menudo comprenden una diversidad de tipos de minerales, tal es el caso de los carbonatos, donde cada mineral puede tener una mojabilidad diferente, lo que hace que el carácter de la mojabilidad de la roca compuesta sea difícil de describir; habitualmente, los constituyentes primarios de los yacimientos (cuarzo, carbonato y dolomía) son mojables por agua antes de la migración del petróleo, con esto lo que quiere decirse es que la roca de este sistema era mojada por agua (hidrófila), esto fundamentado en los trabajos de autores como Abdallah et. al., (2007) y Salgado et. al., (2005), quienes, para sustentar lo anteriormente dicho, plantearon las siguientes hipótesis:

La primera es que el cambio en la mojabilidad inicial de la roca pudo estar relacionado con la historia de saturación, de modo tal que las superficies de poros que habían sido contactadas previamente por agua pueden ser mojadas por petróleo, pero nunca las superficies contactadas por petróleo pueden ser mojadas por agua, adicionalmente, la mojabilidad de los carbonatos también es influenciada por las interacciones específicas con los ácidos carboxílicos y por la reactividad de los minerales carbonatados.

La segunda hipótesis está relacionada con la profundidad, ya que la mojabilidad puede variar con ésta, con una mayor preferencia de la mojabilidad por agua cerca de la base de la zona de transición, y una mayor preferencia de la mojabilidad por petróleo cerca del tope, es decir, el resultado de esta mojabilidad podría estar influenciado con el lugar de la toma de muestra del núcleo; donde las zonas más altas poseen mayor presión capilar, lo que puede contrarrestar la presión de separación y desestabilizar la película de agua, permitiendo que los componentes activos en superficie, presentes en el petróleo, contacten la superficie de la roca, haciendo una analogía, en una posición más baja de la estructura, las superficies sólidas retienen en su mayoría la película de agua.

Por otro lado, la evaluación de los “End Points” permite tener una idea de la historia de saturación del yacimiento en estudio, determinar la viabilidad de aplicación de procesos de inyección de agua y posterior recuperación mejorada, permiten determinar la preferencia de movimiento de fases dentro del yacimiento, hacer evaluaciones de reservas, y finalmente representan un parámetro para correlacionar otras propiedades (Crotti et. al., 2000).

Continuando con el análisis de la figura 33, los puntos extremos de saturación (saturación irreducible de agua y saturación residual de petróleo), representan el límite de saturación en que los fluidos dejan de comportarse de manera estática para presentar movilidad dentro del sistema poral, siendo la saturación irreducible de agua 10%, normalmente este valor suele ser más bajo en sistemas mojados por petróleo que por agua donde normalmente alcanza 25%, así mismo la saturación residual de petróleo en este sistema alcanzó 35%, esto señala baja eficiencia de desplazamiento del sistema, lo que permitió corroborar que la aplicación de un proceso de recuperación mejorada sería satisfactorio, por tanto, una vez llevado a cabo el proceso de inyección de gases inertes, se estimaría, que esta saturación de petróleo residual disminuyera en un importante porcentaje, incorporando así reservas al historial de producción de este yacimiento.

Por su parte, los otros puntos extremos que representan los valores de permeabilidad relativa a cada fluido dentro del sistema (permeabilidad relativa al agua y permeabilidad relativa al petróleo), demuestran que para una saturación irreducible de agua de 10%, la permeabilidad relativa al petróleo es máxima igual a 1, luego de ahí comienza a disminuir abruptamente porque el agua comienza a fluir (normalmente, la movilidad del agua es más favorable), sin embargo, evaluando la permeabilidad relativa al agua en la saturación irreducible de agua ésta sólo alcanzó 0,23; lo que permitió identificar que el sistema presenta menor tendencia al flujo de agua a pesar de ser el fluido no mojante que ocupa los poros más grandes dentro del yacimiento, así mismo permitió predecir una baja irrupción de agua en el mismo.

b) Validación de la curva de permeabilidad relativa de la fractura

Así mismo, fue obtenida la curva de permeabilidad relativa del sistema de fracturas, mostrada en la figura 34:

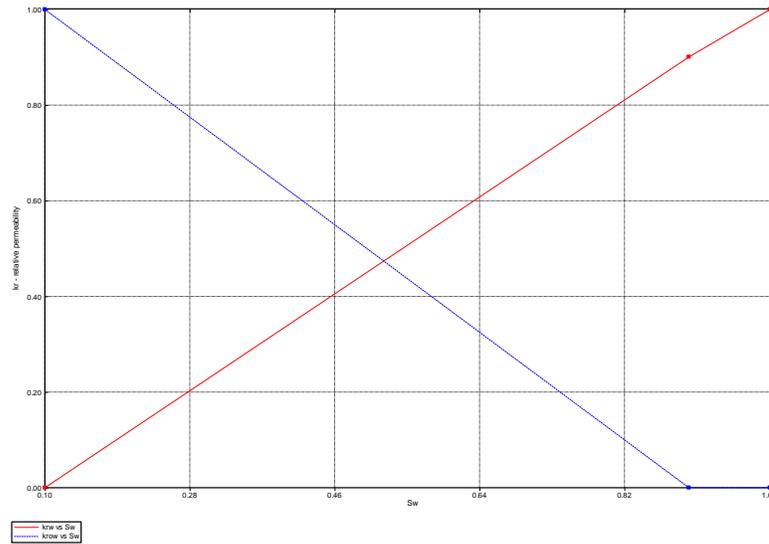


Fig. 34. Curva de permeabilidad relativa de la fractura (Fuente propia, 2018)

En esta gráfica pudo ser evidenciado el efecto de flujo que se presenta en las fracturas como consecuencia de la permeabilidad de estas, dando lugar al tipo de flujo segregado, es decir el flujo de fluidos a través de las fracturas se encuentra gobernado por la gravedad; por otro lado, la forma de la gráfica permite inferir la manera en la cual están distribuidas las fracturas en el núcleo, mostrando una tendencia en la dirección axial del mismo (figura 5). La mojabilidad en este gráfico no es evaluada ya que su resultado no sería concluyente del sistema, pues como se mencionó, el flujo que se presenta en las fracturas es segregado y los fluidos se distribuirán de acuerdo a su densidad y a los efectos de gravedad.

c) Validación de la curva de presión capilar de la matriz
Dicha curva es mostrada en la figura 35.

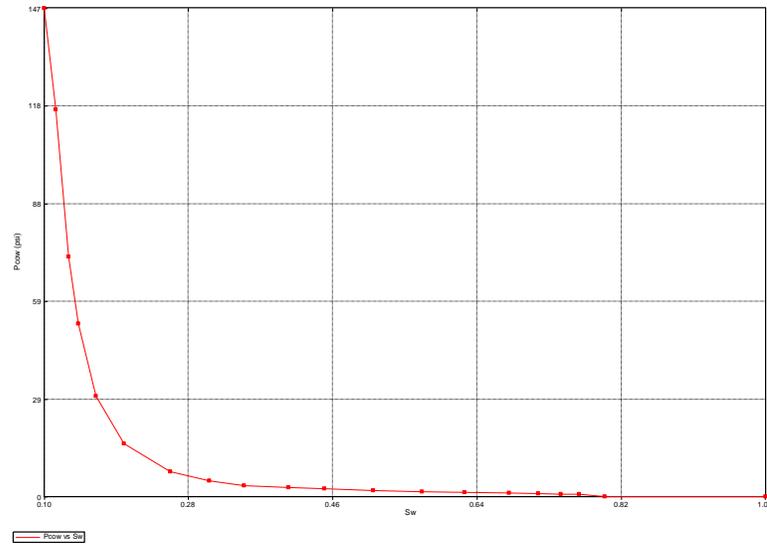


Fig. 35. Curva de Presión capilar de la matriz (Fuente propia, 2018)

El principal objetivo del análisis de las curvas de presión capilar es, en principio, determinar la zona de transición, la profundidad de contacto de los fluidos y además la forma de la curva da idea de la distribución de porosidades del sistema; de acuerdo al reporte dado con el cual fue construido el modelo, los valores de porosidad oscilaban entre 0.1% y 10.1%, sin embargo, al hacer un análisis de la gráfica de presión capilar y entendiendo que esta es inversamente proporcional al radio de poro, se verificó que ambas situaciones no eran congruentes. Trejo (2010) en su trabajo de investigación, planteó que pequeños tamaños de granos o de poro con altas permeabilidades de la roca estaban relacionados con bajas presiones capilares, con esta hipótesis aunado al hecho de que es un yacimiento carbonatado (alta heterogeneidad) y además naturalmente fracturado (alta permeabilidad en el sistema de fracturas), se pudo discernir que el núcleo tomado para hacer el análisis de presión capilar era de una zona de alta densidad de fractura, lo que aumentó el valor de permeabilidad que con la baja porosidad del sistema, dio como resultado el tipo de gráfica mostrado en la figura 41. La forma de la curva es característica de una roca mojada por petróleo (Abdallah

et. al., 2007), por su parte, se determinó que la curva fue obtenida bajo un proceso de imbibición ya que al igual que en la curva de permeabilidad relativa el proceso termina a la misma saturación de petróleo residual (tomando en cuenta que ambas curvas estaban normalizadas).

d) Validación de la curva de presión capilar de la fractura

Dicha curva es mostrada en la figura 36.

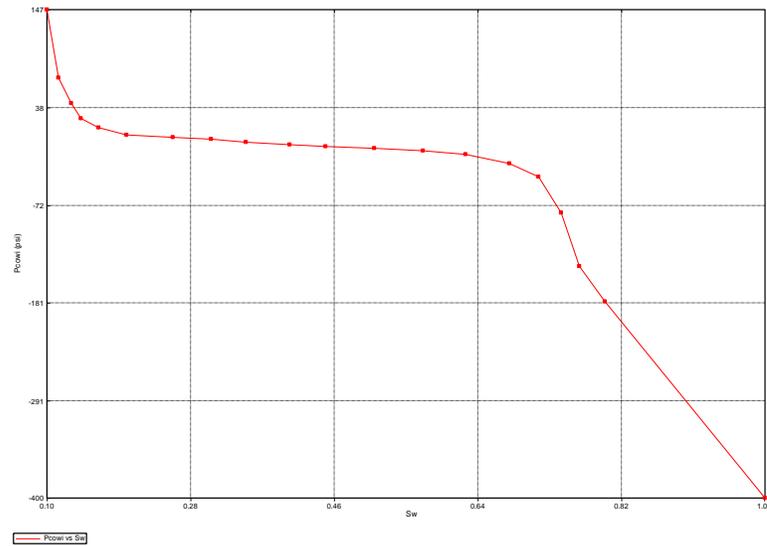


Fig. 36. Curva de Presión capilar de la fractura (Fuente propia, 2018)

Como era de esperarse, en la curva de presión capilar de la fractura la zona de transición desapareció, debido a que los fluidos en esta zona están ubicados totalmente por su densidad, por tanto, de acuerdo con la experiencia de diversos autores, dicha curva presenta un plano horizontal donde todas las presiones medidas en el fluido debían ser iguales por presión hidrostática, tal efecto pudo ser evidenciado en la gráfica mostrada en la figura 36.

Una vez validadas las curvas relacionadas con las propiedades roca-fluido del sistema, se llevará a cabo la validación de los datos de los fluidos, inherente al siguiente objetivo.

2. Validación de los datos de fluidos del modelo, referente a valores obtenidos del PVT del modelo, valores de viscosidad y API

Para la validación de los datos de fluidos, se llevó a cabo el análisis de una prueba de Presión, Volumen y Temperatura (PVT) recombinada, realizada en uno de los pozos del yacimiento. La validación se llevó a cabo de la siguiente manera:

a) Resultado de Prueba de liberación instantánea (flash)

Fue validada por medio de la Función Y. La prueba de liberación instantánea dio como presión de burbuja (P_b) 4760.53 lpc a la temperatura del yacimiento de 296,6 °F. Los resultados, se muestran en la tabla 6, y en la figura 37 el gráfico de la función Y.

Validación de la Prueba de Liberación Instantánea			
P(Kg/cm²)	V/Vb @ 296,6 °F	P (lpc)	Función Y
334.7	1.000	4760.53851	
316.4	1.022	4500.25212	2.6290
281.2	1.077	3999.59196	2.4709
210.9	1.265	2999.69397	2.2151
140.6	1.712	1999.79598	1.9389
112.5	2.076	1600.12125	1.8356
91.4	2.513	1300.00962	1.7594

Tabla 6. Datos de la prueba de Liberación instantánea a 296,6°F (Fuente propia, 2018)

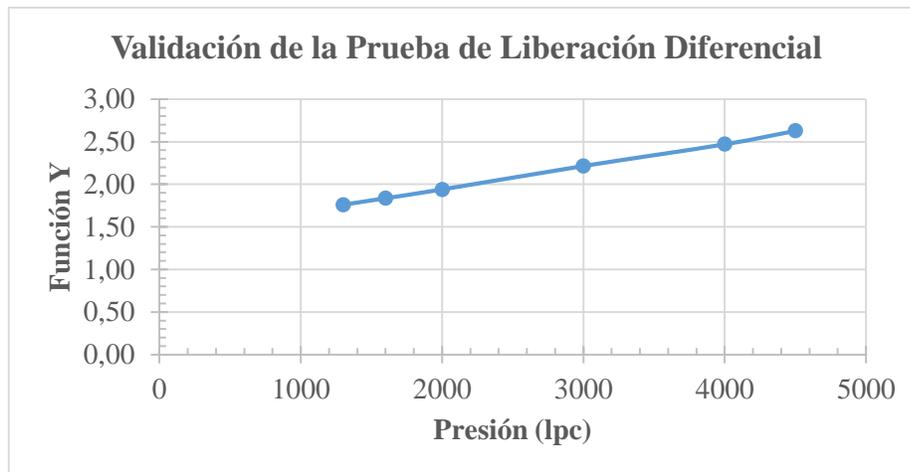


Fig. 37. Validación de la prueba de Liberación Instantánea a 296,6°F (Fuente propia, 2018)

La linealidad del gráfico resultante indica que la presión de burbuja estimada mediante la prueba de liberación instantánea (flash) era representativa de las características del fluido en el yacimiento y que el fluido presentaba bajo contenido de componentes hidrocarburos pesados, así mismo permitió identificar que las mediciones de presión y volúmenes relativos, el momento de toma de la muestra y las condiciones de presión y temperatura bajo los cuales se llevó a cabo el proceso fueron adecuados.

b) Resultado de la validación de la prueba de liberación diferencial

Se realizó por medio del método de la ecuación de balance de materiales, al igual que en el caso anterior, fue diseñada una hoja de Excel para llevar a cabo tal validación, con la metodología descrita en el capítulo anterior. Los datos necesarios para realizar la misma fueron: gravedad API del crudo residual, relación gas petróleo en solución a diferentes presiones, factor volumétrico de formación del petróleo a diferentes presiones, gravedad específica del gas liberado en cada etapa de la liberación y densidad del petróleo medida, teniendo los siguientes datos de la prueba, los cuales se muestran en la tabla 7:

Gravedad API: 39

Temperatura de la prueba: 296.6 °F

Densidad del agua: 1gr/cc

Volumen de la muestra de crudo: 1000 cc

Punto	Presión (Kg/cm²)	Presión (lpc)	Rs (PCN/BN)	Bo (BY/BN)	Densidad (oil) (gr/cc)	GEg
1	1.1	15.6	0.0	1.111	0.776	2.284
2	35.2	500.7	427.3	1.479	0.726	0.972
3	70.3	999.9	592.4	1.586	0.699	0.874
4	140.6	1999.8	953.4	1.800	0.654	0.872
5	210.9	2999.7	1406.0	2.072	0.610	0.906
6	281.2	3999.6	2101.1	2.497	0.561	1.026

Tabla 7. Datos de la prueba de Liberación Diferencial (Fuente propia, 2018)

Como se observa en la tabla 8, el error promedio es mayor al 5% lo que indica que la prueba no puede ser tomada como válida o representativa, por tal razón, la misma compañía encargada de llevar a cabo el análisis PVT del fluido del yacimiento, hizo la corrección de la prueba, mostrando en su informe (Pemex Reservoir Fluid PVT & Miscibility Studies, 2004), valores corregidos de la relación gas petróleo en solución, así como del factor volumétrico de formación para cada paso de presión (tabla 9).

Balance de materiales				
mo2 (gr)	mgi (gr)	Vgi (PCN)	RsdI (PCN/BN)	Error
829.9	0.0	0	0	*
1073.8	243.8	7.228	1149.246	62.82%
1108.6	34.9	1.149	1331.967	55.53%
1177.2	68.6	2.266	1692.288	43.66%
1263.9	86.7	2.758	2130.780	34.01%
1400.8	136.9	3.844	2742.028	23.37%
				43.88%

Tabla 8. Validación de la prueba de Liberación Diferencial (Fuente propia, 2018)

Presión (lpc)	Rs (PCN/BN)	Bo (BY/BN)
15.6	0.0	1.000
500.7	70.7	1.082
999.9	190.9	1.160
1999.8	455.4	1.317
2999.7	786.1	1.516
3999.6	1294.8	1.826

Tabla 9. Valores corregidos de Rs y Bo para la Prueba de Liberación Diferencial (Fuente propia, 2018)

De acuerdo con las figuras 38 y 39, se pudo verificar que la cantidad de gas obtenida por medio de la prueba de liberación diferencial era mayor a la que realmente tenía el fluido del yacimiento, por esta razón las densidades medidas tanto del petróleo como del gas son diferentes, en el caso del petróleo la densidad aumenta. La empresa encargada del muestreo y análisis no reporto ambas densidades luego de la corrección para con ello validar estos nuevos valores de Rs y Bo.

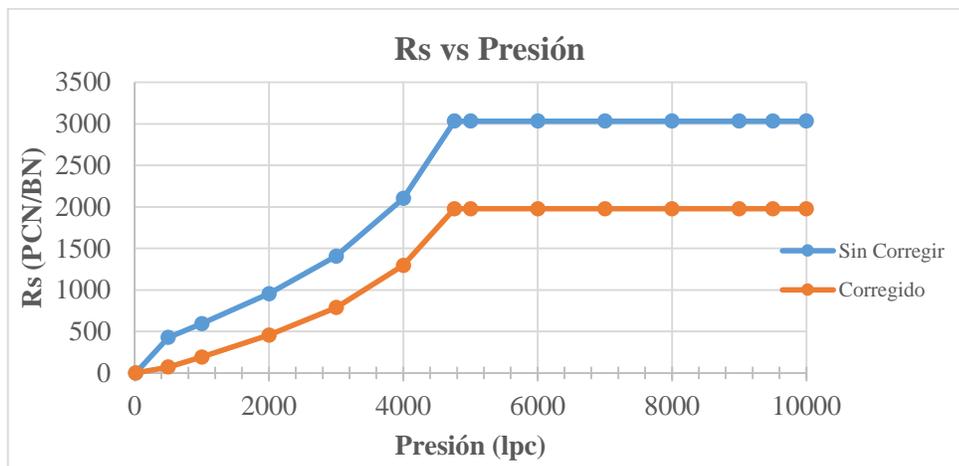


Fig. 38. Variaciones del Rs en la validación del PVT (Fuente propia, 2018)

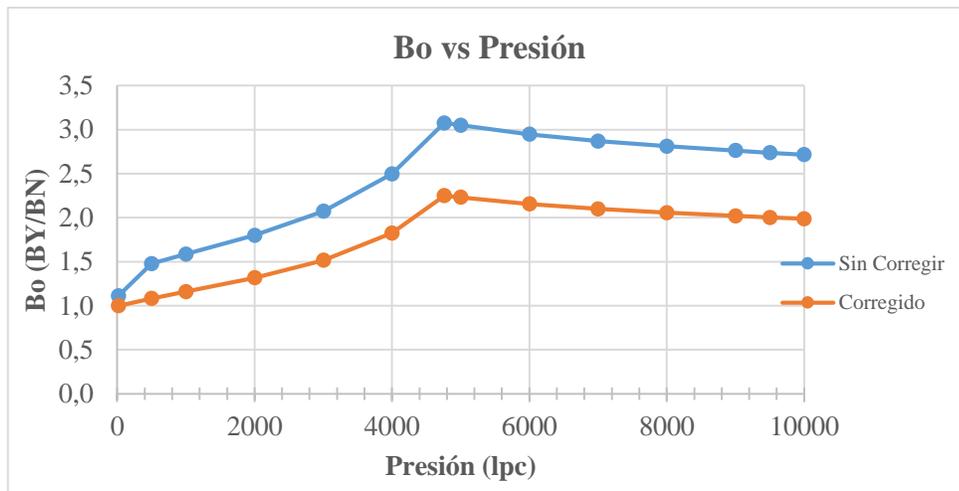


Fig. 39. Variaciones del Bo en la validación del PVT (Fuente propia, 2018)

Al analizar ambos gráficos (figuras 38-39), se demostró que la corrección no se realizó ajustando la presión de burbuja ya que esta si era representativa del yacimiento, situación verificada por medio de linealidad de la Función Y; el ajuste fue hecho proporcionalmente con ambos valores, R_s y B_o , pues ambas curvas (sin corregir y corregidas), son paralelas.

Para garantizar la representatividad del fluido del yacimiento en el modelo de simulación, por medio de la herramienta WINPROP de CMG, se llevó a cabo un proceso de regresión repetitivo, que consistió en ajustar variables como Presión crítica, Volúmenes, Temperatura crítica, entre otros, hasta que los datos experimentales coincidieran con los ajustes de la herramienta computacional, los datos ajustados fueron presión de saturación, temperatura del yacimiento, factor volumétrico de formación, relación gas petróleo en solución, viscosidad y volúmenes relativos; todo esto permitió garantizar que la ecuación de estado describía adecuadamente las características del fluido. Por medio de los experimentos de liberación diferencial, expansión a composición constante (CCE) y presión de saturación, fue llevado a cabo el proceso de regresión iterativa, los resultados son mostrados a continuación.

c) Prueba de Expansión a composición constante

Con este experimento se garantizó que los volúmenes relativos dados en el PVT fueran congruentes con los utilizados en el modelo de simulación, ver figura 40.

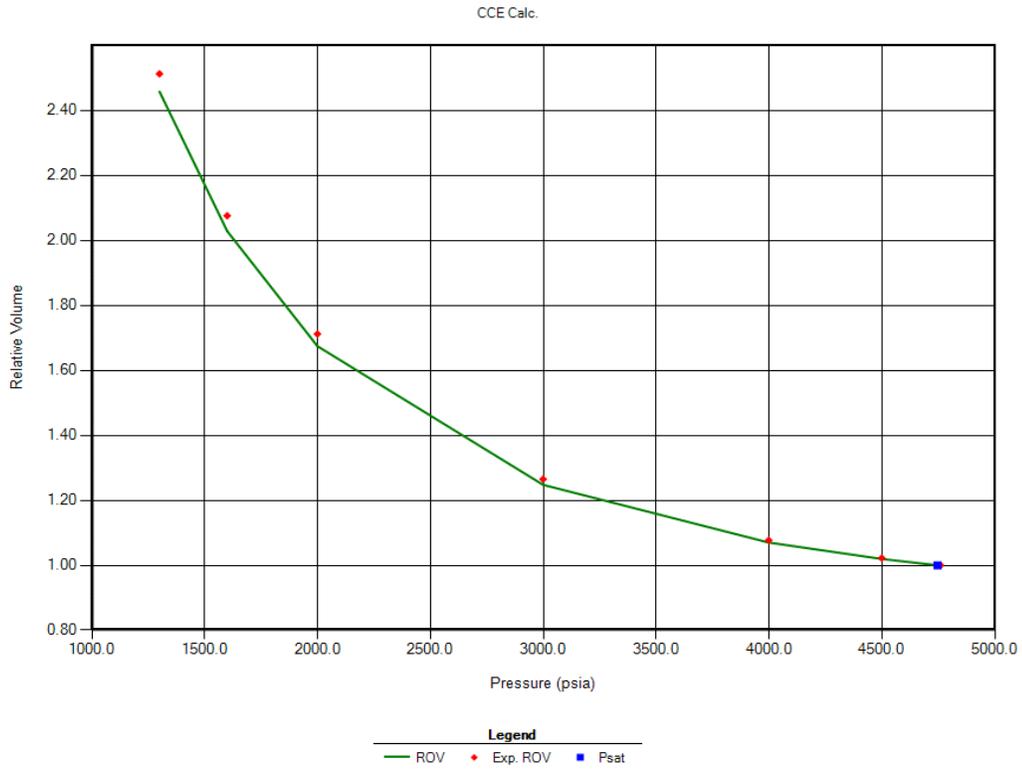


Fig. 40. Regresión de los Volúmenes Relativos obtenidos del PVT (Fuente propia, 2018)

d) Prueba de Liberación diferencial

La importancia de utilizar el proceso de regresión con esta prueba es que permitió garantizar que la relación gas petróleo en solución (R_s), el factor volumétrico de formación (B_o) y la viscosidad del petróleo, obtenidas del PVT fueran representadas adecuadamente en el modelo, ver figuras 41-42.

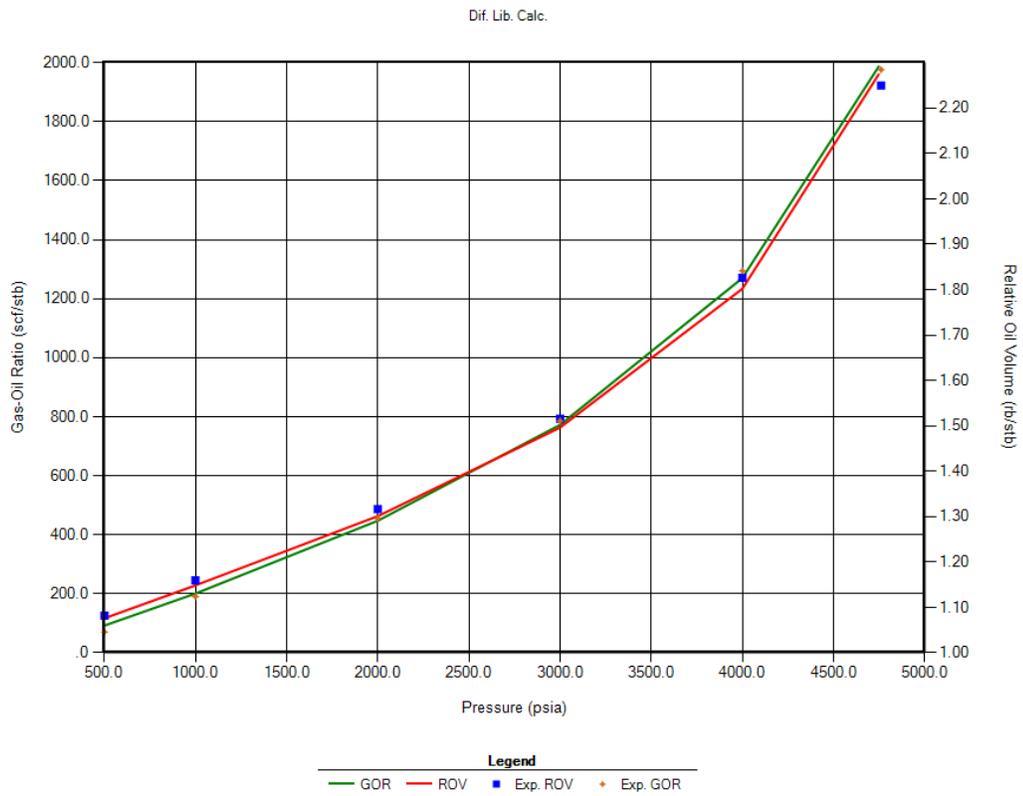


Fig. 41. Regresión del Bo y Rs (ROV y GOR respectivamente) obtenidos del PVT (Fuente propia, 2018)

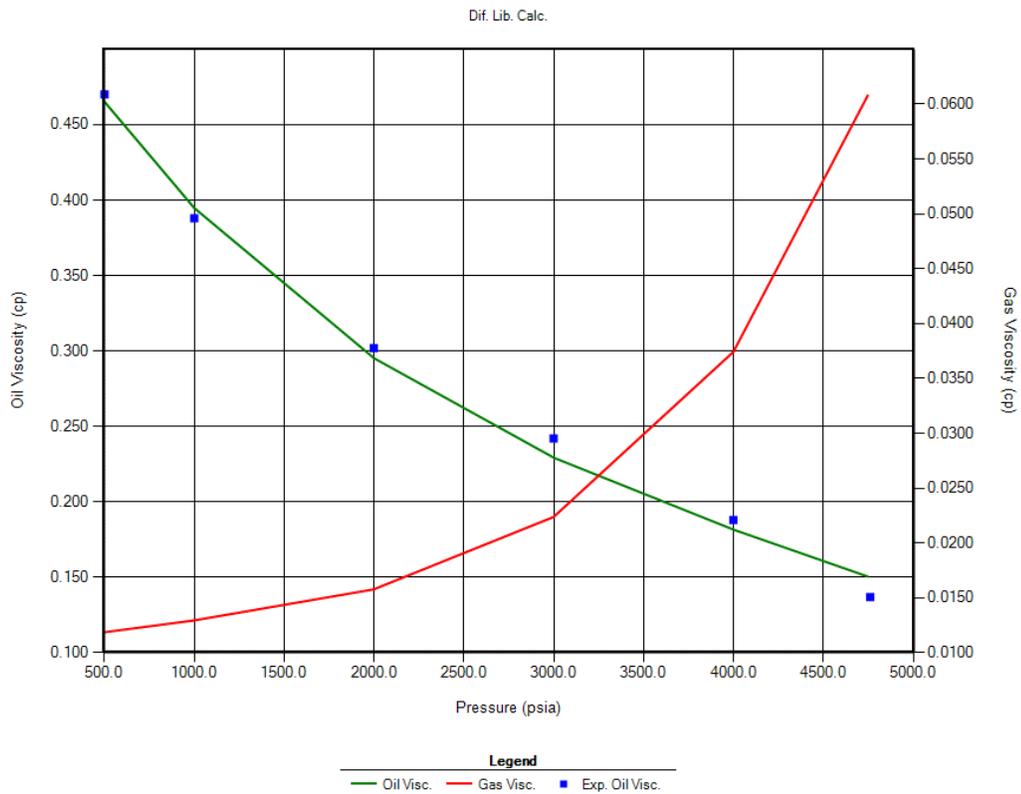


Fig. 42. Regresión de la viscosidad del fluido obtenida del PVT (Fuente propia, 2018)

La ecuación de estado fue ajustada para evitar atascos computacionales durante las corridas de simulación, por medio de la actualización de componentes pudieron ser agrupados los componentes más pesados del fluido, con ello se logró pasar de 40 componentes a 17, los cuales serán mostrados en la siguiente figura.

Component	Primary	Secondary
CO2	0.018852984	0.0
H2S	0.013585831	0.0
N2	0.0045722516	0.0
CH4	0.52402635	0.0
C2H6	0.10455752	0.0
C3H8	0.059942822	0.0
IC4	0.011047929	0.0
NC4	0.026416334	0.0
IC5	0.011098285	0.0
NC5	0.013948389	0.0
FC6	0.020031296	0.0
C07-C10	0.07545063	0.0
C11-C13	0.036388212	0.0
C14-C17	0.031482773	0.0
C18-C21	0.019105767	0.0
C22-C26	0.013695507	0.0
C27+	0.015797113	0.0
Sum	0.999999936	0

Fig. 43. Ajuste de componentes para la Ecuación de Estado (Fuente propia, 2018)

Una vez realizadas las validaciones necesarias para determinar la representatividad de los datos, utilizados en la construcción del modelo, se llevó a cabo el siguiente objetivo.

3. Estudio y descripción de los parámetros o propiedades que tienen mayor influencia sobre los resultados de la simulación en yacimientos naturalmente fracturados, con la finalidad de utilizarlos en los análisis de sensibilidades

La validación de los datos fue fundamental en el análisis del comportamiento del yacimiento y posteriormente de los resultados, ya que permitió adaptar las características del fluido reportadas en el informe del PVT al yacimiento y con ello garantizar la representatividad del mismo en el modelo de simulación, esto se logró por medio de la herramienta WINPROP de CMG (figuras 40-41-42), cuyos resultados y análisis se mostraron anteriormente. Seguidamente con los datos que fueron obtenidos de la zona por medio de trabajos anteriores, se corroboraron las propiedades de la roca y roca-fluido bajo las cuales fue construido el modelo de simulación.

Los parámetros que generan mayor efecto en los análisis de sensibilidades para inyección de gases inertes son: espesor de la formación, presión inicial del yacimiento, tasa máxima de inyección del gas, tasa de producción y presión de fondo de los pozos, esta selección está basada en la relevancia de los mismos expresada en la literatura (Monsalve, et. al., 2016). Así mismo, por ser un yacimiento naturalmente fracturado se agregaron otros parámetros de análisis, los cuales fueron compresibilidad de la roca y de las fracturas, y espaciamiento entre fracturas. El análisis se llevó a cabo sobre el pozo C-143, que fue el que resulto más prospectivo, y además la selección de un solo pozo redujo los tiempos de computo. Con toda esta información se dio paso a la realización del siguiente punto.

4. Ejecución por medio de la simulación del yacimiento sensibilidades y validación de los datos

El estudio y análisis de los parámetros mencionados, demostró que los procesos de inyección de gases inertes están fuertemente afectados por el espesor de la formación productora, ya que un incremento en su magnitud dificultaría el cubrimiento de la zona completa por el gas de inyección, lo que disminuye la efectividad del proceso y la posibilidad de alcanzar la miscibilidad entre el gas y el crudo de manera uniforme en el yacimiento, el análisis de sensibilidad con el simulador no pudo ser llevado a cabo con este parámetro debido a que el espesor de la formación no era uniforme, el modelo geológico es real por tanto los espesores en cada punto del yacimiento variaban en función de la deposición del material.

Por otro lado, la siguiente variable de mayor influencia fue la presión del yacimiento, pues esta está relacionada con la probabilidad de que el proceso de recobro con gas sea miscible, es decir, está relacionada con la presión mínima de miscibilidad, recordando que mientras mayor sea la presión del yacimiento será más fácil alcanzar dicho valor sobre todo en la inyección de Nitrógeno, la respuesta del yacimiento ante la modificación de este parámetro puede ser observada en las figuras 44 y 45.

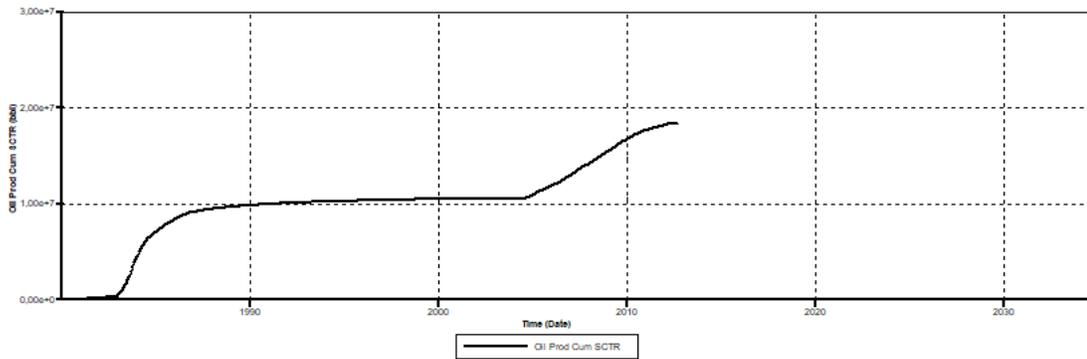


Fig. 44. Petróleo producido acumulado. Presión inicial de 11000 PSI (Fuente confidencial, 2018)

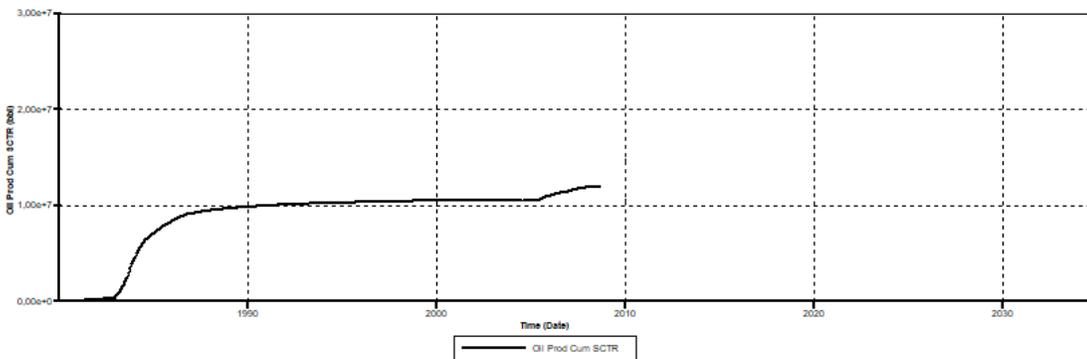


Fig. 45. Petróleo producido acumulado. Presión inicial de 7000 PSI (Fuente confidencial, 2018)

Se puede observar que a medida que aumenta la presión del yacimiento, aumenta la recuperación de hidrocarburo por desplazamiento miscible y viceversa, este análisis fue hecho usando como gas de inyección Dióxido de Carbono. Es notable que cuando el yacimiento alcanza la presión mínima de miscibilidad la producción es nula.

El otro parámetro de mayor relevancia fue la tasa de inyección de gas, pues esta está directamente relacionada con la cantidad de gas que ingresa al yacimiento, a medida que esta aumenta mejora tanto la presión del yacimiento como la posibilidad de cubrir mayor cantidad de hidrocarburo para lograr la miscibilidad, sin embargo, debe ser tomada en cuenta la economía del proyecto, la disponibilidad asociada a la fuente del gas de inyección y las instalaciones requeridas, la respuesta del yacimiento es mostrada en las figuras 46 y 47.

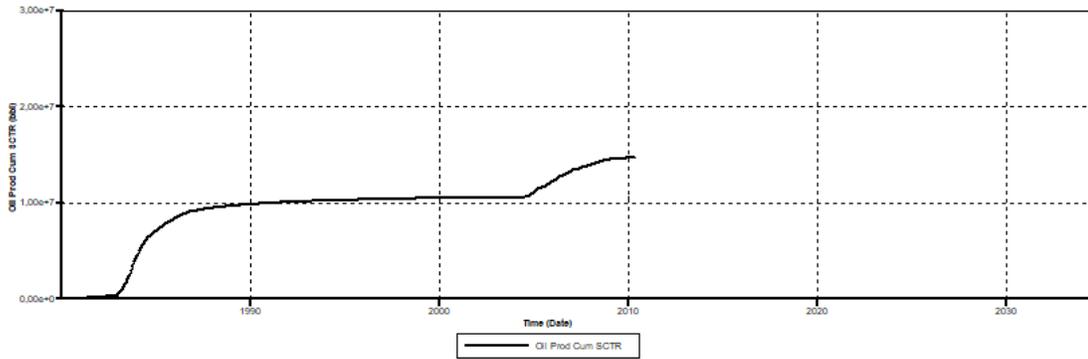


Fig. 46. Petróleo producido acumulado. Tasa de Inyección 10MMpcn (Fuente confidencial, 2018)

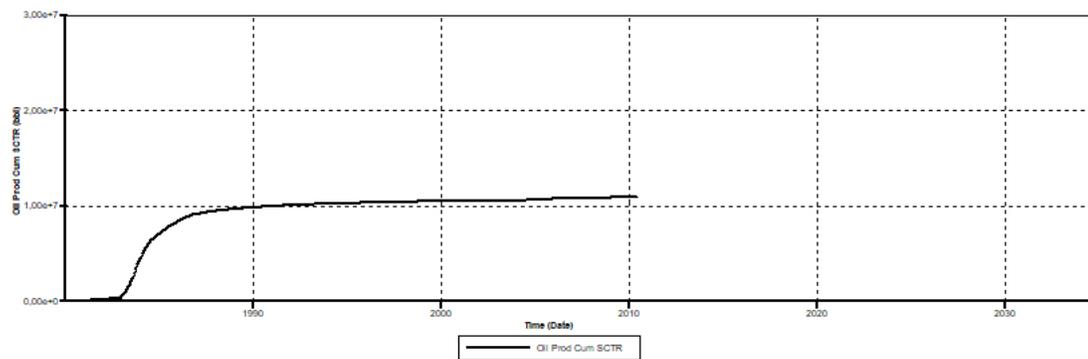


Fig. 47. Petróleo producido acumulado. Tasa de Inyección 2MMpcn (Fuente confidencial, 2018)

Finalmente, el otro parámetro de mayor influencia es la densidad de fractura, pues esta controla el flujo de fluidos hacia los pozos productores, y también está relacionada con la pérdida de fluidos de inyección e incluso pérdida del fluido de la formación si no existen sellos robustos adyacentes al yacimiento objetivo. Al igual que en el caso del espesor, el modelo en estudio no presentaba un valor constante de densidad de fractura, lo que dificultó el análisis de sensibilidad sobre este parámetro.

A continuación, el objetivo a tratar se refiere a la zona seleccionada para la aplicación del estudio de simulación.

5. Selección del área piloto para la inyección de CO₂ y N₂

La selección de la zona piloto, se fundamentó, principalmente, en las características estructurales de la zona, así como la posición del sistema de fallas, las zonas de mayor permeabilidad, la ubicación del contacto agua-petróleo, entre otras características, para finalmente escoger el arreglo de pozos a utilizar en la zona piloto. Para entender de mejor manera la estructura del campo y su posible forma de explotación, es importante hacer mención de su sistema petrolero donde los principales sistemas generadores del área son de edad Tithoniana pasando al período Cretácico Inferior, aunque en este último su área de acción es muy restringida, siendo el de edad Tithoniana el más importante. Son calizas arcillosas depositadas en una cuenca carbonatada sin oxígeno de alto contenido orgánico, de un Kerógeno de tipo II cuya generación principal es de hidrocarburos líquidos; por su parte, la roca almacenadora la constituye principalmente las dolomías fracturadas distribuidas en las edades del Kimmeridgiano al Tithoniano pasando hasta el período Cretácico Inferior, las de edad correspondiente al Tithoniano presentan fracturamiento menor al de edad Kimmeridgiano, sin embargo, su permeabilidad es muy buena y, finalmente, la roca sello está constituida por rocas arcillosas del período Cretácico tardío y las lutitas de la época del Terciario, hacia la parte inferior de la secuencia sedimentaria, las evaporitas de edad Oxfordiana constituyen el sello (Córdova, et. al., 2011).

En la parte específica de los yacimientos de interés, las zonas del campo MX-1 donde las columnas del período Cretácico Inferior y Jurásico Superior no alcanzaron el grado de dolomitización y fracturamiento suficientes para permitir el llenado y acumulación de hidrocarburos, constituyen sello local para las acumulaciones del campo (Córdova, et. al., 2011).

La asignación, del yacimiento M2813, es productora de petróleo ligero de 39° API en rocas carbonatadas naturalmente fracturadas de los periodos Cretácico Inferior y Jurásico Superior Kimmeridgiano, con espesores netos de 780 pies y 453 pies respectivamente, con un rango de porosidad entre 0.1% y 10%, la permeabilidad

promedio es de 10 mD y un promedio de saturaciones de agua entre 10% y 25% (Pemex, 2016).

El campo MX-1 está limitado por un anticlinal de rumbo sureste, con una componente vertical de desplazamiento de aproximadamente 3280 pies y un buzamiento entre 15 y 20 grados. El pliegue es asimétrico; su flanco frontal tiene un buzamiento de 8 a 13 grados, pero el buzamiento de su flanco nororiental sólo es de 4 a 6 grados. El campo está delimitado hacia el este por una falla normal, mientras que su extensión hacia al noroeste no se conoce. Las fallas normales del interior del campo son interpretadas por Petróleos Mexicanos como fallas de crecimiento, puesto que hay cambios de facies y de espesor de las rocas Cretácicas a través de ellas (Suter, et. al., 2012), (figura 48).

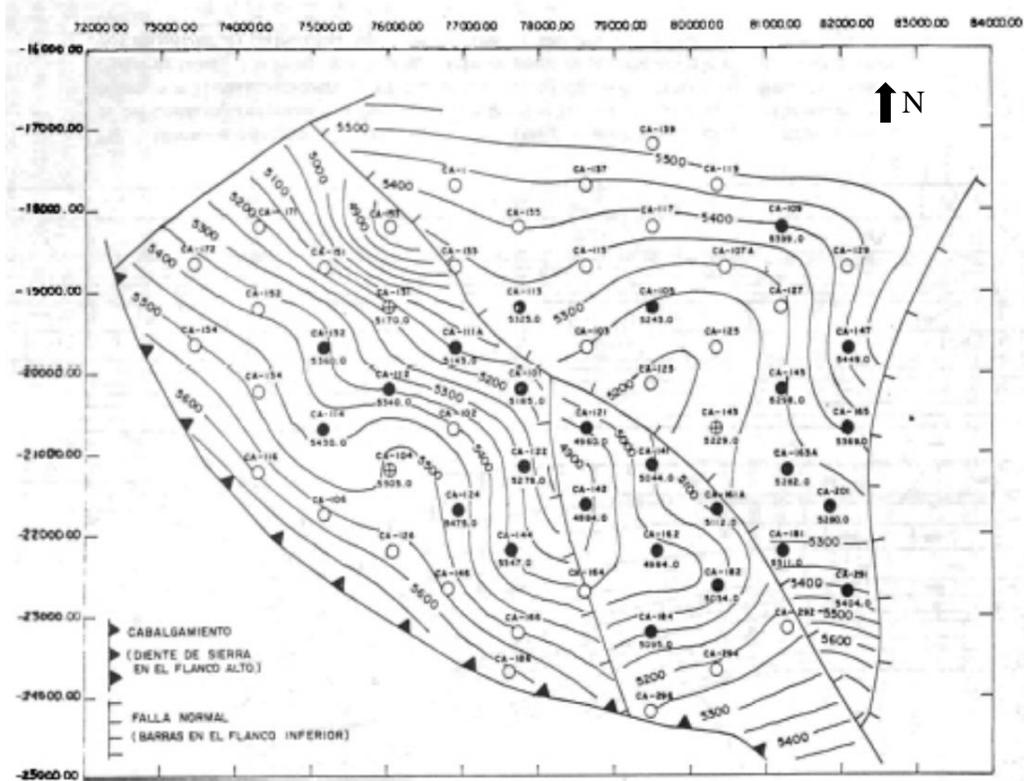


Fig. 48. Mapa estructural campo MX-1 (Suter, et. al., 2012)

El yacimiento M2813, está constituido principalmente por un pliegue que muestra depresiones en diferentes zonas como resultado de agentes tectónicos, cuyo alto estructural más importante se encuentra hacia el suroeste de la estructura, separado

por un sistema de fallas normales, que de acuerdo a su interpretación son sellos estructurales, en dirección noreste y este-oeste, así mismo, existe una falla hacia el norte de la estructura con dirección este-oeste, que podría considerarse el sello estructural hacia esa zona, pues los pozos productores están ubicados hacia la región sur, delimitados por las fallas normales antes mencionadas, (figura 49).

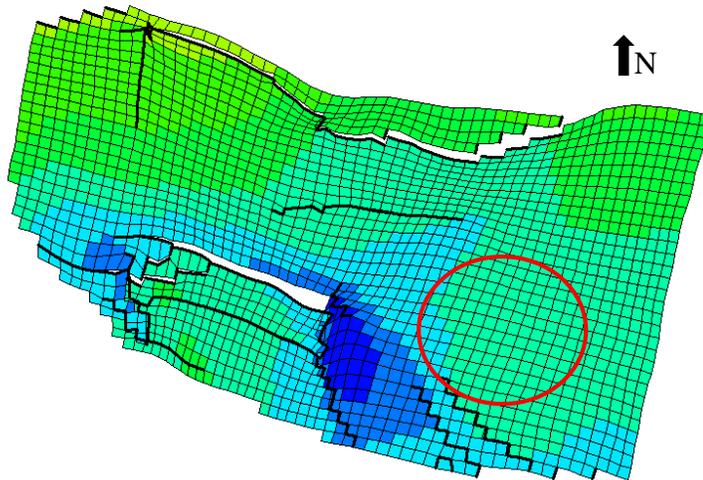


Fig. 49. Yacimiento M2813 (Fuente confidencial, 2018)

Entendiendo las principales características estructurales del campo, se seleccionó como zona piloto la ubicada en la región suroeste (figura 50) indicada con un círculo, donde predomina una depresión estructural, pero cuya ubicación corresponde a una de las zonas más altas de la estructura y alejada del sistema de fallas, las cuales podrían originar la pérdida del gas de inyección antes de cumplir su función dentro del yacimiento, así mismo es una zona alejada del contacto agua petróleo. Sus pozos se ubican a aproximadamente 18000 pies de profundidad. El arreglo escogido para esta zona piloto es de cinco pozos, de una forma geométrica conocida, estos son C-143, C-145, C-161A, C-201 como productores y para el inyector fue utilizado el C-163A (figura 51).

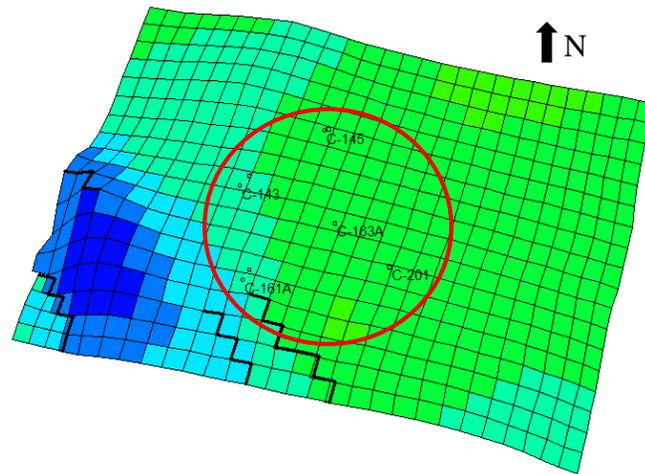


Fig. 50 Descripción de la zona piloto (Fuente confidencial, 2018)

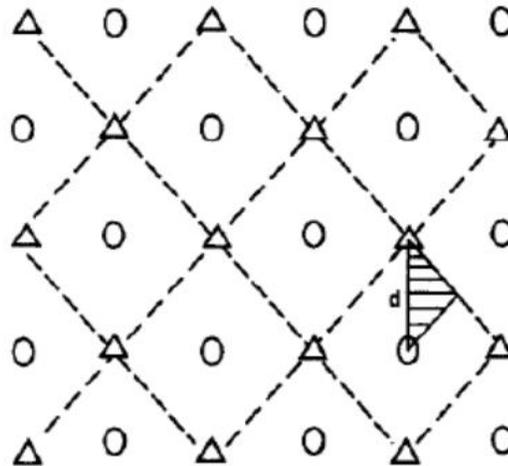


Fig. 51. Arreglo de cinco pozos (Paris, 2001)

Las razones de la elección de este arreglo se deben a que, es uno de los más utilizados por su alta conductividad, ya que la vía de flujo más corta es una línea recta entre el inyector y el productor, lo que permite además tener una buena eficiencia de barrido, que podría traducirse en un aumento del factor de recobro del yacimiento. Otra de las razones de implementación de este tipo de arreglo es que es muy flexible, al permitir generar otros arreglos simplemente reorientando la posición de los pozos inyectores, esto sólo si se considera que el caso base no proporciona resultados de producción de petróleo positivos (Paris, 2001).

Finalmente, serán mostrados y analizados los resultados inherentes al último objetivo en el que se propuso la inyección de gases inertes para aumentar el factor de recobro del yacimiento objetivo.

6. Predicciones de producción a través de la evaluación de casos: base o agotamiento por recuperación primaria, de desarrollo de perforación de nuevos pozos y de inyección de gases, con fines de evaluar las mejoras del factor de recobro

Para ser factible la aplicación de este tipo de proceso de recuperación mejorada, debe ser tomada en cuenta, en primer lugar, la fuente del gas, lo que resulta problemático en la mayoría de los proyectos. Sin embargo, México cuenta con importantes sitios potenciales para el secuestro de Dióxido de Carbono, sobre todo en el subsuelo (almacenamiento geológico) en los yacimientos petrolíferos agotados. PEMEX tiene identificados 23 proyectos de captura de CO₂, el cual es proveniente de las actividades de la industria petroquímica, manufactura y del cemento. En la frontera entre EEUU y México existen plantas generadoras de energía pertenecientes a compañías americanas, las cuales pueden promover la captura e intercambio de CO₂ a nivel Federal o Estatal hacia México.

De acuerdo a información disponible, es posible el secuestro geológico de CO₂ mediante la inyección de una corriente de gases de chimenea en el campo Cantarell, para luego ser utilizado en procesos de recuperación mejorada de hidrocarburos. Existen numerosas fuentes de CO₂ cercanas al yacimiento, una de estas son los gases de combustión procedentes de la planta de Nitrógeno en Atasta, donde se podría capturar 1.4 millones de toneladas anuales de CO₂, aunque el potencial de la región es mucho mayor.

PEMEX, en el año 2000, comenzó una operación de inyección de nitrógeno para represar yacimientos de Cantarell y aumentar la producción por más años. El nitrógeno es producido y comprimido desde la península de Atasta, ubicada costa adentro y enviado en tuberías hacia el campo Cantarell. Para la realización de este proyecto, se requirió de la optimización y modernización de las instalaciones. Se

instalaron 454 km de tuberías y se construyeron 28 plataformas marinas, se modernizó la infraestructura de refinación existente; también se incluyó la construcción de una planta de nitrógeno y dos plataformas de inyección. Se considera a Cantarell como un posible candidato para un proyecto de secuestro geológico, porque posee una extraordinaria ventaja sobre otros campos, como lo es el sofisticado nivel de datos técnicos y científicos, así como la infraestructura actual que está operando en el campo.

De acuerdo a estas consideraciones, las fuentes idóneas para la captura del CO₂ se localizarían en la región del Golfo de México e involucrarían principalmente al sector industrial: plantas petroquímicas, refinerías, plantas de generación eléctrica, industrias químicas, plantas de acero y de cemento.

Con todo lo expuesto anteriormente, lo que se quiere decir, es que es posible en el yacimiento en estudio la aplicación de este tipo de recuperación mejorada, siempre y cuando sea tomada en cuenta la fuente y los gastos de inversión y mantenimiento puedan ser cubiertos por los ingresos del proyecto.

Para el estudio se hizo un análisis de 4 pozos productores y un inyector (arreglo de 5 pozos invertido), de cuyos productores se mostraran los historiales de producción en las siguientes figuras 52-53-54-55, correspondiente a los pozos C-143, C-145, C-161A y C-201 respectivamente, hasta que alcanzaron su declinación, el cual corresponde al caso base de la investigación, antes de la propuesta de inyección de gases inertes.

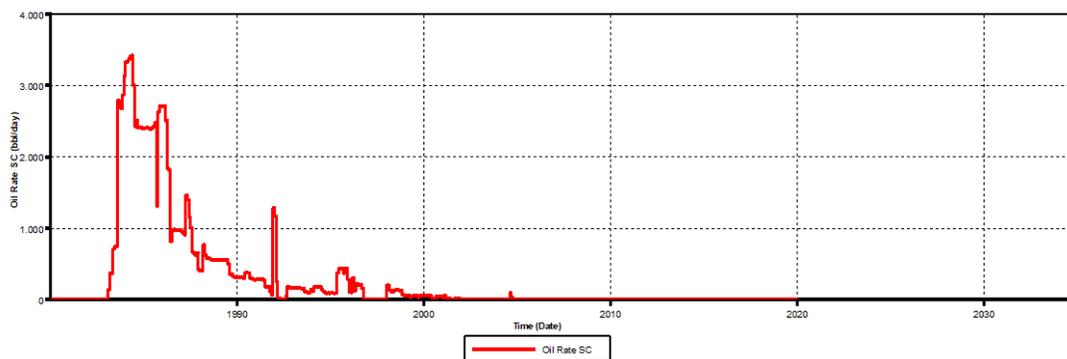


Fig. 52. Historia de producción Pozo C-143 (Fuente confidencial, 2018)

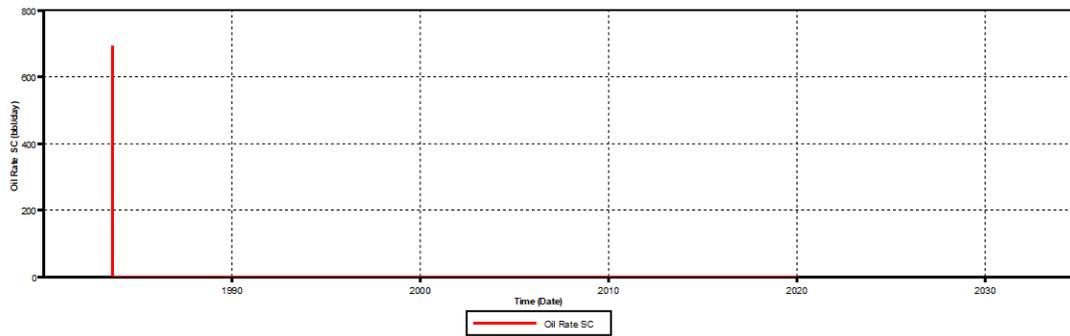


Fig. 53. Historia de producción Pozo C-145 (Fuente confidencial, 2018)

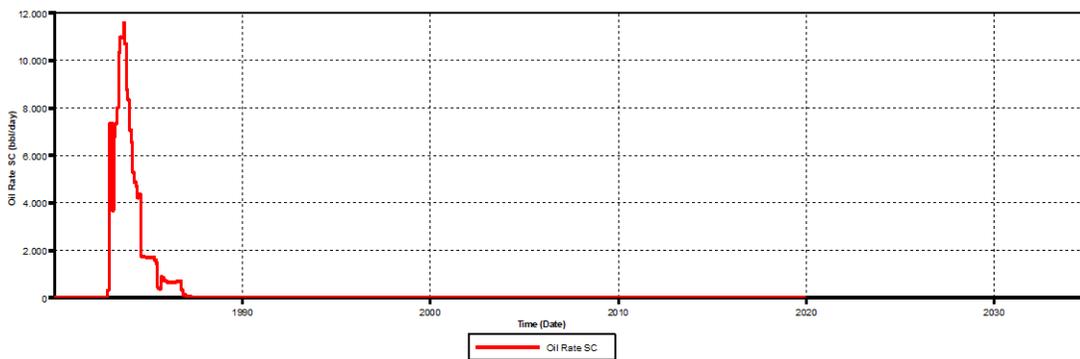


Fig. 54. Historia de producción Pozo C-161A (Fuente confidencial, 2018)

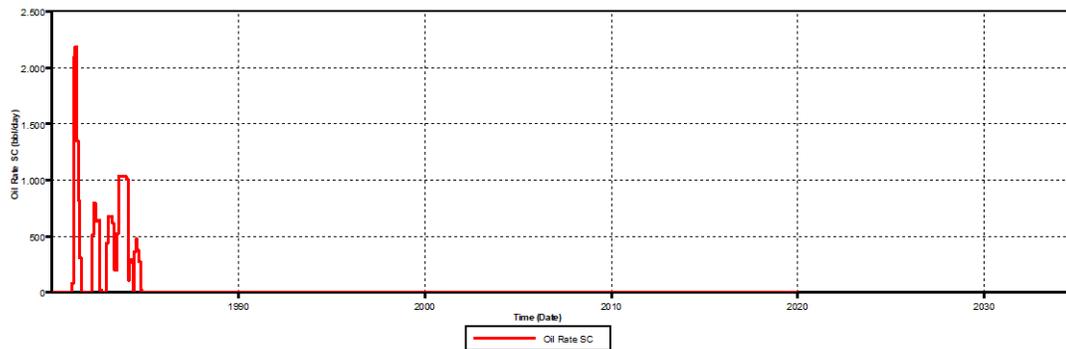


Fig. 55. Historia de producción Pozo C-201 (Fuente confidencial, 2018)

Las figuras mostradas demuestran el comportamiento inicial típico de un yacimiento naturalmente fracturado, con altas tasas de producción en los primeros años de explotación del yacimiento y con rápida declinación de la misma, cuyas características fueron desarrolladas en el capítulo 2. En el caso particular del pozo C-145 (figura 53), es evidente como un efecto de baja permeabilidad y baja

conductividad de fracturas, que son quienes proporcionan el flujo hacia los pozos productores, está presente, debido al instantáneo cierre del mismo, esta hipótesis parte del hecho de la alta heterogeneidad bajo la cual fue construido el modelo estático del yacimiento en estudio. Para el momento del cierre del último pozo (C-143), se habían producido 10,5 MMBbbls, obteniendo con ello un factor de recobro de apenas 11,9%, sabiendo que el petróleo original en sitio reportado por el simulador fue de 88,4MMbbls. Este número tan bajo en el factor de recobro, reiteró que la aplicación de un proceso de recuperación secundaria o mejorada era oportuno para incluir reservas y reducir la saturación de petróleo residual. La cantidad de petróleo producido acumulado puede ser visualizada en la siguiente figura:

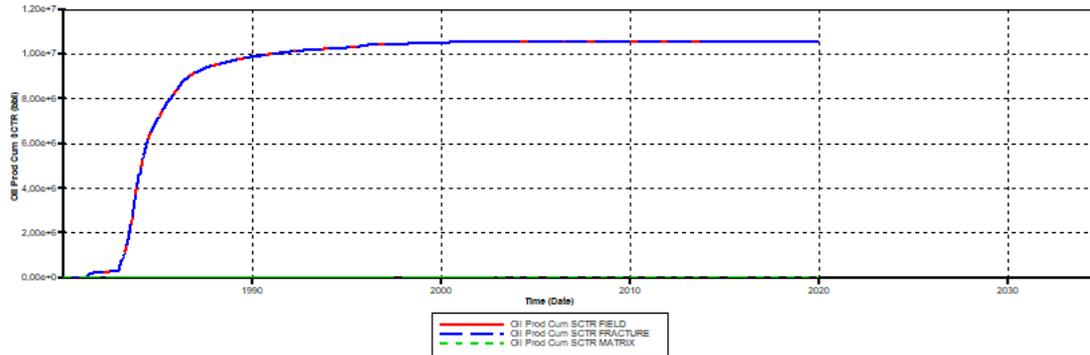


Fig. 56. Producción acumulada del campo para el caso base (Fuente confidencial, 2018)

Se observó en la figura 56, que la producción del campo estaba en función del sistema de fracturas, lo que permitió interpretar que en este yacimiento la matriz sólo contribuyó al almacenamiento del hidrocarburo, por tanto, de acuerdo a la clasificación de Nelson (1999) y donde indica que el yacimiento puede ser denotado como de tipo 2.

Para llevar a cabo un proceso de inyección de gases miscibles, el primer aspecto que debe ser tomado en cuenta es la presión del yacimiento para el momento en el que se desea implementar el proyecto, ya que esta está directamente relacionada con la presión mínima de miscibilidad (PMM), necesaria para garantizar tal desplazamiento; de acuerdo al reporte PVT del fluido del yacimiento el valor de PMM correspondía a 4800 PSI, obtenido mediante la prueba de burbuja ascendente. A continuación, se

mostrará el comportamiento de presión mostrado por el sistema durante su fase de producción primaria:

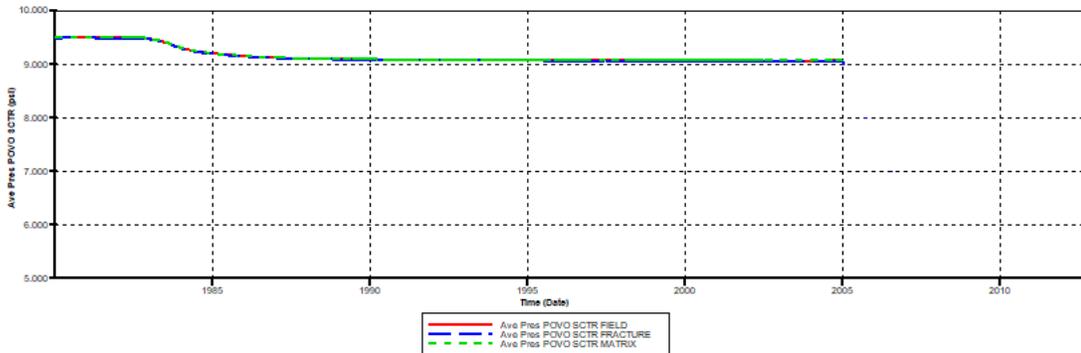


Fig. 57. Comportamiento de la presión del campo para el caso base (Fuente confidencial, 2018)

Es importante mencionar, que cuando se desea llevar a cabo un proceso de inyección bajo condiciones miscibles, el caso base no es considerado desde el punto de vista de agotamiento de presión, pues la función del fluido a ser inyectado no es de mantenimiento de presión sino de obtención de miscibilidad, es decir, el caso base permite identificar hasta que momento la inyección puede ser llevada a cabo de forma miscible y no el momento de declinación de producción para comenzar a inyectar el gas, sabiendo esto a continuación serán presentados los resultados y análisis referentes a la inyección de Dióxido de Carbono y Nitrógeno.

❖ Resultados de la inyección de Dióxido de Carbono

Para llevar a cabo este proceso, fueron estudiados trabajos anteriores, con objetivos similares, así mismo se revisaron campos de características comparables, con la finalidad de establecer la tasa de inyección del gas adecuada para el número de celdas así como la estadística de campos vecinos. Con una tasa de inyección de 5 MMpcd, fueron obtenidos los siguientes resultados de producción en cada pozo. La inyección de CO₂ se planteó comenzar en el año 2004, cuando ya tres de los pozos productores estaban cerrados; tomando en cuenta el historial de producción de los pozos fueron establecidos como limitaciones o (“constraints”) que son parámetros de producción u operatividad de los pozos (Tabla 10) y los resultados son mostrados en las figuras 58-59-60-y 61.

Parámetros	Pozos			
	C-143	C-145	C-161A	C-201
Tasa de producción máxima (STO máx.)	4000	800	14000	3000
	Bbls	Bbls	Bbls	Bbls
Presión de fondo	1500	1500	1500	1500
Mínima (BHP min.)	PSI	PSI	PSI	PSI

Tabla 10. Parámetros de operatividad de los pozos (Fuente propia, 2018)

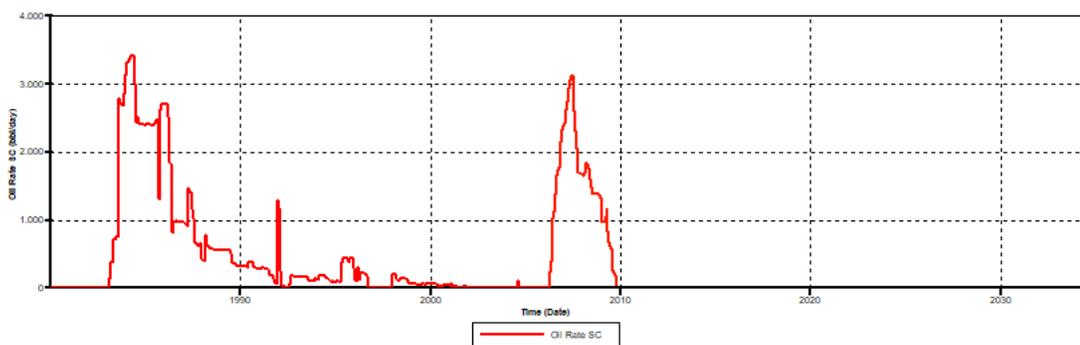


Fig. 58. Respuesta de producción del Pozo C-143, bajo la inyección de CO₂ (Fuente confidencial, 2018)

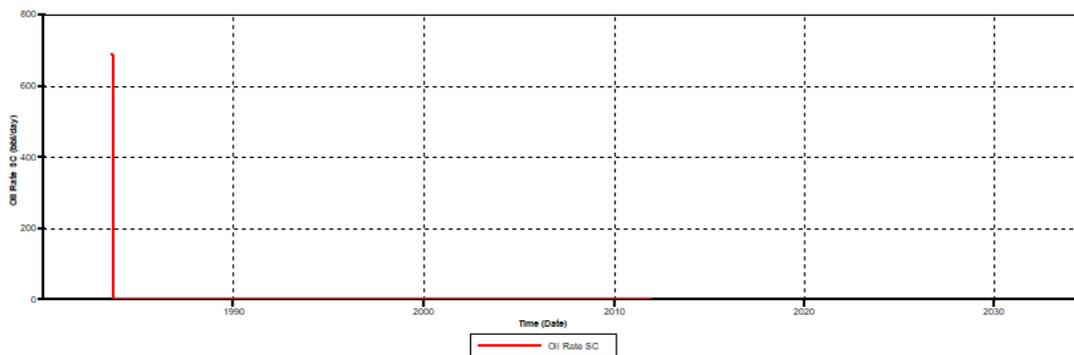


Fig. 59. Respuesta de producción del Pozo C-145, bajo la inyección de CO₂ (Fuente confidencial, 2018)

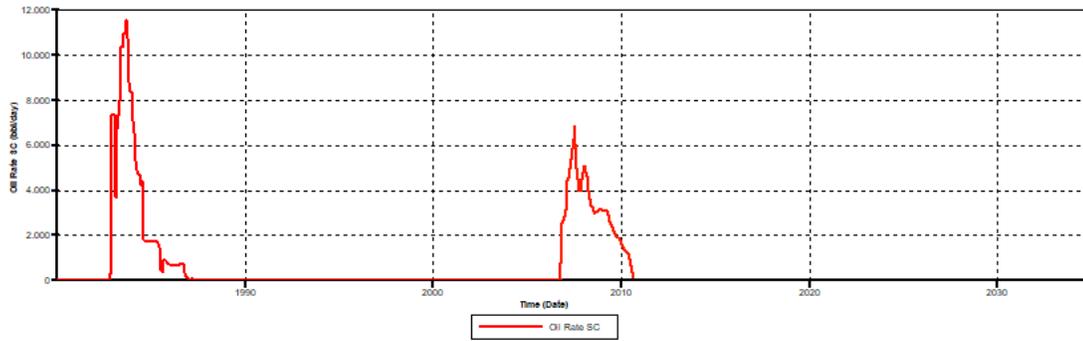


Fig. 60. Respuesta de producción del Pozo C-161A, bajo la inyección de CO₂ (Fuente confidencial, 2018)

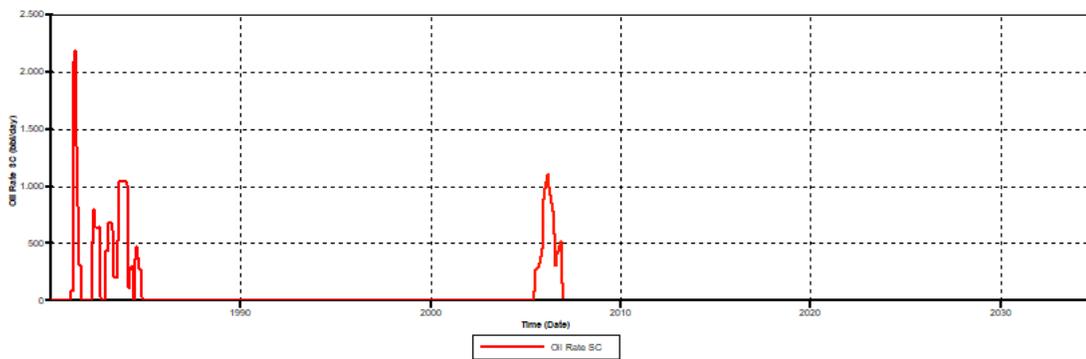


Fig. 61. Respuesta de producción del Pozo C-201, bajo la inyección de CO₂ (Fuente confidencial, 2018)

Con los resultados arrojados de la simulación pudo evidenciarse, que bajo cualquier proceso de estimulación, los pozos mantienen un comportamiento de producción similar al inicial, sin embargo en este caso pudo determinarse que la producción de petróleo bajo inyección de Dióxido de Carbono a la tasa mencionada, no logró mantenerse por más de 4 años, por lo menos bajo el esquema de inyección de continua. El pozo C-145 permaneció sin producción, lo que confirma la hipótesis planteada a cerca de la permeabilidad y transmisibilidad de las fracturas planteada anteriormente. Pudo restablecerse la producción en los pozos y ello es reflejo de la eficacia del proceso. Sin embargo pudo demostrarse que al alcanzar presiones por debajo de 4500 PSI (por debajo de la presión mínima de miscibilidad), los pozos comenzaron a declinar hasta alcanzar producción nula, lo que da idea de que el Dióxido de Carbono no debería ser utilizado en este tipo de yacimientos para mantener la

presión del mismo y con ello la producción, sino como generador de desplazamientos sea en forma miscible o inmisible. Se puede plantear la hipótesis de que la alta heterogeneidad del yacimiento producto de su origen carbonatado y aunado al hecho de ser un yacimiento naturalmente fracturado, pudo conducir a la pérdida o adedamiento del gas de inyección hacia una zona de mayor permeabilidad, situación que comúnmente suele presentarse en los yacimientos de esta naturaleza, esta hipótesis es planteada debido al hecho de que el gas a pesar de presentar excelente movilidad con respecto a los fluidos del yacimiento, tardo en la mayoría de los pozos, más de un año para promover la recuperación de hidrocarburos.

Según Ortiz (2017), el diseño de una prueba piloto en yacimientos naturalmente fracturados requiere de la amplia caracterización del sistema de fracturas así como del vasto conocimiento de la comunicación entre las distintas zonas que pueden conformar el yacimiento debido a la anisotropía, a las diferencias estructurales entre cada zona del yacimiento, a los cambios de litología y al sistema de fallas que pueden inducir a la pérdida del gas de inyección, pudiendo generar también zonas hidráulicamente incomunicadas o parcialmente comunicadas.

En la figura 62, es mostrado el comportamiento del petróleo producido acumulado durante el periodo de estudio del campo.

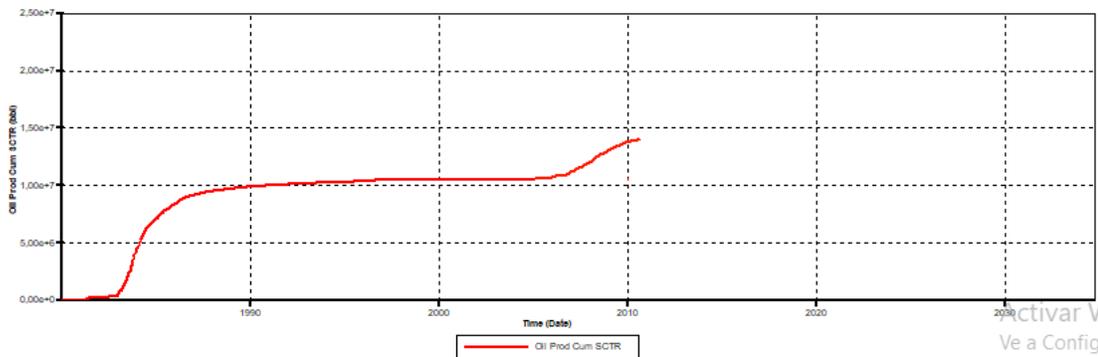


Fig. 62. Factor de recobro bajo la inyección de CO₂ (Fuente confidencial, 2018)

El total de petróleo producido desde el momento de apertura de los pozos, incluyendo la inyección de CO₂ fue de 14,3 MMBbls, lo que significa un aumento en la cantidad de petróleo producido de 36%, es decir, este porcentaje está asociado a los

3,8 MMBbbls producidos adicionalmente, alcanzando finalmente un factor de recobro de 16,2%.

La variación en la presión puede evidenciarse en la figura 63, donde puede ser observado que la inyección no sirvió para restaurar la presión del yacimiento, al contrario, el mismo sufrió una caída abrupta de la misma debido a la producción de hidrocarburo adicional, resultado de la inyección de Dióxido de Carbono de manera miscible.

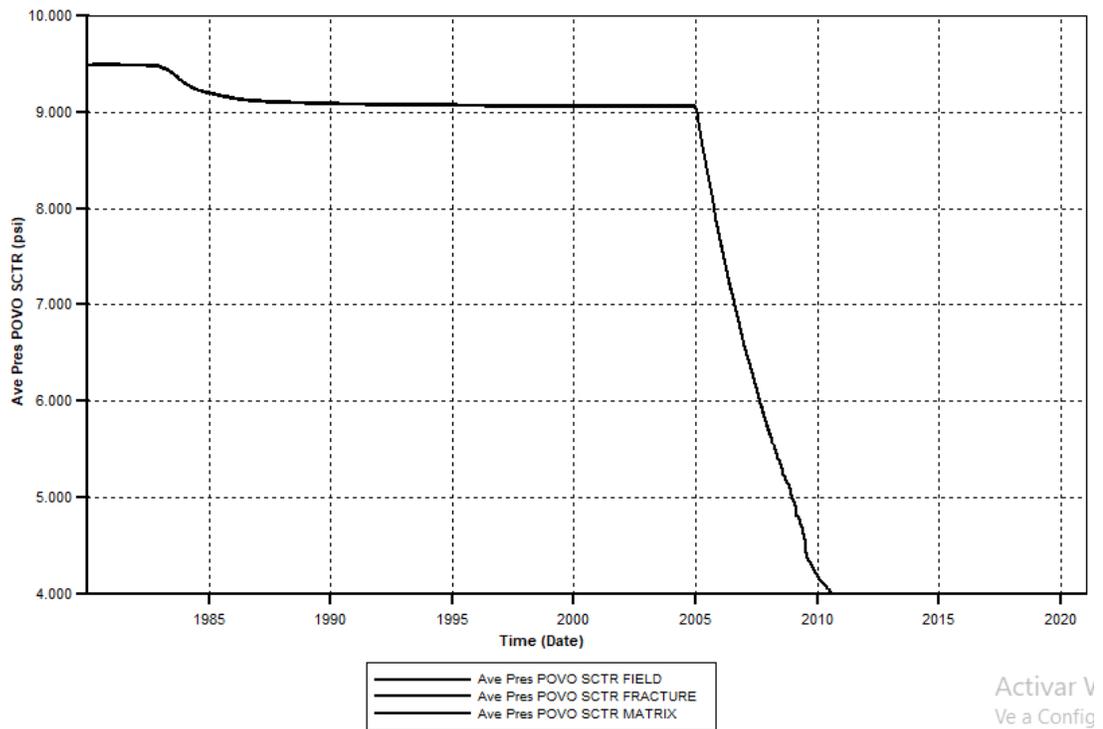


Fig. 63. Variación de la presión del yacimiento bajo la inyección de CO₂ (Fuente confidencial, 2018)

La miscibilidad también pudo ser monitoreada por medio de la herramienta Result 3D de CMG, donde se podía ir distinguiendo como la saturación de petróleo residual en el yacimiento fue reduciéndose, es evidente que cuando dicha saturación dejó de disminuir el proceso dejó de ser miscible.

Mostrados los resultados y análisis inherentes a la inyección de Dióxido de Carbono, ahora se presentaran los provenientes de la inyección de Nitrógeno.

❖ Resultados de la inyección de Nitrógeno

En los campos ubicados, sobre todo, en el Golfo de México, el uso del Nitrógeno en la recuperación de hidrocarburos, ha estado orientado a la parte inmisible, con la finalidad se coadyuvar en el mantenimiento de la presión de los yacimientos, sin embargo, en este estudio el uso del Nitrógeno fue orientado hacia la mejora de la eficiencia de desplazamiento del petróleo en el subsuelo.

En el caso de los procesos que involucran al Nitrógeno, la tasa a la cual es inyectado, es mayor a la que podría utilizarse para recuperar la misma cantidad de hidrocarburo con un gas más pesado, como el Dióxido de Carbono, esto se debe a que es un gas muy liviano, y por ende se requiere mayor cantidad para aprovechar el fenómeno de miscibilidad, así mismo requiere mayor presión mínima de miscibilidad para alcanzar tal estado, esto fue estudiado en el capítulo 2.

Al igual que en el caso anterior, las limitaciones o también conocidos como “Constraints” fueron conservados con los mismos valores, ya que la historia de producción era la misma y los pozos en cuanto a completación y producción también. La tasa de inyección utilizada fue de 7 MMpcd, comenzando, igualmente, en el año 2004. Los resultados de las tasas de producción son mostrados en las figuras siguientes.

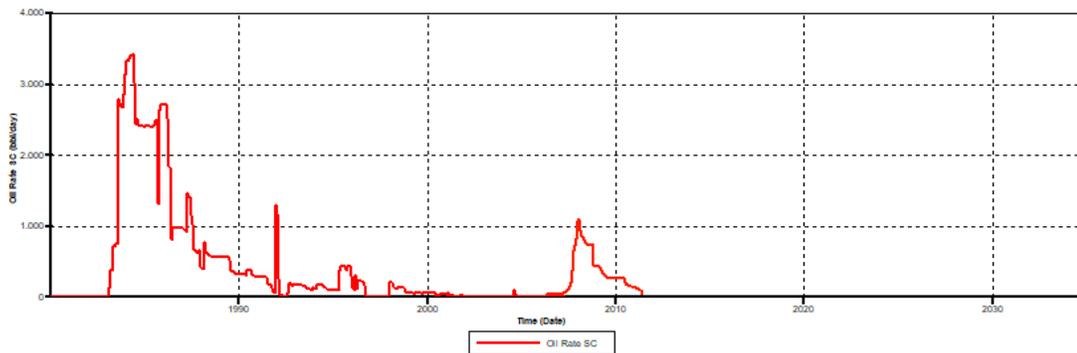


Fig. 64. Respuesta de producción del Pozo C-143, bajo la inyección de N₂ (Fuente confidencial, 2018)

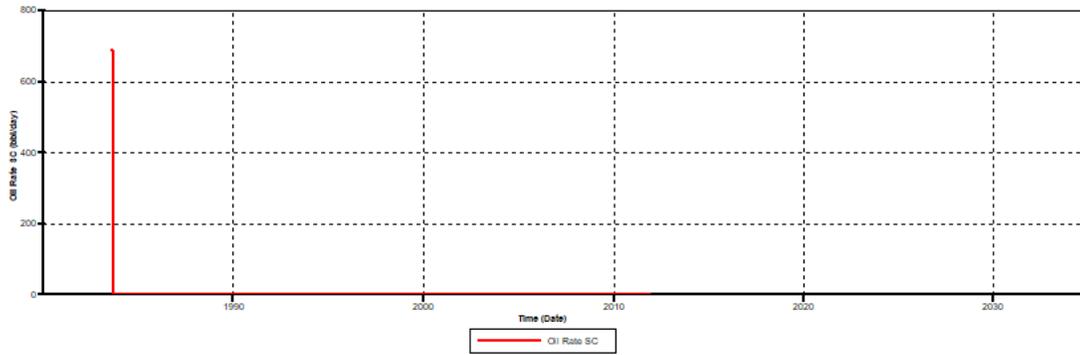


Fig. 65. Respuesta de producción del Pozo C-145, bajo la inyección de N₂ (Fuente confidencial, 2018)

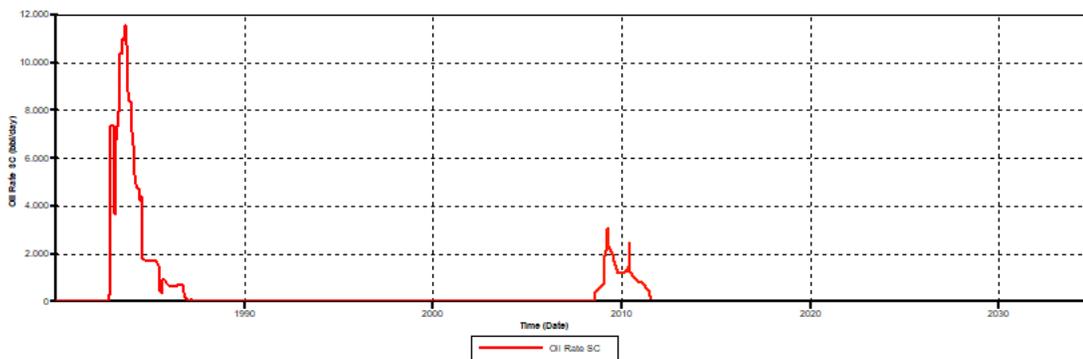


Fig. 66. Respuesta de producción del Pozo C-161A, bajo la inyección de N₂ (Fuente confidencial, 2018)

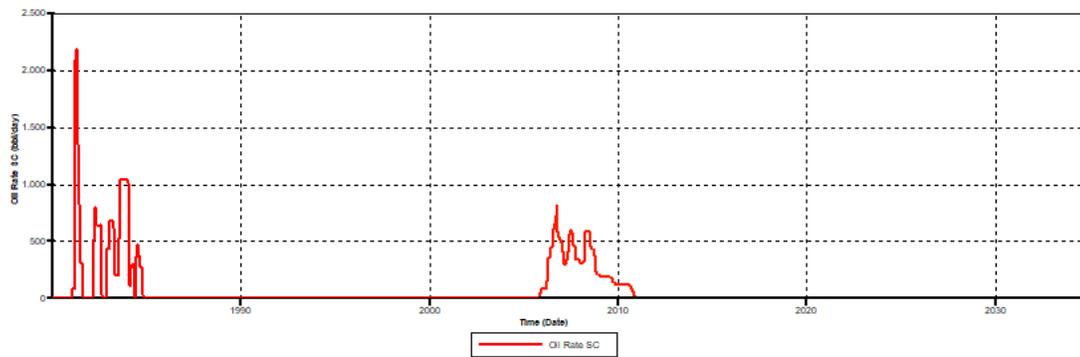


Fig. 67. Respuesta de producción del Pozo C-201, bajo la inyección de N₂ (Fuente confidencial, 2018)

El primer aspecto a considerar en el análisis es el hecho de que aunque los pozos presentaron menor recuperación de hidrocarburo, la producción se mantuvo por más

tiempo, y ello está referido al hecho de la eficacia del uso del Nitrógeno como conservador de la presión, a medida que el yacimiento alcanza la presión mínima de miscibilidad la recuperación disminuye debido a que deja de favorecer el desplazamiento miscible. Al igual que en el caso anterior (Inyección de CO₂), a partir del año 2013 la producción es nula, este hecho podría estar referido a la pérdida del gas de inyección hacia zonas de mayor permeabilidad o pérdida a través de las fallas adyacentes. Sin embargo debe ser reconocido, la reactivación a producción de los pozos. En los siguientes gráficos se mostrarán las respuestas de presión y factor de recobro ante la inyección de este gas inerte.

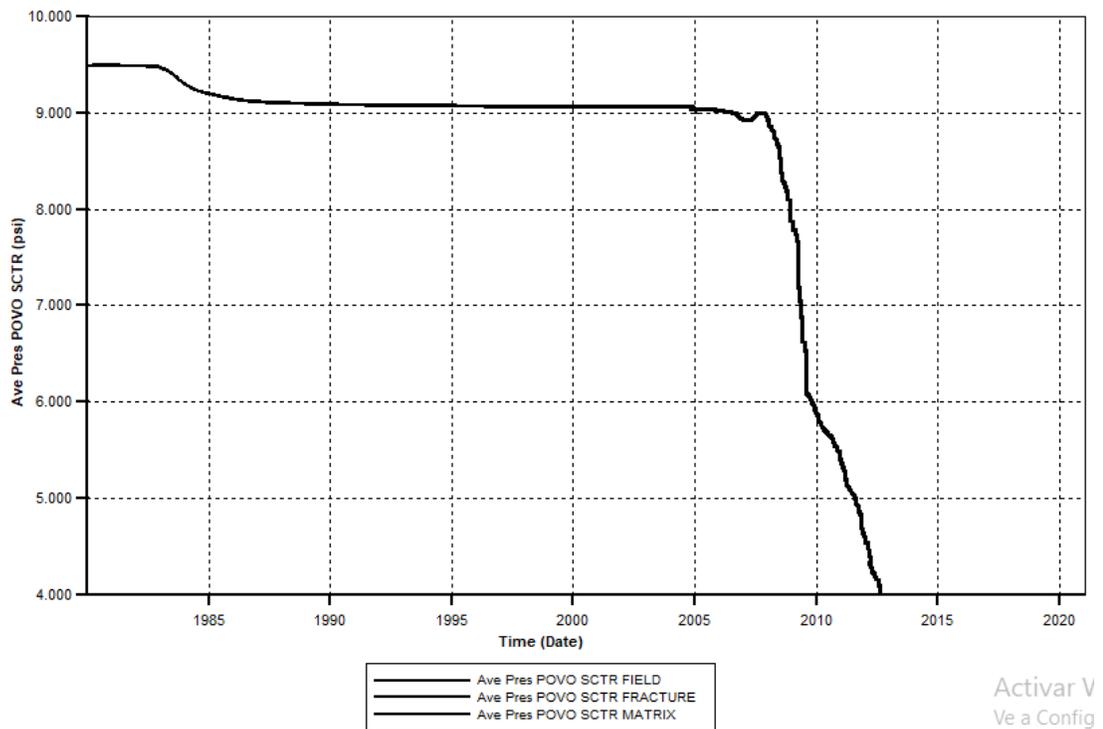


Fig. 68. Variación de la presión del yacimiento bajo la inyección de N₂ (Fuente confidencial, 2018)

El trazado del comportamiento de la presión indica como el yacimiento al percibir la inyección de Nitrógeno intentó restaurarla, pero la densidad de fractura motiva a la pérdida de la misma de forma abrupta. En los casos donde se desea mantener la presión del yacimiento las tasas de inyección son mucho más altas en

comparación con la inyección con fines miscibles o inmiscibles para mejorar el desplazamiento del fluido del yacimiento.

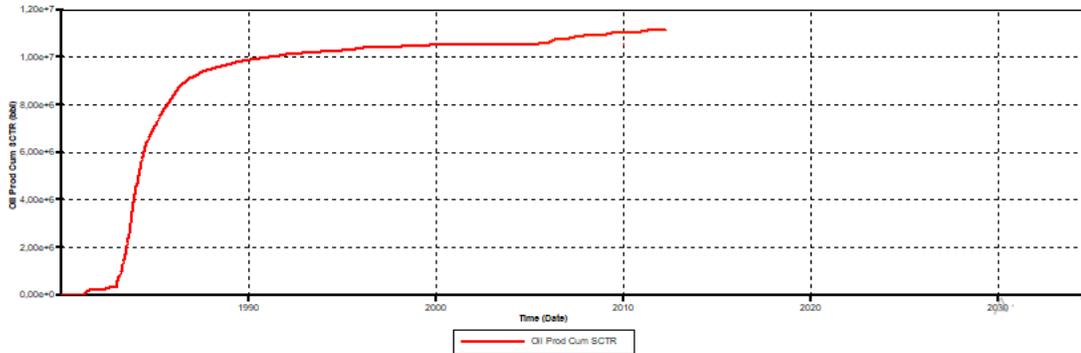


Fig. 69. Factor de recobro bajo la inyección de N_2 (Fuente confidencial, 2018)

En este gráfico se evidencia el aumento en el factor de recobro debido a la inyección de Nitrógeno miscible, a pesar de ser bajo el aporte, si representa un incremento, cuya factibilidad debe ser evaluada bajo un análisis económico. El aumento en el petróleo producido alcanzó 12,3 MMBbbl al finalizar la operación, lo que significa un aumento en la producción con respecto al inicial de 17% es decir 1,8 MMBbbl, alcanzando finalmente un factor de recobro de 13,9%.

Una vez cubiertos los objetivos planteados en esta investigación, en los siguientes capítulos finales serán presentadas las conclusiones y posteriormente las recomendaciones consideradas sobre este Trabajo Especial de Grado.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES

Los yacimientos naturalmente fracturados representan uno de los desafíos más importantes que hoy la industria petrolera enfrenta, y ello se debe precisamente a los retos de ingeniería que imponen para recuperar su producción una vez ha sido agotada la energía natural del yacimiento.

Los carbonatos suelen presentar alta heterogeneidad relacionada principalmente con la forma y lugar de deposición de los sedimentos, esta alta heterogeneidad aunada al hecho de ser fracturados por naturaleza cuando la compresibilidad del material es muy baja, plantea uno de los escenarios de explotación con mayor grado de dificultad, representados por modelos de doble porosidad.

Se validó el modelo dinámico, verificando las características comunes presentes en los carbonatos fracturados que guardaran relación con lo que mostraba el modelo estático-dinámico suministrado, tal es el caso de las curvas de permeabilidad relativa y presión capilar, tanto en el sistema de fracturas como en la matriz, y el modelo de fluidos.

Fueron analizados los “End Points”, resultando en Saturación irreducible de agua 0.1 o 10%, Saturación residual de petróleo: 0.35 o 35%, Permeabilidad relativa del petróleo en el punto de S_{wi} : 1 y Permeabilidad relativa del agua en el punto de S_{or} : 0.23; para determinar la cantidad de petróleo residual así como la tendencia de movimiento de los fluidos en el yacimiento, este aspecto es fundamental para determinar la factibilidad de la aplicación de procesos de recobro secundario o mejorado. Así mismo, el análisis de esta curva reflejó que la mojabilidad de la roca era preferente al petróleo, cuya propiedad probablemente estaba asociada a la historia de saturación de la roca o al lugar de la toma de muestra del núcleo.

Seguidamente, la ecuación de estado utilizada para representar el fluido del yacimiento, de acuerdo al análisis PVT dado, fue ajustada de 40 componentes a 17, con la finalidad de reducir los tiempos de simulación y atascos computacionales. También

las pruebas de liberación diferencial, expansión a composición constante (CCE) y presión de saturación, fueron utilizadas para llevar a cabo un proceso de regresión iterativa, que permitió ajustar los valores de volumen relativo (V_r), relación gas petróleo en solución (R_s), factor volumétrico de formación del petróleo (B_o), la viscosidad del petróleo (μ_o) y la presión de burbuja (P_b), todo esto con el fin de representar por medio de la herramienta WINPROP de CMG el fluido del yacimiento lo más cercano a la realidad posible.

Se seleccionó un área piloto en el yacimiento M2813 ubicado en la Región Sur de México, que consideró un arreglo de 5 pozos invertido, basado en los pozos existentes en el modelo de simulación original, siendo estos C-143, C-145, C-161A, C-201, y el pozo inyector en el centro del arreglo denominado C-143; el mismo fue propuesto en la zona sur-oeste del campo MX-1, tomando en cuenta las características petrofísicas del lugar, posición estructural, presencia de fallas y lejanía con el contacto agua-petróleo para evitar posibles irrupciones, para luego determinar si los procesos de inyección de gases inertes como el Dióxido de Carbono y Nitrógeno, resultarían en el aumento del factor de recobro del campo.

Los parámetros que tuvieron mayor efecto sobre los resultados de producción de petróleo por medio de la simulación de yacimientos a través del análisis de sensibilidades fueron el espesor de la formación, la presión inicial del yacimiento, la tasa de inyección y la densidad de fractura, considerados con el soporte de revisión de trabajos y experiencias anteriores. El análisis de sensibilidad permitió reconocer que un aumento en los parámetros mencionados se traduciría en mayor recobro de petróleo, pero para determinar hasta qué punto es factible el uso de los gases, por ejemplo en la tasa de inyección, es necesario llevar a cabo un análisis económico.

El factor de recobro alcanzado con sólo la historia de producción de los pozos hasta el año 2005, fue del 11,9%, referente a un POES de 88,4 MMBbls, correspondiendo a 10,5 MMBbls producidos desde el año 1980.

Las tasas de inyección adecuadas para el número de celdas y condiciones de subsuelo, y utilizadas con el soporte de trabajos anteriores en yacimientos de

características similares, correspondieron a 5 MMpcd desde el año 2004 hasta el 2011 para el Dióxido de Carbono y de 7 MMpcd de Nitrógeno hasta el 2013 respectivamente.

Los resultados arrojaron que la inyección de Dióxido de Carbono incremento el factor de recobro del campo hasta el año 2011 a 16,2% lo que significó unos 14,3 MMBbls producidos desde 1980 hasta la fecha mencionada. La inyección de CO₂, en base a la respuesta de producción mostrada por los pozos es funcional siempre y cuando sea utilizada para mejorar la eficiencia de desplazamiento del fluido del yacimiento y no como estrategia de mantenimiento de su presión.

La inyección de Nitrógeno demostró un incremento del factor de recobro de hasta un 13,9%, lo que se tradujo en 12,3 MMBbls hasta el 2013, a pesar de que la recuperación fue menor, se demostró la efectividad del uso del Nitrógeno en el mantenimiento de la presión de los yacimientos, es decir, la caída de presión en los pozos fue menos abrupta que en el caso del CO₂.

Se pudo evidenciar tanto en la inyección de CO₂ como de N₂, que cuando esta dejaba de comportarse de manera miscible la producción era nula, situación muy común en los yacimientos naturalmente fracturados donde las fugas de gas hacia otras zonas de mayor permeabilidad e incluso hasta la superficie son recurrentes, por ello la importancia de tener el yacimiento bien caracterizado. Otra característica observada fue que el comportamiento de los pozos bajo la inyección de gas era similar al comportamiento bajo producción primaria.

RECOMENDACIONES

Se recomienda tener más de una prueba de fluidos, con la finalidad de compararlas en diferentes lugares del yacimiento, correspondientes a la misma zona productora, pues ello permitirá verificar la representatividad de las mismas y en el caso de presentarse alguna duda poder utilizar correlaciones para corregir los datos que generan incongruencias.

Estudiar otras posibles áreas que permitan corroborar el estudio, utilizando no solo el área considerada como de mayor prospección sino también aquellas donde las condiciones del yacimiento no sean las más favorables, como permeabilidad, porosidad, profundidad, distancia con el contacto agua petróleo, entre otros, con la finalidad de masificar la inyección

Considerar pruebas de presión que permitan determinar la conectividad entre las áreas del yacimiento separadas por fallas que pueden originar la pérdida del fluido inyectado.

Estudiar la inyección de gases bajo diferentes esquemas, no sólo la inyección continua, con la finalidad de disminuir la cantidad de gas de inyección y con ello hacer el proceso más económico, como por ejemplo inyección de gas seguido de una espuma, inyección de gas seguido por agua, inyección simultánea de gas y agua, o cualquiera de las formas descritas en el capítulo 1.

Realizar un estudio económico que permita determinar la factibilidad de la aplicación de procesos de recuperación mejorado por medio de la inyección de gases inertes.

FUENTES CONSULTADAS

- Calderón, J.; Perera, L. (2016). *Cárdenas, un campo en farm out derivado a las asignaciones petroleras en Ronda 0 para la ejecución de la Reforma Energética* [Documento en línea]. Disponible: <https://bit.ly/2pCImWC>. [Consulta: 2018, Febrero 20].
- Yañez, R.; Mendoza, M.; Baez, E. (2014). *Estudio y análisis de Yacimientos Carbonatados de la zona del Golfo de México*. [Tesis en línea]. Trabajo de Grado no publicado, Universidad Nacional Autónoma de México. Disponible: <https://bit.ly/2G49VTe>. [Consulta: 2018, Febrero 20].
- Bratton, T. (2006). *La naturaleza de los Yacimientos Naturalmente Fracturados* [Documento en línea]. Disponible: <https://bit.ly/2GovwVy>. [Consulta: 2018, Febrero 20].
- Lugo, M. (2010). *Discretización de la porosidad de los Yacimientos Naturalmente Fracturados* [Tesis en línea]. Trabajo de Grado no publicado, Universidad Nacional Autónoma de México. Disponible: <https://bit.ly/2Oi5pQV>. [Consulta: 2018, junio 25].
- Schlumberger (2008). *Yacimientos Carbonatados* [Documento en línea]. Disponible: <https://bit.ly/2p3awtg>. [Consulta: 2018, Marzo 15].
- Ortiz, K. (2017). *Variables a considerar en la selección de un proceso de recuperación mejorada en Yacimientos Naturalmente Fracturados* [Tesis en línea]. Trabajo de Grado no publicado, Universidad Nacional Autónoma de México. Disponible: <https://bit.ly/2ujLdcl>. [Consulta: 2018, Febrero 17].
- Racht, V. G. (1982). *Fundamentals of Fractured Reservoir Engineering*. The Netherlands: Elsevier.
- Arango, S.; Idrobo, E.; Perez, Hector. (2004). *A New Methodology To Estimate Fracture Intensity Index For Naturally Fractured Reservoirs*. [Documento en línea]. Disponible: Onepetro [Consulta: 2018, Junio 20].
- Arango, S.; Idrobo, E.; Perez, Hector. (2004). *A New Methodology To Estimate Fracture Intensity Index For Naturally Fractured Reservoirs*. [Documento en línea]. Disponible: Onepetro [Consulta: 2018, Junio 20].

- González, D.; Castro, O. (2015). *Evaluación de la porosidad compuesta y su discretización en reservorios carbonatados Cubanos por registros geofísicos convencionales*. [Documento en línea]. Disponible: <https://bit.ly/2Oibrkx>. [Consulta: 2018, Mayo 12].
- López, T. (2013). *Importancia del sistema de fracturas en la producción de aceite de México* [Tesis en línea]. Trabajo de Grado no publicado, Instituto Politécnico Nacional. Disponible: <https://bit.ly/2xeERZF>. [Consulta: 2018, Mayo 17].
- Vegas, A. (2016). *Clases de Ingeniería de Yacimientos I*. Universidad Central de Venezuela.
- Satter, A.; Thakur, G.C. (1994). *Integrated Petroleum Reservoir Management. A Team Approach*. Tulsa, Oklahoma: Penn Well Publishing Company.
- Mannucci, J. (1989). *Recobro Adicional de Petróleo por Métodos Convencionales*. Zulia: Universidad del Zulia.
- Crawford, I. (2017). *Heavy Oil Extraction Technology Can be Applied to Geothermal Energy*. [Documento en línea]. Disponible: <https://bit.ly/2QtvtKA>. [Consulta: 2018, Junio 20].
- Firp (2018). Inyección de Surfactante/Polímero. Disponible: <https://bit.ly/2OhAOmt>. [Consulta: 2018, Junio 20].
- Diaz, P. (2015). *Clases de Introducción a la Ingeniería de Petróleo*. Universidad Central de Venezuela.
- S/A. (2012). *Estudios especiales de recuperación de hidrocarburos*. Disponible: <https://bit.ly/2NFandu>. [Consulta: 2018, Junio 20].
- Pens, M. (2009). *Estudio de factibilidad para almacenamiento geológico de CO₂ en yacimientos agotados ubicados en el Campo Santa Rosa – Municipio Anaco, estado Anzoátegui*. [Tesis en línea]. Trabajo de Grado no publicado, Universidad Central de Venezuela. Disponible: <https://bit.ly/2QsCNG0>. [Consulta: 2018, Julio 01].
- Schlumberger (2015). *El dióxido de carbono: Desafíos y oportunidades*. [Documento en línea]. Disponible: <https://bit.ly/2p37vZQ>. [Consulta: 2018, Julio 01].

- Castro, L. (2013). *Inyección de CO₂ como Método de Recuperación Mejorada* [Tesis en línea]. Trabajo de Grado no publicado, Universidad Nacional Autónoma de México. Disponible: <https://bit.ly/2I3FWXN>. [Consulta: 2018, Julio 01].
- Arriaga, E.; Córdova, R. (2008). *Recuperación Mejorada en Yacimientos Naturalmente Fracturados*. [Tesis en línea]. Trabajo de Grado no publicado, Universidad Nacional Autónoma de México. Disponible: <https://bit.ly/2QsVutl>. [Consulta: 2018, Julio 01].
- Sebastián, H.M.; Wenger, R.S.; Renner, T.A. (1985). *Correlation of minimum miscibility pressure for impure CO₂ streams*. *Journal of Petroleum Technology*.
- Landáez, I.; Medina, M. (2005). *Generar un Modelo analítico que permita estimar la presión mínima de miscibilidad y recobros utilizando distintos gases de inyección en yacimientos de crudo*. [Tesis en línea]. Trabajo de Grado no publicado, Universidad Central de Venezuela. Disponible: <http://hdl.handle.net/123456789/686>. [Consulta: 2018, Julio 03].
- Holm, L.; Josendal, V. (1980). *Study shows best use of CO₂ as EOR Agent*. [Documento en línea], Disponible: <https://bit.ly/2x8L75J>. [Consulta: 2018, Julio 05].
- Fandom (2010). *CO₂ Inyección*. Disponible: <http://es.recsec.wikia.com/wiki/CO2>. [Consulta: 2018, Julio 05].
- Da Silva, A. (2007). *Recuperación asistida*. Disponible: <https://bit.ly/2xe3x17>. [Consulta: 2018, Julio 05].
- S/A. (2013). *Induced Seismicity Potential in Energy Technologies*. Disponible: <https://bit.ly/2x85n7R>. [Consulta: 2018, Julio 05].
- Brennan, S.T.; Burruss, R.C. (2003). *Specific Sequestration Volumes: A Useful Tool for CO₂ Storage Capacity Assessment*. [Documento en línea] Disponible: <http://pubs.usgs.gov/of/2003/of03-452/>. [Consulta: 2018, Julio 06].
- Suñe, F. (2013). *Captura y almacenamiento de CO₂ (I)*. Disponible: <https://bit.ly/2QvYmFS>. [Consulta: 2018, Julio 05].
- Thomas, S. (2008). *Enhanced Oil Recovery-An Overview*. *Oil and Gas Science and Technology*. Disponible: <https://bit.ly/2NafO4C>. [Consulta: 2018, Julio 05].

- Prados, C. (2013). *Yacimientos de Gas Condensado*. Disponible: <https://bit.ly/2NINdmp>. [Consulta: 2018, Julio 07].
- Flores, L. (2009). *Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR) mediante Inyección de Nitrógeno en el Noroeste Peruano*. [Tesis en línea]. Trabajo de Grado no publicado, Universidad Nacional de Ingeniería. Disponible: <https://bit.ly/2QwBQMX>. [Consulta: 2018, Julio 08].
- Morales, J. (2011). *Inyección de Nitrógeno como proceso de Recuperación de Hidrocarburos*. [Tesis en línea]. Trabajo de Grado no publicado, Universidad Nacional Autónoma de México. Disponible: <https://bit.ly/2OrwAZS>. [Consulta: 2018, Julio 20].
- S/A. (2006). *Textos Científicos: El Nitrógeno*. Disponible: <https://bit.ly/2MxoRYe>. [Consulta: 2018, Julio 20].
- S/A, (2018). *Petroblogger: Inyección de Nitrógeno en Yacimientos*. Disponible: <https://bit.ly/2xh0KHD>. [Consulta: 2018, Julio 20].
- Fernandez, A. (2014). *Tecnologías de separación del aire*. Disponible: <https://bit.ly/2CWMeuG>. [Consulta: 2018, Julio 20].
- Colina, F. (2009). *Evaluación del proceso de Inyección Alterna de Vapor con solventes en pozos horizontales en el yacimiento Jobo 01, Campo Jobo 02, a través de la simulación numérica*. [Tesis en línea]. Trabajo de Grado no publicado, Universidad de Oriente. Disponible: <https://bit.ly/2p9Vge0>. [Consulta: 2018, Julio 15].
- Computer Modelling Group (CMG). (2005). *Stars User-s Manual*. Calgary Canadá.
- Gammiero, A. (2018). *Clases de Ingeniería de Yacimientos V*. Universidad Central de Venezuela.
- Fanchi, J. (2006). *Principles of Applied Reservoir Simulation, 3rd Edition*. United States of America: Gulf Professional Publishing.
- Arana, V.; Escalona, D.; Sanchez, J. (2013). *Apuntes de Simulación Numérica de Yacimientos*.
- Arias, F. (1999). *El Proyecto de Investigación, Guía de Elaboración*. Caracas: Episteme.
- Saidi, A. (1987). *Reservoir Engineering of Fractured Reservoirs*. Singapore: Total.

- Yao, J.; Huang, Z. (2016). *Fractured Vuggy Carbonate Reservoir Simulation* [Libro en línea]. Disponible: <http://www.springer.com/series/13488>. [Consulta: 2018, Marzo 01].
- Madrid, C. (2012). *Curvas de Permeabilidad Relativa Parte I: Introducción*. Disponible: <https://bit.ly/2OmWLRn>. [Consulta: 2018, Agosto 01].
- Toro, G.; Martins, Y. (2011). *Evaluación del efecto de las curvas de permeabilidad relativa en la simulación del proceso de recuperación térmica SAGD*. [Tesis en línea]. Trabajo de Grado no publicado, Universidad Central de Venezuela. Disponible: <https://bit.ly/2p7hFcb>. [Consulta: 2018, Agosto 01].
- Barrientos, J. (1997). *Toma de Muestras de Hidrocarburos y Validación PVT*. Caracas: PDVSA CIED.
- Monsalve, L.; Padilla, J.; Muñoz, Samuel. (2016). *Modelos Proxy, alternativa para reducir los tiempos de computo durante la simulación numérica*. [Revista en línea], 14(2). Disponible: <https://bit.ly/2QqPuBg>. [Consulta: 2018, Agosto 02].
- Altamirano, J.; Celaya, C. (2012). *Activo Integral Bellota- Jujo*. [Documento en línea]. Disponible: <https://bit.ly/2QBtjIS>. [Consulta: 2018, Agosto 03].
- Córdova, F.; Rosas, S.; Santiago, J. (2011). *Activo Integral Bellota-Jujo*. [Documento en línea]. Disponible: <https://bit.ly/2p9vO8O>. [Consulta: 2018, Agosto 03].
- Abdallah, W. (2007). Los fundamentos de la mojabilidad. [Documento en línea]. <https://bit.ly/2xb7rvx>. [Consulta: 2018, Agosto 20].
- Salgado, B.; Gonzalez, L. (2005). *Efecto de la Mojabilidad en las Propiedades Petrofísicas y operaciones de Recobro Secundario*. [Tesis en línea]. Trabajo de Grado no publicado, Universidad Industrial de Santander. Disponible: <https://bit.ly/2xbZjeg>. [Consulta: 2018, Agosto 20].
- Crotti, M.; Cobeñas, R. (2000). *Puntos extremos de Saturación. Medición en Laboratorio y traslado de la información al Reservorio*. [Documento en línea]. <https://bit.ly/2CWft0M>. [Consulta: 2018, Agosto 21].
- Suter, M.; Vargas, M. (2012). *Dolomitización e intensidad de Fracturamiento del Campo Cárdenas*. México: AMPG.

Paris, M. (2001). *Inyección de Agua y Gas en Yacimiento Petrolíferos*. Maracaibo: Astro Dala S.A.

Trejo, R. (2010). *Determinación de las curvas de permeabilidades relativas para el sistema de agua-aceite a partir de datos de saturación de agua y de presión capilar*. [Tesis en línea]. Trabajo de Grado no publicado, Universidad Nacional Autónoma de México. Disponible: <https://bit.ly/2PV45Eb>. [Consulta: 2018, Septiembre 18]