



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**SIMULACIÓN DE UN PROCESO DE
INYECCION DE GASES EN
YACIMIENTOS NATURALMENTE
FRACTURADOS DE GAS Y
CONDENSADO**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A:

JAHEN GODOY SERRANO

DIRECTOR: DR. ERICK E. LUNA ROJERO

MÉXICO, D.F., CIUDAD UNIVERSITARIA, 2011





Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y
Condensado

Agradecimientos.

A mi madre, Andrea Serrano R. por darme la vida y por siempre apoyarme en todo lo que emprendo.

A mi director de tesis Dr. Erick E. Luna R. por brindarme su tiempo y conocimiento.

A Rodrigo Godoy S. y Valter Godoy S. por ser mis hermanos.

A Karen I. Larrainzar M. por su amor, apoyo y paciencia en mi carrera.

A Pamela Maldonado por la ayuda desinteresada en el inicio de este trabajo.

Gracias.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

Dedicado:

A mi madre

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

Índice

Agradecimientos
Dedicatoria
Índice de figuras
Índice de tablas
Resumen

1. Antecedentes	1
1.1. Introducción.....	1
1.1.1. Recuperación de Hidrocarburos.	1
1.1.2. Recuperación Primaria.	1
1.1.3. Recuperación Secundaria.	3
1.1.4. Recuperación Mejorada.....	4
1.1.5. Selección del método de recuperación.	6
1.1.6. Yacimientos Naturalmente Fracturados.	10
1.2. Procesos de inyección de gases.....	12
1.2.1. Factores que repercuten en la recuperación de hidrocarburos.	12
1.2.2. Condiciones de saturación inicial.....	13
1.2.3. Heterogeneidad del yacimiento.....	13
1.2.4. Eficiencia de desplazamiento.	13
1.2.5. Permeabilidad.	15
1.2.6. Viscosidad del aceite.....	18
1.2.7. Mojabilidad.....	19
1.2.8. Tensión interfacial.	20
1.2.9. Presión Capilar.....	21
1.2.10. Imbibición.....	22
1.2.11. Miscibilidad.....	22
1.2.11.1. Miscibilidad de primer contacto.....	23
1.2.11.2. Miscibilidad dinámica o de contacto múltiple.....	23
1.2.11.3. Miscibilidad por vaporización de gas o inyección de gas a alta presión.	23
1.2.11.4. Miscibilidad por condensación de gas o inyección de gas enriquecido.....	24
1.2.12. Fundamentos del desplazamiento miscible.....	24
1.2.13. Desplazamiento miscible.	24
1.2.14. Presión Mínima de Miscibilidad (PMM).	26
1.2.14.1. Métodos analíticos.	26

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

1.2.14.2. Métodos experimentales.	27
1.2.15. Inmiscibilidad.....	33
1.2.16. Razón de movilidad.	33
1.2.17. Comportamiento de fase	33
2. Inyección de Gases.....	35
2.1. Inyección de gases en yacimientos de gas y condensado.	35
2.2. Comportamiento de un yacimiento naturalmente fracturado de gas y condensado.	38
2.3. Mecanismos de inyección de gases.....	41
2.3.1. Convección.	42
2.3.2. Difusión.....	42
2.3.3. Gravedad.	45
2.3.4. Imbibición.....	47
2.3.5. Desplazamiento Forzado.....	49
2.4. Gases de Inyección.	51
2.4.1. Dióxido de Carbono CO ₂	55
2.4.1.1. Modos de inyección de CO ₂ en un proceso de recuperación mejorada.	60
2.4.2. Nitrógeno N ₂	62
2.4.3. Gas Hidrocarburo.....	67
3. Simulación.....	70
3.1. Simulador de Yacimientos Naturalmente Fracturados para Inyección de Gases.	70
3.1.1. Introducción.....	70
3.1.2. Manual de Inicio rápido.....	71
3.1.3. Descripción	71
3.1.4. Inicio.	73
3.1.4.1. Descripción de datos para los archivos de entrada.	73
3.1.4.2. Datos de salida.	80
3.1.5. Uso Avanzado.....	81
3.1.5.1. Cómo compilar el programa	81
3.1.5.1.1. Mac, OS, X y Linux.	81
3.1.5.1.2 Microsoft Windows.....	82
3.1.5.2. Características ocultas.	82
3.2. Modelo de simulación.	83
3.2.1. Modelo Matemático.....	85

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

3.2.1.1. Ecuaciones de transporte de especies.	85
3.2.1.2. Ley de Darcy.	86
3.2.1.3. Ecuación de Presión.	86
3.3. Métodos de solución. ¹²	89
3.3.1. Discontinuidad de Galerkin “DG”.	90
3.3.2. Elemento Finito Mixto “MFE”.	90
4. Ajuste del modelo de Simulación.	98
4.1. Caso de estudio.....	98
4.1.2. Yacimiento de Gas y Condensado 1.....	98
4.2. Descripción del proceso.	101
4.2.1. Introducción al modelo de simulación.	102
4.2.2. Malla de simulación.	104
4.2.3. Modelo de simulación.....	106
4.2.3.1. Declinación Natural.	107
4.2.3.2. Dióxido de Carbono	111
4.2.3.3. Nitrógeno	114
4.2.3.4. Gas Hidrocarburo.....	118
5. Corridas numéricas.	122
5.1. Resultados de simulación.	122
5.1.1. Declinación Natural (caso base).	123
5.1.2. Inyección de CO ₂	129
5.1.3. Inyección de N ₂	133
5.1.4. Inyección de Gas Hidrocarburo.....	137
5.2. Análisis de resultados de simulación.....	142
6. Conclusiones y recomendaciones	151
Referencias	153

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

Índice de figuras

1-1.	2
1-2.	5
1-3.	8
1-4.	8
1-5.	9
1-6.	10
1-7.	11
1-8.	14
1-9.	17
1-10.	17
1-11.	18
1-12.	19
1-13.	20
1-14.	21
1-15.	25
1-16.	28
1-17.	29
1-18.	30
1-19.	31
1-20.	32
1-21.	32
1-22.	34
2-1.	35
2-2.	38
2-3.	39
2-4.	46
2-5.	53
2-6.	53
2-7.	54
2-8.	56
2-9.	56
2-10.	89
2-11.	59
2-12.	59
2-13.	61
2-14.	62
2-15.	62
2-16.	66
3-1.	74
3-2.	91
3-3.	91
3-4.	92

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

3-5.	96
4-1.	99
4-2.	104
4-3.	105
5-1.	124
5-2.	124
5-3.	124
5-4.	124
5-5.	125
5-6.	125
5-7.	125
5-8.	125
5-9.	126
5-10.	126
5-11.	126
5-12.	126
5-13.	127
5-14.	127
5-15.	127
5-16.	127
5-17.	128
5-18.	128
5-19.	128
5-20.	128
5-21.	130
5-22.	130
5-23.	130
5-24.	130
5-25.	131
5-26.	131
5-27.	131
5-28.	131
5-29.	132
5-30.	132
5-31.	132
5-32.	132
5-33.	134
5-34.	134
5-35.	134
5-36.	134
5-37.	135
5-38.	135
5-39.	135
5-40.	135
5-41.	136
5-42.	136

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

5-43	136
5-44	136
5-45	138
5-46	138
5-47	139
5-48	139
5-49	139
5-50	139
5-51	140
5-52	140
5-53	140
5-54	140
5-55	141
5-56	141
5-57	142
5-58	143
5-59	144
5-60	145
5-61	146
5-62	147
5-63	148
5-64	149
5-65	150

Índice de tablas

1-1	5
2-1	55
2-2	63
2-3	68
4-1	98
4-2	100
4-3	100
4-4	103
4-5	103
5-1	122
5-2	123
5-3	129
5-4	133
5-5	137
5-6	137

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado.

Resumen

En México la mayoría de los yacimientos importantes ha llegado a su etapa de madurez por lo que es necesario implementar procesos de Recuperación Mejorada y con esto incrementar las reservas de hidrocarburos mediante la disminución de la saturación residual de aceite.

Los procesos de recuperación mejorada se pueden clasificar en Térmicos, Químicos y de Inyección de gases. En la literatura se puede encontrar una gran variedad de casos de campo, pruebas piloto, pruebas de laboratorio y estudios de simulación numérica de cada uno de estos procesos, sin embargo, la información se reduce significativamente para el caso de Yacimientos Naturalmente Fracturados, en donde a la fecha aún no existe una metodología de selección de métodos de Recuperación Mejorada.

En un Yacimiento Naturalmente Fracturado (YNF) cualquier proceso difiere considerablemente respecto a un yacimiento homogéneo, la influencia de las fracturas es tal, que no se puede hablar de procesos de desplazamiento, es por ello que se necesitan mayores esfuerzos para entender los mecanismos que permiten recuperar los hidrocarburos.

Este trabajo pretende evaluar un proceso de EOR como es la Inyección de Gases en un YNF de gas y condensado usando el simulador Fractured Reservoir for Gas Injection (FRSG) del Reservoir Engineering Institute (RERI) de la universidad de Yale. La evaluación consiste en encontrar el gas de inyección apropiado o combinación de gases que permita obtener una mayor recuperación. Los gases de inyección a considerar son el Nitrógeno (N_2), Dióxido de Carbono (CO_2) y Gas Natural.

El simulador FRSG pertenece a los investigadores de la Universidad de Yale y miembros del RERI, Abbas Firoozabadi y Joaquim Moortgat y fue diseñado específicamente para yacimientos naturalmente fracturados bajo procesos de inyección de gases, o declinación natural de presión. Su ventaja principal es que no requiere funciones de transferencia y su desventaja es que sólo es un modelo en dos dimensiones.

El alcance de este trabajo no contempla la creación o modificación de este simulador, sólo la especificación de su uso, manual, descripción del programa, aplicación y análisis de resultados. Mediante los datos de un caso de estudio, se alimentará el modelo de simulación y se realizarán corridas de simulación para declinación natural de presión y para inyección de los gases antes mencionados.

Mediante el análisis de los resultados de simulación, se generarán las conclusiones y recomendaciones que hagan que este trabajo de Tesis logre su objetivo más importante: mostrar la opción de gas de inyección óptima para maximizar la recuperación de hidrocarburos de un yacimiento de gas y condensado naturalmente fracturado para el caso de estudio presentado.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

1. Antecedentes.

1.1. Introducción.

1.1.1. Recuperación de Hidrocarburos.

La industria Petrolera en México es de máxima importancia para el desarrollo económico sustentable, donde el aceite y el gas natural abastecen la demanda día con día en la generación de energía y creación de productos importantes para el desarrollo de las grandes y pequeñas urbes.

Para lograr una mayor recuperación de hidrocarburos, principalmente aceite y condensados, se deben optar por técnicas multidisciplinarias de Ingeniería Petrolera, las cuales durante el proceso de explotación de un yacimiento permiten incrementar el número de reservas y obtener la máxima producción de los yacimientos. México es un país con grandes recursos naturales, actualmente se debe visualizar el potencial productivo de los yacimientos y después identificar cada uno de los componentes que le agreguen valor.

Es de suma importancia señalar que el volumen original probado al primero de enero del 2010 es de 14.0 miles de millones de petróleo crudo equivalente (mmmBPCE) casi el 50% sigue sin extraerse, esto asciende a casi 78.0 mmmBPCE donde no se ha aplicado un proceso de recuperación adicional y en donde con la tecnología actual y los altos precios del aceite se recuperaría entre el 5 y 8% como promedio del aceite pesado y el gas y condensado nacional (*Informe Anual PEMEX 2007, Recuperación Secundaria y Mejorada en México*). Es prioritario entonces continuar la investigación y aplicación de nuevos proyectos que beneficien la continua demanda, proyectando así la inversión necesaria y los procesos apropiados en un mismo beneficio, en el desarrollo ingenieril y por ende energético.

Estos proyectos mencionados se derivan de un estudio de Ingeniería de Yacimientos donde después de un proceso de explotación primaria y secundaria y de acuerdo al tipo de yacimiento, se estudian, desarrollan, prueban y aplican otras estrategias de explotación que afectan de manera positiva las propiedades petrofísicas y las propiedades de los fluidos para poder llevar el aceite remanente a la superficie. A continuación se realizará una descripción de los conceptos generales que intervienen en los procesos de recuperación mejorada y en la inyección de gases.

1.1.2. Recuperación Primaria.

Para la obtención en general de hidrocarburos en superficie de un yacimiento totalmente descubierto, delimitado, perforado y probado, están asociados tanto los mecanismos físicos que por naturaleza intervienen, como la ingeniería que maneja y opera los pozos productores, inyectoras e instalaciones. En términos de recuperación, es el yacimiento el que incide en los valores volumétricos de extracción y es por eso que los procesos de recuperación están definidos por el análisis de los mecanismos que controlan el movimiento y retención de los fluidos en el medio poroso. Los procesos de recuperación de hidrocarburos, como resultado de la energía de empuje en el yacimiento, son conocidos como procesos de recuperación Primaria, Secundaria y Terciaria o Mejorada.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

Un proceso de Recuperación Primaria de hidrocarburos se presenta, cuando el flujo de los fluidos hacia los pozos se debe a la energía natural existente en el yacimiento, llámese también presión de poro. Los métodos primarios de recuperación usan la energía natural del yacimiento, esto es:

- Empuje de expansión del sistema roca - fluido.
- Empuje por gas disuelto.
- Entrada natural de agua.
- Segregación gravitacional.
- Empuje por casquete de gas.
- Empujes combinados.

El gradiente de presión obliga al aceite a fluir hacia los pozos, pero ese movimiento se lleva a cabo solamente si otro material llena el espacio desocupado por el aceite y mantiene, en dicho espacio, la presión requerida para continuar el movimiento de los fluidos. En cierto modo el aceite no fluye del yacimiento, sino que es expulsado mediante un proceso de desplazamiento por los mecanismos mencionados.

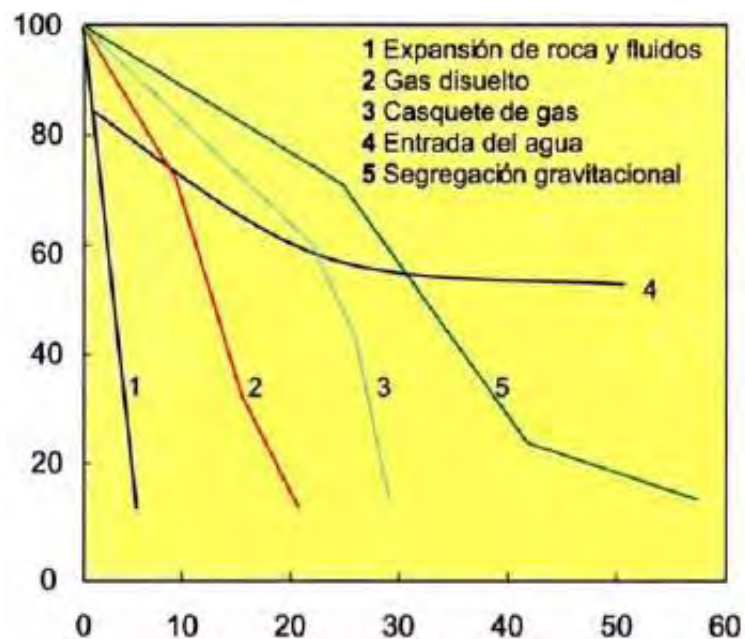


Figura 1. Gráfico de comparación entre la efectividad de los mecanismos de empuje en etapa de recuperación primaria. % Recuperación de aceite original vs % Presión inicial. *Anuario REC. SEC. 2007 PEMEX.*

Como se puede observar en la figura 1, los índices de recuperación de los mecanismos de entrada de agua y el de segregación gravitacional son los más altos en un medio poroso homogéneo y el mecanismo que presenta menor recuperación es la expansión roca - fluido conjuntamente con una pérdida de presión acelerada. Los porcentajes de recuperación en este esquema son altos, la combinación de éstos y las heterogeneidades hacen que los factores de recuperación en campo sean muy variados y específicos de cada yacimiento.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

1.1.3. Recuperación Secundaria.

Los mecanismos de empuje o fuerzas primarias de producción en los yacimientos, pueden complementarse mediante la inyección de agua o gas hidrocarburo, generando un proceso secundario de recuperación.

Este segundo enfoque de recuperación de hidrocarburos tiene la finalidad de compensar o aumentar la energía del yacimiento (presión) y en consecuencia, aumentar el volumen de aceite por producir. Por estas razones, la inyección de agua o gas hidrocarburo continúan siendo los métodos convencionales más utilizados para obtener una recuperación adicional barriendo el aceite remanente.

En la aplicación de procesos secundarios, se deben hacer estudios completos de la reacción posible que se pueda observar en el interior del yacimiento, como las heterogeneidades donde la aplicación y resultados deben ser detalladamente analizados.

La inyección de agua inicio en 1965 en Pennsylvania donde se pensó que la función principal del agua era la de mantener la presión del yacimiento derivando en la mejora de la producción. Después en los años siguientes se perfeccionaron las técnicas de inyección de ésta, haciendo combinaciones entre agua salada y dulce para observar mejores o peores resultados, de ahí se derivaron las diferentes maneras de invadir un yacimiento, como la invasión circular que consistió en inyectar agua en un solo pozo; a medida que aumentaba la zona invadida y que los pozos productores que la rodeaban eran invadidos con agua, estos se iban convirtiendo en inyectores para crear un frente más amplio. Después se aplicó un arreglo lineal, en el cual dos filas de pozos productores se alternaron en ambos lados con una línea igual de pozos inyectores. A su vez este patrón de línea se reemplazó por un arreglo de 5 pozos.

En la actualidad la inyección de agua es el principal y más reconocido de los métodos de recuperación secundaria, constituyéndose como el proceso que más ha contribuido a la recuperación adicional de aceite.

Dependiendo de la posición de los pozos inyectores y productores, la inyección de agua se puede realizar de dos maneras:

- Inyección periférica o externa de agua.
- Inyección dispersa o en arreglos.

Cabe señalar que la realización de arreglos geométricos regulares para ubicar los pozos inyectores, es algo que en este momento en la industria se está dejando de usar, ya que con los avances en la caracterización de yacimientos, al tener una buena idea de las características de flujo y la descripción sedimentológica es posible ubicar pozos productores e inyectores aprovechando al máximo el conocimiento de las características del yacimiento y optimizando el número de pozos.

De forma similar de como se lleva a cabo la inyección de agua, la inyección de gas cuenta con dos tipos de inyección:

- Inyección externa.
- Inyección interna o dispersa de gas.

Los factores que influyen en el volumen adicional que puede obtenerse por la inyección de un gas son varios, de los más importantes están las propiedades de los fluidos, el tipo de empuje, la

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

continuidad de la formación, el relieve estructural, las propiedades de la roca y la temperatura y presión del yacimiento. Uno de los beneficios de la inyección de gas es que, en muchas ocasiones, cuando los organismos oficiales no permiten el desperdicio de gas por venteo, es recomendable conservarlo para futuros mercados y, en ese caso, se inyecta en un yacimiento para almacenarlo.

De igual forma la disposición del gas en áreas de producción, permite utilizarlo ya sea en el mismo yacimiento que lo produce o en yacimientos cercanos.

Ahora que se tiene la información sobre estos dos procesos de inyección, se presentan dos métodos que consisten en la combinación de ambos, donde dan surgimiento a otros dos resultados de la combinación o uso alternado definidos como:

- WAG, de las siglas en inglés de Water Alternating Gas (alternando agua y gas).
- DD, Doble Desplazamiento.

El WAG, consiste en alternar la inyección de agua y gas. Ésta se realiza en condiciones internas, es decir por medio de arreglos, el principio se fundamenta en la diferencia de movilidades y por ende la redistribución de los patrones de flujo obtenidos en la zona de saturación residual del aceite.

En DD, se utiliza el mismo fundamento, redistribuir el aceite a nivel de poro. Se realiza como un proceso de inyección externa de gas posterior a la invasión del yacimiento por agua. Alternando los fluidos se desplaza el aceite y se logra contactar diferentes líneas de flujo, incrementando con esto el valor de la recuperación.

1.1.4. Recuperación Mejorada.

Los métodos secundarios, que incrementan la energía natural por inyección de fluidos, dejan en el yacimiento una tercera parte o más de la mitad del aceite original aún. Esto significa que no se recuperará más aceite que el que ya ha sido producido o será producido por métodos primarios y secundarios. Aún más, con ciertos yacimientos de aceite pesado, en arenas y lutitas hay recuperaciones despreciables por recuperación secundaria. De esta manera, es justificable que las técnicas de Recuperación Mejorada de Aceite (Enhanced Oil Recovery, EOR) deban ser empleadas para recuperar estas enormes fuentes de energía.

Los procesos de recuperación mejorada incluyen todos los métodos que usan fuentes de energía externa para recuperar el aceite que no puede ser producido económicamente por medios convencionales. El objetivo principal de estos procesos es reducir la saturación de aceite remanente e incrementar el factor de recuperación modificando las propiedades originales de los fluidos o la roca del yacimiento.

Los procesos de recuperación mejorada pueden ser clasificados, en forma general, como:

- Métodos térmicos: estimulación con vapor, inyección de vapor, inyección de agua caliente y combustión in-situ.
- Métodos químicos: inyección de polímeros, surfactantes, cáusticos y miscelares.
- Métodos de inyección de gases: gas hidrocarburo, CO₂, N₂, gas de combustión, inyección alternante miscible e inmiscible

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

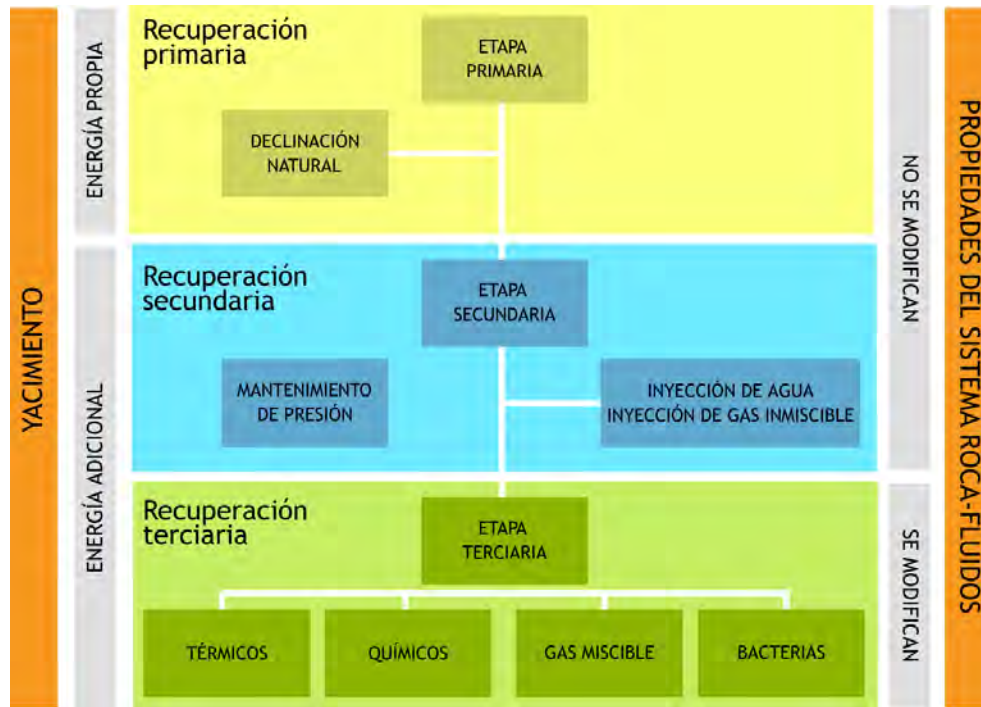


Figura 2. Clasificación general del proceso de Recuperación de Hidrocarburos. *Anuario REC. SEC. PEMEX 2007.*

Durante las cuatro décadas pasadas, la industria del petróleo se ha dedicado a la investigación y desarrollo de varios procesos de recuperación de aceite mejorada (EOR) que se requieren para producir el aceite remanente que se deja después de aplicar los métodos convencionales. En general, los procesos convencionales dejan como remanente del 30% al 50% del aceite original. Además, más de 300 mmbbls de recursos hidrocarburos en México no son recuperados por métodos convencionales. La explotación de esta enorme cantidad de fuente de energía, es el mayor reto que tiene la industria del petróleo.

	Rango de recuperación
Yacimientos de aceite:	
• Recuperación Primaria	5-20% OOIP
• Recuperación Secundaria	20-45% OOIP
• Recuperación Mejorada	45-65% OOIP
Yacimientos de gas:	
• Recuperación Primaria	70-80 % OGIP
OOIP.- volumen original de aceite en el yacimiento.	
OGIP.- volumen original de gas en el yacimiento.	

Tabla 1. Factores totales porcentuales de recuperación en yacimientos homogéneos. *Anuario REC. SEC. PEMEX 2007.*

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

Hay básicamente tres factores físicos que conducen a la alta saturación de aceite remanente en los yacimientos después de las recuperaciones primarias y secundarias:

- Alta viscosidad del aceite.
- Fuerzas interfaciales.
- Heterogeneidades del yacimiento.

La meta de los procesos de recuperación mejorada es producir el aceite “residual” de todo el yacimiento. Esto es llevado a cabo mediante el mejoramiento del desplazamiento microscópico del aceite y las altas eficiencias de barrido volumétrico.

Las eficiencias de desplazamiento del aceite pueden ser incrementadas mediante la reducción de la viscosidad (métodos térmicos) o reduciendo las fuerzas capilares o de tensión interfacial (métodos químicos y procesos miscibles). Por otro lado, la eficiencia de barrido volumétrico es mejorada disminuyendo la movilidad del fluido desplazante (inyección de polímeros) ya que si la movilidad de la fase desplazante es mayor que la de la fase desplazada, la relación de movilidades sería desfavorable.

No hay un sólo proceso que pueda ser considerado una “cura total” para la recuperación adicional de aceite de cualquier yacimiento. Cada proceso tiene su aplicación específica por lo que antes del inicio de un proceso de recuperación mejorada, la roca del yacimiento, las propiedades de los fluidos y la historia de producción deben ser analizadas.

Es también importante revisar los procesos de recuperación secundaria precedentes a fin de determinar las razones principales por las que el aceite residual fue dejado en el yacimiento ya que los factores que más frecuentemente afectan el éxito de un barrido con agua afectarán usualmente también el éxito de un proyecto de Recuperación Mejorada subsecuente.

Aquí hacemos un parte aguas en este documento para remarcar que enfocaremos nuestra atención a esta última técnica de recuperación, esencialmente a la inyección de gases como el Nitrógeno, el Dióxido de Carbono y Gas Hidrocarburo (metano) a los tan importantes yacimientos abastecedores de reservas en el mundo y como caso particular en un yacimiento naturalmente fracturado de gas y condensado de México. Para abordar mejor el tema de este Trabajo Profesional y como se hizo en páginas anteriores describiendo la metodología de explotación, se dirigirá a describir los Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF). Se hará también hincapié en el yacimiento de estudio, un yacimiento productor de gas y condensado. Posteriormente, se explicarán las corridas de simulación realizadas y evaluaremos el resultado obtenido con cada uno de los gases para así lograr cumplir con el objetivo de este trabajo, mostrando a través de la simulación la mejor opción para un proyecto de Recuperación Mejorada de Inyección de Gases en YNF.

1.1.5. Selección del método de recuperación.

Dada la diversidad de métodos de recuperación disponibles, la selección de uno de ellos requiere un estudio que incorpore tanto aspectos técnicos como económicos. Las etapas que constituyen la selección de un método son diversas y varían de caso a caso, en especial en yacimientos naturalmente fracturados, pero pueden ser generalizadas.

El primer paso será tener un conocimiento básico de las propiedades de la roca y fluidos de yacimiento. La evaluación del yacimiento tiene como propósito obtener una descripción de las propiedades de la roca y los fluidos e implica definir:

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

- Características estructurales del yacimiento, tales como el relieve estructural, profundidad, presencia de fracturas o sistemas de fracturas, zonas de alta conductividad, etc.
- Propiedades termodinámicas del yacimiento, como presión y temperatura.
- Propiedades de la roca y su distribución, como porosidad, permeabilidad, etc.
- Propiedades de los fluidos, tales como composición, viscosidad, densidad, salinidad, etc. y su distribución.
- Propiedades del sistema roca-fluidos y su distribución, como saturación, mojabilidad, presión capilar, permeabilidades relativas, etc.

Una buena caracterización permitirá además, realizar una buena predicción del comportamiento del proceso que se aplicará. Una vez que se cuenta con la mayor cantidad de información del yacimiento, se opta él o los métodos que, de acuerdo a ciertos criterios generales de selección (propiedades petrofísicas y de fluidos), resultan técnicamente más convenientes. Es aquí donde toma relevancia la calidad de la información con que se cuenta del yacimiento, puesto que ésta servirá como punto de partida para la preselección.

La preselección dependerá de muchos parámetros, tanto del medio poroso y de los fluidos, así como de los fenómenos físicos entre las superficies de los fluidos y la roca. Si bien una preselección ideal tomaría en cuenta todos los factores que intervienen, su realización sería tan compleja que requeriría de muchos recursos para lograrse. Como alternativa, existen guías técnicas que recomiendan cada uno de los métodos para situaciones específicas y permiten eliminar procesos no viables técnicamente. Las guías mencionadas no son absolutas y varían de autor a autor, por lo que deben utilizarse con precaución y sin perder en cuenta que cualquier factor no considerado en las guías puede o no ser un parámetro crítico.

Algunos de los criterios principales de escrutinio son:

- Propiedades de la roca:
 - ❖ Tipo de yacimiento
 - ❖ Permeabilidad absoluta
 - ❖ Porosidad
 - ❖ Espesor neto
 - ❖ Profundidad del yacimiento
 - ❖ Saturación de aceite residual
- Propiedades de los fluidos:
 - ❖ Densidad API del aceite
 - ❖ Salinidad del agua
 - ❖ Viscosidad del aceite a condiciones del yacimiento
- Propiedades termodinámicas.
 - ❖ Temperatura del yacimiento
 - ❖ Presión

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

Los criterios de selección dependiendo de la viscosidad del aceite, profundidad del yacimiento y permeabilidad se presentan gráficamente en las siguientes figuras donde el rango de valores para cada parámetro indica el rango de aplicación del método:

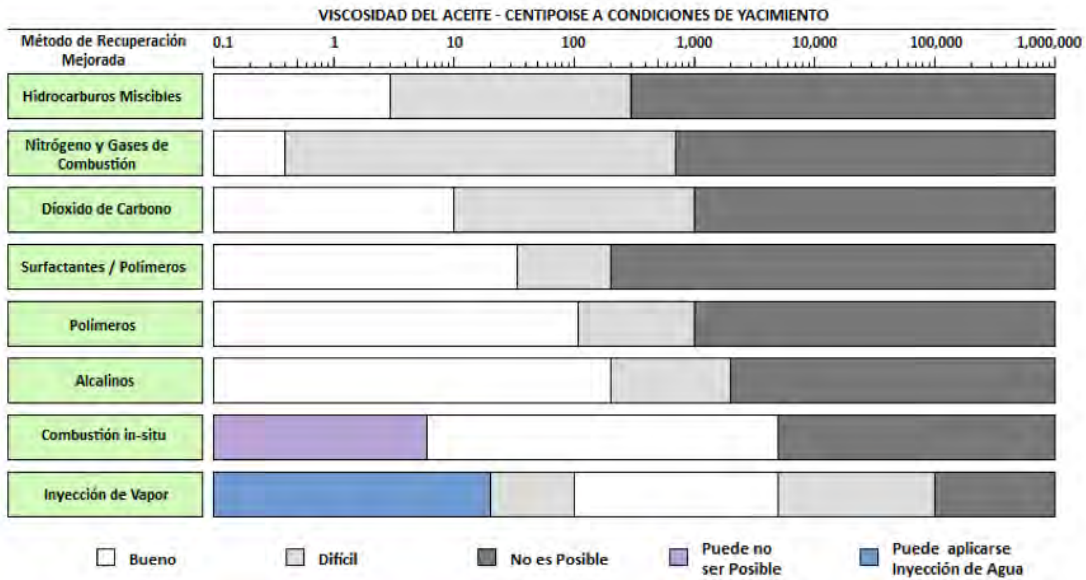


Figura 3. Rangos de viscosidad del aceite preferentes para los métodos de recuperación mejorada. *Enhanced Oil Recovery Larry W. Lake. Prentice Hall. New Jersey. 1989.*

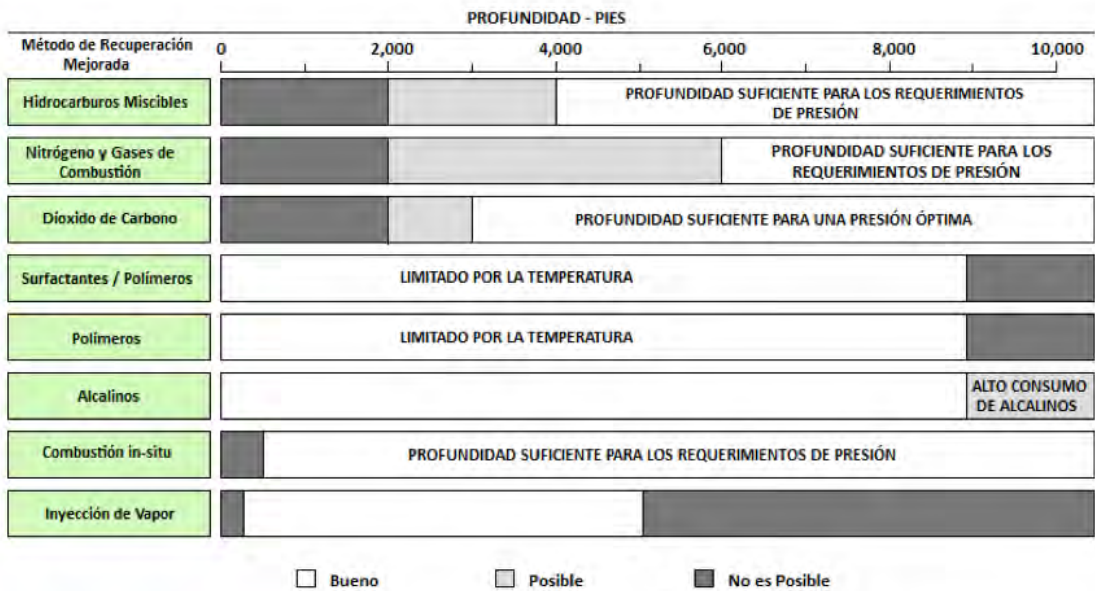


Figura 4. Rangos de profundidad del yacimiento preferentes para los métodos de recuperación mejorada. *Enhanced Oil Recovery Larry W. Lake. Prentice Hall. New Jersey. 1989.*

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

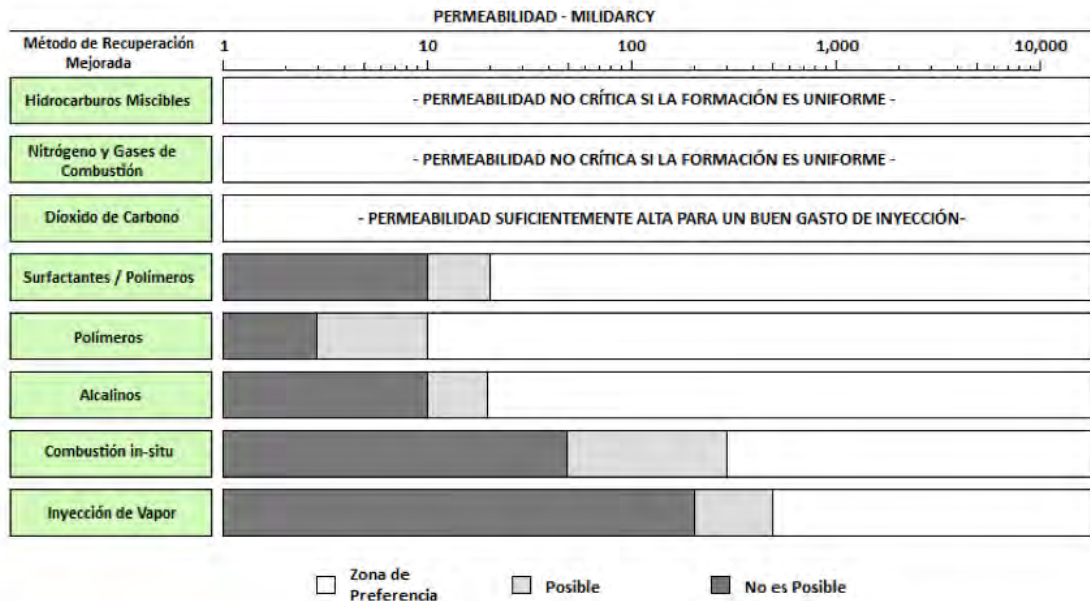


Figura 5. Rangos de permeabilidad para los métodos de recuperación mejorada. *Enhanced Oil Recovery Larry W. Lake. Prentice Hall. New Jersey. 1989.*

Una vez preseleccionado un proceso, se recomienda realizar estudios de laboratorio estrictamente enfocados a representar los fenómenos físicos y químicos involucrados. La información resultado de los experimentos puede ser luego utilizada para alimentar modelos de simulación que permitan integrar e interpretar los datos experimentales y escalarlos nivel de yacimiento para predecir la factibilidad y desempeño del proceso por implantarse.

Finalmente, para demostrar la viabilidad del proceso, suele realizarse una prueba piloto para evaluar la respuesta real del yacimiento antes de efectuar una mayor inversión a escala de campo. La realización de la prueba piloto permite:

- Ganar experiencia en la aplicación en campo del proceso,
- Definir los requerimientos reales de fluidos o químicos de inyección,
- Evaluar el potencial real del proceso en la recuperación de aceite
- Detectar situaciones no previstas en el diseño.

La aplicación exitosa de los métodos de recuperación requiere de un amplio conocimiento del yacimiento y de los mecanismos que controlan el movimiento y retención de los fluidos en el medio poroso, por lo que se recomienda la obtención de información a medida que se desarrolla el campo para facilitar la selección, planificación y ejecución de procesos a llevarse a cabo.

Debe tenerse en cuenta que la selección de uno u otro proceso no depende solamente de cuál sea el que recupere un mayor volumen de aceite, sino también de aquel que ofrezca las condiciones económicas más atractivas al evaluar los costos de operación contra el volumen aceite potencialmente recuperable, en otras palabras, la recuperación adicional de hidrocarburos depende de la disponibilidad tecnológica y también de la viabilidad económica de los proyectos.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

En México, muchos de los yacimientos de petróleo son naturalmente fracturados y muchos también productores de crudos pesados, lo que obliga a realizar consideraciones especiales en la aplicación de métodos de recuperación. En yacimientos naturalmente fracturados, la etapa de caracterización es trascendental debido a los problemas de canalización que se presentan durante la inyección de fluidos, las bajas eficiencias de barrido, la falta de entendimiento de la interacción matriz-fractura, entre otros, razón por la cual conviene realizar análisis profundos que tomen en cuenta nuevas técnicas de explotación y, en particular, su aplicación oportuna.

1.1.6. Yacimientos Naturalmente Fracturados.

Los Yacimientos Naturalmente Fracturados (YNF) existen en todo el mundo, desde Arabia Saudita hasta México, son formaciones que resguardan la mayoría de los hidrocarburos a nivel mundial y principalmente en México. Estos yacimientos se caracterizan por estar conformados de dos sistemas compuestos, uno de formado de material con porosidad y permeabilidad baja, y el otro constituido por redes de fractura con alta permeabilidad. Este tipo de yacimientos presentan complejidad de un nivel doblemente complicado de estudio por la característica de que la porosidad de la matriz interactúa a nivel fluido con la permeabilidad de las fracturas.

En Irán existen los campos carbonatados naturalmente fracturados, con pozos de excelente índice de productividad, de acuerdo a los estudios petrofísicos su roca matriz tiene una permeabilidad menor a 0.5 [mD], en México la roca matriz tiene una permeabilidad de 0.01 [mD] a 10 [mD], por lo tanto la producción proviene del sistema de fracturas más que de la matriz. México cuenta con muchos yacimientos carbonatados naturalmente fracturados que son de gran interés por ser altamente productores de aceite ya que aportan cerca del 90% de la producción del país. Un yacimiento carbonatado naturalmente fracturado es un volumen de roca compuesto por un sistema multiporoso que contiene:

- Microfracturas
- Fracturas
- Macrovéculos
- Véculos
- Matriz
- Tipos múltiples de redes de fracturas.

Los poros forman el “sistema de matriz” y los canales el “sistema de fractura”, ambos extendidos a través del yacimiento donde el sistema fracturado desarrolla un contacto superficial considerable con el sistema de matriz.

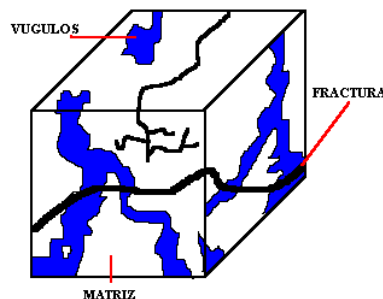


Figura 6. Representación de un YNF en un bloque de matriz. R.A. Nelson. *Geological Analysis of Naturally Fractured Reservoirs*. 2001.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

Para describir los YNF es necesario conocer que una fractura es una discontinuidad en una superficie plana en donde se ha tenido una pérdida de cohesión, es decir, una ruptura que ha sufrido la roca matriz. Se les dice YNF porque ha ocurrido una adición de porosidad secundaria a la llamada porosidad original, original porque se interpreta su aparición al momento de la depositación y la secundaria ocurre después de la depositación. La porosidad secundaria representa un espacio adicional de almacenamiento y forma canales de alta permeabilidad muy convenientes para el flujo de los hidrocarburos.

La descripción anterior define una manera de creación de las fracturas, pero existen muchos factores, uno más de éstos puede ser que se originan por la reducción de esfuerzos debido a la erosión ya que son rocas sedimentarias tales como calizas, dolomías, arcillas, así como también rocas ígneas metamórficas, y en formaciones arenosas muy compactas. Otro proceso ocurre; cuando existe una reducción de tamaño de los bloques de las arcillas generando procesos diagenéticos de minerales, dando como resultado el compactamiento de la capa arcillosa, afectando capas que no han sufrido reducción de tamaño. Es posible obtener información aun más detallada de la formación de fracturas en el libro de Ronald A. Nelson sobre el análisis geológico de YNF. El fracturamiento origina un sistema de roca matriz fractura de doble porosidad, doble permeabilidad, donde los hidrocarburos llegan a los pozos productores por conducto de los bloques de fractura debido a su magnífica permeabilidad. Estos yacimientos son clasificados por Nelson (1999) en 4 tipos, de acuerdo al grado de aportación de la matriz y las fracturas, en algunos casos la matriz produce más que las fracturas o viceversa, es decir en esta clasificación se compara la capacidad de almacenaje y la permeabilidad.

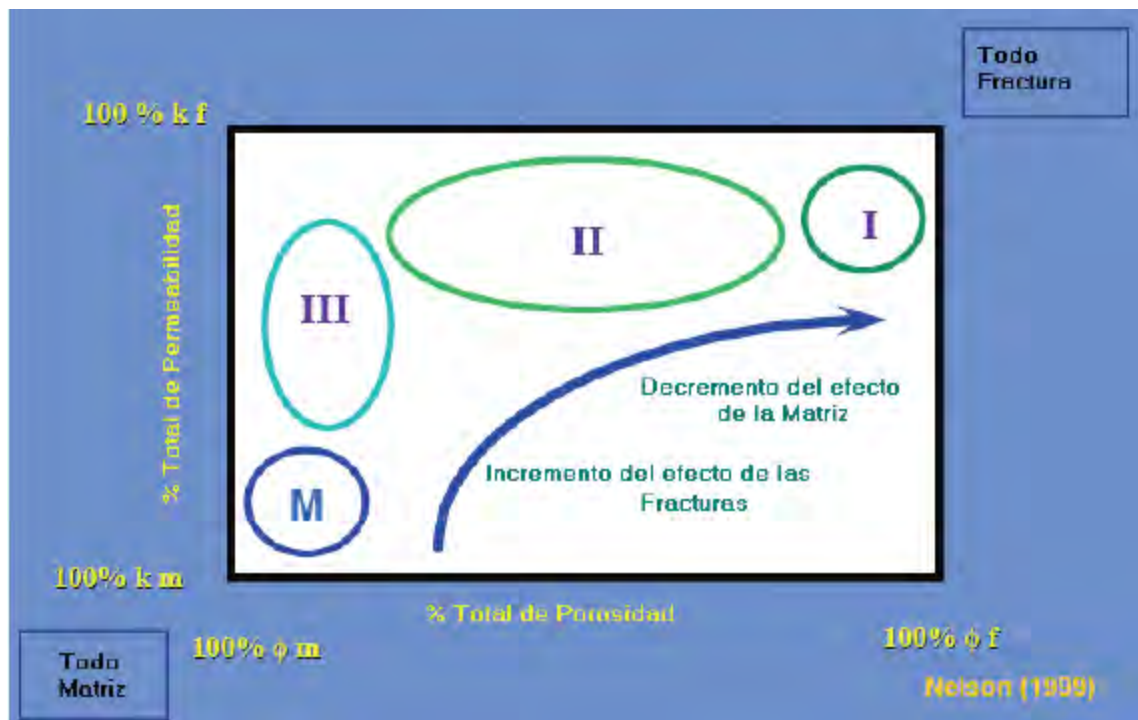


Figura 7. Clasificación de Nelson para YNF. R.A. Nelson. *Geological Analysis of Naturally Fractured Reservoirs*. 2001.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

Con el gráfico de la clasificación de Nelson donde se describe los efectos matriz fractura damos por concluida la parte de la descripción de YNF. Si se requiere ahondar en la información es necesario consultar el libro de Ronald A. Nelson segunda edición 1999.

1.2. Procesos de inyección de gases.

La inyección de gases es un proceso muy utilizado para la recuperación de hidrocarburos que consiste en inyectar un gas específico dentro del yacimiento con el fin de lograr una recuperación mejorada o secundaria. En este documento se referirá siempre a la etapa de recuperación mejorada, se menciona la etapa de recuperación secundaria porque la inyección de gas en algunos casos puede ser utilizada como mantenimiento de presión en el yacimiento sin modificar el factor de recuperación. En el caso de la etapa de recuperación mejorada, es importante cambiar de manera benéfica este factor, ya que mientras sea mayor, se verifica la efectividad y el éxito del proceso.

La selección del gas de inyección dependerá principalmente de importantes factores como: la disponibilidad, el costo del gas, el impacto en la producción del yacimiento, la rentabilidad del proyecto y el cambio en el factor de recuperación. La función más importante de la inyección de gases es intervenir y generar cambios en las propiedades del sistema gas-aceite-roca-agua en cuanto a la densidad, tensión superficial, mojabilidad, viscosidad, volumen del aceite, etc.

Para realizar un proceso de inyección de gases en un YNF debemos retomar algunos conceptos importantes y después entrar más a detalle en el desarrollo de nuestro tema.

1.2.1. Factores que repercuten en la recuperación de hidrocarburos.

De forma general, los factores que más repercuten en la recuperación de hidrocarburos están relacionados con:

- Las características del yacimiento:
 - ❖ Geometría y estructura del yacimiento.
 - ❖ Grado de homogeneidad de la roca y propiedades petrofísicas.
 - ❖ Profundidad y temperatura del yacimiento.
- Propiedades de los fluidos desplazados y desplazantes:
 - ❖ Densidad.
 - ❖ Viscosidad.
 - ❖ Movilidad.
- El arreglo entre pozos productores e inyectores.

El propósito de los siguientes conceptos es puntualizar uno a uno los significados correspondientes de los fenómenos físicos y químicos que ocurren en los yacimientos de hidrocarburos y durante la aplicación de un método de recuperación mejorada. Esto ayuda a conocer la variación con respecto a los diferentes factores que los integran, la clasificación de los yacimientos se basa en las variaciones de la mineralogía de las rocas de acumulación. Estas variaciones tienen, un efecto importante en el funcionamiento en la inyección de gases cómo método de recuperación mejorada. Conocer cualquier indicio del funcionamiento del yacimiento es un arma fundamental para el éxito del proyecto.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

El propósito de la ingeniería Petrolera es establecer un proyecto de desarrollo que optimice la recuperación de los hidrocarburos, es por tal motivo que se debe conocer el funcionamiento de cada una de las partes que integran a un yacimiento de hidrocarburos, así como sus propiedades, conceptos, diferencias y métodos existentes.

Una buena caracterización de yacimientos, un óptimo estudio de fluidos, el mejor estudio petrofísico logrará proporcionar un excelente resultado al momento hacer un cálculo de aceite a recuperar.

1.2.2. Condiciones de saturación inicial.

La saturación inicial de gas, aceite y agua son importantes para determinar reservas recuperables y predecir el comportamiento del proceso de recuperación. De inicio, es necesario que la saturación inicial de aceite sea lo suficientemente alta y la residual lo más baja posible, para obtener una mayor recuperación; en otras palabras, la diferencia en la saturación de aceite al inicio y al final de un proceso determina la cantidad de aceite recuperado.

La saturación inicial de gas cobra importancia si ésta es mayor que su saturación crítica, ya que puede esperarse su pronta manifestación en los pozos productores y una baja eficiencia de barrido. Ocurre algo similar con la saturación inicial de agua, ya que si ésta tiene alta saturación se pueden esperar altos cortes de agua en la producción.

1.2.3. Heterogeneidad del yacimiento.

Como se ha dicho, la heterogeneidad en las propiedades de la roca juega un papel primordial en la recuperación de hidrocarburos al disminuir la eficiencia de barrido volumétrico. Las heterogeneidades tienen orígenes muy diversos, desde el ambiente de depósito hasta los eventos posteriores a dicha depositación como fallamientos, plegamientos, cementación, diagénesis, entre otros. Una correcta y oportuna caracterización de dichas heterogeneidades permitirá reducir riesgos operativos y optimizar la recuperación de los hidrocarburos.

1.2.4. Eficiencia de desplazamiento.

Para que un proceso de inyección logre alta recuperación de aceite es necesario que el fluido de inyección produzca una elevada eficiencia de desplazamiento, esto es que, bajo las condiciones de presión y temperatura de yacimiento, se logre un desplazamiento eficiente del aceite. La eficiencia de desplazamiento puede verse como la combinación de una eficiencia microscópica y una eficiencia macroscópica. A nivel microscópico (nivel de poro), la eficiencia de desplazamiento depende de las fuerzas de retención y expulsión presentes en el medio poroso y se ve afectada, entre otros factores, por:

- La saturación de los fluidos en el sistema roca-fluidos.
- Las fuerzas capilares.
- La difusión.
- La heterogeneidad de porosidad y permeabilidad de la roca.

La eficiencia de desplazamiento microscópica usualmente se determina con pruebas de laboratorio de desplazamiento lineal, y se calcula para determinar la saturación de petróleo residual que queda detrás de un frente de invasión. Algunos de los aspectos relacionados con el desplazamiento microscópico y las interacciones físicas que ocurren entre los fluidos desplazantes y desplazados (conceptos de fuerzas capilares, ángulo de contacto, mojabilidad y tensión superficial) se analizarán con mayor detalle posteriormente.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

Por el otro lado, la eficiencia macroscópica (nivel de yacimiento), también llamada eficiencia de barrido volumétrico, representa la fracción del volumen total del yacimiento invadido o en contacto con el fluido desplazante y es, al mismo tiempo, una medida de la eficiencia de barrido areal y vertical. La eficiencia areal se asocia con las heterogeneidades del yacimiento, la razón de movilidad y en mayor parte del arreglo y espaciamiento de los pozos productores e inyectores. La eficiencia vertical está relacionada con la heterogeneidad entre estratos y otros factores como las fuerzas gravitacionales y el flujo entre capas.

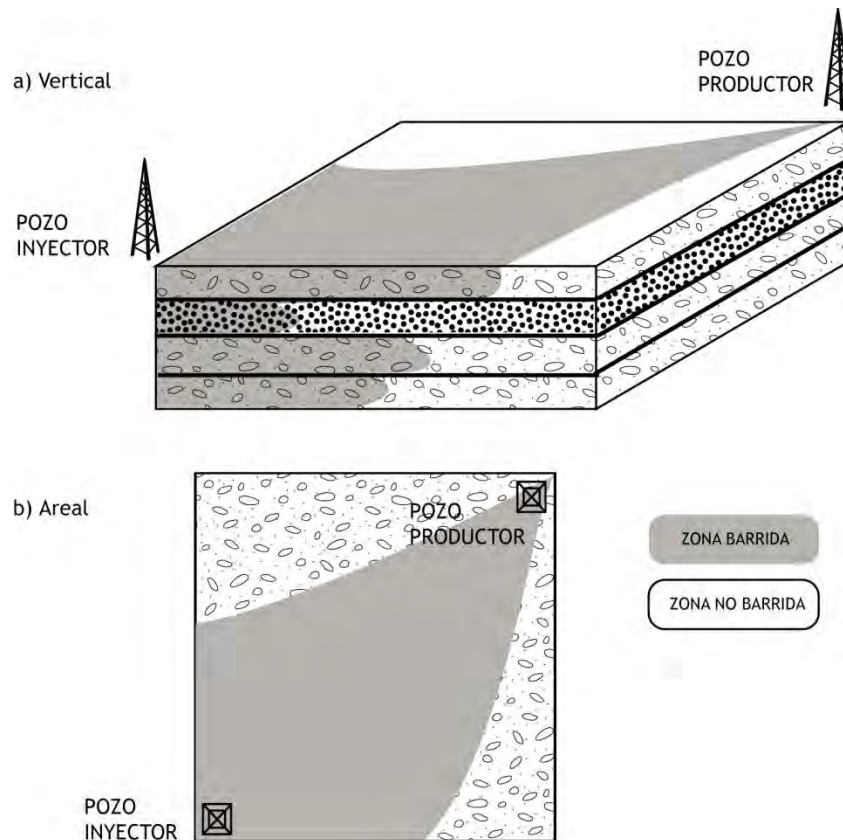


Figura 8. Eficiencia de barrido volumétrico. (Invertir a) Areal y b) Vertical). *Martínez Luis Agustín. Procesos Miscibles en la Recuperación de Hidrocarburos*. Abril 2001.

Un proceso de desplazamiento ideal será aquel donde el fluido desplazante logre remover todo el aceite de los poros afectando el mayor volumen del yacimiento posible.

En resumen, la eficiencia de desplazamiento está relacionada con las fuerzas viscosas y capilares que interaccionan cuando en el medio poroso se ponen en contacto el fluido inyectado y el fluido que se encuentra en el yacimiento.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

1.2.5. Permeabilidad.

Es una propiedad del medio poroso que mide la capacidad y habilidad de la formación para permitir el flujo de fluidos a través de ésta. La permeabilidad de la roca, k , es una propiedad de gran importancia debido a que controla la dirección del movimiento y la capacidad de flujo de los fluidos del yacimiento en la formación.

Esta propiedad de la roca fue definida por el matemático Henry Darcy (1856). De hecho la ecuación que define la permeabilidad en términos medibles es conocida como Ley de Darcy. Ésta dice que si un flujo lineal horizontal de un fluido incompresible a traviesa un medio de longitud L en una sección transversal de área A , entonces la ecuación que gobierna la velocidad del fluido es definida por:

$$v = - \frac{k dp}{\mu dL}$$

Donde:

v = velocidad aparente del fluido, [cm/seg]

k = permeabilidad, [Darcys]

μ = viscosidad del fluido, [cp]

$\frac{dp}{dL}$ = caída de presión por unidad de longitud, [atm/cm]

La velocidad v , en la ecuación anterior no es la velocidad actual de flujo, pero es la velocidad aparente que se obtiene de dividir el gasto entre el área transversal por la cual los fluidos pasan. Sustituyendo la relación, $\frac{q}{A}$, en lugar de v en la ecuación anterior y despejando q , obtenemos:

$$q = - \frac{kA dp}{\mu dL}$$

Donde:

q = gasto a través del medio poroso, [cm³/seg]

A = área de sección transversal, [cm²]

Con un gasto de centímetro cúbico por segundo a través del área de sección transversal de un centímetro cuadrado con un fluido de viscosidad igual a un centipoise y un gradiente de presión de una atmosfera por centímetro de longitud, la permeabilidad es igual a un Darcy.

Un Darcy es un valor relativamente alto de permeabilidad, la mayoría de las permeabilidades que encontramos en los yacimientos son menores a un Darcy, por lo que con el objetivo de sustituir el uso de fracciones en los valores de permeabilidades, se utiliza como unidad de permeabilidad un milidarcy; es decir 1 [md], es igual a 0.001 Darcy.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

Las siguientes condiciones deben existir durante las medidas de permeabilidad:

- Flujo laminar.
- No exista reacción entre el sistema roca y fluidos.
- Sólo debe existir una fase presente en el medio poroso.

Uno de los fundamentos en los que se basa la Ley de Darcy es que se presenta un único fluido y que el sistema este lleno por completo (hablando del espacio poroso de la roca) de éste. En la naturaleza el espacio poroso de los yacimientos contiene gas, aceite y agua en diversas cantidades volviéndose el flujo de un solo fluido más complicado por la interacción que tiene entre los fluidos presentes.

La permeabilidad absoluta es una propiedad intrínseca de la roca y no depende de la naturaleza del fluido que la sature; siempre y cuando la sature completamente; se define a través de la Ley de Darcy. Puede medirse en el laboratorio, inyectando un fluido de propiedades físicas conocidas a través de un núcleo 100% saturado, midiendo tanto el ΔP a través del mismo así como las variaciones de saturación. En el campo de manera indirecta mediante pruebas de presión o bien estimarse mediante registros geofísicos.

La habilidad que tiene el medio poroso de conducir a un fluido específico en presencia de otros fluidos es llamada permeabilidad efectiva al fluido. Este tipo de permeabilidad tiene una estrecha relación con la saturación de los fluidos, por lo que si la propiedad de uno de los fluidos cambia la de los otros cambiará proporcionalmente. Sin embargo, esta relación difiere para los diferentes tipos de roca, por lo que debe de ser determinada experimentalmente.

Existen tres tipos de estas permeabilidades:

- K_o = permeabilidad efectiva al aceite.
- K_g = permeabilidad efectiva al gas.
- K_w = permeabilidad efectiva al agua.

Por otro lado, la relación entre permeabilidad efectiva a un fluido y la permeabilidad absoluta, se denomina permeabilidad relativa al fluido e indica la cantidad del fluido que fluirá de acuerdo a la saturación del mismo. La permeabilidad relativa a un fluido depende de: la geometría del sistema, mojabilidad de la roca, distribución de los fluidos, historia de los cambios de saturación.

Para poder representar de manera clara este tipo de expresiones sobre la permeabilidad, se tienen ciertos diagramas donde se expresan las cantidades de los fluidos en estudio de acuerdo a su saturación en la roca.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

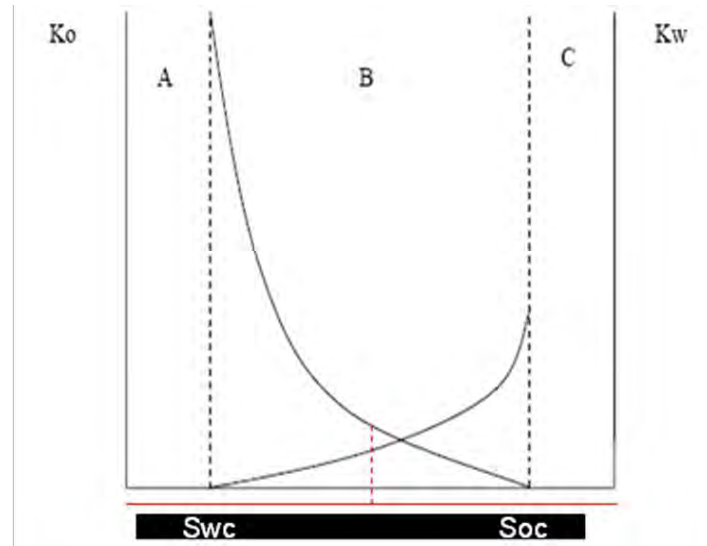


Figura 9. Curva de permeabilidad efectiva. En la sección A del gráfico, sólo existe la saturación de aceite, en la parte B, agua y aceite, y en la parte C, sólo agua. *Apuntes del M.I. Tomás Pérez. 2008.*

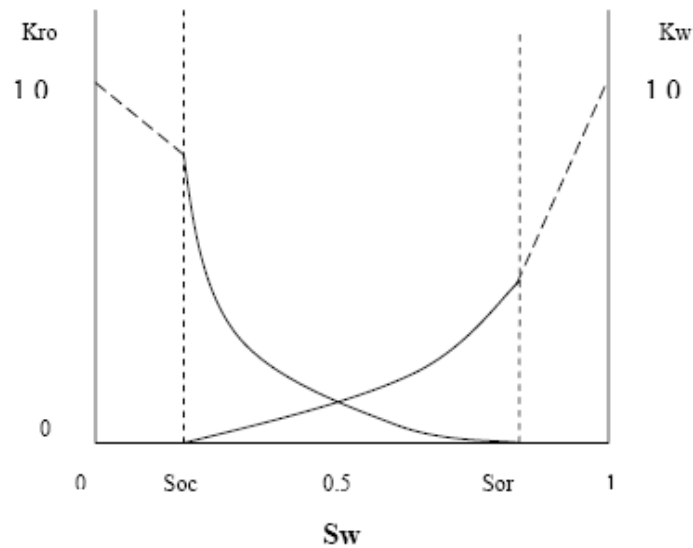


Figura 10. Típico gráfico de curvas de permeabilidad relativa. *Apuntes del M.I. Tomás Pérez. UNAM 2008.*

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

1.2.6. Viscosidad del aceite.

Es una medida de la resistencia del aceite a fluir, la cual varía con la temperatura y presión. Es un parámetro necesario en algunas correlaciones utilizadas para el diseño de tuberías de producción y para determinar el valor de la movilidad del aceite.

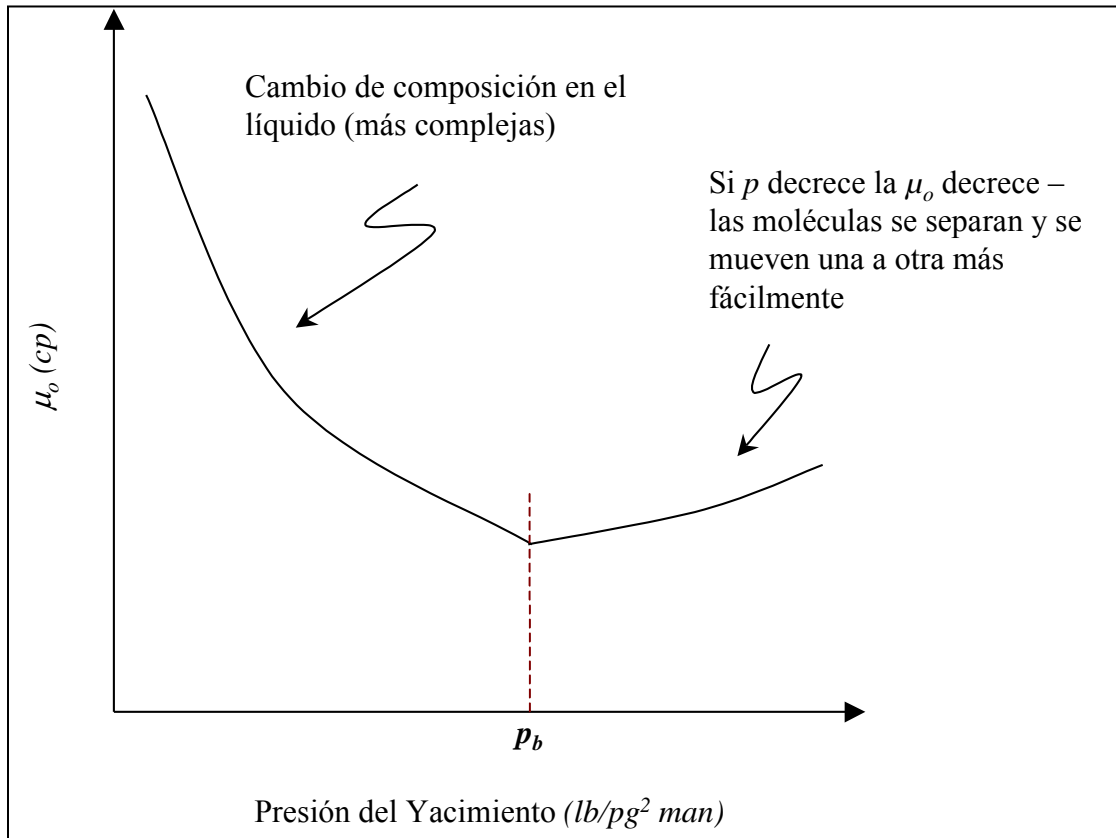


Figura 11. Variación de la viscosidad del aceite con respecto a la presión, a temperatura del yacimiento. *Ma. Rufina Islas Castelán. Conceptos básicos de comportamiento de yacimientos. Junio 2006.*

La viscosidad es una característica importante del aceite, ya que encontrar la manera de reducirla es fundamental para los procesos de recuperación mejorada.

En algunos casos, la inyección de un gas podría generar la reducción de la viscosidad. Como ejemplo importante se tiene la siguiente figura, donde se muestra la reducción de la viscosidad del aceite con respecto a la presión de saturación. El incremento en la presión de saturación se debe a que se incrementa la cantidad de gas disuelto en el aceite.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

El subíndice 0 hace referencia a la viscosidad original del aceite, mientras que m se refiere a la viscosidad del aceite después de la saturación con un gas de inyección en este caso CO_2 en equilibrio. La reducción de la viscosidad, por ejemplo, es 10 veces más a 2000 [psia] de presión de saturación para un aceite con una viscosidad original de 5 [cp]. Esta reducción en la viscosidad del crudo, acompañado de un incremento pequeño en la viscosidad del agua reduce la relación de movilidades agua-aceite.

1.2.7. Mojabilidad.

Un fluido moja en forma preferencial la superficie de un sólido cuando se adhiere y tiende a esparcirse o extenderse sobre ella en presencia de otros fluidos. La mojabilidad es una propiedad de la roca que incide en la distribución de los fluidos dentro del espacio poroso y la cual a su vez afectará el proceso de desplazamiento de un fluido, consecuentemente las características de permeabilidad relativa variarán para un mismo medio poroso si las condiciones de mojabilidad varían.

La mojabilidad determina la distribución de fluidos a nivel microscópico. El fluido que moja la roca se encontrará ocupando los poros más pequeños y en los intersticios de los granos de la roca así como también como una película sobre ellos dejando al fluido no mojante en el centro del poro.

Como se muestra en la figura 10.

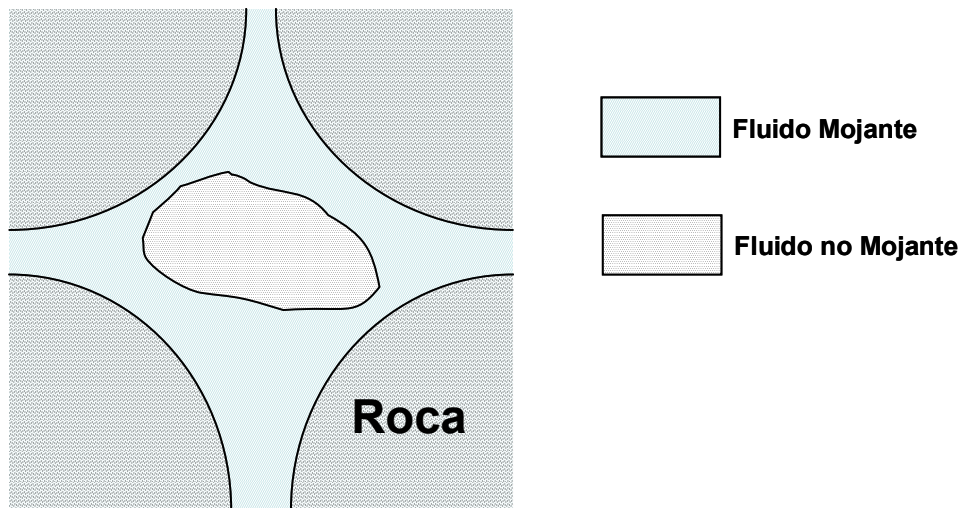


Figura 12. Muestra del tamaño poro y la distribución de los fluidos. *Ma. Rufina Islas Castelán. Conceptos básicos de comportamiento de yacimientos. Junio 2006.*

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

1.2.8. Tensión interfacial.

Cuando dos fases inmiscibles coexisten en un medio poroso, la distribución de los fluidos no sólo es controlada por la interacción entre los fluidos y la roca, sino también las fuerzas en la interface de los fluidos al estar en contacto.

Se conoce como tensión superficial a la energía libre por unidad de área existente en la zona límite entre un líquido y un gas, debido a la cual el líquido tiende a reducir la superficie de contacto. El término superficial se utiliza para denotar la interface líquido-gas, mientras que el término interfacial se refiere a la frontera entre dos fases inmiscibles, de tal forma que ambos términos describen el fenómeno físico que causa la formación de interfaces.

La tensión superficial tiene su origen en la diferencia de las fuerzas de atracción molecular en la superficie del líquido, donde las moléculas no están rodeadas totalmente de otras moléculas de su misma especie y como efecto neto, son atraídas hacia el interior del fluido. La tensión superficial tiene unidades de fuerza/longitud (dina/cm ó mN/m) y su valor depende de la naturaleza de los fluidos, la presión y la temperatura. A altas presiones la tensión superficial disminuye mientras los fluidos se aproximan a condiciones miscibles; a alta temperatura, la tensión superficial también disminuye debido al incremento en la energía cinética de las moléculas y a la consecuente disminución de la atracción entre ellas.

La superficie de los líquidos regularmente está cubierta por una fina película, la cual posee una pequeña fuerza, que actúa como una membrana delgada y que opone cierta resistencia al querer romperla. Considerando dos fluidos inmiscibles, aire (o gas) y agua (o aceite), una molécula en la interfase tiene una fuerza actuando sobre ella que viene de las moléculas del aire (gas) que se encuentran inmediatamente sobre la interfase y de las moléculas de líquido que se encuentran inmediatamente por debajo de la interfase. El resultado de fuerzas es desbalanceado y como resultado nos da la tensión superficial. La fuerza de atracción desbalanceada entre las moléculas crea una membrana, como si se tratase de una superficie con una tensión medible entre dos fluidos, es decir, tensión interfacial.

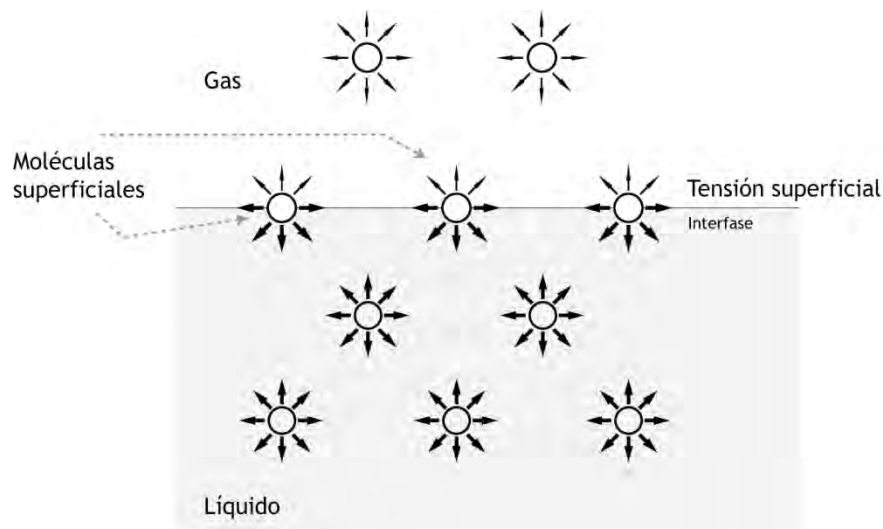


Figura 13. Tensión superficial. Irving H. Shame. Mecánica de fluidos. 1995 Colombia.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

La tensión interfacial es una propiedad relevante en la implantación de procesos de recuperación mejorada de hidrocarburos. Algunos de los procesos (por mencionar los procesos miscibles y de inyección de químicos) están orientados a disminuir o eliminar el valor de la tensión superficial e interfacial de tal forma que la ruptura de la interfase permita la formación de sistemas homogéneos o dispersos y consecuentemente la movilización del aceite residual.

Durante el siglo pasado se desarrollaron numerosas técnicas experimentales para la medición de la tensión superficial e interfacial entre dos fases inmiscibles, éstas pueden clasificarse en dos grupos:

- Determinación por rompimiento de la superficie, entre los que se cuentan el método del anillo de Dunouy, el método de la placa de Wilhelmy y el principio del peso de una gota.
- Determinación a partir de la forma de las superficies, como el principio de elevación capilar, el método de factor de forma, la técnica de rotación de una gota o el método de la gota colgante.

1.2.9. Presión Capilar.

El efecto combinado entre la mojabilidad y la tensión superficial puede observarse en el cambio de elevación de un fluido dentro de un tubo capilar. Cuando un tubo delgado se sumerge en un fluido se produce el ascenso o descenso de la interfase hasta que se alcanza el equilibrio entre las fuerzas del sistema.

La mojabilidad se hace presente en la forma que toma la superficie del fluido dentro del tubo, donde la curvatura del menisco origina un ángulo de contacto entre el fluido y el sólido: si el fluido moja al sólido, el menisco toma forma cóncava; si el fluido no es mojante, como por ejemplo el mercurio con el vidrio, la superficie es convexa. Por otro lado, la tensión superficial causa una diferencia de presión que se manifiesta en la altura de la interfase, donde el fluido asciende o desciende dependiendo de lo cóncavo o convexo de la curvatura hasta que el peso del fluido suspendido (que empuja hacia abajo) y la tensión superficial (que resiste el descenso) alcanzan el equilibrio.

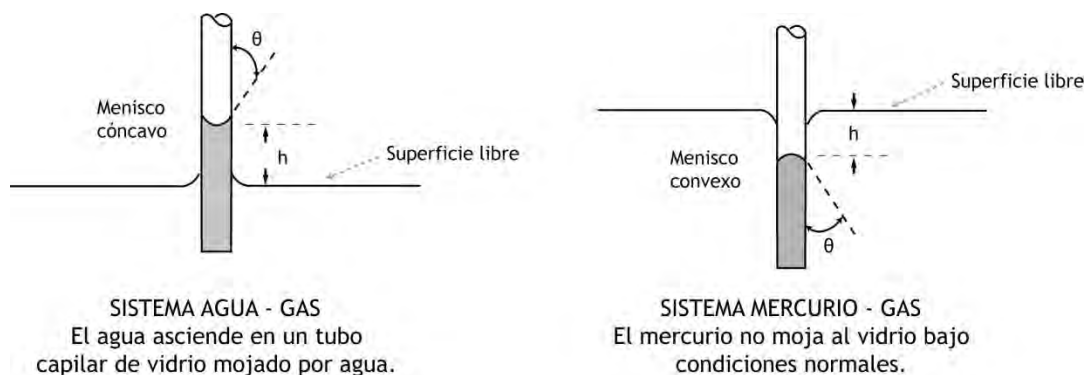


Figura 14. Representación del efecto de presión capilar en laboratorio. YELLIG W. F; Metcalfe, R. S; "Determination and Prediction of CO₂ Minimum Miscibility Pressures (includes associated paper 8876)", 7477-PA, 1980.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

Cuando dos fluidos inmiscibles están en contacto, existe una discontinuidad en la presión entre ellos lo que causa la formación de una curvatura en la interfase. A esta diferencia de presión la llamamos presión capilar y se denota como P_c . Dicho de otra manera, es la diferencia de presiones existentes entre la interfase curvada de dos fluidos no miscibles, que comúnmente ocupan un sistema capilar.

Dentro de un tubo capilar de radio r , la presión capilar está dada por la ecuación de Laplace, y es función del ángulo de contacto θ y la tensión superficial σ :

$$P_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{r}$$

La ecuación anterior también suele utilizarse en ingeniería de yacimientos para estudiar la distribución de fluidos en el yacimiento, si a éste se le considera como un conjunto de tubos capilares de distintos tamaños o radios de poro r y se suponen valores promedio de tensión interfacial y un medio poroso uniformemente mojado. Desde este punto de vista los poros grandes exhibirán fuerzas capilares bajas en comparación con los poros pequeños que pueden generar fuerzas capilares grandes. La presión capilar también se calcula como:

$$\square \quad P_c = P_{nw} - P_w$$

Donde P_{nw} es la presión de la fase no mojanante y P_w la presión de la fase mojanante.

1.2.10. Imbibición.

En un proceso de desplazamiento de hidrocarburos, dónde el medio poroso esta mojado por un fluido como aceite y coexistiendo con gas, que en este caso es llamado como el fluido no mojanante, aumenta su saturación disminuyendo la del gas. El fluido mojanante desplaza al fluido no mojanante.¹

1.2.11. Miscibilidad.

Miscibilidad es el fenómeno físico que consiste en la mezcla de dos o más fluidos en todas proporciones sin que se forme una interfase entre ellos. Se trata de un fenómeno físico y no químico, ya que no hay reacción alguna entre los fluidos, sin embargo, sí debe existir cierta afinidad química para que éstos sean miscibles.

La miscibilidad puede ocurrir sólo bajo ciertas condiciones de presión, temperatura y composición de las fases involucradas y no debe confundirse con el término de solubilidad. La solubilidad es la capacidad limitada de un fluido para disolverse en otro hasta alcanzar un punto de saturación, después del cual, ya no hay disolución. La miscibilidad, por otro lado, hace referencia a la condición donde los fluidos al mezclarse en cualquier proporción, incluso localmente en el yacimiento, coexisten en una sola fase. Para yacimientos petroleros, la miscibilidad está definida como la condición física, entre cual dos o más fluidos, que permite que ellos se mezclen sin la existencia de una interfase.

Dos son los mecanismos principales para generar miscibilidad:

- Miscibilidad de primer contacto
- Miscibilidad dinámica o de contacto múltiple

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

1.2.11.1. Miscibilidad de primer contacto.

El término miscibilidad de primer contacto, literalmente significa que al poner en contacto el fluido inyectado con el aceite crudo del yacimiento, se formará una sola fase en el yacimiento.

Este tipo de miscibilidad se alcanza cuando se tienen solventes o gases de inyección muy ricos en hidrocarburos o a muy altas presiones. Se incluyen aquí como fluidos desplazantes los hidrocarburos solventes, como el gas LP, el propano, keroseno, gasolina y alcoholes (alcohol metílico, etílico e isopropílico), que en virtud de que su costo y calidad es mayor y mejor que el aceite a recuperar, se inyectan al yacimiento como baches que son luego desplazados con otro fluido de bajo costo. Otros gases, como el dióxido de carbono o el nitrógeno, requieren altas presiones de inyección para desarrollar miscibilidad por este mecanismo.

1.2.11.2. Miscibilidad dinámica o de contacto múltiple.

La miscibilidad por contacto múltiple ocurre cuando el aceite crudo interacciona con el fluido de inyección por medio de la transferencia de masa entre el fluido de inyección y el aceite a través de un repetido contacto entre las fases mientras el frente de desplazamiento recorre el yacimiento. Generalmente, la miscibilidad por contacto múltiple se alcanza a presiones menores en comparación con la miscibilidad al primer contacto con el inconveniente de que requiere una mayor distancia a partir del pozo inyector para desarrollarse.

Nuevamente este proceso implica la ausencia de una interfase entre los fluidos y depende en gran medida la composición de las fases involucradas y las interacciones de transferencia de masa entre las mismas.

Los mecanismos por los cuales se puede obtener un desplazamiento miscible por múltiples contactos se pueden dividir en:

- Miscibilidad por vaporización de gas
- Miscibilidad por condensación de gas

Debe tomarse en cuenta que en el yacimiento, con frecuencia se produce la transferencia de masa entre la fase inyectada y los fluidos del yacimiento, sin embargo la miscibilidad sólo se desarrolla siempre y cuando se alcancen las condiciones óptimas de composición, presión y temperatura.

1.2.11.3. Miscibilidad por vaporización de gas o inyección de gas a alta presión.

La miscibilidad se consigue por la transferencia o vaporización in situ de los componentes livianos e intermedios del aceite hacia el gas de inyección, de tal forma que mientras el gas de inyección continúa su movimiento desde los pozos inyectores y va contactando el crudo, alcanza tal grado de enriquecimiento al haber evaporado suficientes hidrocarburos ligeros y genera una zona de transición miscible con el aceite virgen del yacimiento. La miscibilidad no se pierde mientras el frente continúe su avance en el yacimiento y la presión se mantenga.

El proceso requiere la inyección de un gas a alta presión que sea pobre en componentes pesados e intermedios o que sea un gas seco o inerte (metano, dióxido de carbono, nitrógeno, gases de combustión); el aceite por otra parte debe ser rico en hidrocarburos intermedios.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

1.2.11.4. Miscibilidad por condensación de gas o inyección de gas enriquecido.

La miscibilidad se alcanza cuando los componentes intermedios del gas de inyección se incorporan al aceite del yacimiento enriqueciéndolo en una cantidad suficiente para generar un frente miscible.

Este mecanismo es aplicable para gases de inyección con alto porcentaje de hidrocarburos intermedios y aceites con baja concentración de los mismos.

La inyección de gas enriquecido no es económicamente atractiva a consecuencia de la cantidad y calidad de fluido desplazante requerido para realizar dicho proceso, es por eso que en su aplicación se busca optimizar los volúmenes inyectados para obtener la máxima recuperación posible. En algunos casos se usa un tapón de metano enriquecido con etano, propano y butano y como desplazante un gas pobre o agua. La inyección alternada de gas junto con agua permite además controlar la inestabilidad del frente de desplazamiento y mejorar la eficiencia de barrido vertical.

1.2.12. Fundamentos del desplazamiento miscible.

Las fuerzas que principalmente actúan dentro del medio poroso son las fuerzas capilares, las fuerzas de gravedad y las fuerzas viscosas. En un proceso de recuperación, la eficiencia en el desplazamiento se determina por la relación entre ellas.

La gravedad actúa cuando las condiciones del yacimiento permiten el movimiento de los fluidos debido a diferencias de densidad. En procesos de desplazamiento con agua o gas, a bajos gastos de inyección la segregación gravitacional ayuda a mantener frentes de desplazamiento bien definidos y mejora la eficiencia de barrido.

Por otra parte, las fuerzas viscosas toman importancia en la movilidad de los fluidos. Debido a que la mayoría de los fluidos desplazantes son menos viscosos que el aceite del yacimiento, éstos se mueven más rápido y promueven la formación de frentes de desplazamiento no uniformes. Basta recordar que una razón de movilidades desfavorable resulta en la rápida surgencia del fluido desplazante en los pozos productores y en la reducción de la eficiencia de barrido.

Las fuerzas capilares también desempeñan un papel fundamental dentro del proceso de desplazamiento, ayudando o restringiendo la recuperación de aceite. Si bien se les considera como la causa principal de que grandes cantidades de aceite permanezcan en el yacimiento después de un proceso de inyección de agua, las fuerzas capilares pueden, igualmente, favorecer el desplazamiento del aceite en los canales de poro menos permeables contribuyendo a la recuperación y no al entrapamiento.

Desde los años sesenta se ha reconocido el papel que juegan las fuerzas capilares en el control de la eficiencia de los mecanismos de recuperación, la retención del aceite en la matriz del yacimiento y el control del movimiento de los fluidos.

1.2.13. Desplazamiento miscible.

El desplazamiento miscible es el método más eficiente de recuperación mejorada de aceite, teóricamente es posible lograr factores de recuperación de 100%.

Los procesos de desplazamiento miscible consisten en la inyección de un fluido a una Presión Mínima de Miscibilidad (PMM), necesaria para que el fluido desplazado y el fluido desplazante

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

lleguen a ser miscibles, de tal forma que al eliminar la tensión interfacial, la saturación residual de aceite disminuya a valores cercanos a cero en la zona barrida.

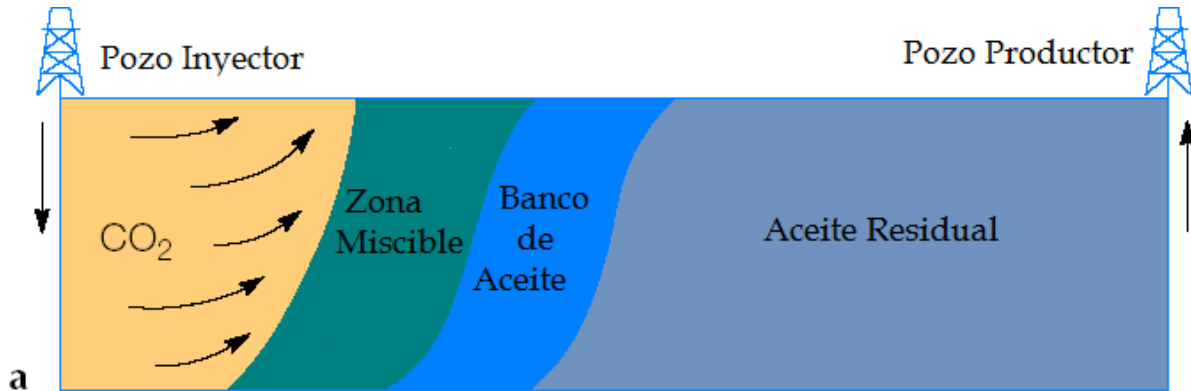


Figura 15. Ejemplo de un desplazamiento miscible ideal. El fluido desplazante forma un frente miscible que trabaja como un pistón para remover el aceite del yacimiento.

La inyección de un fluido miscible con el aceite del yacimiento da lugar al desarrollo de un banco de aceite seguido por un frente miscible que crece conforme el desplazamiento continúa. El aceite es entonces desplazado mientras la miscibilidad se mantenga resultando en eficiencias de desplazamiento microscópico próximas al 100%.

Según las características del yacimiento a ser intervenido, el fluido desplazante puede ser inyectado bajo los siguientes esquemas:

- Inyección continua. El fluido es inyectado de forma continua hasta que el proyecto deje de ser rentable.
- Inyección de un bache. Puesto que muchos de los fluidos de inyección son de alto costo y no pueden utilizarse para inyección continua, en ocasiones suele inyectarse únicamente un volumen óptimo para economizar el costo del proceso. Este esquema consiste en la inyección del solvente hasta que un volumen preseleccionado ha sido inyectado en el yacimiento y después un fluido menos costoso es usado como fluido desplazante.
- Inyección alternada. Consiste en inyectar pequeños baches de fluido miscible en alternancia con baches de un fluido desplazante de menor costo que mejore la eficiencia de barrido por medio del control de movilidad y estabilidad del frente de desplazamiento. Idealmente el segundo bache debe ser miscible con el primero para lograr un desplazamiento más eficiente.
- Inyección cíclica. También conocido como un proceso de Huff and Puff se aplica a yacimientos depresionados, donde el fluido es inyectado y producido junto con el aceite en el mismo pozo después de un tiempo determinado de cierre durante el cual, el aceite experimentará hinchamiento, reducción de la viscosidad y la tensión interfacial. Este

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

esquema de inyección puede ser considerado como un proceso de estimulación ya que sólo tiene impacto en los alrededores del pozo.

La eficiencia de un desplazamiento miscible, es controlada por, entre otros factores, la relación de movilidad, el efecto de la gravedad, la dispersión y la heterogeneidad del medio poroso.

1.2.14. Presión Mínima de Miscibilidad (PMM).

Evidentemente, el parámetro más importante a considerar para el éxito técnico cuando se piensa en procesos miscibles es la presión de inyección mínima requerida para desarrollar miscibilidad a temperatura de yacimiento. Esta condición se conoce como Presión Mínima de Miscibilidad (PMM) y en la medida que pueda ser alcanzada, el aceite remanente podrá ser desplazado hacia los pozos productores obteniéndose un incremento en la recuperación.

Los estudios de miscibilidad se han convertido en parte integral en el diseño de cualquier proyecto de inyección de gases. La información obtenida por medio de dichos estudios provee criterios para determinar el potencial de su aplicación además de funcionar como insumo para simular el comportamiento del yacimiento en respuesta a la inyección.

A continuación se presentan algunos métodos experimentales y analíticos para la evaluación de la PMM. Debe recordarse que el éxito de un proyecto de recuperación depende fuertemente de la calidad de la información disponible en la toma de decisiones, motivo por el cual, resulta obligado contar con fluidos representativos del yacimiento para los estudios experimentales o en su caso, información confiable de la composición y caracterización de los fluidos para el uso de métodos analíticos.

1.2.14.1. Métodos analíticos.

La PMM puede estimarse analíticamente a partir de correlaciones empíricas o de cálculos de comportamiento de fase.

El uso de correlaciones empíricas es relativamente sencillo aunque el valor calculado puede variar significativamente con el valor real, especialmente si la correlación se aplica bajo condiciones muy diferentes de aquellas en las que se basa dicha correlación. Esta técnica normalmente se usa para obtener estimaciones preliminares de la PMM o como criterio de escrutinio.

En segundo término se encuentran los cálculos del comportamiento de fases con ecuaciones de estado. Éstos proveen resultados más confiables con la desventaja de requerir una cantidad importante de información de composición y caracterización de los fluidos del yacimiento.

Es importante hacer notar que los cálculos son complejos y varían de autor a autor, además de que siempre requiere trabajo adicional para calibrar la ecuación de estado contra datos experimentales.

- Correlaciones empíricas.

Las correlaciones empíricas están basadas en un conjunto limitado de estudios experimentales y por lo tanto son aplicables bajo ciertas condiciones y dentro de un rango definido por el autor. En su mayoría, incluyen el efecto de la temperatura, el peso molecular de los componentes intermedios y pesados del aceite, densidad del aceite, etcétera; emplear una u otra, dependerá de la información disponible y de su adecuación al tipo de

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

aceite de estudio. Sobre decir que aquellas que consideran tanto la temperatura como la composición de los fluidos logran predicciones más exactas.

Si bien el uso de correlaciones permite determinar con rapidez la PMM, su aplicación deberá hacerse con reserva, recomendándolas únicamente para estudios de factibilidad ya que las pruebas de laboratorio siempre serán necesarias. A continuación se listan las correlaciones más comunes para calcular la PMM, algunas de ellas están definidas para gases específicos (nitrógeno, CO₂ puro o contaminado, etc.).

- ❖ Correlación de Benham.²
- ❖ Correlación de Stalkup.³
- ❖ Correlación de Glaso.⁴
- ❖ Correlación de Firoozabadi & Aziz.⁵
- ❖ Correlación de Cronquist.⁶
- ❖ Correlación Yelling & Metcalfe.⁷
- ❖ Correlación de Holm & Josendal.⁸
- ❖ Correlación del Consejo Nacional del Petróleo (NPC)⁹
- ❖ Correlación de Johnson y Pollin.¹⁰
- ❖ Correlación de Sebastian.¹¹
- ❖ Correlación de Orr (1983)¹²
- ❖ Correlación de Alston (1985)¹³

- Modelos composicionales.

Otro método analítico utilizado para la determinación de la PMM involucra el uso de modelos composicionales de comportamiento de fases. Éstos proporcionan información de las condiciones de miscibilidad termodinámica y se pueden usar con confianza una vez que se ajustan con datos experimentales.

Las pruebas experimentales requeridas incluyen una variedad de pruebas tipo, conocidas como pruebas de contacto múltiple que generan datos volumétricos y composicionales de la fase líquida y gaseosa resultante de la mezcla de los fluidos de interés. Estos resultados serán útiles para la evaluación y calibración del modelo de comportamiento de fases. Aunque las pruebas de un contacto no simulan el contacto continuo entre fases, como ocurre en los desplazamientos de gas-aceite, proporcionan datos valiosos para ajustar las ecuaciones de estado.

1.2.14.2. Métodos experimentales.

Los principales métodos experimentales para evaluar la miscibilidad a condiciones de yacimiento incluyen las pruebas de desplazamiento en tubo delgado (Slim Tube) y el método de la burbuja ascendente (Rising Bubble Apparatus).

- Prueba de desplazamiento en tubo delgado.
La prueba con tubo delgado es con frecuencia aceptada como la metodología estándar para la evaluación de la miscibilidad dinámica entre una corriente de gas y el aceite crudo del yacimiento. El método a grandes rasgos consiste en una serie de pruebas de desplazamiento de aceite por inyección de un gas o un solvente en un medio poroso no consolidado a temperatura de yacimiento y a diferentes presiones.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

El equipo experimental se compone de un tubo delgado en espiral con longitud de 6 a 40 metros y diámetro interior de 3 a 16 milímetros, debidamente empaquetado y caracterizado con arena Ottawa u otro material sintético para simular la roca del yacimiento. Un extremo del tubo se conecta a los cilindros de transferencia (uno de aceite y uno de gas), en tanto que el otro extremo puede ir conectado a una ventana de observación o directamente a un separador de fases para determinar el volumen, cambio composicional y propiedades de fluidos producidos. Todo el sistema de desplazamiento, de control de presión y equipos auxiliares se colocan en una estufa para mantener la temperatura constante.

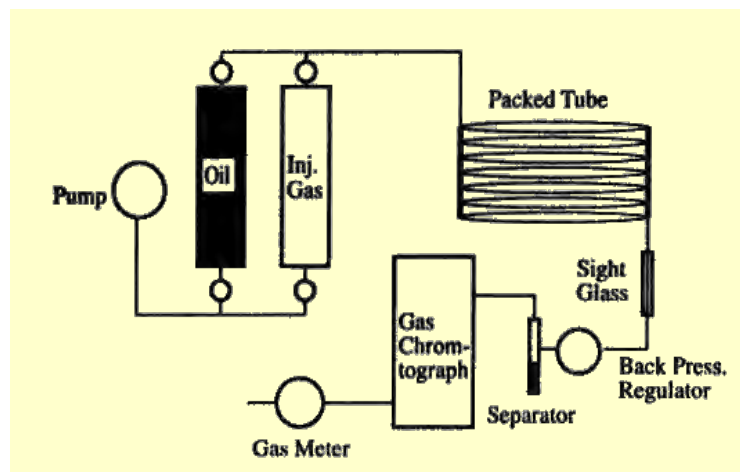


Figura 16. Diagrama del equipo de desplazamiento utilizado en las pruebas de tubo delgado. *ELSHARKAWY, A. M; et al; "Measuring Minimum Miscibility Pressure: Slim-Tube or Rising-Bubble Method?", 24114-MS, 1992.*

- Las condiciones de miscibilidad se determinan graficando la recuperación de aceite obtenida a distintas presiones de inyección (al menos cuatro valores), donde la PMM es la presión a la cual se recupera un 90% del aceite a 1.2 volúmenes de poro (VP) inyectados, de acuerdo con la definición Larry Lake¹³. Las presiones a las cuales se realizan los experimentos pueden proponerse con el uso de correlaciones.
- Otros autores definen que la PMM por contacto múltiple debe ser asumida como la presión de quiebre de la curva de recuperación contra presión, es decir, aquella presión donde la recuperación adicional no muestra un incremento significativo por incremento de presión.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

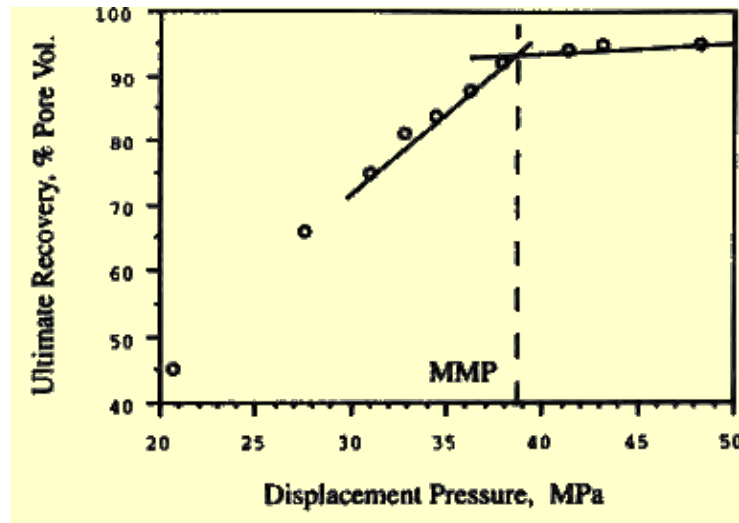


Figura 17. Determinación de la PMM, gráfico de recuperación final contra presión de desplazamiento. ELSHARKAWY, A. M; et al; "Measuring Minimum Miscibility Pressure: Slim-Tube or Rising-Bubble Method?", 24114-MS, 1992.

Cualquiera que sea el criterio utilizado para determinar la PMM, debe precisarse que el experimento está diseñado para representar un proceso de desplazamiento en una sola dimensión y evaluar el efecto de la presión (y en algunos casos la composición del fluido desplazante) en la recuperación de aceite.

Desde este punto de vista, la prueba del tubo delgado tiene varios inconvenientes. El primero es la insuficiente representación de la roca del yacimiento con un medio empacado. Además, cortas longitudes del tubo delgado restringen el uso de este método para analizar procesos múltiple contacto, ya que se requeriría una mayor longitud para desarrollar miscibilidad por este mecanismo. Es también importante considerar, que en estas pruebas, un gasto bajo y una tubería larga de diámetro pequeño son preferibles para evitar fenómenos de digitación, además de despreciar efectos de gravedad y de dispersión que están en efecto presentes en el yacimiento. Inclusive a lo largo de los años se han presentado una gran variedad de diseños y prácticas operativas para la realización de esta prueba, sin embargo no existe ni diseño, ni procedimiento, ni criterios estándar para estimar la PMM dificultando la reproductibilidad de los resultados en el laboratorio.

Otro inconveniente es que el experimento provee información acerca de la presión requerida para producir una alta eficiencia de desplazamiento del crudo en un medio poroso ideal y no es una media directa del comportamiento de fase entre el gas de inyección y el aceite crudo.

El método del tubo delgado también ha sido utilizado para determinar u optimizar la concentración mínima de componentes intermedios en el gas de inyección (Enriquecimiento Mínimo Miscible, EMM) para procesos por condensación del gas. El procedimiento es similar, con la diferencia de que en lugar de variar la presión, ésta se mantiene constante mientras la concentración de uno de los componentes del gas se incrementa para cada prueba. La siguiente figura muestra una gráfica típica de los resultados obtenidos para diferentes niveles de enriquecimiento del gas de inyección.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

El criterio para estimar el EMM es similar al utilizado para la PMM; será aquel donde la recuperación de aceite se aproxima al 100%, cuando se han inyectado 1.2 volúmenes de poro.

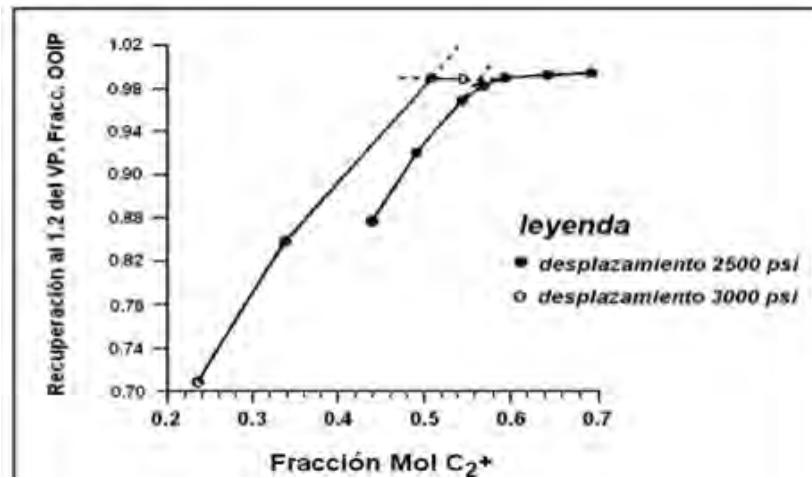


Figura 18. Gráfica típica de recuperación en función del nivel de enriquecimiento del solvente de inyección (Mansoori & Gupta). *ELSHARKAWY, A. M; et al; "Measuring Minimum Miscibility Pressure: Slim-Tube or Rising-Bubble Method?"*, 24114-MS, 1992.

- Método de la burbuja ascendente.

El método de la burbuja ascendente es otra técnica experimental comúnmente utilizada para estimaciones rápidas de miscibilidad entre un gas de inyección y el aceite de yacimiento. Desde su introducción (Christiansen, R.L. and Haines, H.K., 1987) se han presentado numerosos estudios que reconocen la precisión de los resultados obtenidos con esta técnica comparada con aquellas estimaciones producto de pruebas en tubos delgados.

El aparato de medición está compuesto de un tubo de vidrio (de 15 milímetros de base rectangular y 20 centímetros de largo) montado verticalmente en una celda de alta presión y alta temperatura, donde una mirilla y un sistema de iluminación permiten acceso visual al interior del tubo.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

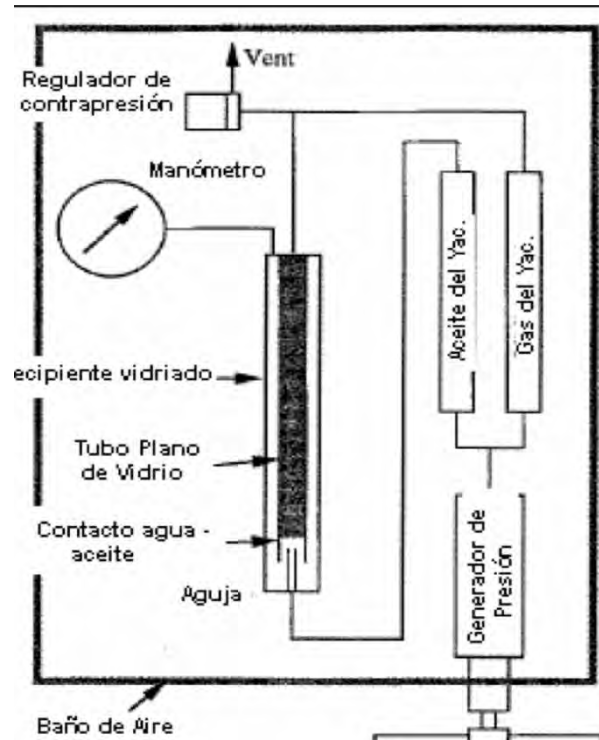


Figura 19. Diagrama esquemático del aparato para la burbuja ascendente. *ELSHARKAWY, A. M; et al; "Measuring Minimum Miscibility Pressure: Slim-Tube or Rising-Bubble Method?"; 24114-MS, 1992.*

El procedimiento de medición consiste en llenar la celda con agua destilada (dentro y fuera del tubo para igualar la presión) y luego inyectar aceite por la parte superior del tubo dejando un poco de agua en el fondo. El tubo de vidrio debe estar posicionado de tal manera que el gas de inyección pase a través del tubo.

Una vez que la celda y el tubo son cargados a la presión de prueba y temperatura de yacimiento, una burbuja de gas se inyecta desde la parte inferior del tubo. La burbuja se desplaza entonces a través del agua, atraviesa la interfase aceite-agua y después se desplaza por el aceite. La PMM se infiere a partir del comportamiento y cambio de forma de las burbujas de gas inyectadas a medida que éstas suben por la columna de aceite, obteniéndose un comportamiento distintivo en condiciones miscibles al deformarse o dispersarse en el aceite.

Debajo de la presión mínima de miscibilidad, la burbuja de gas conserva su forma o disminuye en tamaño al ascender por el tubo como resultado de la transferencia de masa entre el gas y el aceite. Por arriba de la PMM, la burbuja de gas desaparece en el aceite rápidamente, indicando el desvanecimiento de la tensión interfacial.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

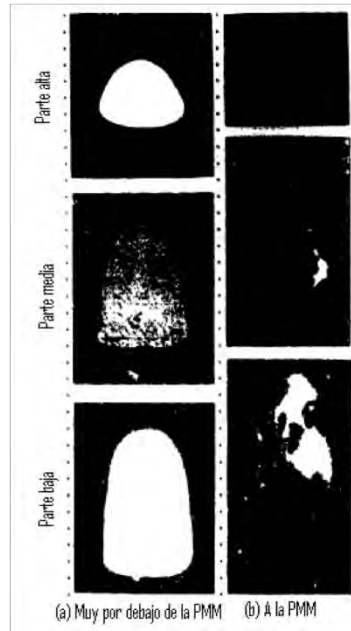


Figura 20. Comportamiento y cambio de forma de las burbujas en el aparato de burbuja ascendente para un mecanismo vaporizante. ELSHARKAWY, A. M; et al; "Measuring Minimum Miscibility Pressure: Slim-Tube or Rising-Bubble Method?", 24114-MS, 1992.

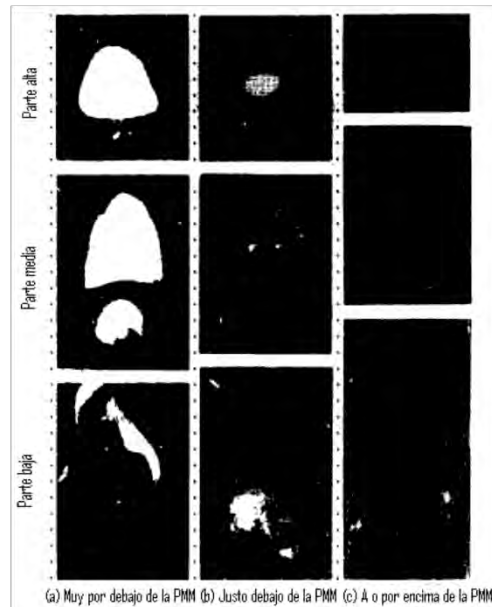


Figura 21. Comportamiento y cambio de forma de las burbujas en el aparato de burbuja ascendente para un mecanismo condensante. ELSHARKAWY, A. M; et al; "Measuring Minimum Miscibility Pressure: Slim-Tube or Rising-Bubble Method?", 24114-MS, 1992.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

Este método es considerablemente más rápido, barato y requiere de pequeñas cantidades de líquidos en comparación con las pruebas en tubo delgado, sin importar que se utilicen aceites pesados. No obstante, su limitante principal radica en la subjetividad asociada con la interpretación de la PMM y la reducida información cuantitativa respecto a cambios en la composición de los fluidos, la tensión interfacial y eficiencia de desplazamiento.

1.2.15. Inmiscibilidad.

Un proceso de desplazamiento en condiciones inmiscibles no es tan eficiente como un proceso miscible ya que no desaparecen los efectos de tensión superficial gas-aceite y hay retención capilar en el medio poroso al estar presentes más de una fase.

La inmiscibilidad es un fenómeno físico y no químico donde gracias a la interfase de dos sustancias una puede ejercer una fuerza de desplazamiento sin mezclarse o reaccionar a otra. Los procesos de inyección de agua y de inyección de gas, dentro de un esquema de recuperación secundaria, son procesos inmiscibles.

1.2.16. Razón de movilidad.

La razón de movilidad puede visualizarse como una medida relativa de aceite que se mueve delante del frente de invasión con respecto al movimiento de gas (fluido inyectado) detrás del frente, suponiendo que los gradientes de presión en ambas partes son iguales. Una razón de movilidad $M = 1$ indica que el aceite y el gas se mueven a la misma velocidad relativa. Cuando $M < 1$ el gas se mueve más lento que el aceite, conduciendo a altas saturaciones de gas a la ruptura y a altas eficiencias de desplazamiento. Para valores de $M > 1$ indican que el gas detrás del frente se mueve más rápido que el aceite que se encuentra delante del frente; la eficiencia de desplazamiento se reduce y el aceite que queda detrás se recupera después de haber inyectado gas en grandes cantidades.

$$\lambda_o = \frac{k_o}{\mu_o}$$
$$\lambda_g = \frac{k_g}{\mu_g}$$
$$M = \frac{\lambda_g}{\lambda_o} = \frac{k_g}{\mu_g} \frac{\mu_o}{k_o} = \frac{k_{rg}}{\mu_g} \frac{\mu_o}{k_{ro}}$$

Las ecuaciones anteriores son expresiones que representan: la movilidad del aceite, la movilidad del gas y la relación de movilidad durante un proceso de inyección de gas respectivamente.

1.2.17. Comportamiento de fase

Se comienza definiendo una fase. Una fase es cualquier parte de un sistema que contiene una sustancia homogénea que físicamente es distinta y que está separada por superficies fronterizas de otras partes del sistema. El cambio que existe entre las fases se llama comportamiento de fase y describe las condiciones de temperatura y presión para las cuales pueden existir las diferentes fases.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

Las diferentes fases se identifican por su volumen o densidad, en un yacimiento petrolero normalmente se encuentran la fase líquida (aceite crudo, condensado, agua) y la fase gas (disuelto en la fase líquida o libre).

Se puede entrar a detalle y describir cada una de las representaciones de las fases, diagramas y aspectos particulares de los cambios de fase presión temperatura y volumen, pero eso se dará por hecho, lo importante es hacer ver el concepto y como se involucra en una inyección de gases como método de Recuperación Mejorada.

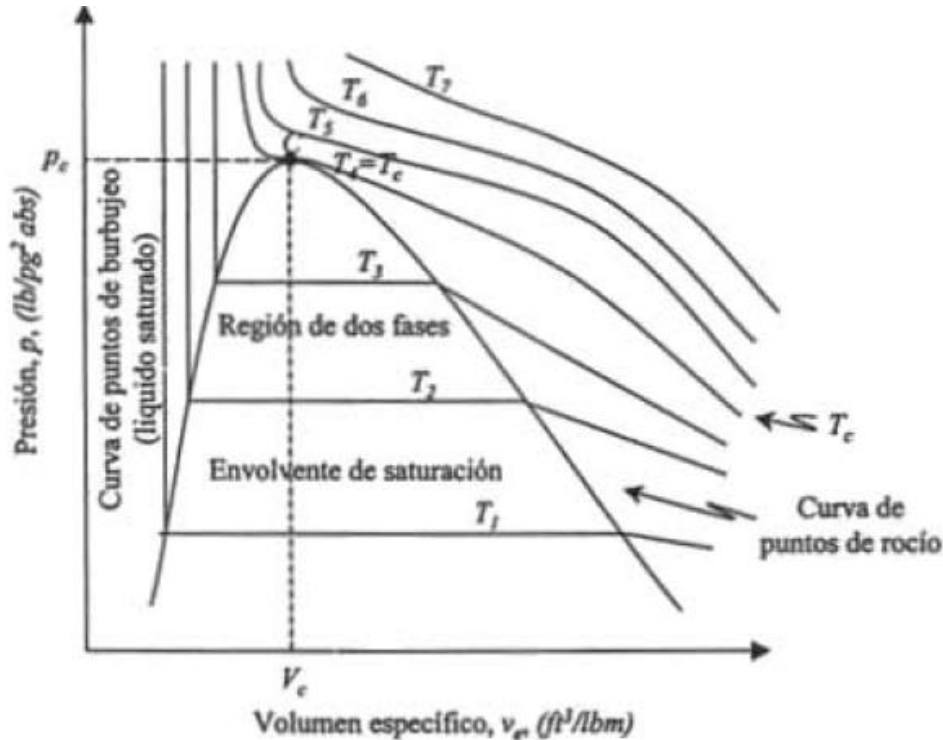


Figura 22. Diagrama de fase de una sustancia pura. *Ma. Rufina Islas Castelán. Conceptos Básicos de comportamiento de yacimientos. D.F. C.U. Junio 2006.*

De acuerdo al estado de fase original de un yacimiento, se debe actuar con cautela y seguridad para que el comportamiento de fase ayude al éxito del proyecto de recuperación, en el caso del aceite se debe evitar formar una fase gaseosa o lo que es lo mismo, cruzar del punto de presión de burbuja y de esta forma generar en el yacimiento dos fases.

En el caso de yacimientos de gas y condensado con inyección de gas, lo mejor será cuidar que el gas de inyección conserve condiciones miscibles para minimizar la cantidad de líquido formado por condensación retrógrada o en su caso incrementar la recuperación de líquidos por revaporización cuando la presión del yacimiento ya ha caído por debajo de la presión de rocío.

En el caso de los procesos de inyección de gases como el N_2 y CO_2 , es muy importante analizar su efecto en el comportamiento de fases, como para lograr condiciones de miscibilidad, como su capacidad de evaporar el condensado presente en el yacimiento y consecuentemente lograr una mayor recuperación de líquidos, que finalmente es lo más importante.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

2. Inyección de Gases.

2.1. Inyección de gases en yacimientos de gas y condensado.

Existen varios tipos de yacimientos en nuestro país, uno de ellos es el Yacimiento de Gas y Condensado, donde predominan los componentes ligeros regularmente, tienen un comportamiento ya provisto por diferentes estudios al pasar el tiempo desde su descubrimiento, las condiciones con las que depende su comportamiento y la obtención de los llamados condensados, son la presión y la temperatura que se encuentran a condiciones iniciales de presión y temperatura. Estas condiciones se describen perfectamente en un gráfico presión temperatura conocido por todos como diagrama de fase. En el momento en el que comienza el agotamiento de presión de manera isotérmica en el periodo de extracción de hidrocarburos en el yacimiento, llegando así a la presión donde aparece la primera gota de líquido, que es la presión de rocío, por debajo de esta, comienza la aparición de la condensación de líquido retrogrado. Este comportamiento es atípico ya que la aparición de una fase líquida debida a la expansión de vapor es un comportamiento irregular. Una de las preocupaciones de en la explotación de este tipo de yacimientos es que la saturación de liquido condensado puede implementarse en la región vecina al pozo como consecuencia de la caída de presión por debajo del punto de rocío, restringiendo en última instancia el flujo de gas, con esto también la pérdida de condensados ricos de componentes de gran valor económico.



Figura 1. Envolvente de fases típica para un gas y condensado. Li Fan, Et al. Revisión de los yacimientos de gas condensado. College Station Texas.EUA.2006.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

Existen principalmente cuatro alternativas de explotación en yacimientos de este tipo:

- Agotamiento hasta la presión de abandono.
- Mantenimiento total de la presión mediante la reinyección de gas.
- Mantenimiento parcial de la presión con inyección de gas.
- Inyección de gas después del periodo de agotamiento.

El agotamiento natural es el esquema más simple, la reinyección del gas natural es probablemente lo más usado, y aunque el mantenimiento de presión representa la mejor opción para maximizar la recuperación de condensados, no es del todo rentable.

Existen diversos problemas en el comportamiento de este tipo de yacimientos el más preponderante puede existir cuando se forma por primera vez en un yacimiento de gas, el líquido condensado que se mantiene estático debido a las fuerzas capilares que actúan sobre los fluidos.

Es decir, una gota microscópica de líquido, una vez formada, tenderá a quedarse atrapada en los poros o gargantas de poros pequeñas. Incluso en el caso de los gases condensados ricos, con una condensación sustancial de líquido, la movilidad del condensado, que es la relación entre la permeabilidad relativa y la viscosidad, sigue siendo insignificante lejos de los pozos. En consecuencia, el condensado, que se forma en la mayor parte del yacimiento se pierde en la producción a menos que el plan de explotación del yacimiento incluya el reciclaje del gas.

Una revisión en la literatura especializada permitió identificar las prácticas más comunes de recuperación en yacimientos de gas y condensado. A continuación se describen brevemente.

- Castelijn y Hagoort (SPE 11199, 1984), estudiaron la recuperación del condensado retrógrado en un medio naturalmente fracturado en función de la densidad de fracturas y la permeabilidad de matriz.
- Kossack y Opdal (SPE 18265, 1988), proponen evitar los efectos indeseables del nitrógeno (condensación prematura de una fase líquida en el yacimiento) mediante la inyección previa de un bache de metano donde si el bache es lo suficientemente grande, podría llegar a separar el nitrógeno del condensado y la recuperación será alta.
- Renner et al. (SPE 16714, 1989), demostraron que en experimentos de desplazamiento forzado en Berea, el gas natural fue mejor que el nitrógeno para recuperar un gas y condensado.
- Jones et al. (SPE 19113, 1989), proponen un proceso WAG para incrementar la eficiencia de barrido en un proceso de inyección cíclica del gas producido en un YNF de gas y condensado. Encontraron que el aumento de la eficiencia de barrido se produce principalmente porque el agua de alta viscosidad tiende a bloquear las zonas de alta conductividad obligando a que el gas invada los bloques de matriz.
- Siregar et al. (SPE 22360, 1992), encontraron que una alternativa económica a la reinyección del gas producido es el nitrógeno.
- Ahmed et al. (SPE 51050, 1998), proponen un proceso Huff „n’ Puff con CO₂, N₂ o gas producido para remover condensados en la vecindad del pozo (aún cuando el yacimiento esté por arriba de la presión de rocío). La formación de condensados alrededor del pozo se puede considerar como un tipo de daño que provoca una reducción en el flujo de gas.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

- Luo et al. (SPE 67283, 68683, 2001), realizaron un estudio experimental de revaporización de condensados por inyección de gases una vez que el yacimiento ha sido agotado y su presión está por debajo de la presión del punto de rocío.
- Jamaluddin et al. (SPE 71526, 2001), proponen la inyección de propano para revaporizar el líquido condensado y se demuestra que éste puede ser mejor que el CO₂ para tratar las vecindades del pozo.
- Ayala et al. (SPE 90010, 2004), analizaron los mecanismos de recuperación en un YNF de gas y condensado. Concluyen que la difusión molecular es un mecanismo importante especialmente para bloques de matriz de baja permeabilidad. El estudio se enfoca en entender los mecanismos que actúan en los bloques de matriz donde el gas almacenado sólo puede ser producido debido a los gradientes de composición y no por gradientes de presión.
- Al-Anazi et al. (SPE 90860, 2004), realizaron experimentos de inyección de metano para revaporización de condensados. Las pruebas consistieron en reproducir condiciones de despresurización por debajo de la presión de rocío hasta llegar a una saturación de líquido condensado residual. Se encontró que el metano evapora los condensados presentes eficientemente, sin embargo se requieren grandes volúmenes de inyección (entre 10 y 100 volúmenes porosos).
- Shadizadeh et al. (SPE 99647, 2006), realizaron la simulación y experimentos de inyección de gas producido y nitrógeno. Encontraron que el gasto de inyección es fundamental para evitar canalizaciones y optimizar el factor de recuperación.
- Adel et al. (SPE 104040, 2006), presentan un caso de estudio donde mediante simulación, comparan alternativas de desarrollo para un yacimiento de gas y condensado. Encontraron que la reinyección de gas representa una opción viable para lograr el mantenimiento de la presión y maximizar la recuperación de líquidos condensados.
- Linderman et al. (SPE 117952, 2008), proponen sustituir el gas producido por nitrógeno como gas de inyección en el yacimiento. El estudio está enfocado a utilizar el gas natural para venta y propone optimizar otros parámetros como gastos de inyección y perforación de pozos de desarrollo para compensar la reducción de condensados producidos al implementar la inyección de nitrógeno.
- Al-Abri et al. (SPE 124145, 2009), realizaron estudios de inyección de CO₂, metano y mezclas de ambos. Entre los resultados se menciona que la inyección de CO₂ en condiciones súper críticas ofrece las mejores condiciones de estabilidad capilar, eficiencia de desplazamiento (mejora la relación de movilidad y retarda la surgencia del CO₂) y recuperación comparada con el metano puro.
- Alajmi et al. (SPE 127557, 2009), realizaron un estudio paramétrico de la simulación de un YNF de gas y condensado. Encontraron que la saturación crítica de condensado y las curvas de permeabilidad de fractura tienen alto impacto en el factor de recuperación.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

2.2. Comportamiento de un yacimiento naturalmente fracturado de gas y condensado.

En el caso del comportamiento de los yacimientos naturalmente fracturados de gas y condensado, al disminuir la presión por debajo del punto de rocío, el condensado aparece primero en los canales de alta conductividad y alrededor de los bordes exteriores de los bloques de matriz. Si bien en las fracturas el condensado tiene gran movilidad, no es el caso de aquel presente en las fronteras de la matriz donde su presencia (a menudo en saturaciones menores a la saturación crítica) obstruye el flujo de los hidrocarburos en fase gas presentes en las partes internas de los bloques de matriz y obstaculiza su recuperación.

Se ha pensado que en yacimientos naturalmente fracturados la difusión molecular actúa como el principal mecanismo de recuperación, especialmente para yacimientos con bloques de matriz de baja permeabilidad. Aunque otros fenómenos como la reimpibición del condensado presente en las fracturas hacia la matriz y el drene gravitacional están presentes e impactan en la recuperación final. El drene gravitacional ha mostrado ser uno de los mecanismos más eficientes de recuperación de hidrocarburos para yacimientos fracturados, su eficiencia depende fuertemente del tipo de gas inyectado y su interacción con el fluido y la roca.

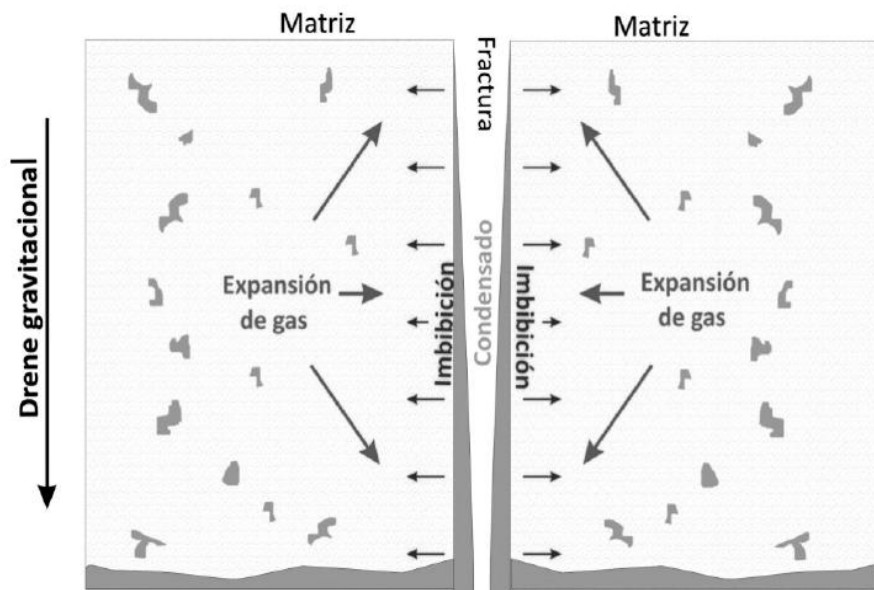


Figura 2. Mecanismos de recuperación en un sistema matriz-fractura para un yacimiento naturalmente fracturado de gas y condensado.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

La mejor descripción de un yacimiento de gas y condensado es su propio diagrama de fases (Figura 3). Un yacimiento de gas y condensado se define como aquel cuyo fluido tendrá un comportamiento retrogrado isotérmico de acuerdo al rango de presión de explotación, la composición y proporción de los hidrocarburos individuales de la mezcla, el contenido se encontrará en fase gaseosa a la temperatura y presión del yacimiento. La condensación se presenta cuando la temperatura del yacimiento se encuentra entre la temperatura crítica y la cricondenterna de la mezcla de hidrocarburos. En cuanto a la descripción física del diagrama, el punto crítico se encuentra a la izquierda de la cricondenterna y las líneas de calidad se inclinan predominantemente hacia la línea de puntos de burbuja. Un punto importante es que si la presión del yacimiento es superior a la presión de rocío de la mezcla, los fluidos se encuentran inicialmente en estado gaseoso. Ayudado con el gráfico 3 y la descripción de presiones correspondientes se podrá entender un poco mejor.

Se comienza con la presión inicial B, esta es la presión inicial con la que se comienza a explotar el yacimiento, una vez corriendo la explotación esta baja, recordemos que en la presión inicial el fluido existente en el yacimiento es gas seco o metano. Este tipo de producción permanecerá constante hasta que se llega a la presión B_1 que es la correspondiente al punto de rocío, una vez entrando al envolvente de saturación y de manera isotérmica se condensa líquido del gas, debido a esta condensación, la fase gaseosa se desprende de líquido, y este líquido que es condensado, en la roca del yacimiento se adhiere a las paredes de los poros y sin haber cambios de saturación dentro del envolvente, la RGA se verá afectada en la producción en superficie, donde la relación de líquido disminuirá y la relación gas aceite aumentará.

La condensación retrograda continua hasta alcanzar un volumen de líquido máximo del gas saturado que en el diagrama es representado por la presión B_2 , el rango de la presión B_2 a la presión B_3 que es la de abandono conforme se produce en superficie la RGA disminuye ya que las vaporizaciones de la condensación retrograda logra aumentar la relación de líquido y disminuir la de gas.

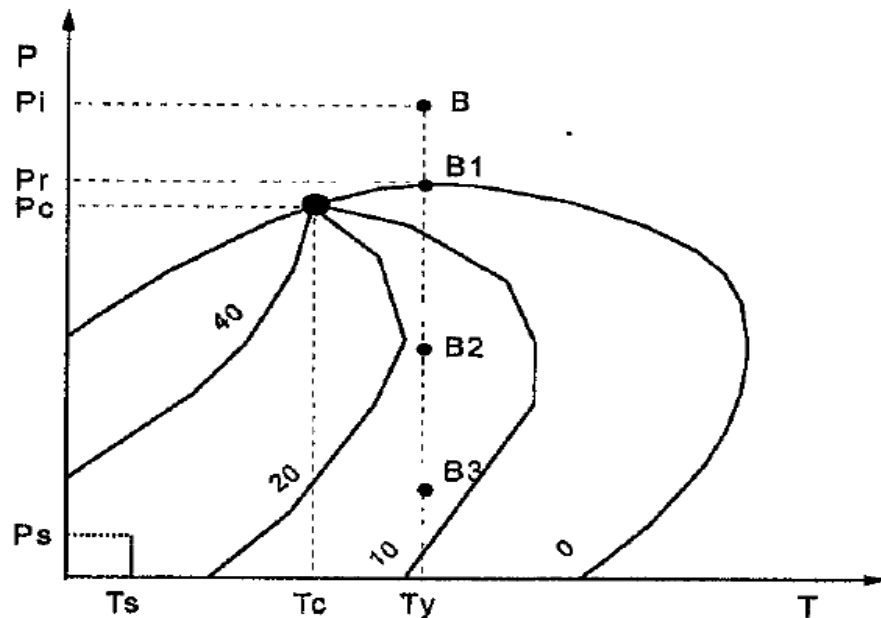


Figura 3. Diagrama de fase de un yacimiento de gas y condensado. *Cabra Garduza Carlos Mario. Recuperación Mejorada de Yacimientos de Gas y Condensado. México D.F. UNAM. 1999.*

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

.Características del fluido que se produce en un Yacimiento de Gas y Condensado:

- Los fluidos, tanto los que se introducen conjuntamente como los que se producen, penetran rápidamente en la región de dos fases.
- Llegan a la superficie con una RGA que varía aproximadamente entre 200 y 2000 [$p^3/b]$.
- La coloración del líquido es ligera casi transparente y varía, con densidad entre 40 y 60° API.
- La RGA es mayor a 5000 [$p^3/b]$ en casos de gravedad de 50° API.
- RGA superficial menor a 4000 [$p^3/b]$ y densidad en el tanque menor a 40°API.
- Cuando se tienen RGA arriba de los 100000 [$p^3/b]$ debe ser considerado yacimiento de gas y condensado.
- Las temperaturas iniciales de este tipo de yacimientos pueden ser inferiores a los 100°F con presiones por debajo de 2000 [lb/pg^2].
- La mayoría de los yacimientos de gas y condensado retrogrado, se encuentran en el rango de 3000-8000 [lb/pg^2] y 200-400°F.

La recuperación de los hidrocarburos de un yacimiento de gas y condensado depende en gran parte de mantener el gas en una sola fase. Para lograr esto, un fluido debe ser inyectado mientras continúa la producción procurando mantener la presión del yacimiento por arriba de la presión del rocío.

Un programa de inyección de gas, implementado tempranamente en la vida del yacimiento puede minimizar el problema de condensación retrógrada (especialmente cuando la presión del yacimiento original está sólo ligeramente por encima del punto de rocío), manteniendo la presión sobre el punto de rocío y desarrollando condiciones de miscibilidad. En los últimos años, han sido descubiertos en México algunos yacimientos de gas y condensado con presiones de saturación muy altas, por arriba de 5,000 [psi].

En estas condiciones, la implementación de un proceso de inyección se vería sumamente afectada por los altos costos en el equipo de compresión, como consecuencia, queda en duda si la reinyección de gas es aplicable, incluso a presiones por debajo del punto de rocío.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

2.3. Mecanismos de inyección de gases.

Los mecanismos de inyección, son aquellos fenómenos presentes que ocurren en una inyección de fluidos al yacimiento, en nuestro caso la inyección de gases a los YNF, donde el estudio comprende un medio poroso fracturado, permeable y homogéneo, estos fenómenos se presentan de acuerdo a la petrofísica del yacimiento, a las propiedades de los fluidos y al tipo de gas que se inyecte. Estos son:

- Difusión.
- Drene Gravitacional.
- Convección.
- Imbibición.
- Desplazamiento Forzado.

De acuerdo al orden anterior de los mecanismos, es la importancia con la que normalmente según los estudios de laboratorio y tomando en cuenta un análisis característico de tiempos en órdenes de magnitud, son seleccionados como los procesos más importantes durante un desplazamiento en un medio poroso fracturado, y con esto decidir la metodología a seguir de acuerdo a los resultados a obtener en la inyección. En el caso de la imbibición, el drene gravitacional y la difusión están referidos a la matriz de roca, y el desplazamiento forzado a las fracturas.

Para determinar el proceso más importante se utilizan 3 desarrollos completos:

- Ecuación de Darcy utilizada para obtener el tiempo de imbibición y tiempo de drene del medio poroso.
- Ecuación de Navier Stokes utilizada para desarrollar el flujo de Poiseuille y con esto determinar la caída de presión en la fractura. La caída de presión sucede por inyectar un fluido (gas), de viscosidad μ densidad ρ y existe una caída de presión ΔP a lo largo de las fracturas donde se presenta el desplazamiento forzado. El desplazamiento forzado no juega un papel importante en la extracción de aceite desde la matriz, pero es fundamental para entender el comportamiento del flujo de aceite en la red de fracturas.
- La segunda Ley de Fick, para comprender el estudio sobre el tiempo que tarda el efecto de difusión del mismo sistema matriz-poro.

Con ayuda de pruebas de laboratorio se encontró la dinámica del proceso en la que un fluido inyectado actúa con otro dentro de un sistema matriz fractura, esto quiere decir que la reacción de los fluidos en una inyección de gases a un yacimiento de aceite tendrá un comportamiento en cadena llevándose a cabo los tres mecanismos descritos; la Difusión, la Gravedad y la Convección, en ese orden. La Difusión afina los límites gas-aceite, la Convección mueve el aceite en dirección al desplazamiento con una velocidad promedio al de la velocidad del flujo en los bloques de matriz, mientras que la Gravedad mueve al aceite abajo dentro del bloque.

2.3.1. Convección.

Fenómenos como la convección suceden por el movimiento continuo de aceite en estructuras altamente permeables por el cambio de los gradientes existentes en el yacimiento, temperatura y presión principalmente, y de sus componentes químicos, ayudados por la gravedad. Los hidrocarburos, conducidos por las fracturas, primero horizontales y después por los canales

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

verticales con una relación directa con la matriz, se trasladan por sucesión de un aumento en particular, de temperatura. Sus propiedades como fluido no se alteran y no derivan de la profundidad en la que se encuentran.

Se tiene la existencia de dos tipos de aceite, uno menos ligero en la cima del yacimiento y otro más ligero en la base del yacimiento, esto no quiere decir que se tengan diferentes propiedades químicas, si no que con el cambio del gradiente térmico con motivo geológico y petrofísico, cambia la densidad del aceite y logra un movimiento continuo entre el aceite más denso de la parte superior del yacimiento con el aceite menos denso de la parte inferior del yacimiento, con esto se lleva a cabo un desplazamiento en una dirección, la convección actúa conduciendo los hidrocarburos a la par del desplazamiento en la misma dirección.

La definición exacta de la convección es; la tendencia que presenta el aceite contenido en la matriz, a moverse en la misma dirección que se lleva a cabo el desplazamiento. Funcionando como el transporte de especies por medio de las corrientes o movimientos del fluido.

2.3.2. Difusión.

La definición de difusión es: el intercambio de masa que se presenta entre el sistema de fracturas y el sistema de bloques de matriz, llevándose este por contacto directo. Es decir, el contacto entre el fluido inyectado y el aceite contenido originalmente en la matriz. Y más teórico; es el movimiento de átomos, moléculas o iones de una región de mayor concentración a una menor concentración sin requerir gasto de energía.

La difusión actúa cuando dos fluidos (aceite-gas) de diferente origen en un yacimiento naturalmente fracturado, interfieren en el mismo espacio, en el caso del aceite, es el contenido en el bloque de matriz y en el caso del gas, es el fluido inyectado para lograr el barrido conducido por las líneas de fractura, recordemos que los mecanismo no actúan solos, son fenómenos sucesivos.

Como ejemplo para la difusión hablemos de un yacimiento de gas y condensado dónde se inyecta gas seco como agente recuperador, este pasa por las fracturas llegando a la matriz dónde se encuentra el aceite (que tiene gas disuelto y gas liberado). El gas por difusión se alberga en el aceite existente en la matriz disolviéndose. Y hasta aquí, la difusión, ya que como lo mencionamos anteriormente al cabo de esta acción hipotética comenzará otro mecanismo como la convección.

Hay métodos para el cálculo o medición de este mecanismo llamado difusión, uno de ellos es el cálculo de tiempo, que puede proveer información sobre que tan conveniente puede resultar el uso de diferentes gases para recuperación de aceite, calcula el tiempo en que tarda la convección, es decir, en cuanto tiempo se logra el contacto entre ese gas con ciertas especificaciones y el aceite también con ciertas especificaciones afinando su contacto para que pueda actuar la convección.

Para el caso del fenómeno de la Difusión, este se modela con la segunda ley de Fick y para obtener el tiempo característico de éste, Adolf Fick¹ logró derivar en 1855 la ecuación diferencial que describe diversos casos de la difusión de materia o energía en un medio en el que inicialmente no existe equilibrio químico o térmico. Es necesario conocer dos conceptos muy importantes, la Difusión y la Convección:

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

La difusión implica, no sólo el movimiento al azar (movimiento Browniano) de las partículas hasta lograr la homogénea distribución de las mismas, sino también el homogéneo potencial químico. El tiempo característico de Difusión a calcular se modela con la segunda Ley de Fick:

$$\frac{\partial c}{\partial t} = D_c \frac{\partial^2 c}{\partial z^2} \dots\dots\dots(1)$$

C: Concentración
t: tiempo
z: Longitud
D_c: Coeficiente de difusión efectiva del medio poroso.

Tomando valores característicos respectivos:

C = C_c
t = t_c
z = L
D_c: Sustentado en la primera ley de Fick.

Se obtiene el tiempo característico para gas y liquido de difusión respectivamente partiendo de:

$$\frac{C_c}{t_c} \approx D_c \frac{C_c}{L^2} \dots\dots\dots (2)$$

Despejando **t_c**:

$$t_c = \frac{L^2}{D_g} \dots\dots\dots (3) \qquad t_c = \frac{L^2}{D_L} \dots\dots\dots (3^*)$$

La ecuación (1) representa la segunda Ley de Fick dónde las velocidades **V** son cero, la densidad **ρ** y **C** son constantes, y no hay reacciones químicas. Cabe mencionar que la densidad **ρ** no es tomada en cuenta en la ecuación (1) ya que es constante, esto significa que a través de los eventos de difusión esta no cambia su valor.

La Ecuación de la segunda Ley de Fick en su representación original en base molar es:

$$\frac{\partial_{xA}}{\partial t} = \nabla \bullet (D_{AB} \nabla_{xA}) \dots\dots\dots (4)$$

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

En base masa es:

$$\frac{\partial w_A}{\partial t} = \nabla \cdot (D_{AB} \nabla w_A) \quad \dots\dots\dots (5)$$

Para $\mathbf{V} = 0$; ρ y \mathbf{C} son constantes

Seguramente hay una pregunta importante en el desarrollo anterior, ¿cuál es el origen de la Segunda ley de Fick?, la respuesta es muy obvia, proviene de la definición de la primera Ley de Fick. La primera Ley de Fick para la difusión se define como la relación lineal entre la velocidad de difusión de una especie química (llámese gas ò liquido) y el gradiente de concentración local de esa misma especie. La relación es exacta para una mezcla binaria de gases, en el manejo de gases la primera ley de Fick se puede expresar de dos maneras:

- En base masa (ecuación 6)
- Base molar (ecuación 7)

dónde solo es válido para liquido en disolución (mezcla de gases y líquidos) y soluciones de sólidos (minerales sólidos en líquidos). Este par de ecuaciones también definen la conocida ley Cinética de los Gases, solo que escrita en términos de la primera ley de Fick, donde se usa el ya mencionado Coeficiente Binario de Difusión ò también llamado Coeficiente de Difusividad de masa D_{AB} .

$$j_i = -\rho D_{AB} \nabla_{m_i} \quad \dots\dots\dots (6)$$

$$J_i = -C D_{AB} \nabla_{x_i} \quad \dots\dots\dots (7)$$

En ambos casos el coeficiente binario de difusión es equivalente, pero no es igual, ya que el gradiente de densidad es constante para cada caso por separado, en un estudio evaluado conjuntamente no sería igual.

$$\nabla \rho \neq \rho \nabla_{m_i} \quad \dots\dots\dots (8)$$

Para ayudar al análisis ingenieril de difusión ordinaria en mezclas de gases que no tienen variación en peso molecular, es posible aproximar el valor de D_{AB} usando la ecuación 9, que calcula el promedio sobre las diferentes especies en la mezcla de gases en el estudio.

$$D_{AB} = \frac{(1-x_1)}{\sum_{i=2}^n \left(\frac{x_i}{D_{AB}}\right)} \quad ; \quad \mathbf{x} \ll 1 \quad \dots\dots\dots (9)$$

La ecuación trabaja mejor con mezclas de gases de combustión excepto aquellas que contienen apreciables concentraciones de H y H2.

El producto $(\mathbf{C} \cdot \mathbf{D}_c)$ y $(\rho \cdot \mathbf{D}_c)$ está en un orden de magnitud diferente para gases y líquidos. Las moléculas tratándose de una mezcla de gases ó en un liquido en solución solida, pueden difundirse por mecanismos de difusión ordinaria, manejada por la ley de Fick.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

Existen varios tipos de difusión en un proceso de mezcla de sustancias, y dependiendo del proceso que se esté evaluando se toman en cuenta, como: la difusión térmica usualmente insignificante comparada con la difusión ordinaria, por lo grande del gradiente de temperatura, lo mismo sucede con la difusión por presión, también los gradientes son bastante grandes, y por lo tanto se ignora.

2.3.3. Gravedad.

Es la diferencia de densidades existente entre el fluido inyectado y el aceite contenido en la matriz actuando como mecanismo gravitacional. La difusión afina los límites del aceite y el gas, la concentración de solvente cambia en la zona de mezcla desde la unidad a cero, la zona de mezcla se engruesa con el tiempo.

La convección mueve la mancha de aceite en dirección acorde al desplazamiento con la velocidad, la cual es igual al promedio de velocidad del flujo en los bloques, mientras que la gravedad, la cual es igual al promedio de velocidad del flujo en los bloques, mientras que la gravedad mueve la mancha de aceite hacia abajo dentro del bloque.²

En el estudio de gravedad o drene gravitacional como mecanismo de recuperación en una inyección de gases, prácticamente se viene a la mente que por el hecho del peso de cada fluido es porque se presenta dicho fenómeno y así es, se pueden presentarse ciertas variaciones, como que por la capilaridad de los poros varíe la manera en la cual ataca un determinado yacimiento, si la capilaridad de entrada es pequeña esta permitirá la entrada de fluido a la matriz debido a fuerzas gravitacionales, entonces a través de repetidos contactos entre el gas y el aceite dentro del bloque de matriz, la tensión interfacial entre el gas y el aceite puede reducirse y con esto permitir que más gas entre.

Hablando de un caso contrario, si la capilaridad es grande el fluido inyectado no puede entrar a la matriz, sin embargo, la tensión interfacial puede ser reducida por difusión molecular o por incremento de presión, reduciendo la fuerza capilar y potencialmente permitiendo la entrada de fluido a los bloques de matriz.

En la figura 1 se puede describir de una manera concreta el funcionamiento de los mecanismos de recuperación con gases definidos, como son Difusión, la Gravedad y por último la convección.

Se describe un yacimiento en el cual inyectaremos gas para lograr recuperación de aceite ubicado en los bloques de matriz, este corre por las fracturas hasta llegar a la mejor posición en la matriz, independientemente de lo descrito anteriormente sobre la capilaridad, el gas entra y logra la difusión con el aceite teniendo un intercambio molecular, más no químico, se disuelve, y logran ser una sola fase.

Después ayudado con la gravedad comienza el desplazamiento hacia abajo rotando el aceite con cambio de densidad gracias al gradiente térmico. Y por último aplica la convección completando el equilibrio del movimiento de los fluidos tomando una dirección en un solo desplazamiento, todo en un solo movimiento aunque no en un solo momento.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

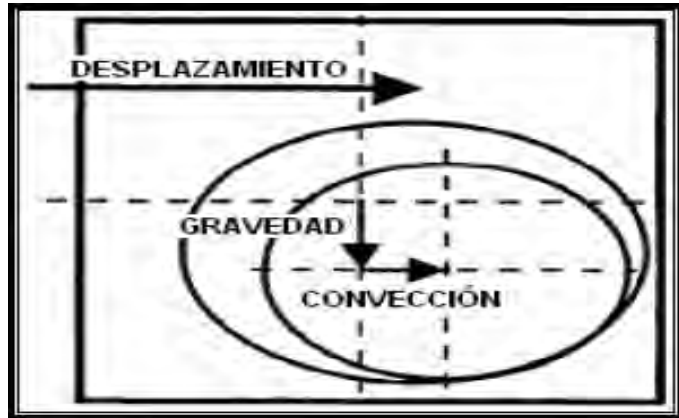


Figura 4. Efecto sobre los mecanismos sobre una masa de aceite. *Martínez Aguilar Francisco. Inyección de gases en estructuras porosas y vugulares en un proceso de recuperación mejorada. México D.F. C.U. Febrero 2010.*

Para el caso de drene gravitacional, dando por hecho que es el mismo estudio, refiriéndose claro al mismo sistema de roca poroso y permeable en el cual se utiliza la ecuación de Darcy en términos de orden de magnitud, la cual se representa de la siguiente manera:

$$U_{dg} = \frac{k\Delta\rho g}{\mu\phi} \dots\dots\dots (1)$$

Con la ec. (2), la ec. (1) cambia a sus valores característicos.

$$U_{dg} = \frac{L}{t_c} \dots\dots\dots (2)$$

Se sustituye la ec. (1) en ec. (2).

$$\frac{L}{t_c} = \frac{k\Delta\rho g}{\mu\phi} \dots\dots\dots(3)$$

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

Se despeja t_c [años]

$$t_c = \frac{\phi \mu L}{k \Delta \rho g} \dots\dots\dots (4)$$

ϕ [Fracción]

L [m]

μ [Pa/s]

$g = 9.81$ [m/s²]

$\Delta \rho$ [kg/m³]

ΔP_f que es la caída de presión entre los bloques de matriz, también llamadas fracturas, en este caso es despreciable por ser muy pequeño y se toma un $\Delta \rho$ para calcular el tiempo de drene gravitacional ya que es importante la diferencia que causa la densidad del fluido contenido y el fluido inyectado.

2.3.4. Imbibición

En un proceso de desplazamiento de hidrocarburos, donde el medio poroso está mojado por un fluido como aceite, específicamente en la matriz, e inyectando gas, que en este caso es llamado como el fluido no mojante, el aceite disminuye su saturación aumentando la del gas, una vez que el mismo gas ha recorrido las fracturas aumentando la saturación y disminuyendo la del aceite en las fracturas, pasa a la matriz, donde aumenta la saturación de aceite y disminuye la saturación del gas, todo esto en una sola dirección y en una sola etapa del desplazamiento, en resumen esto es llamado "Imbibición". El fluido mojante desplaza al fluido no mojante.

En otras palabras se logra un intercambio másico, donde existe un equilibrio, el cual se afecta con la inyección, pero gracias a la imbibición se logra recuperar y funciona como un ciclo total en la recuperación de aceite del yacimiento.

Para el caso de la imbibición, también existe una manera de encontrar el tiempo de efectividad o el tiempo de imbibición para medir la efectividad y encontrar resultados, esto con la ecuación de Darcy para flujo en dos fases (1):

$$U = -\frac{k}{\mu \phi} \left(\frac{\partial P_T}{\partial x} + \rho g \right) \dots\dots\dots (1)$$

Ya que sólo importan las fuerzas capilares:

$$\rho g = 0 \dots\dots\dots (2)$$

$$\Delta P_T = \Delta P_e + \Delta P_C \dots\dots\dots (3)$$

ΔP_e Presión dinámica ó presión externa totalmente "despreciable".

ΔP_C Presión capilar.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

Se recuerda que el estudio se lleva a cabo en la matriz del espacio poroso permeable, donde por cambio de presión a lo largo de este, no influye la segregación gravitacional, en el caso del cambio de presión total, sólo influye el cambio de presión capilar al avanzar el fluido ó mejor dicho aumenta la fase mojante en este caso el aceite.

Ahora se presenta la ecuación de Darcy en órdenes de magnitud (4), para incluir las definiciones de las ecuaciones (2) y (3).

$$U \approx \frac{k}{\mu\phi} \left(\frac{\Delta P_T}{L} \right) \dots\dots\dots(4)$$

Y como:

$$\Delta P_T = \Delta P_C \dots\dots\dots (3^*)$$

Entonces se sustituye ec. (3') en ec. (4) y se obtiene ec. (5)

$$U \approx \frac{k}{\mu\phi} \left(\frac{\Delta P_C}{L} \right) \dots\dots\dots (5)$$

De acuerdo a los valores característicos de **U**:

$$U = \frac{L}{t_c} \dots\dots\dots(6)$$

Se sustituye ec. (6) en ec. (5) y se obtiene ec. (7).

$$\frac{L}{t_c} = \frac{k}{\mu\phi} \left(\frac{\Delta P_C}{L} \right) \dots\dots\dots(7)$$

P_C se obtiene con ec. (8).

$$P_C = \Delta\rho g h_m \dots\dots\dots(8)$$

Donde:

h_m : Es la altura máxima del sistema roca en estudio.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

Se despeja t_c de ec. (7).

$$t_c = \frac{\mu L^2 \phi}{k P_C} \dots\dots\dots(9)$$

t_c : es el tiempo característico de imbibición dónde se interpreta el tiempo que este mecanismo físico logra terminar su proceso de acuerdo a las características del sistema de roca en estudio.

2.3.5. Desplazamiento Forzado.

Ocurre cuando en un medio poroso fracturado, el fluido que invade la fractura obliga al aceite contenido a desplazarse, en consecuencia de la mínima amplitud de la fractura y el aumento de presión al contenerse ambos fluidos.

El desplazamiento forzado no juega un papel importante en la extracción de aceite desde la matriz, pero es fundamental para entender el comportamiento del flujo de aceite en la red de fracturas. Para el cálculo del tiempo característico en el que ocurre el proceso de desplazamiento forzado se utiliza la ecuación de Poiseville:

$$D = -\frac{\partial P}{\partial x} + \mu \frac{\partial^2 U}{\partial y^2} \dots\dots\dots(1)$$

Esta ecuación tiene una solución del tipo:

$$U = U_x(y)$$

Al resolver la ec. (1), deben permanecer en términos de los valores característicos los parámetros específicos que se manejan, como por ejemplo:

$U_c \left[\frac{m}{s} \right]$ Velocidad característica del desplazamiento en la fractura, esto quiere decir velocidad de contacto entre Gas-Aceite del yacimiento.

La dirección en y .
 Longitud característica en $2d$.
X es la longitud **L**

$$\partial P = \Delta P$$

ΔP : representa la caída de presión a lo largo de las fracturas en el bloque.
 Los valores característicos con sus respectivas unidades:

$$U_c \left[\frac{m}{s} \right] \quad \Delta P [Pa] \quad x [m] \quad y [m^2] \quad \mu [P]$$

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

$$\frac{\Delta P_f}{L} \approx \mu \frac{U_c}{d^2} \dots\dots\dots(2)$$

La ecuación (2) representa la ecuación de Poaseville en términos característicos.

$$\Delta P_f \approx \mu \frac{U_c}{d^2} L \dots\dots\dots(3)$$

La ecuación (3) representa la ecuación de flujo de Poaseville para calcular la caída de presión ΔP entre los bloques de matriz (fractura). Las caídas de presión en las fracturas serán las que rijan el sistema completo y en el bloque de matriz se reflejarán los gradientes, los cuales ocasionarán flujo forzado.

Conociendo ΔP en el bloque poroso, se utiliza la ecuación de Darcy en términos de la velocidad del fluido:

$$U = -\frac{k}{\phi\mu} \frac{\Delta P_f}{L} \dots\dots\dots(4)$$

Ahora el tiempo que tarda el fluido en cruzar el bloque se calcula con la ecuación (5).

$$t \approx \frac{L}{U} \dots\dots\dots(5)$$

Despejando la velocidad del fluido de la expresión (5);

$$U \approx \frac{L}{t} \dots\dots\dots(6)$$

Sustituyendo la ecuación (6) en la ecuación (4) se obtiene la ecuación (7).

$$\frac{L}{t} = \frac{k}{\phi\mu} \frac{\Delta P_f}{L} \dots\dots\dots(7)$$

Despejando **L** se obtiene finalmente la ecuación (8).

$$t = \frac{L^2 \phi \mu}{k \Delta P_f} \dots\dots\dots(8)$$

t [años] **U** [m/s]
L [m] **K** [darcy]

La ecuación (8) representa el cálculo del tiempo que utiliza un fluido en atravesar un sistema poroso, cuando éste, efectúa un desplazamiento forzado debido a las caídas de presión.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

2.4. Gases de Inyección.

Los yacimientos de Gas y Condensado son muy especiales con respecto a los demás, como son el de aceite pesado o ligero, así como su comportamiento térmico y bórico distinto, y también los componentes que intervienen, que son en cantidad más ligeros con respecto a los pesados. Para realizar un desplazamiento miscible se debe tomar en cuenta todos los factores posibles, que hagan que el proyecto sea un éxito, como son:

- El comportamiento del yacimiento
- La calidad de la recuperación
- La cantidad de líquido de recuperación
- El gas disponible para inyección
- Las instalaciones adecuadas

sólo por mencionar las más importantes de manera general. El reto importante en la explotación de yacimientos de gas y condensado es evitar la pérdida de grandes cantidades de líquido retrogrado, por la disminución continua de componentes ligeros gracias a la variación de la presión en los procesos isotérmicos. Lo anterior se engloba en el simple hecho de conocer a la perfección las propiedades de los fluidos y comportamiento del yacimientos de gas y condensado. Al decir simple sólo es una manera de reducir las tareas a manejar para el éxito, ya que al parecer poder manejar tan solo la presión del yacimiento es bastante complicado y más en una inyección de gases, por el hecho de que suelen funcionar, dependiendo la variación importante de temperatura y presión.

¿Porque es importante detener la reducción de volatilidad del yacimiento?, porque son los componentes más ligeros, los que son de gran valor para la comercialización de hidrocarburos. Autores como Standind y Cols³ con excelente argumentación promueven el reciclaje de gas para yacimientos de este tipo combinando el agotamiento natural con la revaporización con inyección de gases para obtener un alza de líquido en la recuperación final del yacimiento.

Haciendo una combinación de estos métodos. Cook y Cols⁴ ilustran la importancia de la vaporización en la recuperación con condiciones favorables como una densidad API alta del fluido, presión alta al igual que la temperatura y por ultimo una buena eficiencia de barrido.

Algo muy importante en mencionar del reciclaje de gas es que es una operación bastante cara al igual que el manejo del gas, ya que tiene un proceso complicado que inhibe en alguna etapa la condensación retrograda.

Las principales ventajas de este método son:

- Altas recuperaciones de líquido
- Se inhibe la condensación retrograda
- El líquido saturado en el casquete asociado es recuperado en su mayoría.

Retomemos una parte fundamental de este trabajo describiendo el proceso a grandes rasgos. Se debe lograr una conducción de fluidos hacia el yacimiento durante el cual el fluido desplazado y el fluido desplazante llegan a ser miscibles en todas proporciones, al menos en una extensión local, la miscibilidad entre el aceite del yacimiento y un gas de inyección se dice que es conseguida cuando una sola fase en un yacimiento a condiciones críticas resulta de la mezcla de dos fluidos. Es claro que la naturaleza del fluido desplazante es de gran importancia en la recuperación de aceite del yacimiento, por lo que un fluido miscible con el aceite es deseable.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

Es importante tomar en cuenta que para estos procesos de inyección de fluidos miscibles, es conveniente el conocimiento de cómo lograr la miscibilidad, por ejemplo tener que inyectar un bache de solvente de volumen limitado dónde muy poco porcentaje del volumen poroso este barrido y que puede ser desplazado por un fluido más barato. También bajo ciertas condiciones de presión, temperatura y composición de fase, varios fluidos pueden llegar a ser miscibles con el fluido del yacimiento. Independientemente del estudio, sí se da el caso de que el fluido de desplazamiento miscible es un gas de alta movilidad, fenómenos tales como; digitación, segregación gravitacional o canalización pueden ocurrir y con esto disminuir o incluso eliminar el potencial del proceso y se comportaría como un proceso similar a la inyección de Agua.

El proceso de inyección de un bache se describe en los siguientes puntos:

1. Se inyecta una cantidad X de solvente Y exponiéndolo al contacto con el aceite con el cual es miscible.
2. Después se inyecta el gas Z que es inmisible, mínimo de primer contacto, con el aceite pero miscible con el bache Y.

Los sistemas cotidianos de desplazamiento son:

- Aceite, LPG, Gas.
- Aceite, Alcohol, Agua.

Un problema grave en la planeación de un desplazamiento por un bache miscible tiene que ver con el cálculo del volumen adecuado de este, si es menor al requerido causa riesgo de una Ruptura de Miscibilidad, y si es demasiado el volumen, causaría un elevado costo para el proyecto. En la recuperación mejorada para todos los tipos de yacimientos existentes, se requiere especial atención en la cantidad de componentes que intervienen, en el caso de los Yacimientos de gas y condensado que son la parte medular de este trabajo debemos poner atención preferente en los componentes ligeros donde su proporción principalmente el metano, también en los componentes intermedios como el etano y el hexano y finalmente los pesados como son el heptano y superiores al C₇+

En ese exacto orden, mientras se recuperen hidrocarburos con mayor volatilidad será mayor el valor del aceite. Entonces podemos decir que en una inyección de gas miscible dentro de un yacimiento de gas y condensado 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.

Siguiendo el proceso se espera que la fase gaseosa y parte de la fase de aceite no serán ampliamente separadas por una interfase y llegarán a ser entonces miscibles, un yacimiento como el de nuestro estudio requiere para la miscibilidad un gas de inyección seco y es por esto que el uso de Dióxido de Carbono CO₂ y Nitrógeno N₂ resultan aplicables.

Los gases de inyección utilizados para este trabajo son:

- Gas hidrocarburo
- Dióxido de Carbono
- Nitrógeno

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

Dos gases Inertes y un gas hidrocarburo son las herramientas utilizadas en este método de recuperación de inyección, los gases inertes son ideales ya que no tendrán una reacción con el aceite y el gas contenidos en el yacimiento. Y el metano tendrá un especial trato ya que con toda intención de lograr una miscibilidad directa será utilizado. A continuación describiremos cada uno de los gases de inyección, sus propiedades y resultados basados en pruebas anteriores.



Figura 5. Fuga de Metano del lecho marino. www.google.com/imagenesmetano

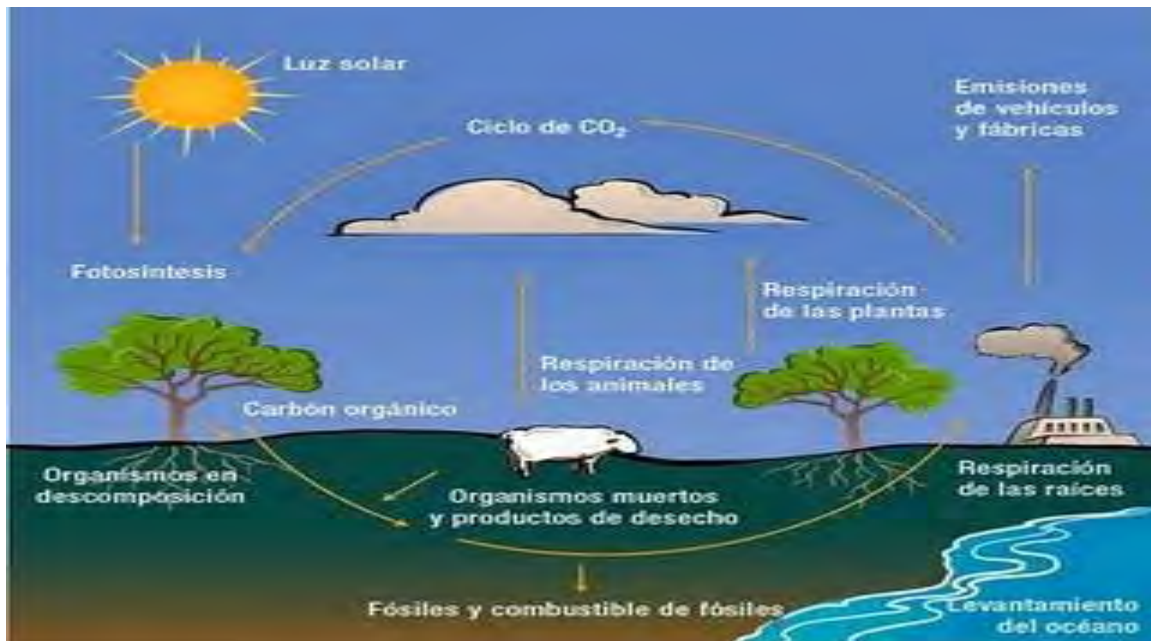


Figura 6. Ciclo del CO₂. www.google.com/imagenesco2.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

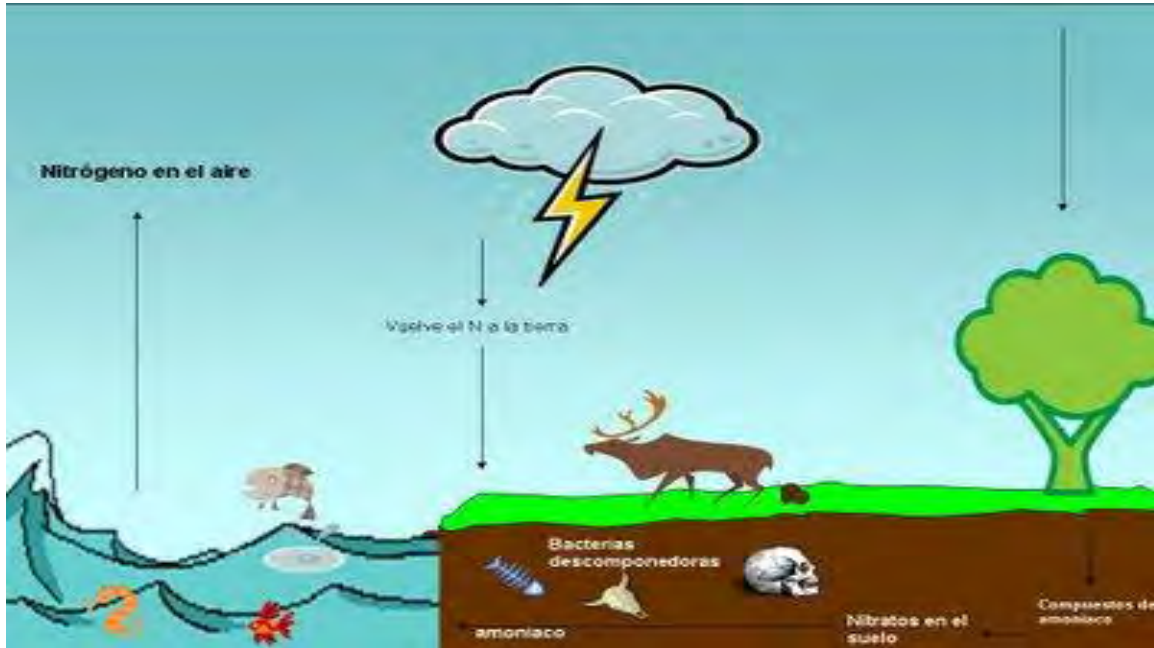


Figura 7. Ciclo del N₂. www.google.com/imagenesN2.

2.4.1. Dióxido de Carbono CO₂.

Uno de los gases inertes existentes en nuestro planeta, el "Dióxido de Carbono" de fórmula química CO₂, que es una molécula lineal conformada de dos átomos de Oxígeno y un átomo de Carbono, es inerte porque al mezclarlo en diferentes fases a temperatura y presión constantes o variables en diferentes sistemas, este no tiene un cambio químico en su estructura molecular, ni permite al mismo sistema hacerlo de igual manera. Es un gas incoloro e inodoro, con un rango de acides bajo, no inflamable. El CO₂ existe en el medio ambiente, lo producimos nosotros mismos al respirar, los animales, las plantas, los arrecifes, la tierra misma, puede coexistir en diferentes fases y condiciones de acuerdo a las características en que se requiera o se quiera simplemente localizar, unas de estas condiciones son las normales, presión mayor de las 65 [lb/pg²] y temperatura alrededor de los 21 [°C] donde es encontrado de manera gaseosa, también es soluble en agua cuando la presión se mantiene constante, pero cuando la presión desciende se unirá al ambiente dejando una masa de aire en el agua, también puede solidificarse a temperaturas inferiores de -78 [°C] y licuarse cuando se disuelve en agua. En la atmosfera se encuentra en una proporción de 0.03 a 0.04% en la composición del aire, es 1.529 veces aproximadamente más denso que el aire a condiciones estándares. Algo muy importante es que al elevar su temperatura de manera violenta por encima de los 2000 [°C] produce humos tóxicos de monóxido de carbono y reacciona con bases fuertes y metales alcalinos.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

Estado de Segregación	Gaseoso
Apariencia	Gas incoloro
Densidad	1.6 [Kg/m³]
Masa molecular	44.01
Gravedad Especifica	1.53 a 21 [°C]
Concentración en al aire	370.3 ppm
Estabilidad	Alta
Líquido	Presión <60.21 [lb/pg²]
Sólido	Temperatura < -78 [°C]
Solubilidad en agua	1.45 [Kg/m³] a 20 [°C]
Punto de ebullición	-57 [°C]
Estructura cristalina	Parecida al Cuarzo
Viscosidad	0.07 [cp] a -78 [°C]
Acidez (pka)	6.35 y 10.33

Tabla 1. Propiedades Esenciales del Dióxido de Carbono

Las principales fuentes de CO₂ para proceso de recuperación mejorada son:

- Plantas de carbón.
- Plantas de cemento.
- Plantas de procesamiento de gas natural.
- Plantas de amoniaco.
- Refinerías.
- Plantas de Etanol.
- Fuentes Naturales.

En México se obtiene de los complejos petroquímicos que producen amoniaco y los yacimientos de gas con alto contenido en CO₂. Por ejemplo la más importante proveedora de este gas puro es Cosolooaque, ya que representa el 90% o más de la producción nacional.

El dióxido de carbono se puede encontrar en diferentes fases; sólido, líquido, gaseoso y una fase densa/supercrítica, la densidad del dióxido de carbono a las condiciones del yacimiento es similar a la del aceite o puede ser mayor, cuando se tiene una relación comparativa de densidades entre el fluido desplazante y el desplazado, la eficiencia volumétrica de un desplazamiento miscible horizontal puede ser afectada por los efectos gravitacionales, por la canalización del fluido menos denso a través de las zonas de alta permeabilidad y conificación de los pozos productores.

En condiciones críticas el CO₂ se comporta como un vapor el cual incrementa su densidad al también incrementarse la presión, para su transporte se necesita que el CO₂ se encuentre en un estado de máxima densidad, como lo es en líquido.

La viscosidad es también importante ya que una muy baja ocasiona una relación de movilidades desfavorable durante el desplazamiento tal vez de 0.04 [cp] en rangos de 3000 [PSI]. El comportamiento de puede observar en la figura 7. La solubilidad del CO₂ es alta en el agua, por eso al inyectarlo una parte en un desplazamiento miscible se solubilizará en agua de formación o en el agua inyectada con el CO₂. En la figura 8 se proporciona el comportamiento de la solubilidad con el agua dulce, esta se incrementa con respecto a la presión, pero decrece como incrementa la temperatura. A medida que aumenta la salinidad del agua, la solubilidad disminuye.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

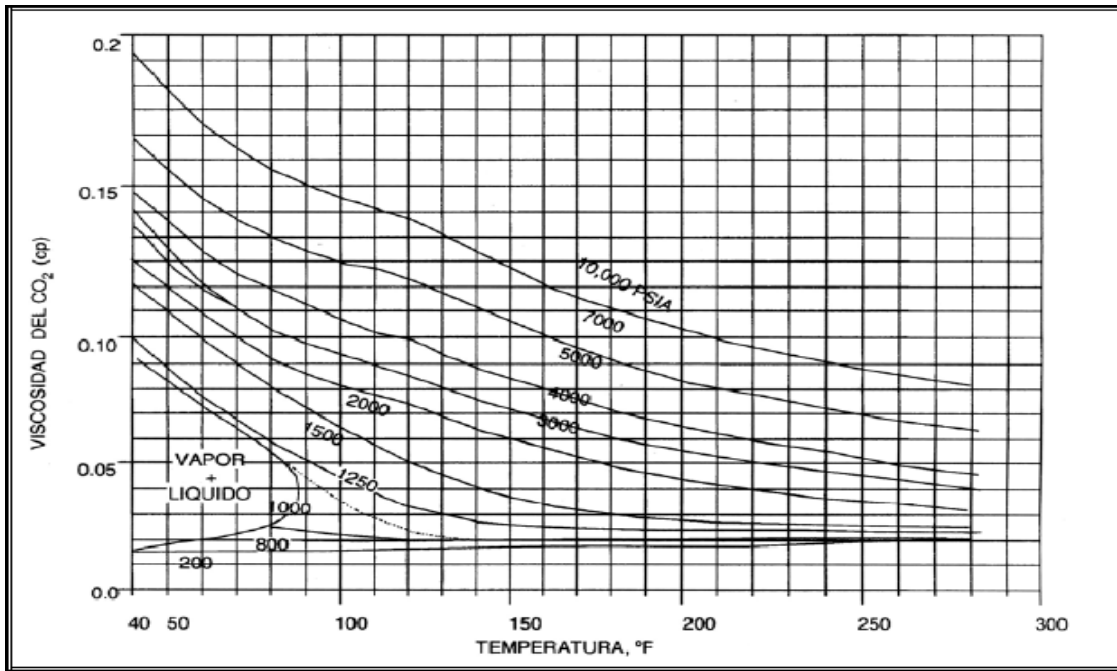


Figura 8. Diagrama de viscosidad de CO₂. Rubio Nava Omar. Descripción de la metodología para realizar un desplazamiento miscible con CO₂ en el laboratorio. México, D.F. UNAM. 2009.

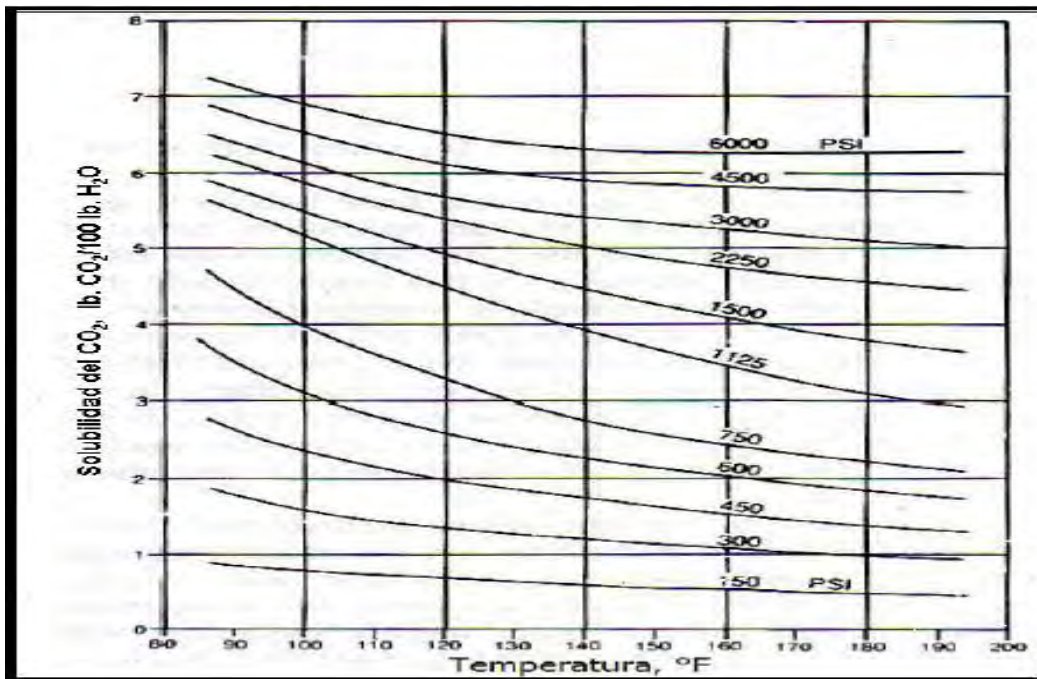


Figura 9. Diagrama de solubilidad del CO₂ en el agua. Rubio Nava Omar. Descripción de la metodología para realizar un desplazamiento miscible con CO₂ en el laboratorio. México, D.F. UNAM. 2009.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

Hace décadas, que se ha intervenido en la ejecución de proyectos de inyección con CO₂ en yacimientos Naturalmente Fracturados, al igual que en otro tipo de yacimientos, siempre con el fin de recuperar efectivamente una cantidad de aceite, en la cual con todo el presupuesto que se exige desde el inicio el manejo de este gas, desde su captación ó generación hasta su recuperación o separación del hidrocarburo en superficie, totalmente independiente con la técnica que éste se opere, logre superar la ganancia al costo.

Todos los experimentos se han conducido con un gran número de variantes, lo cual hace complicado un estudio común. Pero con todas las atenuantes y factores positivos se ha llegado a varias conclusiones al demostrarse que el CO₂ como un agente de inyección es capaz de recuperar grandes cantidades de aceite con resultados como:

- Utiliza un menor tiempo en proceso, tomado desde la inyección hasta su recuperación.
- Un costo económicamente atractivo con respecto a un proceso de recuperación secundaria.

La manera importante con la que opera físicamente, es que reduce la viscosidad y expande volumétricamente al crudo, con esto logrando considerablemente un aumento de recuperación de aceite. Estos efectos son detectados en pruebas experimentales en aceites densos y viscosos, pero de una viscosidad media, según las condiciones del yacimiento el CO₂ reacciona con algunos componentes del aceite para formar compuestos polares como ácidos orgánicos, que logran reducir la tensión interfacial, con respecto al gas contenido en el yacimiento, el CO₂ aumenta su solubilidad ya que cuando el gas natural se asocia al aceite contenido en el yacimiento, lo hace más fácil y rápido.

Debido a la demanda de gas seco y a los aspectos económicos que trae consigo la retención del metano en las operaciones óptimas de reciclaje, la búsqueda de mejores resultados en la inyección de gases inertes como el CO₂ constituye una alternativa excepcional por los grandes avances que constituye el reemplazo del vaciamiento durante el reciclaje de gas en yacimientos de gas y condensado. El dióxido de Carbono tiene mayor capacidad de miscibilidad con los fluidos del yacimiento, ya que tiene la capacidad para desarrollar miscibilidad de primer contacto, dependiendo del contenido de CO₂ del fluido de desplazamiento. Es muy importante recalcar el poder del CO₂ para promover la revaporización de condensado formado, también por su habilidad de acción solvente con los hidrocarburos, lo cual implica una disminución de la presión de rocío del fluido del yacimiento y consecuentemente, una mayor recuperación de líquidos.

Para entender las eficiencias de recuperación por la inyección de algún gas, es necesario entender el comportamiento de fases de los fluidos del yacimiento a medida que sufren cambios de presión y composición, cuando son mezclados con gases.

A continuación se proporcionarán situaciones físicas de resultado de la inyección de CO₂ miscible en Yacimientos Naturalmente Fracturados:

- Al inyectar CO₂ al fluido gas y condensado al yacimiento, la presión de rocío disminuye conforme el CO₂ aumenta logrando miscibilidad de primer contacto.
- En un estudio dónde se utilizaron los 3 tipos de gases disponibles para un proceso de recuperación mejorada se encontró que el CO₂ tiene una eficiencia casi del 100% en laboratorio, logrando ser así en promedio el mejor fluido de desplazamiento por su capacidad de ser miscible de primer contacto.

¿Qué es la revaporización. Con el propósito de estimar la vaporización del líquido retrogrado que se presenta cuando se inyecta gas a un yacimiento de gas y condensado, el cual se encuentra por

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

debajo de la presión de rocío, tres investigadores importantes Striefel, Ahmed y Cady⁵ en 1984, desarrollaron un modelo computacional en una sola dirección, con gases hidrocarburos y no hidrocarburos, todos los gases estudiados incrementaron la recuperación de condensado retrogrado debido a la revaporización del mismo, la habilidad de los gases inyectados para vaporizar componentes intermedios fue de un 70[% mol], esto constituye los remanentes más pesados. Con este modelo se corroboró que el metano es más efectivo que los gases inertes en vaporizar los componentes más pesados del condensado retrogrado. Al agregar una mezcla de CO₂ y N₂ mejora la vaporización de componentes pesados. A medida que la viscosidad del aceite se incrementa en relación a la viscosidad del Dióxido de Carbono, existe mayor tendencia del Dióxido de Carbono a canalizarse, o digitarse a través del aceite, causando la reducción del contacto volumétrico en el yacimiento. Una buena heterogeneidad del yacimiento y una tendencia normal de los fluidos inyectados a fluir, harán que dependa la relación de viscosidades si se encontrara que esta es desfavorable.

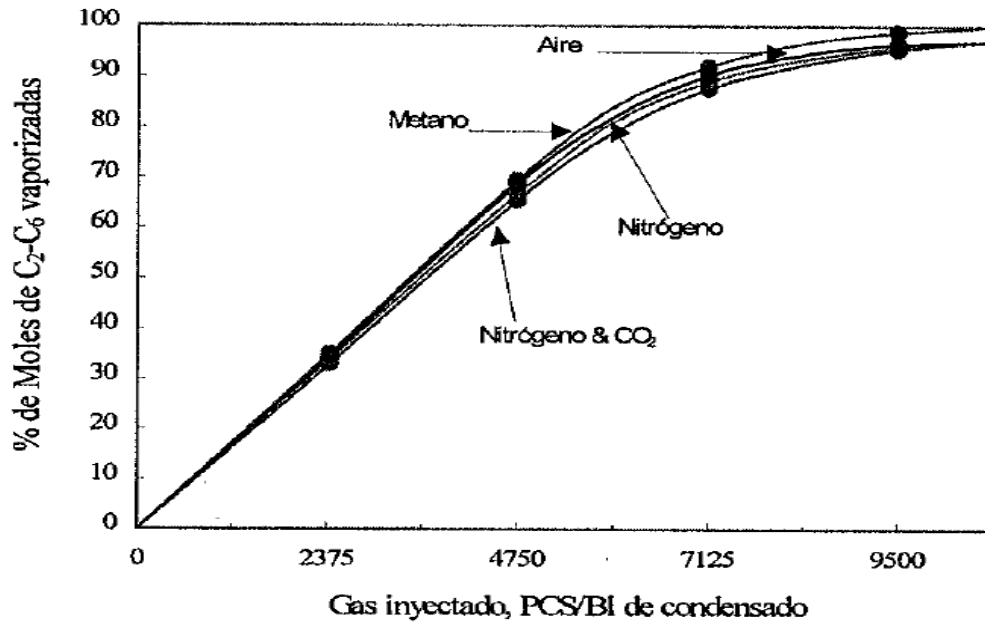


Figura 10. Vaporización de los componentes intermedios. Rubio Nava Omar. Descripción de la metodología para realizar un desplazamiento miscible con CO₂ en el laboratorio. México, D.F. UNAM. 2009.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

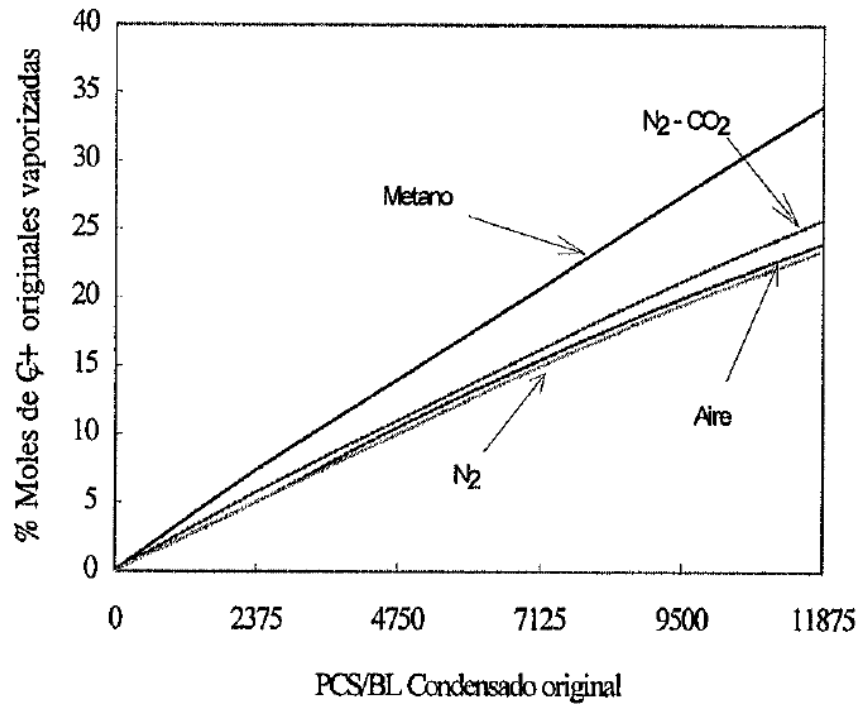


Figura 11. Vaporización de la fracción pesada. Rubio Nava Omar. Descripción de la metodología para realizar un desplazamiento miscible con CO₂ en el laboratorio. México, D.F. UNAM. 2009.

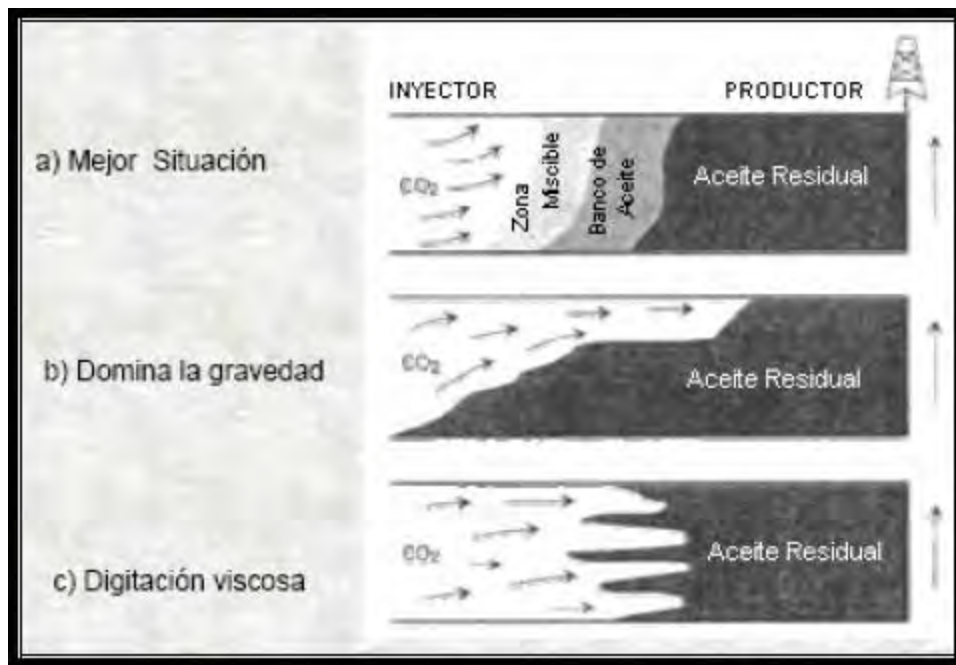


Figura 12. Influencia de la relación de viscosidades. Arriaga Balderas Erick R. Recuperación mejorada en yacimientos naturalmente fracturados. UNAM. 2009.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

2.4.1.1. Modos de inyección de CO₂ en un proceso de recuperación mejorada.

- Inyección continua de CO₂.
El CO₂ se inyecta continuamente hasta el final de la recuperación.
- CO₂ seguido de Gas seco.
Se inyecta el CO₂ una cantidad diseñada y después se adhiere una cantidad de un gas que necesite menos procesos totales y se utiliza como principal fluido de empuje.
- CO₂ y baches de solvente
Al inyectar CO₂ también se pueden incluir baches de solventes como H₂S y SO₂, para disminuir la Presión Mínima de Miscibilidad (PMM) entre el CO₂ y el aceite del yacimiento y para ayudar a mantener la miscibilidad a través del yacimiento.
- CO₂ y calor.
Calor y CO₂ pueden ser inyectados y actúan de manera que la combinación logre que la temperatura interactúe y logre una recuperación.

Para evaluar una posible inyección de CO₂ se evalúan las pruebas correspondientes en laboratorio y también con consideraciones teóricas, como:

- Información PVT
- Precipitación de asfaltenos
- Propiedades del CO₂
- Reducción de la viscosidad
- Hinchamiento del crudo.
- PMM

Como ya se ha mencionado el CO₂ es un agente de recuperación de aceite tanto en forma miscible como inmisible. Estos dos procesos dependen totalmente de la composición del aceite, así como de la presión y temperatura del yacimiento. Con CO₂ miscible más del 90% del aceite con el que entra en contacto puede ser desplazado.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

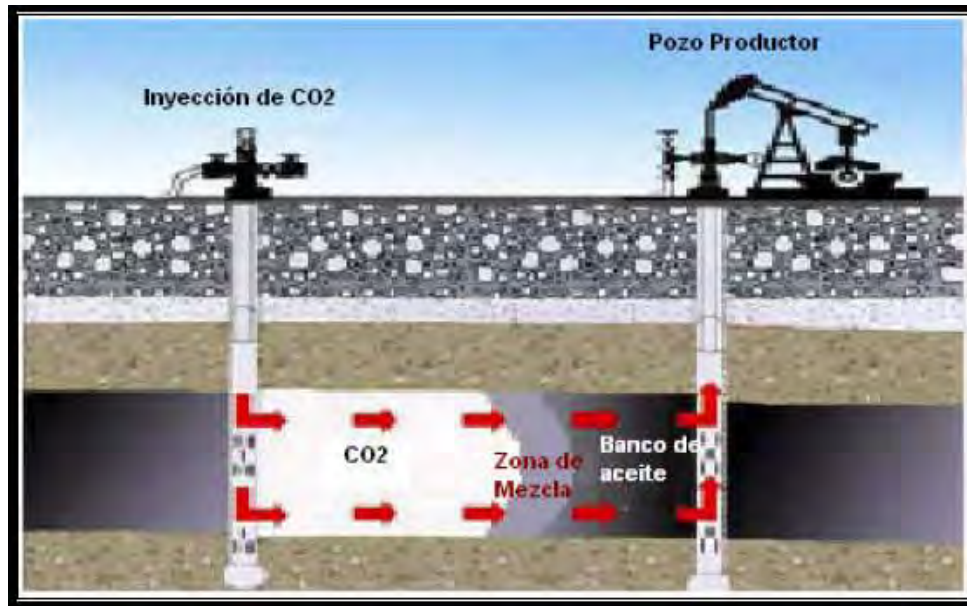


Figura 13. Desplazamiento CO₂ Miscible. Arriaga Balderas Erick R. Recuperación mejorada en yacimientos naturalmente fracturados. UNAM. 2009.

2.4.2. Nitrógeno N₂

El nitrógeno N₂ es un gas muy ligero no hidrocarburo que puede obtenerse de diferentes maneras, ya sea con tratamiento químico, en una planta, en la suma de varias plantas o en el medio natural. Su utilización y manejo tiene un proceso, tanto como su separación, tratamiento, transporte e inyección en el yacimiento, esto quiere decir que hasta que se esté aplicando en el yacimiento para la recuperación mejorada se tiene un proceso tan completo del manejo que se deben respetar normas ambientales, leyes de comercialización y el empleo del mismo. Por lo regular, se hace un análisis del costo de lo que significa la inversión de la inyección de nitrógeno en los procesos, ya que este gas es costoso. Con la inyección de nitrógeno en recuperación mejorada de hidrocarburos, la recuperación de aceite se obtiene por medio de los siguientes mecanismos:

- Vaporización de los componentes ligeros del crudo
- Generación de un frente miscible cuando la presión es suficientemente alta.
- Empuje por casquete de gas.
- Los hidrocarburos están siendo reemplazados por un fluido de bajo costo.
- Mejoramiento del drene gravitacional en yacimientos con echados fuertes, en condiciones miscibles o inmiscibles.

El aire consiste de aproximadamente 78% de nitrógeno y de 21% de oxígeno y 1% de otros gases, por esta razón es la principal fuente de nitrógeno. El tratamiento de este gas es un gran reto, básicamente la separación criogénica consiste en comprimir aire a una presión de alrededor de 10[atm] y luego por enfriamiento progresivo usando el efecto joule Thompson, llevarlos hasta -300 [°F] que equivale a -149 [°C]. A esta temperatura el aire se licua y permite su fraccionamiento y purificación. El nitrógeno puro se toma de la parte superior de la torre de destilación, pasándole

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

previamente por un intercambiador de calor, que lo lleva a una temperatura cercana a la atmosférica donde se comprime hasta la presión deseada. El esquema de este proceso lo podemos observar en la figura 13:

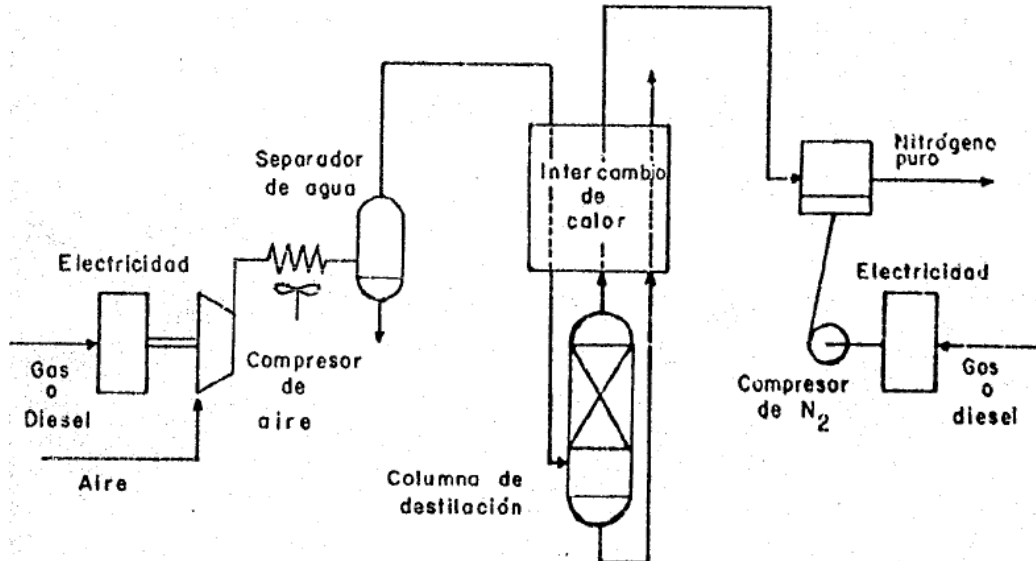


Figura 14. Esquema del proceso de tratamiento de Nitrógeno para inyección. Godoy Serrano Jahen. Inyección de N₂ miscible ku-maloob-zaap. F.I. UNAM. 2009.

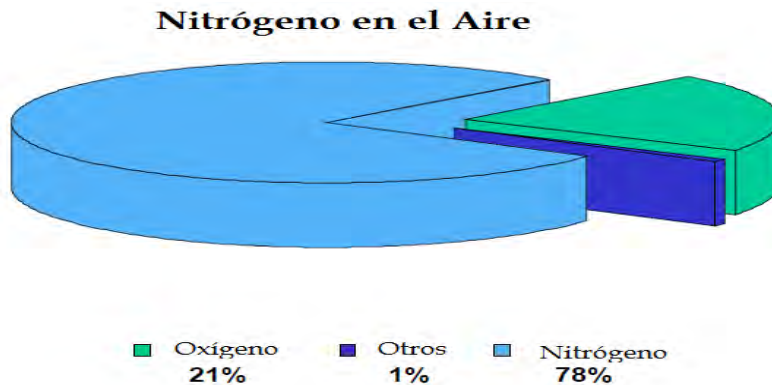


Figura 15. Composición del aire. Halliburton 2009.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

En estado natural aparece como un gas diatómico, inodoro, incoloro, insípido y no tóxico. En el enlace entre dos átomos de nitrógeno es muy estable, lo que explica que en estado molecular sea relativamente estable, sin embargo, el nitrógeno atómico reacciona con facilidad. Es un gas inerte, no metal, que constituye aproximadamente las cuatro quintas partes del aire atmosférico, si bien no interviene en la combustión ni en la respiración. En el aspecto químico tiene una elevada electronegatividad (3 en la escala de Pauling⁶) y 5 electrones en el nivel más externo comportándose como trivalente en la mayoría de los compuestos que forma.

# tabla periódica	7
Peso atómico	14,0067 [g/mol]
Estados oxidación	±3, 5, 4, 2
Punto de fusión	63,15 [K] (-210 [°C])
Punto de ebullición	77,344 [K] (-195,8 [°C])
Densidad	1,251 (Gas 273[K g/l])
Configuración electrónica	1s² 2s² p³
Propiedades ácido/base	Ácido
Estructura cristal	Hexagonal
Electronegatividad	3,04
Calor de vaporización	2,7928 [kJ/mol]
Calor de fusión	0,36 [kJ/mol]
Conductividad eléctrica	--
Conductividad térmica	0,02598 Wm⁻¹K⁻¹ (a 300 [K])
Calor específico	1,042 Jg⁻¹K⁻¹ (a 300 [K])
Primer potencial ionización	14,534
Volumen atómico	17,30 [cm³/mol]
Radio atómico	0,92 Å
Radio covalente	0,75 Å
Sintético	No

Tabla 2. Propiedades y características del Nitrógeno N₂.

Cuando se opta por la introducción de N₂ en un proyecto de recuperación mejorada, el principal objetivo es lograr una miscibilidad óptima con el fluido del yacimiento, con un yacimiento de líquido ligero en el caso del condensado del estudio, el proceso se encuentra en una disyuntiva de lograrla en primer contacto o como suele suceder que sea una miscibilidad condicional. Esto quiere decir que los fluidos no son miscibles al primer contacto, y al inyectarlo en el contacto se logran dos fases. Como sabemos los procesos de inyección operan para obtener su efectividad, sobre los componentes compatibles, "si podemos llamarlos así" absorbiéndolos uno a uno sobre uno al otro. Una vez que este proceso se lleve a cabo continuamente en este intercambio de componentes la mezcla llegará a ser miscible. Este proceso es muy complejo ya que depende de la composición del fluido del yacimiento, y sus condiciones normales del sistema que son:

- Presión.
- Temperatura.
- Interfase de transferencia de masa.
- Permeabilidades relativas.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

- Presión capilar.
- Gravedad.

Cuando se emprende la inyección con Nitrógeno se debe analizar por completo cada paso en el yacimiento, y se debe conocer que existen tres zonas a consecuencia dentro del sistema, por el hecho de que el manejo de N_2 requiere de presiones muy elevadas:

- Primera zona pertenece al N_2 .
- Segunda zona pertenece al banco de aceite y N_2 .
- Tercera zona es cuando se logra la miscibilidad entre ambos fluidos.

Para llegar a la tercera zona se requiere de un proceso que lleva tiempo y actúa según la composición del aceite, lo enriquecido del gas del yacimiento y la rapidez con la que estos intercambien componentes con el Nitrógeno.

Haciendo una suposición donde ya se encuentre en la tercera zona, donde el N_2 ya es miscible con el aceite, pues este puede desplazar de manera fácil el aceite, esto se logra por el desarrollo de un banco miscible a través de la vaporización de los componentes intermedios del aceite. Pero no solo se afecta la composición del aceite para que se logre la miscibilidad, por obvias razones se afecta también la del N_2 ya que sucede una transferencia de masa de los componentes intermedios a éste del aceite, el N_2 por esta razón adquiere una miscibilidad dinámica. Esta miscibilidad Dinámica ocurre como un preproceso para lograr la miscibilidad. En el caso cuando ocurre la miscibilidad específicamente ocurre una vaporización, esto quiere decir que después del intercambio de componentes ocurre una condensación de las masas moleculares intermedias más grandes dentro de la fase líquida a partir del gas enriquecido contenido en el yacimiento. En síntesis se recombinan gracias al proceso de vaporización-condensación del gas.

Los mecanismos que actúan en la inyección de Nitrógeno son:

- Decremento de la densidad del aceite.
- Incremento en la densidad de N_2 .
- Decremento de la viscosidad del aceite.
- Reducción de la tensión interfacial en la interfase.

En un proceso de inyección de Nitrógeno a un yacimiento de gas y condensado, dos autores muy importantes como Moses y Wilson⁷ desarrollaron las primeras investigaciones sobre el uso de los gases inertes como fluidos de inyección. Se realizaron estudios de laboratorio para comprobar que el N_2 era efectivo en el mantenimiento de presión del yacimiento y también para desplazar condensado, también se encontró que al agregar N_2 a una corriente de gas y condensado, se elevaba su presión de rocío, comparándola con un estudio de gas seco (metano). Vogel y Yarborough⁸ inyectaron N_2 en tres sistemas de gas y condensado para indicar que si se daba el caso de que el yacimiento fuera inicialmente saturado, inmediatamente una condensación de líquido ocurriría por la mezcla y si el yacimiento al inicio se encuentra en baja saturación entonces el N_2 se mezcla de manera regular sin condensar líquido. Sanger y Hagoort⁹ se dieron a la tarea de comprobar que la única manera de que el N_2 fuera utilizado en un proceso de inyección miscible era que solo podía ser de contacto múltiple siempre y cuando la presión inicial esté por debajo de la presión de rocío.

El problema que existe con el N_2 es que si se hace la inyección una vez que ya está saturado el yacimiento ocurre una fuerte depositación de líquido en la zona de mezclado, entre el fluido de yacimiento y el gas inyectado, lo cual reduce considerablemente la recuperación.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

En el caso de Nitrógeno existen dos maneras de desplazamiento, desplazamiento de manera inmisible y de manera miscible, como sabemos nuestro interés es el desplazamiento miscible, el primero solo en concepto en este trabajo fue descrito, la manera en la que actuara el nitrógeno miscible lo explicaremos a continuación ilustrándolo con la figura 14.

Primero ubiquemos el número de zonas en las que según el orden de miscibilidad va actuando con respecto a la inyección, estas son 4:

1. Nitrógeno y aceite sin miscibilidad.
2. Nitrógeno y aceite miscibles
3. Banco de aceite con sus componentes apropiados por N_2 .
4. Aceite a recuperar, líquido acumulado sin componentes intermedios.

1. El comienzo de la inyección de N_2 , es aquí dónde penetra el gas inerte y se encuentra con el aceite y el gas y como una nota importante de preferencia bajosaturado donde el gas esta disuelto en el aceite para que no haya retención de líquidos (condensados). Aquí se encuentra la llamada “zona virgen” los componentes se encuentran intactos, no hay ningún tipo de miscibilidad.

2. Ocurre la miscibilidad dinámica, en primer grado, los cambios de composición inician, aún no se vence la presión mínima de miscibilidad por completo, entre la primera zona y la segunda zona existen aún diferencias parciales de composición entre el N_2 y el aceite con el nuevo aceite de la zona 2 en composición. En esta etapa comienzan separarse los componentes intermedios del aceite encontrado en la segunda etapa, se presenta una disminución en la densidad del líquido y un aumento en la densidad del gas y esto continua hasta que cuando sus valores convergen se logra la miscibilidad pero hasta entrar a la zona 3.

3. En esta parte del proceso, se logra por completo la miscibilidad, se completa el intercambio de componentes intermedios de manera física entre el N_2 y el aceite del yacimiento, en esta zona es llevada a cabo una reducción en el ritmo de vaporización durante el avance del proceso de desplazamiento, hasta que la vaporización es reducida a cero por el consumo del total de los componentes intermedios.

La vaporización es más fuerte al iniciarse el proceso en el límite de la segunda zona, por lo tanto la composición original del aceite crudo es un factor clave para lograr miscibilidad en una temprana etapa del proceso de desplazamiento. Resultados de laboratorio concluyen que el factor más importante en el logro de la miscibilidad entre el N_2 y el aceite, es la cantidad de componentes ligeros e intermedios en el aceite. Una vez que se reduce la cantidad de metano en el banco N_2 -aceite se reduce la PMM agregando al mismo N_2 los componentes intermedios del aceite, haciendo vaporización por conducción de gas.

Una nota importante es que se reduce la digitación por viscosidad como consecuencia de la reducción de relación de movilidad.

4. El tamaño del banco miscible es directamente afectado por la temperatura y la Relación Gas-Aceite en solución, a mayor RGA mayor el incremento de componentes intermedios, por lo que más componentes intermedios estarán disponibles en el aceite crudo. Lo más importante es que se ha logrado el objetivo, la recuperación es inminente, aumenta la presión en el yacimiento, conjuntamente con el intercambio de componentes aumenta la temperatura, por el aumento de actividad molecular, la interacción entre las fases aumenta, también se hace una rápida vaporización del aceite crudo durante el desplazamiento de nitrógeno y un incremento en la constante de equilibrio¹⁰, lo que significa que la miscibilidad puede ser obtenida más rápidamente.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

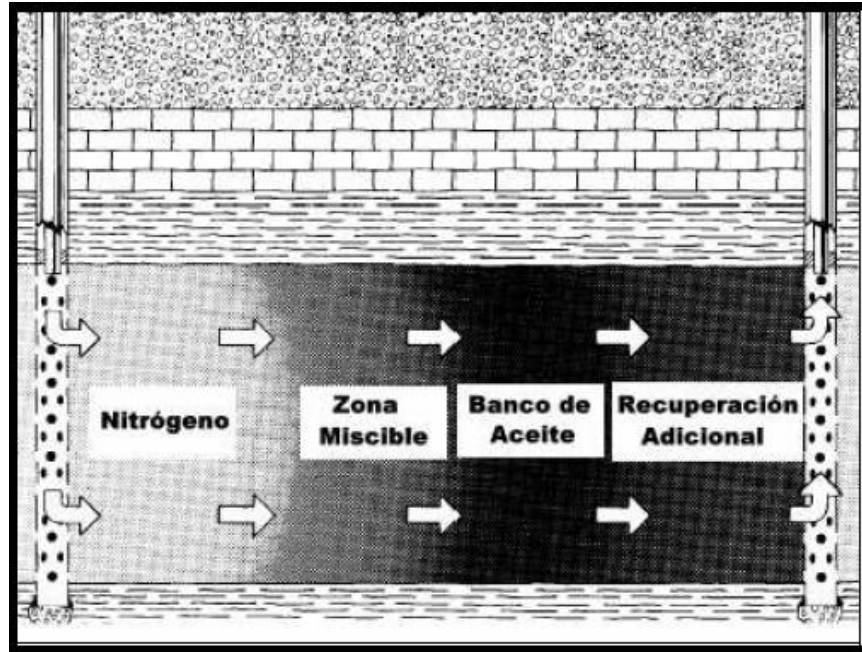


Figura 16. Desplazamiento miscible por Nitrógeno. *Arriaga Balderas Erick R. Recuperación mejorada en yacimientos naturalmente fracturados. UNAM. 2009.*

2.4.3. Gas Hidrocarburo.

Gas seco, metano ó también Gas Hidrocarburo, son los nombres con los cuales es nombrado este gas en los documentos, artículos y tesis, en la investigación de las diferentes aplicaciones de inyección para diferentes tipos de recuperación ya sea secundaria ó terciaria. La inyección de gas seco ha sido implementada mundialmente por mucho tiempo, para yacimientos de Gas y Condensado por su exitosa miscibilidad de primer contacto con los fluidos de este tipo de yacimientos. Normalmente su objetivo era el de mantener la presión para poder evitar que la presión del yacimiento fuera menor a la presión de rocío, esto para eliminar la posibilidad de saturar el yacimiento y evitar la condensación retrograda, ya que si no se logrará evitar que fuera menor a la presión de rocío se optaría poder incrementar la recuperación de líquidos por revaporización.

Por otro lado, existen problemas importantes de disponibilidad limitada del metano, el costo del gas es demasiado por el incremento de la demanda, en estos casos se debe optar por métodos como el reciclaje de gas hidrocarburo para poder operar, ya que la reinyección por un lapso de tiempo considerable esperando a que se comercialice y después se opere resulta incosteable.

Con todas esas atenuantes, resulta que la aplicación de este método de inyección suele tener resultados excelentes con un factor de recuperación muy cercano al 100%. Dos investigadores Smith y Yarborough¹¹ referidos en su totalidad a la investigación en la inyección de gases hicieron experimentos para comprobar la efectividad de la vaporización de liquido retrogrado en areniscas

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

por efecto de gas seco, se concluyo que los líquidos pueden ser revaporizados y que el gas inyectado se satura en un periodo muy corto de tiempo, una vez que se pone en contacto con el liquido retrogrado.

Existen un número variable de procesos para el uso de la inyección de metano, debido a los estudios que existen para lograr aumentar el factor de recuperación, en Yacimientos de Gas y Condensado existe una fuerte controversia, ya que algunos estudios han arrojado que el aumento de liquido en la zona retrograda repercute en la recuperación final de este de manera negativa, otra manera de hacer intervenir el uso del metano es alternando baches de diferentes concentraciones, y esto en función de los componentes intermedios del aceite en el yacimiento.

Uno de estos procesos es la inyección de gas enriquecido o gas condensante, consiste en usar un tapón inyectado de metano enriquecido con etano, propano o butano, seguido de gas pobre y agua. También existe el empuje con gas vaporizante o de alta presión, que consiste en la inyección continua de gas como metano y etano a una presión por encima de 2.900 [PSI], para formar una zona de miscibilidad, esta zona se alcanza en un punto más alejado del punto de inyección, a unos 100 pies antes de que el gas haya vaporizado suficiente C2 al C6 para ser miscible. Otro es la inyección usando solventes, se les llama solventes a la mayoría de los fluidos que son miscibles con el petróleo de manera parcial. El proceso de inyección de solventes es uno de los primeros métodos que se empleo para extraer aceite.

Este consiste en inyectar gas licuado del petróleo (LPG) en pequeños tapones y desplazarlo por medio de otro tapón de gas seco. Este mecanismo cumple funciones importantes como son la extracción del crudo, disolución, disminución de la viscosidad, incremento de líquido y el empuje por gas en solución, siendo el principal la extracción.

Entre los fluidos más utilizados en la operación se encuentran:

- Alcoholes orgánicos.
- Cetonas.
- Hidrocarburos refinados.
- Gas condensado de petróleo (LPG).
- Gas natural.
- Gas licuado (LNG).
- Dióxido de carbono.
- Aire.
- Nitrógeno.
- Gases de combustión.

Tal vez las dos desventajas importantes con el gas seco, es que su utilización es de alto costo y la disponibilidad de este fluido, por esta razón este proceso se considera como alternativa, para desplazar el aceite remanente dejado por los procesos previos dependiendo el alcance que este requiera.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

# de moléculas	5, C₁, H₄
Peso atómico	16.043 [g/mol]
Punto crítico	-82.7 [°C] a 666.42 [lb/pg²]
Factor de compresibilidad	1.013 [bar] y 15 [°C]
Densidad en el pto. ebullición	1.013 [bar] 1.819 [kg/m³]
Densidad	1.013 [bar] a 15 [°C] 0.68 [kg/m³]
Gravedad específica	0.55
Propiedades ácido/base	Neutro
Estructura cristal	Tetraedro molecular
Volumen específico	1.48 [m³/kg]
Capacidad calorífica	0.035 [kj/(molK)]
Capacidad calorífica a V=cte	0.027 [Kj/molK]
Viscosidad	0.0001027 Poise
Conductividad térmica	32.81 [mW/(mK)]

Tabla 3. Propiedades y características del metano CH₄.

El metano tiene una capacidad de evaporación muchas veces mayor que los gases inertes, a pesar del éxito que estos tienen en los procesos de inyección, en especial el CO₂, pero como ya se mencionó, se concluyó en estudios en paquetes de arena no consolidadas, que los líquidos pueden ser revaporizados y que el gas seco inyectado se satura en un periodo muy corto de tiempo, después que se pone en contacto con el líquido retrógrado. En la fase líquida se evaporan los componentes pesados, y estos determinan la cantidad total de aceite que será evaporado.

En conclusión el gas hidrocarburo es más efectivo que los gases inertes en vaporizar componentes más pesados del condensado. Por último, tomar en cuenta las diferentes opciones de inyección, depende primordialmente de un análisis técnico, el cual acusa el cumplimiento de los objetivos con los posibles diferentes resultados que puedan ejercerse, en este caso con los 3 gases y un caso a priori el resultado del uso de gas seco en donde aclaremos que este gas, su principal componente es el metano, y un análisis económico que acusa al proceso más efectivo, es el que reduce costos y aumenta ganancias.

Cuando se habla de inyección de gas en yacimientos de gas y condensado, se concluye que el método más rentable de operación de estos yacimientos, es el que puede dominar los siguientes factores:

- Características del fluido¹²
- Propiedades y composición de los hidrocarburos. (contenido de líquido en el gas del yacimiento).¹²
- Precio de los productos.¹²
- Valor de las reservas.¹²
- Productividad e inyectividad de los pozos.¹²
- Grado de heterogeneidad del yacimiento.¹²
- Instalación de la planta y costos de operación¹²
- Precio del gas.¹²

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

En el caso del reciclaje del gas seco para la inyección el primer problema que se presenta es que no se podrá disponer de él para su venta inmediata una vez que ha sido producido, pero en caso contrario, las operaciones de reciclaje en la mayoría de los casos es un éxito en la reinyección, pero costoso. Las operaciones de reciclaje y procesamiento de gas, requieren de desembolsos considerables, especialmente, en plantas de operación.

Cuando el yacimiento en estudio presenta condiciones favorables para la recuperación de condensados, es necesario realizar un análisis detallado para establecer la factibilidad del proceso.

Se debe emprender la comparación entre el valor de la recuperación adicional estimada de los líquidos debido al reciclaje con los costos actuales del proceso, tomando en cuenta, cuánto costaría en ese momento el gas hidrocarburo, ya que si es un valor alto comparado con un ínfimo valor de recuperación del yacimiento, no tendrá caso inyectarlo, también si no existe previamente una predicción acertada del comportamiento físico del yacimiento esto tenderá siempre a una incertidumbre dónde se puede salir perdiendo sin posibilidad de recuperación. La información para realizar dicha comparación, debe incluir programas anuales de producción y de volúmenes de inyección, derivados de las características físicas del yacimiento y de factores externos que afectarían los gastos de producción, así como también programas de inversión, precios anticipados de productos, costos de operación e impuestos.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

3. Simulación.

3.1. Simulador de Yacimientos Naturalmente Fracturados para Inyección de Gases.¹

3.1.1. Introducción.

En este capítulo de la tesis abordara el software; Fractured Reservoir Simulator for Gas Injection (Simulador de Yacimientos Naturalmente Fracturados para Inyección de Gases) versión 2.0 realizado por los autores Abbas Firoozabadi y Joaquim Moortgat (29 de mayo del año 2009), que se va a utilizar como objetivo principal en la realización de pruebas de inyección de gases en un yacimiento de gas y condensado naturalmente fracturado.

Este software es la segunda versión de FRSG, el cual simula el flujo composicional de yacimientos naturalmente fracturados en 2D, debido a los efectos de la Difusión estudiado por Adolf Fick, la segregación gravitacional y la composición de los fluidos. El código inicialmente fue escrito por el Dr. Hussein Hoteit quién está ahora con ConocoPhillips².

El programa se basa en los métodos MHFE (Elemento Finito Híbrido Mixto)³ y DG (Discontinuidad de Galerkin).⁴ El método MHFE se utiliza para aproximar la ecuación de presión y el método DG se utiliza para aproximar las ecuaciones de balance de materia o como comúnmente en lenguaje petroquímico se les dice “ecuaciones de balance de especies”.

Las fracturas son tratadas utilizando el modelo discreto de fractura, donde las fracturas en el espacio 2D están simplificadas por los elementos en el espacio 1D. Este estudio contiene un modelo mejorado auto-consistente para predecir los coeficientes de difusión de las mezclas multicomponentes, en función de la temperatura, la presión y la composición.

El programa puede ser ejecutado en dominios fracturados 2D con celdas estructuradas. Los cálculos están basados en una formulación en términos del logaritmo de la relación de equilibrio como variable principal, que es más estable que trabajar con números molares o fracciones molares. La razón es que estas últimas cantidades aparecen en los denominadores y podrían causar un problema mal condicionado cuando se convierten en cantidades muy pequeñas. Esta versión no es compatible con la presión capilar distinta de cero. (<http://www.rerinst.org/>).⁵

Ahora se describirá el manual de uso del simulador FRSG, que viene escrito en idioma ingles originalmente y que se tradujo, para que en el futuro los lectores puedan recurrir al uso de este software con ayuda de este documento.

Este manual fue publicado por Abbas Firoozabadi y Joaquim Moortgat el 29 de mayo del año 2009, como el volumen 2.0 del simulador FRSG.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

3.1.2. Manual de Inicio rápido.

La forma más rápida para empezar a utilizar FRSG es echar un vistazo en “Examples/directory”, donde se ejecuta con sólo hacer un clic en los archivos “FRSG_WINDOWS.BAT” incluidos, y revisando los datos de salida en “VisIt”⁶ o “TecPlot”⁷, se demuestran muchas de sus características. El archivo “Examples/folder” incluye un documento separado que describe su contenido.

En la sección 3.1.3 se describe con más detalle la estructura de FRSG, y la forma de configurar y comenzar una simulación, mediante la creación apropiada de archivos de entrada, que se describe en la sección 3.1.4.1, la descripción de los archivos de salida está en la sección 3.1.4.2. La última que es la sección 3.1.5 describe un uso más avanzado, esto incluye instrucciones sobre cómo compilar el código fuente en plataformas diferentes, con la ventaja de ser capaz de exponer algunas de las características indeterminadas de FRSG. Lo más importante, sin embargo, es que el código se debe ejecutar al menos dos veces más rápido cuando se compila con los ajustes de optimización adecuada. Esto último referido a la capacidad del procesador de la computadora, si es de 32 bits⁸ o 64 bits.⁹

3.1.3. Descripción

El programa está compuesto de 2 partes independientes:

1. **Rmesh**: Es un generador de mallas 2D para dominios fracturados usando elementos rectangulares.

Este programa tiene un archivo de entrada y dos de salida:

- Archivo de entrada:
 - ❖ *<name>.mesh*: contiene el dominio de la descripción geométrica.
- Archivos de salida:
 - ❖ *<name>.io_mesh*: Contiene la descripción de la malla (la conectividad de la matriz) necesitada por FRSG
 - ❖ *<name>_mesh.plt* es un archivo de los tipos “TecPlot” o “VisIt” que uno puede usar para revisar la malla.
Aquí se debe buscar la compatibilidad de las diferentes versiones de “TecPlot” y revisar que en algunas características de los datos de salida de viejas versiones, solo permiten análisis nodal de la malla, ya que FRSG calcula los resultados del centro de la celda. Los vértices de la malla en los datos de salida son los centros de las celdas de la malla simulada.

2. **FRSG**: Contiene el código fuente para resolver las ecuaciones de flujo de la difusión y la convección. Los archivos de entrada y de salida son los siguientes (los detalles se explicaran más adelante):

- De entrada:
 - ❖ *<name>.io_mesh*: Es el archivo de la malla creada por **Rmesh**.
 - ❖ *<name>.in_fluid*: Contiene los datos del fluido.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

- ❖ *<name>.in_unit*: contiene los datos del yacimiento y opciones de ejecución.
- De salida:
 - ❖ *<name>.nb.plt*: Contiene datos 2D para la geometría de la malla, presión, saturación, composiciones, viscosidad del gas y del aceite, coeficientes representativos de la Difusión, densidad másica del líquido y del gas y velocidades. La visualización grafica de estos archivos necesita de “TecPlot” o de “VisIt”. La regularidad con la que los datos se imprimen esta numerado por “_nb” y puede ser especificado en *<name>.in_unit*.
 - ❖ *<name>_bal.xls* o *<name>_recovery.csv*³: Contiene la recuperación de aceite (fracción inicial del aceite insitu) contra tiempo y el volumen de poro inyectado (PVT, calculado en la presión inicial del yacimiento en el fondo) componentes producidos, las presiones en la producción y los pozos inyectoros, así como en general el error en el balance de materia.

El código está escrito en Fortran 90 y organizado para usar diferentes clases de módulos. La organización del programa es la siguiente:

- **Geo/** contiene subrutinas y datos relacionados a la malla (conectividad de la matriz, números de celdas etc...). En este modulo “*mod_mesh.f90*”, el archivo de entrada *<name>.io_mesh* es leído.
- **Fluid/** contiene subrutinas y datos relacionados a los datos del fluido. En esos modulos “*mod_fluid.f90* y *mod_init_data.f90*”, los archivos de entrada *<name>.io_fluid* y *<name>.in_init* son leídos. “*mod_init_data.f90* puede contener algunas banderas que pueden ser cambiadas para usar características ocultas extras o de manera alternativa en la construcción del código fuente. Algo de esto puede ser discutido en la sección 3.1.5. Este directorio también contiene las rutinas que calculan la ecuación de estado de Peng-Robinson¹⁰ y las viscosidades.
- **Diff/** calcula los coeficientes de la difusión molecular basados en el trabajo de Leahy-Dios and Foroozabadi, 2007.
- **Dgm/** Contiene las subrutinas para los métodos “MHFE” y “DG”, para calcular los flujos de difusión y convección “*mod_comp_fluxes.f90*”, la construcción de los sistemas lineales para las presiones “*mod_comp_matrix.f90*” y “*mod_inv_bk.f90*”, la actualización de la ecuación de transporte “*mod_comp_flow*” y para estabilizar el esquema a través de la pendiente limitante “*mod_slope_limiter.f90*”. Más variables globales están presentadas en “*mod_variables.f90*” con algunas ya definidas en (*Geo/mod_mesh.f90*, “*mod_mesh.f90* y “*mod_init_data.f90*”).
- **Comm/** contiene subrutinas para iniciar el código “*mod_variables.f90*” y para la adaptación de los pasos de tiempo “*mod_time.f90*”. Las últimas herramientas de modulo de las condiciones CFL, son como los cambios grandes de presión o balance de materia para determinar el siguiente paso de tiempo. También, ésta contiene las rutinas que calculan PVI y recuperación en general de los errores de balance de materia.
- **Mod/ and Obj/**: es usado para la compilación.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

- **Solver** contiene la matriz directa de solución dispersa; el ejecutable FRSG usa por defecto la biblioteca a disposición del usuario *Umfpack 2.2.1*. Como sea, FRSG también acepta el uso del solucionador paralelo Pardiso, el cual es también válido para uso académico gratuito y está incluido en la biblioteca Intel Math Kernel.

3.1.4. Inicio.

3.1.4.1. Descripción de datos para los archivos de entrada.

a) *< name >.mesh*

Este archivo provee datos necesarios para crear la malla:

- < L_x > < L_z >* *L_x* = Longitud en [m] del dominio rectangular en la dirección “x”.
L_z = Altura en [m] o espesor en [m] del dominio rectangular en la dirección “z” (con el efecto de gravedad) o en la dirección “y” (sin efecto de la gravedad).
- < N_x > < N_z >* *N_x* = Numero de bloques en la dirección x.
N_z = Numero de bloques en la dirección z.
- < m_x > < m_z >* *m_x* = Parámetros de la malla en la dirección x.
m_z = Parámetros de la malla en la dirección z.
Los parámetros de la malla describen el refinamiento de los espacios de la malla cercanos a las fracturas; El cero proporciona la menos refinada, el 1 proporciona la más refinada.
- < N_f > < D_f >* *N_f* = Numero de elementos de fracturas en el dominio.
D_f = Espesor en [m] del bloque de matriz siguiente a la fractura.
El modelo está basado en el equilibrio de flujo cruzado, referido a que los fluidos en las fracturas y las celdas de los bloques de matriz, se supone están en equilibrio. Esta es una buena suposición si *D_f* no es tan grande. El valor recomendado *D_f* = 0.25 [m] para bloques de matriz del orden de más de 2 [m] de altura. En los ejemplos, *D_f* es 1 o 2 [m] para reducir el tiempo de computo.
- < I_f > < x₁ > < z₁ > y < x₂ > < z₂ >* *I_f*: índice de fractura (numero).
(x₁, z₁), (x₂, z₂) = Coordinados en [m] los elementos de fractura finales.

Ilustrando los ejemplos: En la figura 1, mostramos una malla de 40 x 60 para un dominio vertical de 800 [m] x 1000 [m] con una fractura horizontal y una vertical, sin activar la opción de refinar la malla (*m_x = m_z = 0*). El refinamiento de la malla puede ser activado simplemente por la configuración *m_x = m_y = 1*. Varias mallas son usadas en los ejemplos/.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

```

%-----
% Lx                      Lz
%-----
%      800.0              1000.0
%-----
% Nx                      Nz
%-----
%      40                  60
%-----
% mx                      mz
%-----
%      0.                  0.
%-----
% Nf                      Df
%-----
%      2                    1.0
%-----
% index      (x1,z1)      (x2,z2)
%-----
%      1      0.0        700.0      800. 0   700.0
%      2      400.0      00.0        400. 0  1000.0
    
```

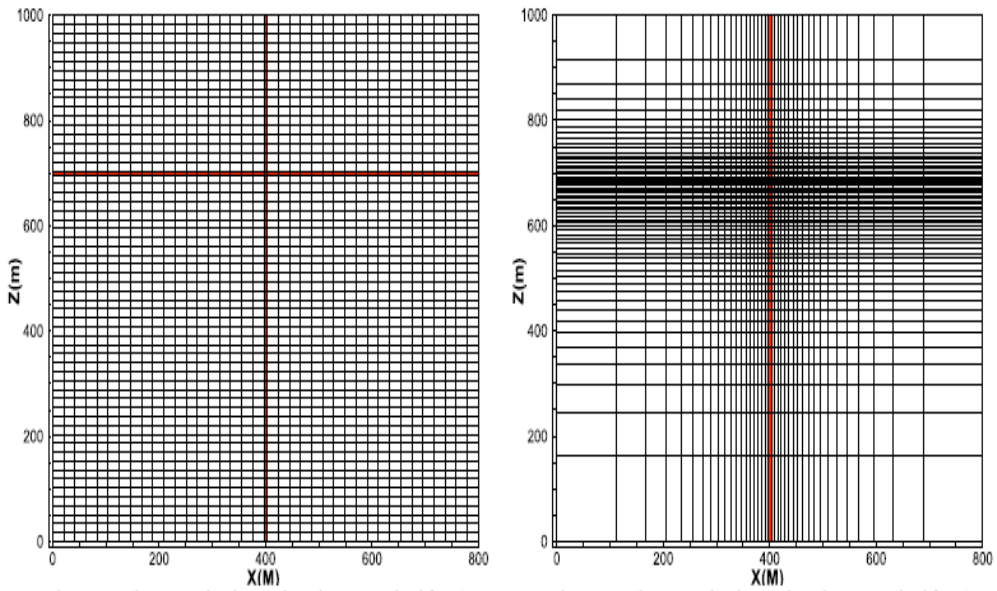


Figura 1: Ejemplo ilustrativo de generación de la malla; una fractura horizontal y una vertical; sin refinamiento (figura izquierda) y con refinamiento (figura derecha y $m_x = m_z = 1$).

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

b) `< name >.in_fluid`

En este archivo, los siguientes datos deben ser proporcionados (ver el archivo de ejemplo a continuación)

- Numero de los diferentes componentes en el yacimiento y numero de los diferentes componentes del gas a ser inyectado en diferentes intervalos de tiempo, "nb_inj_gas"
 - Composición inicial del fluido del yacimiento (en fracción molar).
 - Composición de los gases de inyección (en fracción molar). *Nota: algunas veces, como en el ejemplo 1, es útil para dar el mismo componente "físico", como en el caso del CO₂, un "Index" diferente si es componente del yacimiento (con su composición correspondiente del yacimiento y composición nula con respecto al gas de inyección) y en el caso de ser el CO₂ un gas de inyección (integrar la composición de CO₂ y la contribución al yacimiento como nula). De esta manera puede ser más fácil dar el seguimiento a la inyección de gas y estudiar a través de este caso, las composiciones en el yacimiento y la inyección del gas cuando son comparadas.
- ❖ Propiedades de los componentes
 - Factor acéntrico
 - Temperatura critica [k]
 - Presión critica [bar]
 - Peso Molar [g/mole]
 - Volumen critico [m³/Kg]
 - Variación de volumen.
 - Volumen de difusión y el multiplicador de volumen: Este provee una medida del tamaño de las moléculas de cada componente y es usado en el cálculo de los coeficientes de difusión. Cuando se establece en -1 (por default), los volúmenes están interpolados. El volumen multiplicador permite el más oportuno de los componentes más pesados, pero se puede establecer en 1 para el ajuste lineal simple.
 - Descripción de componentes (solo por conveniencia, no son usados en el código).
 - ❖ Parámetros de interacción binarios (esta es una matriz simétrica, y solo se necesita proveer la parte inferior de la matriz).
 - ❖ Viscosidad de componentes puros (o dar el valor de -1 para calcularlo internamente).
 - ❖ Viscosidad de las fases de gas y líquido o poner "NA" para calcularlas automática y consistentemente de manera interna o también proveer los dos valores constantes.

Los datos de entrada serían organizados como en el siguiente archivo de datos de ejemplo "ex1a.in_fluid":

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

```

#-----#
7 2 # Numero de componentes; Numero diferente de gases inyectados.
#-----#
Índice, composición de fluidos del yacimiento, composición de fluidos inyectados, nombre del componente (opcional).
#-----#
1          0.0166          0          1          CO2
2          0.0050          1          0          N2
3          0.2395          0          0          C1
4          0.2004          0          0          C2-C3-H2S
5          0.1913          0          0          C4-C6
6          0.0914          0          0          C7-C10
7          0.2558          0          0          C11+

#-----#
Multiplicador del volumen de difusión
#-----#
1
#-----#
No. acéntrico, Tc(k), Pc(bar), Mw(g/mol), Vc(m**3/kg), cambio de volumen, V_diff, name (optional)
#-----#
0.239      304.14      73.75      44.0      0.00214      -0.1768      -1      CO2
0.039      126.21      33.90      28.0      0.00321      -0.2885      -1      N2
0.011      190.56      45.99      16.0      0.00615      -0.154       -1      C1
0.121      341.21      50.15      36.8      0.00451      -0.108       -1      C2-C3-H2S
0.232      454.53      34.79      68.6      0.00433      -0.048       -1      C4-C6
0.498      579.55      27.79      119.6     0.00410      0.029       -1      C7-C10
1.142      916.13      6.94       531.0     0.00431      0.415       -1      C11+

#-----#
Parámetros de interacción binaria
#-----#
0
0 0
0.15 0.1 0
0.15 0.1 0.035 0
0.15 0.1 0.04002 0 0
0.15 0.1 0.0485 0 0 0
0.066 -0.43 0.116 0 0 0 0

#-----#
Viscosidad de cada componente en MPa.S (cp) (o -1 para cálculos internos)
#-----#
-1
-1
-1
-1
-1
-1
-1

#-----#
Viscosidad de las fases líquido y gas en MPa.S (cp) (o NA para su cálculo automático)
#-----#
NA
    
```

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

c) < name >.in_init

En este archivo, los datos siguientes deben ser provistos:

- < M_g > < M_l > M_g : es un multiplicador para los coeficientes de la difusión molecular.
 M_l : es un multiplicador para los coeficientes de la difusión molecular.
Si M_g y M_l son cero, el código ignora la difusión molecular. Si $M_g > 0$ ($M_l > 0$), los coeficientes de difusión del gas estimado (líquido) serían multiplicados por M_g (M_l). Esto fue implementado para ajustar nuestro previo modelo de difusión. Con el modelo actual de la auto consistencia, basado en la termodinámica irreversible, no hay necesidad de un ajuste.
- < t > < L_{PVI} > t = tiempo de simulación en años (termina de ejecutarse cuando el tiempo de simulación es más grande que t).
 L_{PVI} = El límite de la inyección del volumen poroso en porcentaje (termina de ejecutarse cuando la inyección del volumen poroso se vuelve más grande que L_{PVI}).
- < Δt > < Δt_{max} > Δt = Pasos de tiempo inicial en días (el código usa un procedimiento Adaptador de pasos de tiempo).
 Δt_{max} = el máximo de pasos de tiempo en días permitido.
- < f_{prt} > f_{prt} = imprime la frecuencia de las salidas; (los datos de salida son Impresos, cada < f_{prt} > de PVI en porcentaje, basado en la presión inicial).
- < k_m > < ϕ > k_m = permeabilidad de matriz (md).
 ϕ = porosidad de matriz (fracción).
- < k_f > < E > k_f = permeabilidad de fractura (md)
 E = apertura de fractura (m) (se asume una porosidad de 1).
- < p > p = presión inicial en el fondo del yacimiento (bar).
- < T > T = Temperatura del yacimiento en (K). En la actualidad, se asume un sistema isotérmico.
- < phase > phase: es un índice para especificar el estado inicial del yacimiento; como vapor o como líquido. phase = 1 implica vapor; phase = 2 implica líquido.
- < $nb_{injcell}$ > < $nb_{prodcell}$ > $nb_{injcell}$ = numero de pozos inyectores.
 $nb_{prodcell}$ = numero de pozos productores.
- < $x_{inj,i}$ > < $z_{inj,i}$ >, con $i=1$, ($x_{inj,i}$, $z_{inj,i}$) = coordenadas en (m) de cada nodo frontera del pozo productor i -ésimo. Los productores pueden estar en cualquier lugar del dominio de la frontera.
- < nb_{injchg} > nb_{injchg} : numero de condiciones de inyección.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

- $\langle t_{inj,i} \rangle \langle q_{inj,i} \rangle$ $t_{inj,i}$: el tiempo i -ésimo para comenzar un nuevo gasto de inyección (en días).
 $q_{inj,i}$: el gasto de inyección i -ésimo en $m^2/día$ a condiciones estándar ($p = 1 \text{ atm}$, $T = 60 \text{ F}$).
- $\langle r_{prod,i} \rangle$, con $i = 1 \dots nb_{inj \text{ chng}}$ $r_{prod,i}$: Para la inyección i -ésima, $r_{prod,i}$ especifica el método de producción (y las condiciones correspondientes de frontera), con las opciones Siguientes:
- En el caso más común, $r_{prod,i} = 0$, los cuales indican una presión constante en la producción del pozo (también para la presión inicial en el fondo del dominio), y un gasto de inyección constante de $q_{inj} > 0$, resultando en un gasto de producción variable,
 - Si dejamos de inyectar, ($q_{inj} = 0$), entonces $r_{prod,i}$ indica un gasto constante de producción a través del depresionamiento (a condiciones estándar $p = 1 \text{ atm}$, $T = 60\text{F}$),
 - Finalmente, si $q_{inj} > 0$ y $r_{prod} > 0$, entonces tenemos un gasto de producción constante q_{prod} el cual es igual a $r_{prod} \times q_{inj}$ (en este caso la presión en el pozo de producción es variable).
- $\langle S_{rg,frac} \rangle \langle S_{ro,frac} \rangle$ $S_{ro,frac}$ = saturación crítica de gas (yacimiento de aceite) o saturación de gas residual (yacimiento de gas y condensado) en la fractura.
 $S_{ro,frac}$ = saturación de aceite residual (yacimiento de aceite) o saturación crítica de condensado (yacimiento de gas y condensado) en la fractura.
- $\langle k_{rw,frac}^0 \rangle \langle k_{ro,frac}^0 \rangle$ $k_{rw,frac}^0$, $k_{ro,frac}^0$: punto final de permeabilidad relativa para fase gas y liquido en la fractura. Nota: asumimos permeabilidad relativa lineal en el código.
- $\langle S_{rg,matrix} \rangle \langle S_{ro,matrix} \rangle$ $S_{rg,matrix}$ = saturación crítica de gas (yacimiento de aceite) o saturación residual de gas (yacimiento de gas y condensado) en la matriz.
 $S_{ro,matrix}$ = saturación residual de aceite (yacimiento de aceite) o saturación crítica de condensado (yacimiento de gas y condensado) en la matriz. Los valores serán descartados por el programa si "index" = 1 que se presenta a continuación.
- $\langle index \rangle$ index: especifica el método para calcular la permeabilidad relativa en la matriz.
 Si $index = 0$, las permeabilidades relativas son calculadas internamente en la matriz.
 Si $index = 1$, las permeabilidades relativas están basadas en una tabla que provee k_{rg} y k_{ro} contra la saturación de gas.
- $\langle k_{rg}^0 \rangle \langle k_{ro}^0 \rangle$ Punto final de las permeabilidades relativas del gas y del aceite en la

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

matriz.

$\langle m_g \rangle < m_o \rangle$

Valores concisos en las formulas de las permeabilidades relativas de la matriz del gas y del aceite.

Ejemplo: Considere (ex1a.in_init) como archivo de datos de ejemplo. Los datos de entrada serían organizados como sigue (en idioma Español):

```

#      Mg      M1      multiplicadores del coeficiente de difusión.
#-----#
#      0      0
#-----#
# Tiempo (en días)      LPVI
#-----#
#      1.0D4      100.0
#-----#
# Inicial DT(en días)      máximo DT(días)
#-----#
#      1.d-2      3.0d1
#-----#
# Imprimiendo frecuencia en PVI (%)
#-----#
#      10
#-----#
Propiedades de la roca
#-----#
1.0d0      0.1d0      # matriz : permeabilidad (md),      porosidad (fracción)
1.d5      2.54d-3      # fractura : permeabilidad (md),      espesor (m)
#-----#
Condiciones iniciales
#-----#
430.0      # Presión en el fondo del yacimiento (bar)
410.0      # Temperatura (K)
1          # Gas (=1) o Liquido (= 2)
#-----#
Gravedad (cero para el dominio horizontal)
#-----#
9.8d0
#-----#
Número de inyectores      Número de productores
#-----#
1          1
#-----#
Posición del pozo de inyección (x,y)
#-----#
800.      400.
#-----#
Posición del pozo de producción (x,y)
#-----#
0.0      0.0
#-----#
Numero de gastos de inyección

```

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

```

#-----
1
#-----
Tiempo de inicio (en días)   gasto de inyección (m2/dia)  Elección de producción

#-----
      0d0                1600d0                0d0
#-----|
Fractura: (S_rg)_frac, (S_ro)_frac, (k_rg^0)_frac, (k_ro^0)_frac
#-----
      0.0                0.0                1.0                1.0
#-----
Matriz: S_rg,          S_ro
#-----
      0.0                0.0
#-----
Matriz: permeabilidades relativas (formula o tabla)
#-----
1          # index = 0 => formula; index =1 => tabla)

#-----
sat      krg      kro
#-----
2
0        0.0      1.0
1.       1.       0.

```

3.1.4.2. Datos de salida.

Los archivos de salida están escritos en `<name>_nb.plt` y `<name>_bal.xls`. El archivo `<name>_nb.plt` necesita del software VisIt o TecPlot para ser abiertos (los datos están en ASCII, la mayoría de software de visualización son utilizados después de escribir un pequeño script interpretativo). El archivo `<name>_bal.xls` pueden ser abiertos por Open Office, Excel, Origina y varios otras hojas de cálculo.

Los datos en `<name>_nb.plt` están organizados como sigue:

- x : son las coordenadas en x de los nodos de la malla,
- z : son las coordenadas en z de los nodos de la malla,
- p : presión en bar,
- Gas Sat : saturación de gas (fracción),
- Z_i : En general fracciones molares de todos los componentes,
- V_{xG}, V_{zG} : Campo de velocidad de la fase gaseosa en metros por segundo,
- V_{xL}, V_{zL} : Campo de velocidad de la fase gaseosa en metros por segundo.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

Los datos en `<name>_bal.xls` están organizados como sigue:

- *PVI*: volumen de poro inyectado (en fracción),
- *Tiempo*: tiempo en años.
- *Recuperación*: Recuperación de aceite (en fracción) en condiciones estándar,
- Z_i : fracción molar producida de cada componente,
- P_{prod} (bar): Presión en el pozo de producción,
- P_{inj} (bar): Presión en el pozo inyector.

Los datos de ejemplo están validados en `../Examples`. Los detalles están provistos en los archivos `../Examples/Readme.pdf` para cada ejemplo. Tenga en cuenta que los ejemplos están establecidos con celdas secundarias para acelerar la ejecución. Más celdas finas serían necesitadas para mejorar la exactitud.

3.1.5. Uso Avanzado.

3.1.5.1. Cómo compilar el programa

3.1.5.1.1. Mac, OS, X y Linux.

El método más sencillo de compilar FRSG en cualquier plataforma, incluyendo Mac OS X es editar el archivo incluido *makelife* y construir por simple tecleo *make* en el folder directorio que contiene el documento *makelife*. FRSG es probado en OS X en 2 Duo architecture, el cual es de 64 bits, y en el más lento que es el de 32 bits Core Duo que son las versiones anteriores de Ubuntu y otros tipos de Linux, y versiones anteriores de Windows XP y Vista.

Los cambios que pueden o podrían hacerse en el *makefile* consisten de:

- Especificar el compilador fortran 90 apropiado (principalmente probado con Intel ifort y gnufortran)
- Especificar la ubicación de rutinas *Blas/Lapack* rápidas por asociación para las bibliotecas de matemáticas (usar los anteriores de OS X en asociación para acelerar la estructura).
- Cambiar los ajustes de optimización para teclear *processor/architecture* y para la autovectorización, tomar ventaja del procesador de gráficos (esta última es simplemente conseguir `-fast` cuando se use *ifort*). Ajustando esas marcas apropiadamente puede ir más rápido el código por casi un orden de magnitud.
- Proporcionar las direcciones para el *Intel Math Kernel Library*, si es posible, aprovecharse del solucionador paralelo disperso de matrices *Pardiso*. El directorio del código fuente tiene 2 diferentes archivos menú: *gas.f90* solo usa el solucionador *umfpack* e ignora el archivo *Solver/linear_solver_pardiso.f90*, y el *gas_pardiso.f90* que si incluye este ultimo archivo. Cuando se compile con *Pardiso*, al usuario se le solicitara el tiempo de ejecución, para escoger entre los dos solucionadores.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

- Por lo tanto, cuando se compile con el *Math Kernel Library*, uno podría especificar las variables del sistema (*export* en el “*bash Shell*”) en algunos archivos de inicio (tales como *.profile* under *bash*). Un ejemplo:

```
export OMP_NUM_THREADS=4
export DYLD_LIBRARY_PATH=/opt/intel/Compiler/11.0/064/Frameworks/lib/em64t
export MKLPATH=/opt/intel/Compiler/11.0/064/Frameworks/mkl/lib/em64t
export LD_LIBRARY_PATH=/opt/intel/Compiler/11.0/064/Frameworks/mkl/lib/em64t
export MKLINCLUDE=/opt/intel/Compiler/11.0/064/Frameworks/mkl/include
```

Estos son los ajustes que permite el uso paralelo del solucionador. El *OMP_NUM_THREADS* debe ser igual al número de núcleos en tu computadora, *DYLD_LIBRARY_PATH* señala la biblioteca dinámica general de *Intel*, *MKLPATH* para la biblioteca *MKL*. Todo esto es descrito en gran detalle en los manuales que vienen con el compilador *Intel* y la biblioteca *MKL* (en el mismo CD/DVD generalmente).

3.1.5.1.2 Microsoft Windows

El código fuente es escrito en Fortran 90 estándar, usando el compilador anterior MS Windows *Intel ifort* (y antes que el Lahay Fortran 90 lf95). Cualquier otro compilador Fortran debería trabajar de la misma manera. El programa puede ser compilado usando el comando *nmake* en Windows, similar al descrito en la sección anterior, o en Visual Studio, arrastrando el *gas.f90*, la biblioteca solucionadora *Solver/umfpack.lib*, y todos los archivos *mod_....f90* dentro de un nuevo proyecto (pero no cualquiera de los otros archivos *non-module* incluidos con declaraciones *include*) y afectar el *Build*. El ejecutable tendrá el nombre dado al proyecto. Para correr el ejecutable, o bien puede ser puesto en el mismo directorio como los archivos de entrada y después darle click, o uno puede hacer simples archivos de líneas independientes por grupo que señalan la ubicación del ejecutable (un ejemplo está incluido en cada de los *examples/folders*).

3.1.5.2. Características ocultas.

El código fuente contiene algunas marcas para activar y desactivar ciertas características que podrían ser de un interés más general (pero son dejadas para su uso más común en el ejecutable incluido).

Su significado, y dónde son encontradas, están enlistadas a continuación:

- *FRSG* puede ser activado dentro de un código de volúmenes finitos, en cuanto al transporte de masas se refiere, por el ajuste de variables *FDM* para 0 en *mod_init_data.f90* y volver a compilar. Este puede ser útil cuando se lleven a cabo las comparaciones entre la velocidad, la precisión y el tamaño del orden superior del método *DG* comparado con el tradicional orden inferior aplicado.
- En el mismo archivo *CHANGE_INJ_LOC* se puede establecer *.TRUE.*. Con este ajuste, serán activados múltiple pozos de inyectores en diferentes tiempos y en diferentes ubicaciones. En la actualidad, esto es utilizado por solo un pozo productor en tiempo, en parte en orden para simplificar la sintaxis en el archivo de entrada: simplemente provee el numero de diferentes gases de inyección como en el código por default, pero sigue el momento de cambio de inyección del gas y un nuevo gasto por la nueva ubicación (en coordenadas *x* y *z*) del nuevo pozo (i.e. el pozo de inyección previo se desactivara, y el siguiente será activado en la siguiente ubicación especificada).

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

- A petición, podemos proporcionar una ligera versión diferente del código fuente que permite cambiar a un tratamiento donde la malla es más refinada por las fracturas. En lugar de la aproximación de equilibrio del flujo cruzado adoptada en el código general, la misma malla (generadora) es usada, pero cada fractura es descrita explícitamente por un elemento de la red de fracturas con porosidad de 1 y la permeabilidad de las fracturas como fue proporcionada en el archivo de entrada. Este no es generalmente el más estable tratamiento de fractura y requiere espacios de tiempo muy pequeños, pero puede ser útil para validar la aproximación de equilibrio del flujo cruzado.
- En *mod_time.f90*. *XLS_CVS* puede ser establecido para dos para escribir *.csv* de salida (antes que *Excel*) para los datos del pozo productor. Este puede ser útil para estudiar las recuperaciones, en diferentes software, tales como números incluido en *iWork*.
- Otras características menores como esas están constantemente adjuntadas al código para ayudar a resolver problemas particulares y serán incluidas en estructuras intermedias y futuras versiones.

En resumen, para ejecutar, este simulador de yacimientos fracturados es auxiliado por dos software más, *Tecplot* para poder observar la malla de simulación, y *Bloc de notas* para leer los archivos de entrada y para los datos de salida con *Excel*, la corridas numéricas toman un tiempo de acuerdo al tiempo de simulación.

Sólo basta colocar los ejecutables en el mismo directorio, tener los archivos: *.in_init*, *.in_fluid*, y *.io_mesh*, abrir el ejecutable para generar la malla con el archivo *Rmesh.exe* que generar los datos necesarios, con esto, después se abre el archivo ejecutable *Gas.exe* y así comenzar la utilización del simulador.

3.2. Modelo de simulación.

Simulación numérica de yacimientos. Es una disciplina que consiste en resolver numéricamente las ecuaciones diferenciales de flujo de fluidos en medios porosos, estas ecuaciones son modelos matemáticos utilizados en la ingeniería de yacimientos. El modelado matemático en la ingeniería de yacimientos consiste en la representación de los procesos de transferencia de masa, y en algunos casos de energía, que ocurren en un yacimiento mediante un conjunto de ecuaciones diferenciales junto a su solución. Las ecuaciones diferenciales constituyen un solo modelo matemático, y se obtienen aplicando los principios de conservación de masa y energía en un volumen que represente el volumen poroso. Recordemos que la ingeniería de yacimientos se define en su objetivo principal, que es el de obtener la máxima recuperación económica posible de hidrocarburos de un yacimiento petrolero. Para ello se desarrollan modelos matemáticos del yacimiento, mediante los cuales se simula su comportamiento bajo diversas opciones de explotación a lo largo de su vida productiva, con estos modelos se pueden ensayar diferente numero y ubicación de pozos, ritmos óptimos de producción, en nuestro caso en particular, una recuperación mejorada con inyección de gases.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

Un problema de flujo de fluidos se describe con 3 requerimientos:

1. Ecuación de estado.
Describe el comportamiento volumétrico y de las fases de los fluidos en el yacimiento.
2. Ecuación de continuidad
Esta ecuación se encarga de la conservación de masa, también es conocida como la ecuación de balance de materia, esta ecuación mantiene las especies que entran y las especies que salen.
3. Ecuación de Darcy.
Esta ecuación es posiblemente la más importante, ya que incorpora propiedades volumétricas y termodinámicas modeladas a través de un análisis pVT. Presión inicial, saturaciones y en su caso las composiciones.

Estos requerimientos se conjuntan y se da lugar a una ecuación que describe completamente el comportamiento del yacimiento. Esta ecuación es conocida como la ecuación de Difusión. Es una ecuación en derivadas parciales, de segundo orden, en su forma más general, es no lineal y por lo tanto para su solución se debe recurrir a métodos numéricos.

La solución numérica de la ecuación de Difusividad comprende la discretización en espacio del dominio, que es dividir el volumen del yacimiento en celdas contiguas en las cuales se realiza un balance de materia implícitamente, con también una discretización en tiempo por pasos, que en lenguaje matemático se traduce en las iteraciones que realizara el simulador resolviendo esta ecuación.

La simulación numérica de Yacimientos es el estudio del flujo multifásico de fluidos y sus cambios de fase a través de un yacimiento, el sentido del cualquier simulador y particularizando con el FRSG, es resolver la ecuación que responsabiliza el movimiento de fluidos en el yacimiento especializado en recuperación mejorada de yacimientos por inyección de gases.

La inyección de gases en yacimientos de hidrocarburos se ha convertido en una actividad recurrida en la recuperación mejorada, con cada prueba y estudio se obtienen resultados beneficiosos en los cuales es mencionada la aplicación de diferentes gases, como por ejemplo el CO_2 , N_2 , y el gas metano, en el caso del dióxido de carbono se infiere que en los casos donde se reinyecte junto con agua mejora la movilidad e incrementa el desplazamiento y así muchas cuestiones que en la parte teórica de la inyección de gases se ha mencionado en los capítulos anteriores. Para poder evaluar la eficiencia de estas operaciones en tres diferentes escenarios se requieren modelos numéricos de tres fases, los cuales deben estar cargados debidamente en el simulador, así como las posibles reacciones con los fluidos hidrocarburos en el yacimiento, como el efecto en la densidad, la viscosidad, la convección cuando se mezclan los gases con los líquidos, los efectos de la difusión en yacimientos fracturados ya que suele ser un mecanismo clave.

Es un reto en métodos de primer orden debido a la difusión numérica, a la orientación de las celdas y al cálculo de flujo. Estos métodos de primer orden son la combinación de la discontinuidad de Galekin y el elemento finito mixto, que son muy efectivos para precisión de la simulación. En el pasado fue demostrado que en flujo de dos fases, los métodos de grado mayor además de la eficiencia de cómputo, tenían ventajas inherentes, para que los métodos de primer orden representaran la física del flujo en geometrías complejas y para procesos aún más complejos.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

Estas ventajas incluyen:

- 1.- Difusión numérica y orientación de la celda bajas.
- 2.- cálculo del flujo preciso.
- 3.- Facilidad de implementación para un medio anisotrópico
- 4.- Representación de flujo multifásico en un medio fracturado.

El flujo de dos fases en los sistemas gas-aceite está basado en permitir los efectos de compresibilidad y el comportamiento de fase así como la difusión física en un medio fracturado.

Resultados prometedores en el flujo de dos fases han sentado las bases para el modelado numérico de los flujos entre fases, basado en la combinación de la discontinuidad de Galerkin y el elemento finito, utilizando el enfoque unificado del balance de materia.

Abordaremos la descripción del modelo de simulación revisando las ecuaciones del flujo composicional de tres fases en un medio poroso, el cual incluye la ley de Darcy, la ecuación de transporte de especies el modelado del comportamiento volumétrico. Después formularemos un esquema iterativo, el IMPEC (Implicit Pressure and Explicit Concentration) basado en los métodos elemento finito mixto y la discontinuidad de Galerkin, ignorando la transferencia de masa entre la fase agua y las otras fases, también se usará la ecuación de estado Peng-Robinson para modelar el comportamiento de las fases gas aceite. Haremos caso omiso de la presión capilar, la difusión de Fickian y la dispersión mecánica.

3.2.1. Modelo Matemático¹¹

El modelo matemático que se resuelve en el simulador está constituido por los siguientes elementos.

3.2.1.1. Ecuaciones de transporte de especies.

Las ecuaciones que modelan el transporte de especies, son obtenidas del balance de materia de cada especie.

$$\phi \frac{\partial(cz_i)}{\partial t} + \nabla \cdot \left(\sum_{\alpha=w,o,g} c_{\alpha} x_{i,\alpha} \mathbf{u}_{\alpha} \right) = F_i, \quad i = 1, 2, \dots, n_c \quad \dots\dots\dots(1)$$

De las cuales la difusión molecular y la dispersión mecánica no son tomadas en cuenta. Y dónde:

- ❖ ϕ es la porosidad.
- ❖ C es la densidad molar.
- ❖ α es el índice de las fases
- ❖ $w, o, y g$ son las fases agua, aceite y gas respectivamente.
- ❖ i es el componente o índice de la especie.
- ❖ n_c es el número total de componentes en el sistema.
- ❖ Z_i es la fracción molar general del componente i .
- ❖ $X_{i,\alpha}$ es la fracción molar del componente i en la fase α ($\alpha = w, o, g$).
- ❖ C_{α} es la densidad molar de la fase α ($\alpha = w, o, g$).
- ❖ F_i es el termino fuente, el cual puede ser usado para representar el flujo del pozo.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

3.2.1.2. Ley de Darcy.

La velocidad del flujo de la fase (u_α , $\alpha = w, o, g$) está dada por la ecuación de la ley de Darcy para flujo multifásico:

$$\mathbf{u}_\alpha = -\frac{k_{r\alpha}}{\mu_\alpha} \mathbf{K}(\nabla p - \rho_\alpha \mathbf{g}), \quad \alpha = w, o, g, \quad \dots\dots\dots (2)$$

donde:

- ❖ K es la permeabilidad absoluta de la porosidad del medio.
- ❖ $k_{r\alpha}$, μ_α y ρ_α son la permeabilidad relativa, la viscosidad y la densidad másica de la fase α , respectivamente.
- ❖ p es la presión.
- ❖ \mathbf{g} es el vector gravedad.

Cabe señalar que en la versión actual no es tomada en cuenta la presión capilar y se está trabajando en ello. La viscosidad de las fases aceite y gas están en función de la temperatura así como la presión y la composición de las fases, y es estimada basado en la metodología de Lohrenz, Bary y Clark (1994). La viscosidad del agua es interpolada directamente de datos experimentales. Las permeabilidades son funciones de las saturaciones.

3.2.1.3. Ecuación de Presión.

En este trabajo utilizamos el balance total de volumen para representar la ecuación de presión en flujo de tres fases:

$$\phi c_f \frac{\partial p}{\partial t} + \sum_{i=1}^{n_c} \bar{v}_i \nabla \cdot \mathbf{U}_i = \sum_{i=1}^{n_c} \bar{v}_i F_i \quad \dots\dots\dots (3)$$

dónde:

- c_f es la compresibilidad total del fluido.
- \bar{v}_i es el volumen molar parcial total para el componente i .

Es evidente que en la composición de las fases, de una manera muy teórica se piensa que ciertas fases solo presentan el componente que las define, pero no es así, para esto en el estudio de las ecuaciones de las fases se debe hacer un estudio concretando ecuaciones que brinden el equilibrio termodinámico en este caso en las tres fases. El componente agua es encontrado con el índice 1. La separación de componentes entre el aceite y el gas es llevado a cabo por la solución de ecuaciones de equilibrio termodinámico como:

$$f_{i,o}(x_{2,o}, \dots, x_{n_c-1,o}, p, T) = f_{i,g}(x_{2,g}, \dots, x_{n_c-1,g}, p, T), \quad \dots\dots\dots (4)$$

$$i = 2, 3, \dots, n_c,$$

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

junto con la ecuación de balance de masa para cada componente:

$$z_i = (1 - f_w) \left((1 - f_{g/og}) x_{i,o} + f_{g/og} x_{i,g} \right), \quad i = 2, 3, \dots, n_c, \dots \quad (5a)$$

$$z_1 = f_w \quad \dots \quad (5b)$$

y las ecuaciones de restricción

$$\sum_{i=1}^{n_c} z_i = \sum_{i=2}^{n_c} x_{i,o} = \sum_{i=2}^{n_c} x_{i,g} = 1. \quad \dots \quad (6a)$$

Aquí $f_{i,o}$ y $f_{i,g}$ representan las fugacidades del i -ésimo componente en las fases del aceite y el gas, respectivamente $f_{g/og}$ es la fracción molar de la fase gaseosa que incluye agua; y f_w es la fracción molar de agua en la mezcla. Se observa que:

$$x_{i,w} = 0, \quad i = 2, 3, \dots, n_c, \quad \dots \quad (6b)$$

$$x_{1,w} = 1, \quad \dots \quad (6c)$$

$$x_{1,o} = x_{1,g} = 0. \quad \dots \quad (6d)$$

La fase y los comportamientos volumétricos (*incluyendo los cálculos sobre las fugacidades*) están modelados por el uso de la ecuación de estado Peng Robinson:

$$\rho_\alpha = c_\alpha \sum_{i=2}^{n_c} x_{i,\alpha} M_i, \quad \alpha = o, g, \quad \dots \quad (7)$$

$$c_\alpha = \frac{p}{Z_\alpha RT}, \quad \alpha = o, g, \quad \dots \quad (8)$$

$$\begin{aligned} Z_\alpha^3 - (1 - B_\alpha) Z_\alpha^2 + (A_\alpha - 3B_\alpha^2 - 2B_\alpha) Z_\alpha \\ - (A_\alpha B_\alpha - B_\alpha^2 - B_\alpha^3) = 0, \quad \alpha = o, g, \quad \dots \quad (9) \end{aligned}$$

dónde:

- ❖ M_i es el peso molar del componente i .
- ❖ R es la constante universal de los gases.
- ❖ A_α y B_α son funciones de la presión, temperatura y composición de fase respectivamente.

La compresibilidad del agua expresa como $C_{f,w}$ en una temperatura fija en:

$$c_w = c_w^{\text{ref}} \exp(c_{f,w} (p - p^{\text{ref}})), \quad \dots \quad (10)$$

$$\rho_w = \rho_w^{\text{ref}} \exp(c_{f,w} (p - p^{\text{ref}})), \quad \dots \quad (11)$$

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

Asumiendo que no hay transferencia de masa entre la fase agua con las otras dos fases, el cálculo de la compresibilidad C_f y el componente i -ésimo total del volumen molar parcial \bar{v}_i de $C_{f,w}$ y las propiedades volumétricas del aceite y del gas se lleva a cabo con:

$$C_f = S_w C_{f,w} + (S_o + S_g) C_{f,o,g}, \quad \dots\dots\dots (12)$$

$$\bar{v}_1 = \frac{1}{C_w}, \quad \dots\dots\dots (13)$$

$$\bar{v}_i = \bar{v}_{i,o,g}, \quad i = 2, \dots, n_c. \quad \dots\dots\dots (14)$$

dónde:

- C_f , $C_{f,w}$ y $C_{f,o,g}$ son la compresibilidad total, la compresibilidad de la fase agua, y la compresibilidad de las fases aceite y gas combinadas respectivamente.
- C_w es la densidad molar del agua.
- ρ_w es la densidad en masa del agua.
- \bar{v}_i es el volumen molar parcial total del componente i -ésimo.
- $\bar{v}_{i,o,g}$ es el volumen molar parcial de las fases combinadas aceite y gas.
- S_w , es la saturación de la fase agua.
- S_o es la saturación de la fase aceite.
- S_g es la saturación de la fase gas.

$C_{f,o,g}$ y $\bar{v}_{i,o,g}$ son obtenidas de los cálculos fase/volumétricos con la ecuación de estado Peng-Robinson. Las permeabilidades relativas están en función de las saturaciones y de las propiedades de la roca. La metodología Stone asume que las permeabilidades relativas del agua y del gas (k_{rw} y k_{rg}) son funciones sólo de su propia saturación, esas k_{rw} y k_{rg} pueden ser determinadas de permeabilidades relativas de dos fases de los sistemas agua-aceite y aceite-gas:

$$k_{rw}(S_w) = k_{rw0} \left(\frac{S_w - S_{wc}}{(1 - S_{or}) - S_{wc}} \right)^{n_w} \quad \dots\dots\dots (15)$$

$$k_{rg}(S_g) = k_{rg0} \left(\frac{S_g - S_{gc}}{S_{g,max} - S_{gc}} \right)^{n_g} \quad \dots\dots\dots (16)$$

dónde:

- ❖ S_{wc} , S_{or} y S_{gc} , $S_{g,max}$ son saturaciones de agua congénitas, la saturación de aceite residual, saturación de gas crítica y saturación máxima de gas respectivamente.
- ❖ k_{rw0} es la permeabilidad relativa del agua en el punto final en el sistema de dos fases aceite y gas (i.e cuando $S_w=1- S_{or}$),
- ❖ k_{rg0} es la permeabilidad relativa en el punto final en el sistema de dos fases aceite y gas.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

- ❖ n_w y n_g son números positivos que usualmente son mayores que 1. Cuando son 1, se tiene un modelo lineal de permeabilidad. Modelos de permeabilidad cuadrados y cúbicos regularmente se ajustan a los datos medidos.

Para la fase mojada intermedia (fase aceite), tomamos el modelo de permeabilidad relativa simple siguiente:

$$k_{row}(S_w) = k_{row0} \left(\frac{(1 - S_w) - S_{or}}{(1 - S_{wc}) - S_{or}} \right)^{n_w}, \quad \dots\dots\dots (17)$$

$$k_{rog}(S_g) = k_{rog0} \left(\frac{(1 - S_g) - (1 - S_{g \max})}{(1 - S_{gc}) - (1 - S_{g \max})} \right)^{n_g}, \quad \dots\dots\dots (18)$$

$$k_{ro}(S_w, S_g) = \begin{cases} k_{row}(S_w)k_{rog}(S_g), & \text{if } (1 - S_w - S_g) > S_{o \min} \\ 0, & \text{if } (1 - S_w - S_g) < 0. \end{cases} \quad \dots\dots\dots (19)$$

En esta parte se asume que la permeabilidad relativa al aceite (una función de las saturaciones agua y gas) pueden ser factorizadas en dos funciones más simples, una la saturación de agua y otra saturación de gas. Por último, los parámetros usados en las formulas de permeabilidad relativa tienen significados similares al de las permeabilidades del agua y gas.

Juntando con el limite apropiado y condiciones iniciales, las ecuaciones (11)-(19) son usadas para el modelo de flujo de tres fases composicional isotérmico en un medio poroso.

3.3. Métodos de solución.¹²

Existen diversos métodos para resolver sistemas de ecuaciones que conforman los modelos matemáticos, cada uno con características propias de estabilidad numérica. En problemas de flujo multifásico, el método IMPES es el menos implícito, mientras que el método totalmente implícito es el más implícito IMPEC. A mayor implícitud mayor estabilidad numérica, pero requiere más memoria y tiempo de computo para resolver una etapa de tiempo requerida, el tamaño del paso de tiempo Δt con que puede avanzarse la simulación es considerablemente mayor. En el caso del IMPES hay problemas donde no funciona como la conificación de fluidos o segregación gravitacional fuerte. Independientemente del método de linealización, el resultado final es un sistema algebraico de ecuaciones lineales. La solución del sistema lineal se puede obtener mediante métodos directos o métodos iterativos. Los métodos directos realizan un número fijo de operaciones para resolver un sistema dado de ecuaciones, en los métodos iterativos se aplican algoritmos cíclicos, aquí se busca que a medida que las iteraciones progresen, el método converja a la solución.

En este trabajo, usamos para los pasos de tiempo una técnica que divide el sistema en dos partes: una ecuación de presión, en la cual interviene la presión y la velocidad total, y las ecuaciones de transporte de especies, que describen el cambio que ocurre en la composición. Las dos partes son acopladas utilizando una aproximación iterativa llamada IMPEC. Esto quiere decir que durante cada paso de tiempo en la presión, primero se resolverá implícitamente la ecuación de presión por

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

el método de elemento finito mixto MFE, después se resolverá la ecuación de transporte de especies explícitamente en tiempo por el método de la Discontinuidad de Galerkin.

Es de esta manera que la ecuación de presión es más extensa para ser resuelta y la composición usualmente cambia mucho más rápido que la velocidad total, esto es más eficiente hablando en tiempo de computo, que usar pasos de tiempo para la concentración aún más pequeños, que los pasos de tiempo de la presión, en otras palabras se lleva a cabo múltiples pasos de tiempo de la concentración por un paso de presión para incrementar la estabilidad y la precisión de la concentración. Además un número de iteraciones para la totalidad del sistema acoplado se puede hacer en cada paso aproximado con IMPEC para mejorar la estabilidad de los pasos de tiempo.

La combinación de los métodos MFE y DG han tenido éxito aplicados a un numero de problemas de flujo de dos fases en el medio poroso. Donde los verdaderos resultados de la combinación han sido demostrados con una formulación secuencial de los métodos IMPES o IMPEC. Una combinación de los métodos MFE y DG también se ha aplicado para problemas de desplazamiento miscible en medios porosos, donde un análisis de convergencia del esquema combinado es proporcionado.

3.3.1. Discontinuidad de Galerkin “DG”.

En definición; la Discontinuidad de Galerkin, es un modelo matemático el cual calcula las variaciones del volumen de fluidos, en este caso elementos de la ecuación de balance de materia al paso de un volumen poroso y permeable, en el cual existen fracturas.

Se tienen dos volúmenes de control, uno sin fractura, figura 4, también llamada no discontinua, y uno fracturado, figura 5, llamado zona discontinua, en el primero se sabe que el flujo en la superficie que entra y sale es igual a las variaciones que ocurren dentro del volumen de control:

$$\textit{Flujos en la superficie} = \textit{Variaciones en el interior} \quad \dots\dots\dots (A)$$

esto se cumple si en el volumen de control no existen fracturas. Sin embargo, en el caso de que existan, la expresión anterior cambia, ya que se convierte en una zona discontinua por la existencia de una fractura y se le agrega una variable f_d que guarda la información que ocurre en la discontinuidad en este caso, la fractura:

$$\textit{Flujos en la superficie} + f_d = \textit{Variaciones en el interior} \quad \dots\dots\dots (B)$$

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

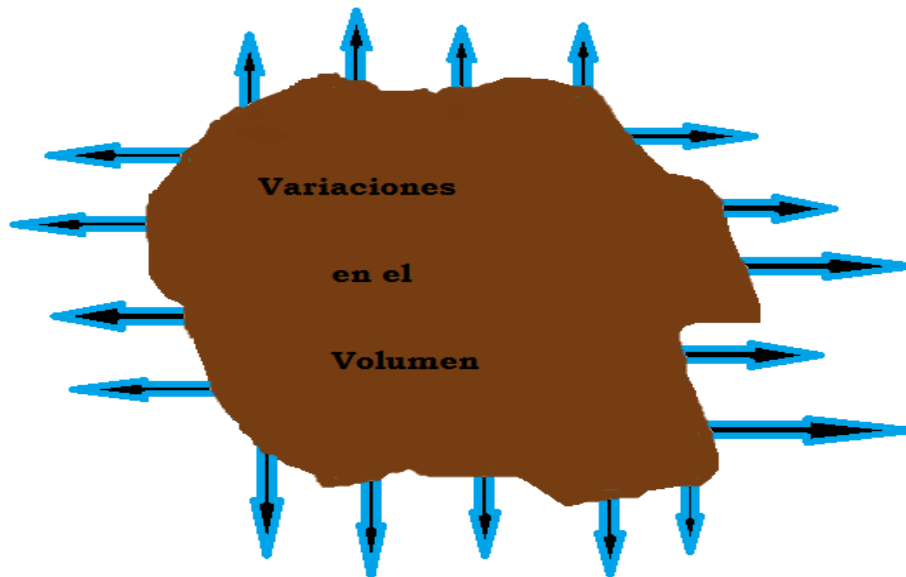


Figura 2. Zona no discontinua.

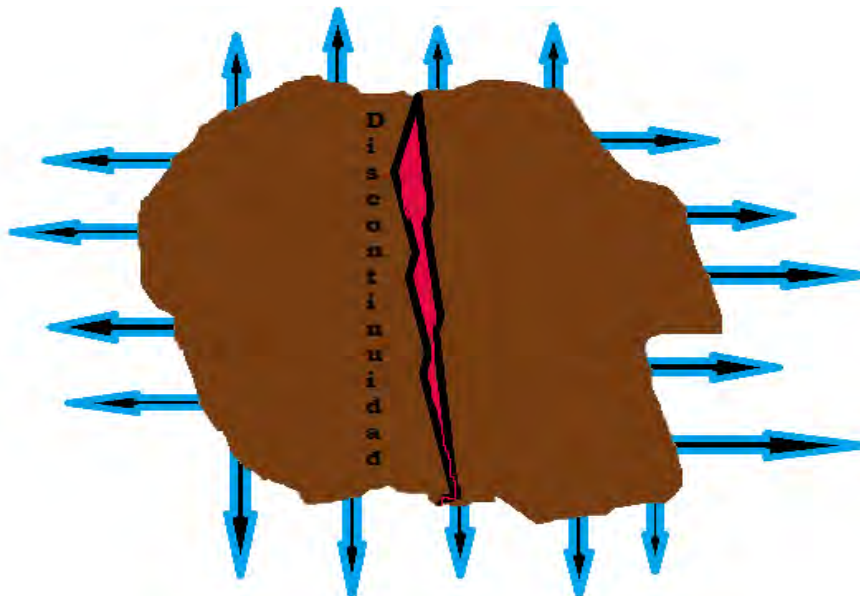


Figura 3. Zona discontinua o zona de fractura.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

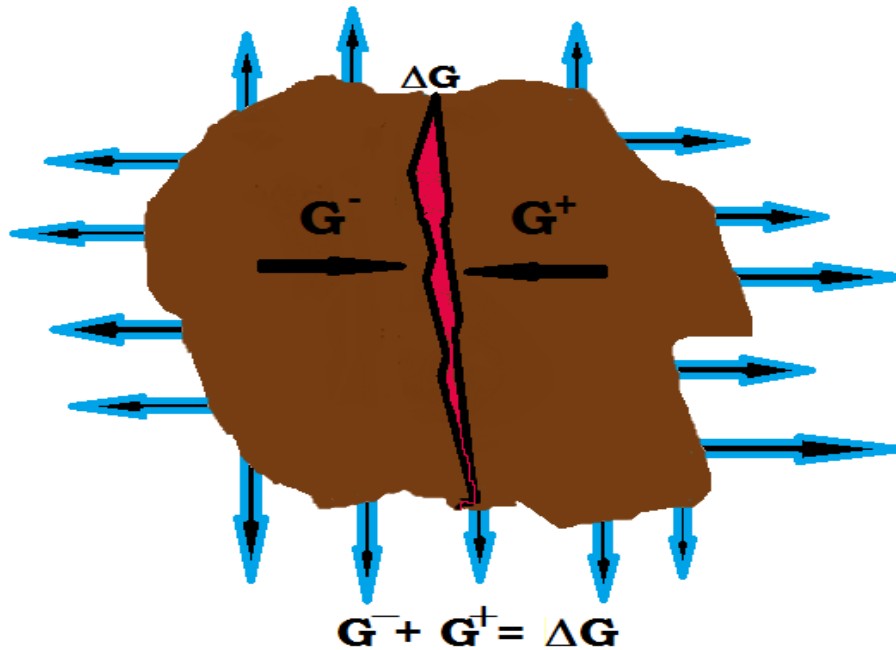


Figura 4. Zona discontinua o zona de fractura, descripción gráfica de la DG.

En la figura 6 se ejemplifica con más claridad el proceso de la Discontinuidad de Galerkin, lo que ocurre dentro del volumen de control, por la izquierda hacia la fractura, al mismo tiempo por la derecha hacia la fractura, la discontinuidad genera un cambio ΔG , que en la figura 5 es representado por f_d y finalmente permite el estudio continuo. Recordemos que al paso del medio poroso no hay reacciones químicas, se lleva a cabo un proceso isotérmico, y hay baja de presión, esa información cambia cuando se presenta la fractura, y ocasiona que el proceso se vea afectado, pero con la discontinuidad de Galerkin se permite continuar con el estudio agregando un elemento a la ecuación general de balance de materia para dar continuidad al proceso.

Para derivar el esquema DG de las ecuaciones de transporte de especies, primero se debe introducir el flujo volumétrico total ó también llamado velocidad total:

$$\begin{aligned} \mathbf{u}_T &= \sum_{\alpha=w,o,g} \mathbf{u}_\alpha = - \sum_{\alpha=w,o,g} \frac{k_{r\alpha}}{\mu_\alpha} \mathbf{K}(\nabla p - \rho_\alpha \mathbf{g}) \quad \dots\dots\dots (20) \\ &= - \sum_{\alpha=w,o,g} \lambda_\alpha \mathbf{K}(\nabla p - \rho_\alpha \mathbf{g}) = -\lambda_T \mathbf{K} \nabla p + \sum_{\alpha=w,o,g} \lambda_\alpha \rho_\alpha \mathbf{K} \mathbf{g}, \end{aligned}$$

donde se usa la movilidad total y las movilidades de la fase individualmente, las cuales son definidas como:

$$\lambda_\alpha = \frac{k_{r\alpha}}{\mu_\alpha}, \quad \dots\dots\dots (21)$$

$$\lambda_T = \sum_{\alpha=w,o,g} \lambda_\alpha = \sum_{\alpha=w,o,g} \frac{k_{r\alpha}}{\mu_\alpha}. \quad \dots\dots\dots (22)$$

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

La velocidad total puede ser resuelta desde la ecuación de presión y después la velocidad de la fase puede ser calculada con la computadora con:

$$\begin{aligned}
 \mathbf{u}_\alpha &= -\lambda_\alpha \mathbf{K}(\nabla p - \rho_\alpha \mathbf{g}) \\
 &= f_\alpha \mathbf{u}_T + f_\alpha \sum_{\beta=w,o,g} \lambda_\beta (\rho_\alpha - \rho_\beta) \mathbf{K} \mathbf{g} \quad \dots\dots\dots (23) \\
 &= f_\alpha \mathbf{u}_T + f_\alpha \sum_{\beta=w,o,g, \beta \neq \alpha} \lambda_\beta (\rho_\alpha - \rho_\beta) \mathbf{K} \mathbf{g},
 \end{aligned}$$

donde la función de flujo fraccional f_α es la relación entre la movilidad de fase individual y la movilidad total. El segundo término del lado derecho de la ecuación (23) es la contribución de la gravedad a la velocidad de la fase, la cual permite un posible flujo contracorriente entre las fases. Con la formula de la velocidad de la fase, las ecuaciones de transporte de especies ahora son:

$$\begin{aligned}
 \phi \frac{\partial(cz_i)}{\partial t} + \nabla \cdot \left(\sum_{\alpha=w,o,g} c_\alpha x_{i,\alpha} f_\alpha \left(\mathbf{u}_T + \sum_{\beta \neq \alpha} \lambda_\beta (\rho_\alpha - \rho_\beta) \mathbf{K} \mathbf{g} \right) \right) &= F_i \dots\dots\dots (24) \\
 i &= 1, 2, \dots, n_c.
 \end{aligned}$$

Multiplicando una función de prueba w en ambos lados de la ecuación (24), integrando sobre todo el dominio, aplicando la integración por partes al término de convección y utilizando una aproximación en el término de integración, se obtiene la discretización espacial de la Discontinuidad de Galerkin DG de las ecuaciones de transporte de especies:

$$\begin{aligned}
 &\left(\phi \frac{\partial(cz_i)}{\partial t}, w \right) \\
 &- \sum_E \left(\sum_{\alpha=w,o,g} c_\alpha x_{i,\alpha} f_\alpha \left(\mathbf{u}_T + \sum_{\beta \neq \alpha} \lambda_\beta (\rho_\alpha - \rho_\beta) \mathbf{K} \mathbf{g} \right), \nabla \cdot w \right)_E \\
 &+ \sum_\gamma \left\langle (c_\alpha x_{i,\alpha} f_\alpha)^{\text{upwind}} \left(\mathbf{u}_T \cdot \mathbf{n}_\gamma + \left\{ \sum_{\beta \neq \alpha} \lambda_\beta (\rho_\alpha - \rho_\beta) \mathbf{K} \mathbf{g} \cdot \mathbf{n}_\gamma \right\} \right), [w] \right\rangle_\gamma \\
 &= (F_i, w), \quad i = 1, 2, \dots, n_c \quad \dots\dots\dots (25)
 \end{aligned}$$

donde el súper índice k y $(k+1)$ significan los valores de los pasos de tiempo previos y los pasos de tiempo ya transcurridos respectivamente.

Para evitar las oscilaciones que no son físicas en la solución numérica, se aplica uno de los limitadores de pendiente estándar después de cada etapa de concentración. El limitador de inclinación se aplica a \mathbf{CZ}_i para cada especie, en lugar de aplicarse a \mathbf{CZ}_i para $i = 1$ hasta n_c-1 , junto con la concentración molar total de \mathbf{C} . Este último (no simétrico), utilizado ampliamente en métodos diferentes finitos de orden inferior, puede no ser apropiados en los sistemas de orden superior.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

3.3.2. Elemento Finito Mixto “MFE”.

Se aplica el método de elemento finito mixto para el tratamiento de la ecuación de presión. Los métodos MFE de sus siglas en inglés como es comúnmente conocido, está basado en un principio variacional expresando un equilibrio o una condición de un punto superior que puede satisfacer localmente a cada elemento finito. La formulación MFE para la ecuación de presión implica resolver para ambas la variable escalar (presión) y el vector de flujo (velocidad total). Aproximando espacios por el método MFE, puede ser elegido para satisfacer tres propiedades importantes:

- Conservación de masa local.
- Continuidad de flujo.
- Mantener el mismo orden de convergencia (en algunos casos superconvergencia). Para ambas, la variable escalar y el flujo.

Porque el ajuste del elemento finito, MFE puede fácilmente acomodar completamente los tensores de permeabilidad. Mediante el uso de una formulación mixta, el método MFE es más exacto en cálculos de flujo que los métodos convencionales de volumen finito y elemento finito. En particular a pesar de que DG es superior al MFE para problemas de la convección dominada, MFE provee mejor convergencia de orden superior para la variable de flujo que el mismo DG. Con el método MFE, se puede aproximar simultáneamente los campos de presión y velocidad discretizando individualmente la ecuación de presión y la ley de Darcy. Veamos primero a la ecuación de la presión usando la notación de la velocidad total:

$$\sum_{i=1}^{n_c} \bar{v}_i \nabla \cdot \left(\sum_{\alpha=w,o,g} c_{\alpha} x_{i,\alpha} f_{\alpha} \left(\mathbf{u}_T + \sum_{\beta \neq \alpha} \lambda_{\beta} (\rho_{\alpha} - \rho_{\beta}) \mathbf{K} \mathbf{g} \right) \right) + \phi c_f \frac{\partial p}{\partial t} = \sum_{i=1}^{n_c} F_i \quad \dots\dots\dots (27)$$

Multiplicando una función de prueba w a la ecuación (27), e integrar sobre el dominio a obtener:

$$\sum_E \left(\sum_{i=1}^{n_c} \bar{v}_i \nabla \cdot \left(\sum_{\alpha=w,o,g} c_{\alpha} x_{i,\alpha} f_{\alpha} \mathbf{u}_T \right), w \right)_E + \sum_E \left(\sum_{i=1}^{n_c} \bar{v}_i \nabla \cdot \left(\sum_{\alpha=w,o,g} c_{\alpha} x_{i,\alpha} f_{\alpha} \sum_{\beta \neq \alpha} \lambda_{\beta} (\rho_{\alpha} - \rho_{\beta}) \mathbf{K} \mathbf{g} \right), w \right)_E + \left(\phi c_f \frac{\partial p}{\partial t}, w \right) = \left(\sum_{i=1}^{n_c} F_i, w \right) \quad \dots\dots\dots (28)$$

Se nota que el coeficiente $(c_{\alpha} x_{\alpha i} f_{\alpha})$ es discontinuo al frente. Para mejorar la estabilidad de la solución MFE, se proyecta el coeficiente $(c_{\alpha} x_{\alpha i} f_{\alpha})$ dentro de un espacio continuo global antes sustituyéndolo dentro de la fórmula anterior para la ecuación de presión. La continuidad, después del proceso, puede ser implementada ya sea usando la proyección L^2 o usando interpolación. En este caso se modificó el coeficiente $(c_{\alpha} x_{\alpha i} f_{\alpha})$ a un elemento continuo global racional lineal (1D) y una función bilineal (2D) mediante el cálculo del promedio en los centros del frente y después aplicando interpolación lineal.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

El tiempo derivado puede ser aproximado por el método de regresión de Euler.

$$\begin{aligned}
 & \sum_E \left(\sum_{i=1}^{n_c} \bar{v}_i^{(k)} \nabla \cdot \left(\sum_{\alpha=w,o,g} c_\alpha^{(k)} x_{i,\alpha}^{(k)} f_\alpha^{(k)} \mathbf{u}_T^{(k+1)} \right), w \right) \\
 & + \sum_E \left(\sum_{i=1}^{n_c} \bar{v}_i^{(k)} \nabla \cdot \left(\sum_{\alpha=w,o,g} c_\alpha^{(k)} x_{i,\alpha}^{(k)} f_\alpha^{(k)} \sum_{\beta \neq \alpha} \lambda_\beta^{(k)} (\rho_\alpha^{(k)} - \rho_\beta^{(k)}) \mathbf{K} \mathbf{g} \right), w \right) \\
 & + \left(\phi c_f^{(k)} \frac{p^{(k+1)} - p^{(k)}}{t^{(k+1)} - t^{(k)}}, w \right) = \left(\sum_{i=1}^{n_c} F_i^{(k)}, w \right) \dots\dots\dots (29)
 \end{aligned}$$

En la aplicación, podemos usar directamente la formula (29) o equivalentemente, podemos también aplicar la integración por partes de los primeros dos términos:

$$\begin{aligned}
 & \sum_E \sum_{i=1}^{n_c} \left\langle \sum_{\alpha=w,o,g} c_\alpha^{(k)} x_{i,\alpha}^{(k)} f_\alpha^{(k)} \mathbf{u}_T^{(k+1)} \cdot \mathbf{n}_{\partial E}, \bar{v}_i^{(k)} w \right\rangle_{\partial E} \\
 & + \sum_E \sum_{i=1}^{n_c} \left\langle \sum_{\alpha=w,o,g} c_\alpha^{(k)} x_{i,\alpha}^{(k)} f_\alpha^{(k)} \sum_{\beta \neq \alpha} \lambda_\beta^{(k)} (\rho_\alpha^{(k)} - \rho_\beta^{(k)}) \mathbf{K} \mathbf{g} \cdot \mathbf{n}_{\partial E}, \bar{v}_i^{(k)} w \right\rangle_{\partial E} \\
 & - \sum_E \sum_{i=1}^{n_c} \left(\sum_{\alpha=w,o,g} c_\alpha^{(k)} x_{i,\alpha}^{(k)} f_\alpha^{(k)} \mathbf{u}_T^{(k+1)}, \nabla (w \bar{v}_i^{(k)}) \right) \\
 & - \sum_E \sum_{i=1}^{n_c} \left(\sum_{\alpha=w,o,g} c_\alpha^{(k)} x_{i,\alpha}^{(k)} f_\alpha^{(k)} \sum_{\beta \neq \alpha} \lambda_\beta^{(k)} (\rho_\alpha^{(k)} - \rho_\beta^{(k)}) \mathbf{K} \mathbf{g}, \nabla (w \bar{v}_i^{(k)}) \right) \\
 & + \left(\phi c_f^{(k)} \frac{p^{(k+1)} - p^{(k)}}{t^{(k+1)} - t^{(k)}}, w \right) = \left(\sum_{i=1}^{n_c} F_i^{(k)}, w \right) \dots\dots\dots (30)
 \end{aligned}$$

Se notó que después del post proceso, el coeficiente ($c_\alpha x_{\alpha,i} f_\alpha$) es continuo a través de las interfaces. Algunos de los coeficientes, tales como el volumen molar parcial, son aun discontinuos, y no se hace el promedio en los frentes, entonces sus valores en el elemento E (índice del elemento suma) se utiliza en su lugar. Los términos tercer y cuarto en la ecuación (30), desaparecen cuando se aplica el orden Raviart-Thomas (RT_0) y cuando los volúmenes molares parciales se asumen como elementos racionales constantes.

Por conveniencia de notación, el algoritmo de la última expresión en este caso el tiempo de la presión y el de la concentración son el mismo término, los pasos de tiempo de la presión son un múltiplo del tiempo de concentración. Además, también se presentan iteraciones para cada paso del IMPEC combinado, además todas las variables de la última expresión también deben llevar a un superíndice que indique el paso de la iteración, el cual se omite por cuestión de ser breves en el documento.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

El elemento finito se ejemplifica de manera gráfica en la figura 5.

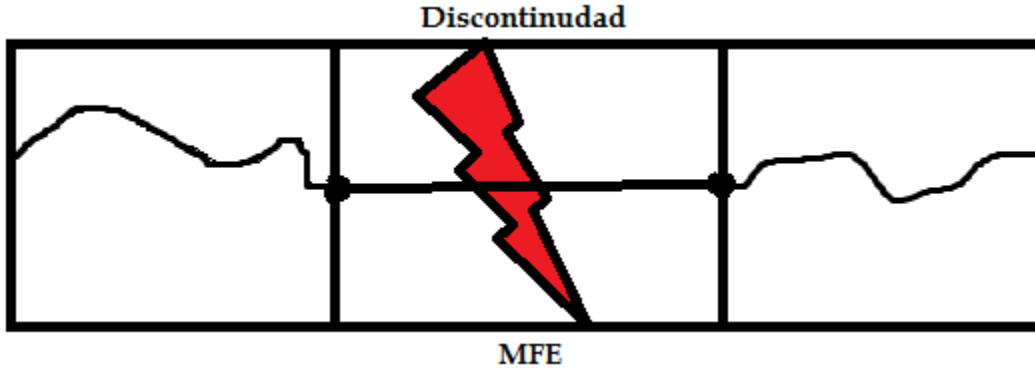


Figura 5. Representación gráfica de cómo actúa el MFE en la discontinuidad.

Para poder resolver la presión y la velocidad, el MFE simplemente resuelve linealizando la parte en donde se encuentra la fractura o discontinuidad, llevándolo a una forma lineal, en algunos casos bilineal interpolando y así logrando la continuidad en el estudio.

Ahora pasamos a la discretización MFE de la Ley de Darcy. Consideramos la ley de Darcy para la velocidad total.

$$\mathbf{u}_T = -\lambda_T \mathbf{K} \nabla p + \sum_{\alpha=w,o,g} \lambda_\alpha \rho_\alpha \mathbf{K} \mathbf{g} \quad \dots\dots\dots (31)$$

Se reescribe esta ecuación multiplicando el inverso de $(\lambda_T \mathbf{K})$ por ambos lados:

$$(\lambda_T \mathbf{K})^{-1} \mathbf{u}_T + \nabla p = \sum_{\alpha=w,o,g} f_\alpha \rho_\alpha \mathbf{g} \quad \dots\dots\dots (32)$$

Se debe tomar en cuenta que a diferencia de la movilidad individual de las fases, la movilidad total es positiva, por lo tanto su inversa siempre existe. Esta es una de las razones por las cuales se seleccionó la velocidad total como una de nuestras incógnitas principales. También hacemos notar que existe una expresión alterna donde el flujo molar total es usado en lugar del flujo volumétrico total. Sin embargo, para flujo composicional de tres fases, encontramos el flujo volumétrico total para ser más refinado que el flujo molar total, y en consecuencia las expresiones propuestas (basadas en flujo volumétrico total) pueden tener una ventaja muy clara.

Multiplicando una función de prueba \mathbf{v} por ambos lados de la ecuación (32), e integrando por partes, se obtiene:

$$\begin{aligned} & (\lambda_T^{-1} \mathbf{K}^{-1} \mathbf{u}_T, \mathbf{v}) - (p, \nabla \cdot \mathbf{v}) \\ & = -\langle p_B, \nabla \cdot \mathbf{v} \rangle_{\Gamma_D} + \left(\sum_{\alpha=w,o,g} f_\alpha \rho_\alpha \mathbf{g}, \mathbf{v} \right) \quad \dots\dots\dots (33) \end{aligned}$$

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

Aquí r_d es la frontera donde se impone la condición de frontera Dirichlet¹³, y p_E es la presión límite dada en r_d se asume solo el dominio definido por las fronteras Dirichlet y Newman¹⁴. Sobre este último la velocidad total se impone. En MFE, la presión límite se impone débilmente a través de la débil formulación de la expresión (33), mientras la velocidad total límite es impuesta fuertemente por la construcción del espacio de la velocidad.

La discretización de la Ley Darcy (para la velocidad total) y la ecuación de la presión conducen a un sistema algebraico cuadrado el cual puede ser usado únicamente para determinar las soluciones numéricas de la presión y la velocidad total. Cuando el espacio (RT_0) es usado, el sistema algebraico resultante tiene la presión promedio de la celda y los flujos promedio del frente como las incógnitas. Ya que se usa las propiedades de los fluidos de un paso de tiempo promedio, el sistema algebraico resultante es lineal, y puede ser resuelto ya sea en particular por un solucionador lineal disperso (donde el número de incógnitas no es muy grande, más o menos 100,000) o un solucionador lineal disperso de manera iterativa (donde el número de incógnitas puede ser más grande).

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

4. Ajuste del modelo de Simulación.

4.1. Caso de estudio.

Se tiene un yacimiento de Gas y Condensado, el cual se evalúa para poder llevar a cabo una inyección de diferentes gases como método de recuperación mejorada con ayuda del simulador FRSG cuya autoría es de Abbas Firoozabadi y Joaquim Moortgat del RERI y la Universidad de Yale, con el objetivo de diagnosticar que tipo de método de inyección es el mejor en cuanto a efectividad y tiempo, para comenzar la evaluación de esta prueba se van a proporcionar datos generales del yacimiento extraídos de un estudio PVT proporcionado por el director de este trabajo y el cual se enfatiza que no fue un objetivo específico de desarrollo de este trabajo cuya información es confidencial y por lo tanto no será tomado en cuenta como referencia para consulta.

4.1.2. Yacimiento de Gas y Condensado 1.

Los datos ilustrativos del caso de estudio de este trabajo “Yacimiento 1” fueron obtenidos a partir de una prueba PVT composicional con agotamiento a volumen constante, efectuados sobre muestras recombinadas de los fluidos producidos por el yacimiento, preparadas a partir de muestras de gas y líquido recolectadas en el separador de campo y recombinadas en base a la relación Gas-Líquido medida durante el muestreo. El fluido analizado pertenece a un yacimiento de gas y condensado en etapa de bajosaturación con presencia del fenómeno de la condensación retrógrada, esta condensación pertenece al orden del 23% del volumen poroso a una presión de yacimiento cercana a 225 [kg/cm²], con estas características a continuación se presentan los siguientes datos en la tabla 1:

Temperatura de yacimiento	168 [°C]
Presión de Rocío	396 [kg/cm²]
Presión de Saturación	43.5 [kg/cm²]
Presión de Yacimiento	833.15 [kg/cm²]
Condensación Retrograda Máxima	23% de volumen poroso a 225 [kg/cm²]
Compresibilidad	8.853E-4 [1/kg/cm²] de 450 [kg/cm²] a 396 [kg/cm²]
Factor de volumen a Presión de Rocío	4.817E-3 [m³/m³]
Densidad del gas a Presión de Rocío	0.3015 [gr/cm³]
Formación productora	Cretácico Medio (K.M)
Densidad del aceite	42.6 API = 0.8127 [gr/cm³]
Intervalo Productor	5030 – 5050 [m]
RGA	870.3 [m³/m³] con estrangulador 3/8 [pg]
Agua producida	1.6%
Presión de Separación	42.82 [kg/cm²] = 609 [lb/pg²]
Temperatura de Separación	83.33 [°C] = 182 [°F]
T.R.	7 [pg]
Presión en la Boca del Pozo	414.2 [kg/cm²] = 5890 [lb/pg²]
Presión a la Profundidad del muestreo	42.82 [kg/cm²] = 609 [lb/pg²]
Temperatura a la Profundidad del muestreo	83.3 [°C] = 182 [°F]

Tabla 1. Información del yacimiento 1.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

T [°C]	P [kg/cm ²]
20	378
50	385
75	390
100	394
125	396
150	397
168	396

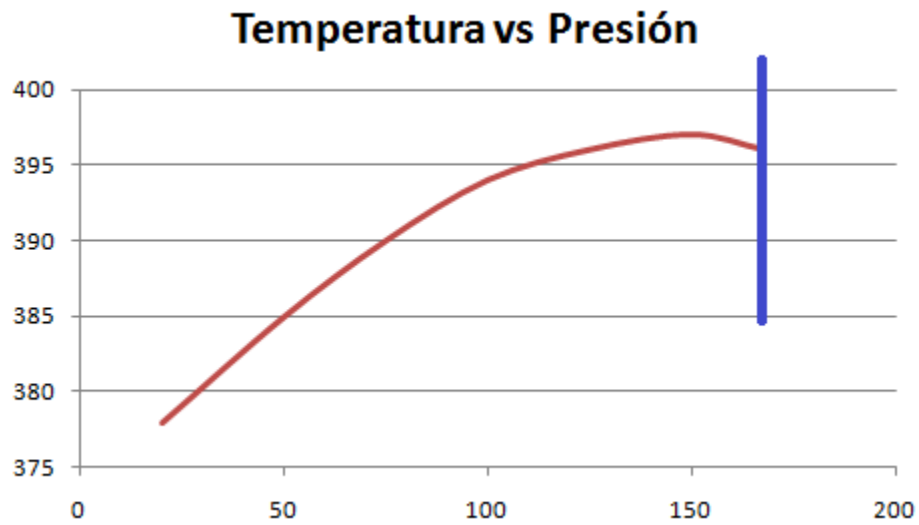


Figura 1. Envoltente de saturación del yacimiento 1.

La figura 1 es el envoltente de saturación que muestra la curva de burbujeo, en el punto (168 [T°C], 396 [kg/cm²]) comienza la etapa bifásica hacia el envoltente donde lo más importante en este caso en específico es mostrar donde comienza la condensación retrograda.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

Componente	% Mol	Densidad	Peso Molecular
		[gr/cm³]	
Nitrógeno	0.641		
Bióxido de Carbono	0.605		
Acido sulfhídrico	0.054		
Metano	77.306		
Etano	5.602		
Propano	2.102		
Isobutano	0.32		
Butano Normal	1.503		
Isopenteno	0.714		
Pentano Normal	0.98		
Hexanos	1.25		
Heptanos+	8.923	0.8162	195.5
Total	100		

Tabla 2. Peso molecular de la composición inicial del yacimiento 1.

Presión	Viscosidad
[kg/cm²]	[cp]
450	0.0437
425	0.0422
400	0.0406
396	0.04
350	0.0344
300	0.0294
250	0.0257
200	0.0224
150	0.0198
100	0.0176
75	0.0158
50	0.015
25	0.014
0	-----

Tabla 3. Variación de la viscosidad del gas a condiciones de yacimiento con la presión.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

Las tablas 2 y 3 pertenecen a la composición original y la variación de la viscosidad del fluido del yacimiento con respecto a la variación de la presión respectivamente, es importante saber esta información para el análisis de datos que va a ingresarse al simulador FRSG.

4.2. Descripción del proceso.

El inicio del proceso de las pruebas requeridas para concretar este trabajo, las cuales se efectúan con el simulador FRSG descrito en el capítulo 3, es necesario localizar la información específica para poder avanzar en el proceso de manera óptima, efectuar las corridas o pruebas de inyección y recuperación de un yacimiento base, analizar los resultados, concluir y recomendar.

Para realizar las pruebas con el simulador FRSG, se necesitan colocar la información correcta, esta información cabe señalar, que es proporcionada por el director de este trabajo y no fue inventada u obtenida bajo desarrollo como objetivo de este documento. En el capítulo 3 se hizo una descripción de completa del manual de uso y la descripción de los archivos de entrada que solicitan los archivos ejecutables del simulador.

Para iniciar se necesita conocer los 3 archivos de entrada:

- In_fluid.txt
- In.init.txt
- Mesh.txt

Al igual que un programa llamado “TecPlot” en cualquier versión que pueda mostrar gráficamente la malla de simulación generada por el archivo mesh.txt, estos archivos son el acceso que permiten hacer la simulación de una inyección o de una abatimiento de presión natural del yacimiento, en nuestro caso de un Yacimiento de Gas y Condensado. El contenido correcto del llenado de estos archivos y la información requerida para echar andar el proceso se describió en la capítulo 3.

Una vez que se proporciona la información, en un solo directorio se agrupan estos 3 archivos junto con dos archivos ejecutables que conforman el simulador FRSG para Windows:

- Gas.exe
- Rmesh.exe

pulsando el nombre del archivo sin extensión en el archivo Rmesh.exe, se obtienen los datos de la malla, que son requisito para activar el archivo Gas.exe, que también con solo pulsar el nombre del archivo sin extensión, después de obtener el archivo de Tecplot el cual contiene la malla construida, comienza a correr la simulación sea inyección o agotamiento natural.

Las pruebas de simulación son 4:

1. Declinación natural (Caso base).
2. N₂
3. CO₂
4. Gas Hidrocarburo.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

Se efectuarán las 4 pruebas en el simulador, después de varios acondicionamientos, ya que pueden ser más de 4 los intentos de obtener el modelo correcto de simulación, hasta lograr los resultados requeridos y poder realizar las conclusiones correctas. Se realizarán los análisis que demuestren el uso que se le puede al simulador FRSG y que porcentaje de recuperación de obtendría si se hicieran las inyecciones correspondientes al caso inicial o caso base.

Para cada una de las pruebas, se hace un número bastante amplio de ensayos, los cuales mediante el análisis de resultados se van descartando, ya que aún colocando los datos en los archivos, se debe tener en cuenta que pueden ser resultados equívocos y se debe ser muy cuidadoso.

La descripción del contenido específico de los archivos se encuentra en el capítulo anterior, pero cabe mencionar que hay información que se explicará a continuación y otra que se detallará más adelante.

4.2.1. Introducción al modelo de simulación.

Comenzaremos con el archivo llamado “ej1.in_fluid” (caso base) este archivo contiene información en primer lugar, del número de componentes que es de 12 y del número de gases inyectados, 1, que en este caso es necesario colocar el 1, aunque no se lleva a cabo ninguna inyección este debe colocarse como requisito del archivo ejecutable del simulador. Después, la proporción en fracción molar de cada uno de los componentes que intervienen en la composición del yacimiento obtenido del archivo PVT del caso base, el cual no se describirán datos duros del documento por confidencialidad, proporcionado por el director de la tesis.

Hay una segunda columna que representa el fluido que se está inyectando, en este caso tiene que en N_2 hay un 1.0, pero no afectará de ninguna manera ya que no hay tal inyección en el caso base, este puede cambiarse pero para efectos prácticos así permanecerá. Después esta el coeficiente de difusión de 0.8, referido al tamaño de molécula y los parámetros de la ecuación de estado, que son los datos y valores que resuelven el simulador. Cuando se lleva a cabo la inyección, en el archivo siguiente que se describirá “ej1.in_init”, se activa la opción de inyectar proporcionando un gasto de inyección.

Después, los coeficientes de interacción binaria, los cuales podrían ser ceros, o tener un valor específico para aumentar la precisión, estos, colocados en forma de matriz, los valores fueron obtenidos en un estudio específico el cual este documento no contiene, ya que no es uno de los objetivos para poder ajustar lo más exacto posible el uso de la ecuación de estado.

Por último el parámetro de viscosidad -1 para cada componente en el yacimiento que resuelve las ecuaciones del simulador, existe una modalidad distinta en la cual se colocan los valores individuales de viscosidad para cada elemento.

El siguiente archivo es “ej1.in_init”, el cual contiene las características para que opere el simulador que no pertenece a la descripción física del fluido. En primer lugar se encuentran los coeficientes multiplicadores de difusión, los cuales deciden si la prueba implica difusión o no en la inyección, en este caso no habrá difusión, el tiempo que se desea simular y el porcentaje de volumen de poro que se necesita inyectar, o como es el caso base, el volumen de poro que se desea evaluar en el abatimiento de presión, en cuanto a la difusión, es de cero en primera instancia como objetivo de la corrida y el valor del tiempo que se traduce como la vida del yacimiento con una explotación primaria es de 20 años y el volumen inyectado siempre será del 100%.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

La frecuencia con la que se imprimirán resultados conforme al porcentaje de volumen de poro utilizado será de 0.5 como valor nominal.

Porosidad	0.060032 [%]
Permeabilidad de matriz	1.226E-02 [md]
Permeabilidad de fractura	1.0E2 [md]
Espesor de fractura	5E-3 [m]
Porosidad de fractura	1 [md]

Tabla 4. Características petrofísicas.

Presión inicial	689 [bar]
Temperatura	441.15 [k]

Tabla 5. Condiciones iniciales.

La condición física del contenido de hidrocarburo, 1 para gas y 2 para líquido, la gravedad de 9.8 [m/s²] estándar a la condiciones sobre el nivel del mar.

Numero de pozos inyectores y productores con valores mayores de 1 en cualquier caso de prueba a evaluar, así como su posición en la malla de acuerdo al archivo “mesh” en coordenadas. El numero de inyecciones, que aunque sea un caso de abatimiento natural, debe considerarse un valor mayor a 0 para que no exista error en el simulador, el tiempo de inicio para un programado avanzado de inicio de inyección de 0.0 [días], el gasto de inyección de 0.0 [m²/día] ya que es un caso de abatimiento y no de inyección y por último en la elección de gastos, el gasto con la que el yacimiento produce de manera constante 479.17 [m²/día] a condiciones estándar, pero este cambia al decidir sea en el caso de inyección si se quiere el pozo productor con presión variable o constante. Este dato es muy importante ya que define el tiempo de espera real de una prueba, para las inyecciones será de 100 [m²/día].

Para la fractura hay un requerimiento de datos como son la saturación de agua residual, la saturación de aceite residual y el punto final de gas en la permeabilidad debido a las curvas teóricas.

Para la matriz también se presenta dos valores de saturación para cada fluido en este caso en especifico serán 0.0 ambas cantidades, y por último los valores de permeabilidad y saturación relativos del aceite y gas. Se requiere señalar si es proporcionada como formula denotando el numero 0 y como tabla el numero 1.

En el archivo “ej1.mesh” se construye la malla de simulación, los datos que contiene son el tamaño de la malla, largo y ancho en metros [m], el numero de bloques en x y en z, que significa el nivel de refinamiento cerca de las fracturas con un valor de 1 como el más refinado, así como el numero de fracturas que son 20 y la distancia que hay entre cada fractura que es de 0.25 [m] y por último la

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

ubicación de cada una de las fracturas distribuidas por el espacio completo de simulación refinada con bloques de 20 por 10 [m].

4.2.2. Malla de simulación.

La malla de simulación que se crea en el archivo “mesh.txt” se ocupa en cada una de las 4 pruebas, las dimensiones y numero de fracturas fueron deducidas a partir de la idea que la disposición de los pozos en el yacimiento están de manera simétrica, figura 2, y las fracturas de acuerdo a la relación de permeabilidades vertical y horizontal a dimensional teórica de caracterización de yacimientos, expresión 1.

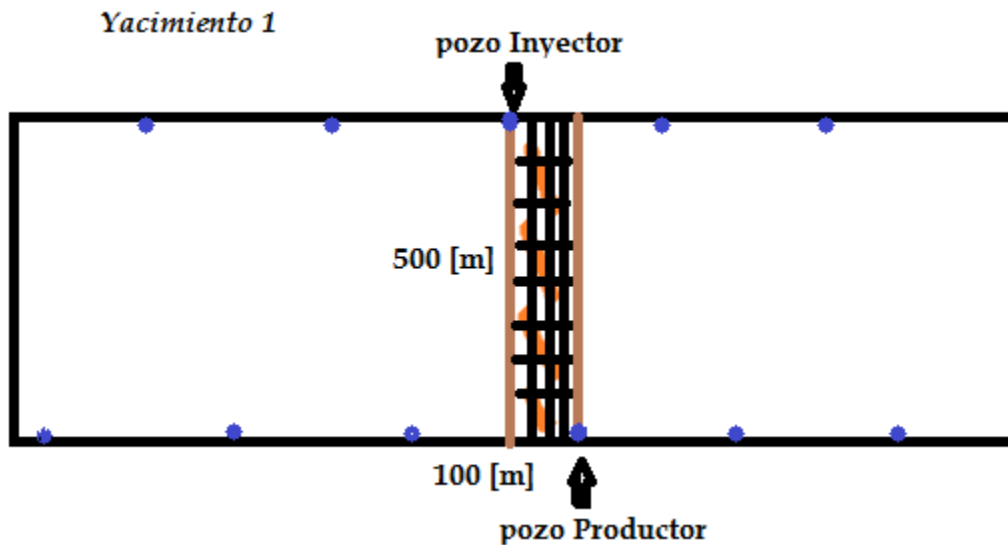


Figura 3. Yacimiento 1, área de estudio.

La figura 3 representa la malla de simulación en la cual se basa el estudio de las 3 inyecciones y la declinación natural. El número de bloques se deduce de acuerdo a la relación de permeabilidades a dimensional con una constante $P > 0$, expresión 1.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

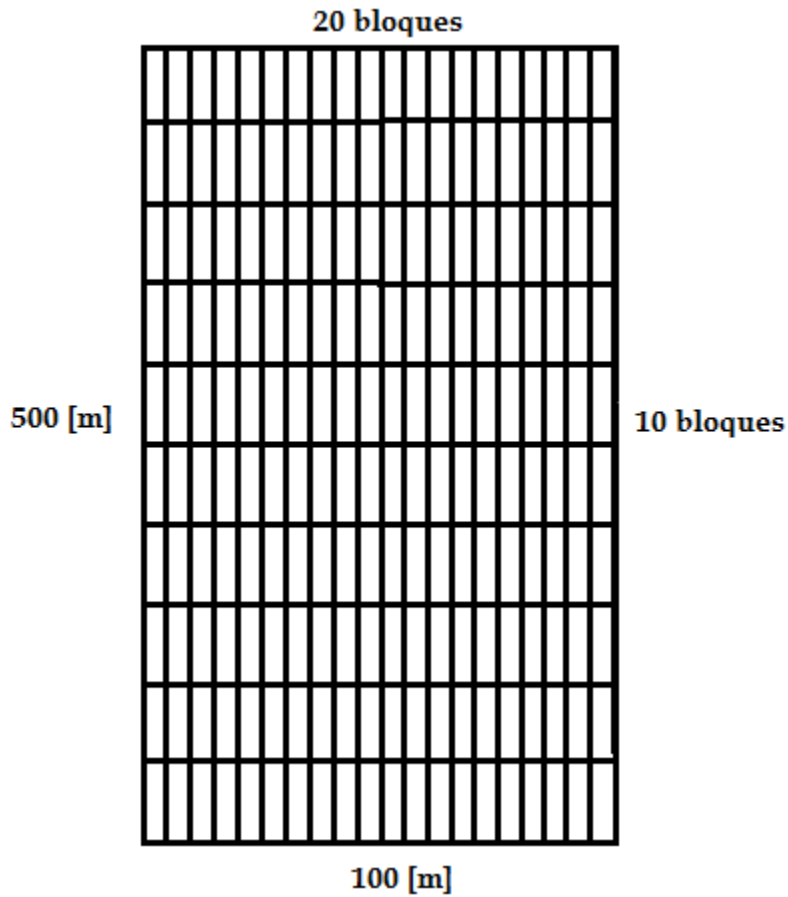


Figura 4. Malla de simulación.

$$k_{HOR} = \frac{N_{HOR} a^3}{12H} \dots\dots\dots(1)$$

$$k_{VER} = \frac{N_{VER} a^3}{12L} \dots\dots\dots (2)$$

Se igualan ecuaciones (1) y (2) con la condición que las permeabilidades tanto verticales como horizontales son las mismas.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

$$\frac{N_{HOR} a^3}{12H} = \frac{N_{VER} a^3}{12L} \dots\dots\dots (3)$$

$$N_{HOR} = \frac{N_{VER}}{P} \left(\frac{H}{L}\right) \dots\dots\dots (4)$$

$$N_{HOR} = \frac{N_{VER}}{P} \left(\frac{500}{100}\right) \dots\dots\dots (5)$$

$$N_{HOR} = 5 \frac{N_{VER}}{P} \dots\dots\dots (6)$$

Con 10 bloques en horizontal y la ecuación 6, se obtiene los 20 bloques complementarios en vertical.

Con estos tres archivos se hacen cada una de las 8 pruebas, pero éstas cambiarán de acuerdo al tipo de inyección que se vaya a realizar. La descripción una vez más aclaramos que es para la primera prueba del caso base de declinación natural, no habrá inyección de ningún gas inerte o hidrocarburo.

Después de esta prueba, realizarán las siguientes, estas pruebas consisten en la inyección de los gases inertes y del gas hidrocarburo, por lo tanto cada archivo tendrá ciertos cambios de acuerdo al funcionamiento del simulador, los cambios son con valores característicos de acuerdo a los procesos antes mencionados.

En el capítulo 5, se presentara cada uno de los archivos con sus respectivos valores una vez realizadas las pruebas, de manera grafica y analizando prueba por prueba obteniendo el nivel de recuperación conforme disminución de la presión y el avance del tiempo, comprobando y llegando a los objetivos del trabajo, que son poder concluir que tipo de inyección es más generosa de acuerdo al yacimiento de gas y condensado descrito a lo largo del trabajo, conjuntando la teoría y las pruebas, con ayuda del simulador FRSG.

4.2.3. Modelo de simulación.

Se realizaron un número de pruebas para el primer modelo de 30, dónde, una vez obtenidos los datos que exigía el simulador, se hicieron las corridas buscando obtener el mejor de los funcionamientos como: la magnitud de recuperación, la congruencia que hiciera un

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

comportamiento de presión equivalente al fluido producido, al aumento y disminución de componentes del yacimiento, también, que se hiciera la declinación natural y las inyecciones de gases en el tiempo transcurrido fijado en el archivo de entrada, coordinando el gasto suficiente con el cual debía producir.

Para esto se hace un análisis de gráficos dónde se muestre la recuperación, la presión de producción con respecto al tiempo, así como también el llenado correcto de cada uno de los archivos de entrada descritos anteriormente.

Las corridas numéricas se llevaron a cabo en 4 diferentes equipos de cómputo simultáneos en el Instituto Mexicano del Petróleo.

A continuación se presentan los modelos de los diferentes casos de estudio, que son los archivos de entrada finales, los cuales una vez hecha la simulación, finalmente los resultados se analizarán en el capítulo 5 y en el capítulo 6 se encontrarán las conclusiones y recomendaciones.

4.2.3.1. Declinación Natural.

❖ “ej1.in_fluid”.

Mole fractions of the initial fluid and the injected fluid

```
#-----#
12 1 # No. of components ; No. of different injected gases
```

```
#-----#
index initial_fluid injected_fluid components
#-----#
1 0.006410 0.0 N2
2 0.006050 0.0 CO2
3 0.000540 0.0 H2S
4 0.773060 0.0 C1
5 0.056020 0.0 C2
6 0.021020 0.0 C3
7 0.003200 0.0 iC4
8 0.015030 0.0 nC4
9 0.007140 0.0 iC5
10 0.009800 0.0 nC5
11 0.012500 0.0 nC6
12 0.089230 0.0 C7+
```

#-----#
Diffusion Volume Multiplier

```
#-----#
0.8
```

```
#-----#
acentr Tc(K) Pc(bar) Mw(g/mole) Vc(m**3/kg) Volume shift SumV
#-----#
0.04 126.21 33.90 28.01 0.00321275 -0.288486 -1 N2
0.225 304.14 73.75 44.01 0.00213589 -0.176755 -1 Co2
0.1 373.20 89.40 34.08 0.00290529 -0.238784 -1 H2S
0.013 190.56 45.99 16.04 0.00614614 -0.154 -1 C1
0.0986 305.32 48.72 30.07 0.00483881 -0.1002 -1 C2
0.1524 369.83 42.48 44.10 0.00453554 -0.08501 -1 C3
0.1848 407.80 36.04 58.12 0.00445607 -0.07935 -1 iC4
0.201 425.12 37.96 58.12 0.00438725 -0.06413 -1 nC4
0.227 460.40 33.80 72.15 0.00424118 -0.0435 -1 iC5
0.251 469.70 33.70 72.15 0.00431048 -0.04183 -1 nC5
0.299 507.40 30.12 86.18 0.004219 -0.01478 -1 nC6
0.44215 672.44 19.96 180.00 0.004165 0.097951 -1 C7+
```

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

```

-----#
Binary interaction parameters
-----#
0.00000
-0.012 0.00000
0.17600 0.09600 0.00000
0.10000 0.10000 0.50000 0.00000
0.10000 0.10000 0.50000 0.00000 0.00000
0.10000 0.10000 0.50000 0.00000 0.00000 0.00000
0.10000 0.10000 0.50000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000
0.10000 0.10000 0.50000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000
0.10000 0.10000 0.50000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000
0.10000 0.10000 0.50000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000
0.10000 0.10000 0.50000 0.04624 0.01000 0.01000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000
-----#
Viscosity of each component in milliPa.S (cp)
-----#
-1      N2
-1      CO2
-1      H2S
-1      C1
-1      C2
-1      C3
-1      iC4
-1      nC4
-1      iC5
-1      nC5
-1      nC6
-1      C7+
-----#
Viscosity of gas and liquid phases in milliPa.S (cp) (this is optional)
-----#
NA (put NA if Not Available so the viscosity will be internally calculated)

❖ “ej1.in_init”

# Diffusion-coefficient multipliers
#-----#
0 0 # gas, liquid
#-----#
# Time(years) PVI(%)
#-----#
20.0d0 100.0
#-----#
# initial DT(days) maximum DT(days)
#-----#
1.d-3 3.0d1
#-----#
# Printing frequency in PVI(%)
#-----#
0.5
#-----#
Rock properties
#-----#
1.26d-2 0.060032d0 # matrix permeability (md) Porosity
1.0d2 5.d-3 # fracture permeability (md) THICKNESS

```

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

```

#-----
Initial conditions
#-----
689.0      # Pressure at the bottom of the reservoir (bar)
441.15    # Temperature (K)
1          # Gas (=1) or Liquid (=2)
#-----
Gravity (zero for horizontal domains)
#-----
9.8d0
#-----
Number of injectors      Number of producers
#-----
1          1
#-----
Position of the injection well (x,z)
#-----
0.  400.
#-----
Position of the production well (x,z)
#-----
100.0 0.0
#-----
Number of injections
#-----
1
#-----
Start time(day) Injection rate(m2/day) Production choice(index to specify conditions at production well)
#-----
0.0          0.d0          479.17
#-----
For fracture: residual_water_sat  residual_oil_sat  end_point_gas  end_point_liquid
#-----
          0.0          0.0          1.0          1.0
#-----
For matrix: residual_water_Sat  residual_oil_sat
#-----
          0.0          0.0
#-----
For matrix: Relative permeabilities (formula or table)
#-----
1          # index=0 => formula; index=1 => table)
#-----
sat  Krg  Krw
#-----
11
0          0          0.7
0.1        0          0.553
0.2        6E-03    0.423
0.3        0.025    0.311
0.4        0.056    0.216
0.5        0.1      0.138
0.6        0.156    0.078
0.7        0.225    0.035
0.8        0.306    9E-03
0.9        0.4      0
1          0.7      0

```


Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

❖ “ej1.mesh”

```

%-----
% Length(m)   Height(m)
%-----
100.0   500.0
%-----
% Nx Nz (Nx and Nz are nbs of blocks in the x- and z-directions, resp.)
%-----
20  10
%-----
% mx mz (mx (0<mx<1) and mz(0<mz<1) are mesh parameters in the x- and z-directions, resp.)
%-----
1.  1.
%-----
% Number of fractures
%-----
20  0.25
%-----
% index (x1,z1)   (x2,z2)   (Fracture-end points and aperature)
%-----
1  0.000   0.000  100.000   0.000
2  0.000   50.000  100.000   50.000
3  0.000  100.000  100.000  100.000
4  0.000  150.000  100.000  150.000
5  0.000  200.000  100.000  200.000
6  0.000  250.000  100.000  250.000
7  0.000  300.000  100.000  300.000
8  0.000  350.000  100.000  350.000
9  0.000  400.000  100.000  400.000
10 0.000  450.000  100.000  450.000
11 0.000  500.000  100.000  500.000
12 0.000   0.000   0.000  500.000
13 10.000  0.000  10.000  500.000
12 20.000  0.000  20.000  500.000
13 30.000  0.000  30.000  500.000
14 40.000  0.000  40.000  500.000
15 50.000  0.000  50.000  500.000
16 60.000  0.000  60.000  500.000
17 70.000  0.000  70.000  500.000
18 80.000  0.000  80.000  500.000
19 90.000  0.000  90.000  500.000
20 100.000 0.000 100.000  500.000

```

Cada uno de los tres archivos contiene con tiene los datos evaluados listos para hacer la simulación de la declinación natural, dónde comprobaremos la efectividad del simulador para lograr sus objetivos comunes y también plantear el caso del estudio del “Yacimiento 1” de Gas y Condensado, listo para comenzar una evaluación de inyección de gases.

A continuación el modelo numero 2, la inyección de CO₂ al “Yacimiento 1”:

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

4.2.3.2. Dióxido de Carbono

❖ “ej2.in_fluid”

Mole fractions of the initial fluid and the injected fluid

```

#-----#
12 1 # No. of components ; No. of different injected gases
#-----#
index initial_fluid injected_fluid components
#-----#
1 0.006410 0.0 N2
2 0.006050 1.0 CO2
3 0.000540 0.0 H2S
4 0.773060 0.0 C1
5 0.056020 0.0 C2
6 0.021020 0.0 C3
7 0.003200 0.0 iC4
8 0.015030 0.0 nC4
9 0.007140 0.0 iC5
10 0.009800 0.0 nC5
11 0.012500 0.0 nC6
12 0.089230 0.0 C7+
#-----#
Diffusion Volume Multiplier
#-----#
0.8
#-----#
acentr Tc(K) Pc(bar) Mw(g/mole) Vc(m**3/kg) Volume shift SumV
#-----#
0.04 126.21 33.90 28.01 0.00321275 -0.288486 -1 N2
0.225 304.14 73.75 44.01 0.00213589 -0.176755 -1 Co2
0.1 373.20 89.40 34.08 0.00290529 -0.238784 -1 H2S
0.013 190.56 45.99 16.04 0.00614614 -0.154 -1 C1
0.0986 305.32 48.72 30.07 0.00483881 -0.1002 -1 C2
0.1524 369.83 42.48 44.10 0.00453554 -0.08501 -1 C3
0.1848 407.80 36.04 58.12 0.00445607 -0.07935 -1 iC4
0.201 425.12 37.96 58.12 0.00438725 -0.06413 -1 nC4
0.227 460.40 33.80 72.15 0.00424118 -0.0435 -1 iC5
0.251 469.70 33.70 72.15 0.00431048 -0.04183 -1 nC5
0.299 507.40 30.12 86.18 0.004219 -0.01478 -1 nC6
0.44215 672.44 19.96 180.00 0.004165 0.097951 -1 C7+
#-----#
Binary interaction parameters
#-----#
0.00000
-0.012 0.00000
0.17600 0.09600 0.00000
0.10000 0.10000 0.50000 0.00000
0.10000 0.10000 0.50000 0.00000 0.00000
0.10000 0.10000 0.50000 0.00000 0.00000 0.00000
0.10000 0.10000 0.50000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000
0.10000 0.10000 0.50000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000
0.10000 0.10000 0.50000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000
0.10000 0.10000 0.50000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000
0.10000 0.10000 0.50000 0.04624 0.01000 0.01000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000

```

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

```

-----#
Viscosity of each component in milliPa.S (cp)
-----#
-1      N2
-1      CO2
-1      H2S
-1      C1
-1      C2
-1      C3
-1      iC4
-1      nC4
-1      iC5
-1      nC5
-1      nC6
-1      C7+
-----#
Viscosity of gas and liquid phases in milliPa.S (cp) (this is optional)
-----#
NA (put NA if Not Available so the viscosity will be internally calculated)

```

❖ “ej2.in_init”

```

# Diffusion-coefficient multipliers
#-----#
0      0      # gas, liquid
#-----#
# Time(years)  PVI(%)
#-----#
20.0d0      100.0
#-----#
# initial DT(days) maximum DT(days)
#-----#
1.d-3      3.0d1
#-----#
# Printing frequency in PVI(%)
#-----#
0.5
#-----#
Rock properties
#-----#
1.26d-2  0.060032d0      # matrix permeability (md) Porosity
1.0d2    5.d-3          # fracture permeability (md) THICKNESS
#-----#
Initial conditions
#-----#
689.0      # Pressure at the bottom of the reservoir (bar)
441.15     # Temperature (K)
1          # Gas (=1) or Liquid (=2)
#-----#
Gravity (zero for horizontal domains)
#-----#
9.8d0
#-----#
Number of injectors      Number of producers
#-----#
1          1
#-----#
Position of the injection well (x,z)
#-----#
0.0      400.0

```

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

```

#-----
Position of the production well (x,z)
#-----
100.0 0.0
#-----
Number of injections
#-----
1
#-----
Start time(day) Injection rate(m2/day) Producion choice(index to specify conditions at production well)
#-----
0.0          100.d0          1.4
#-----
For frature: residual_water_sat  residual_oil_sat  end_point_gas  end_point_liquid
#-----
          0.0          0.0          1.0          1.0
#-----
For matrix: residual_water_Sat  residual_oil_sat
#-----
          0.0          0.0
#-----
For matrix: Relative permeabilities (formula or table)
#-----
1          # index=0 => formula; index=1 => table)
#-----
sat Krg  Krw
#-----
11
0          0          0.7
0.1        0          0.553
0.2        6E-03    0.423
0.3        0.025    0.311
0.4        0.056    0.216
0.5        0.1      0.138
0.6        0.156    0.078
0.7        0.225    0.035
0.8        0.306    9E-03
0.9        0.4      0
1          0.7      0

❖ "ej2.mesh"

%-----
% Length(m)  Height(m)
%-----
100.0        500.0
%-----
% Nx  Nz (Nx and Nz are nbs of blocks in the x- and z-directions, resp.)
%-----
20  10
%-----
% mx  mz (mx (0<mx<1) and mz(0<mz<1) are mesh parameters in the x- and z-directions, resp.)
%-----
1.  1.
%-----
% Number of fractures
%-----
20  0.25
%-----
% index (x1,z1)  (x2,z2)  (Fracture-end points and aperature)
%-----
1  0.000  0.000  100.000  0.000
2  0.000  50.000  100.000  50.000
3  0.000  100.000  100.000  100.000

```

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

4	0.000	150.000	100.000	150.000
5	0.000	200.000	100.000	200.000
6	0.000	250.000	100.000	250.000
7	0.000	300.000	100.000	300.000
8	0.000	350.000	100.000	350.000
9	0.000	400.000	100.000	400.000
10	0.000	450.000	100.000	450.000
11	0.000	500.000	100.000	500.000
12	0.000	0.000	0.000	500.000
13	10.000	0.000	10.000	500.000
12	20.000	0.000	20.000	500.000
13	30.000	0.000	30.000	500.000
14	40.000	0.000	40.000	500.000
15	50.000	0.000	50.000	500.000
16	60.000	0.000	60.000	500.000
17	70.000	0.000	70.000	500.000
18	80.000	0.000	80.000	500.000
19	90.000	0.000	90.000	500.000
20	100.000	0.000	100.000	500.000

Al igual que el modelo del caso base, se hicieron un numero de 30 pruebas para poder conformar el segundo modelo de simulación y primer modelo de inyección, el de CO₂, en este caso el modelo se basó en tomar la plantilla del caso base y prepararla para la inyección, el problema se concentro en el gasto de inyección, el cual debía disminuirse hasta 100 [m²/dia] y colocar un factor de condición de frontera “r_{prod}” de 1.4, el cual denota que la presión en el pozo productor es variable, tanto la presión de producción como la presión de inyección, son variables y directamente proporcionales.

A continuación el tercer modelo referido a la inyección de Nitrógeno.

4.2.3.3. Nitrógeno

❖ “ej3.in_fluid”

Mole fractions of the initial fluid and the injected fluid

```

#-----#
12 1  #          No. of  components ; No. of different injected gases
#-----#
index  initial_fluid  injected_fluid  components
#-----#
1      0.006410      1.0            N2
2      0.006050      0.0            CO2
3      0.000540      0.0            H2S
4      0.773060      0.0            C1
5      0.056020      0.0            C2
6      0.021020      0.0            C3
7      0.003200      0.0            iC4
8      0.015030      0.0            nC4
9      0.007140      0.0            iC5
10     0.009800      0.0            nC5
11     0.012500      0.0            nC6
12     0.089230      0.0            C7+
#-----#
Diffusion Volume Multiplier
#-----#
0.8
    
```

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

```

#-----#
acentr Tc(K) Pc(bar) Mw(g/mole) Vc(m**3/kg) Volume shift SumV
#-----#
0.04 126.21 33.90 28.01 0.00321275 -0.288486 -1 N2
0.225 304.14 73.75 44.01 0.00213589 -0.176755 -1 Co2
0.1 373.20 89.40 34.08 0.00290529 -0.238784 -1 H2S
0.013 190.56 45.99 16.04 0.00614614 -0.154 -1 C1
0.0986 305.32 48.72 30.07 0.00483881 -0.1002 -1 C2
0.1524 369.83 42.48 44.10 0.00453554 -0.08501 -1 C3
0.1848 407.80 36.04 58.12 0.00445607 -0.07935 -1 iC4
0.201 425.12 37.96 58.12 0.00438725 -0.06413 -1 nC4
0.227 460.40 33.80 72.15 0.00424118 -0.0435 -1 iC5
0.251 469.70 33.70 72.15 0.00431048 -0.04183 -1 nC5
0.299 507.40 30.12 86.18 0.004219 -0.01478 -1 nC6
0.44215 672.44 19.96 180.00 0.004165 0.097951 -1 C7+
#-----#
Binary interaction parameters
#-----#
0.00000
-0.012 0.00000
0.17600 0.09600 0.00000
0.10000 0.10000 0.50000 0.00000
0.10000 0.10000 0.50000 0.00000 0.00000
0.10000 0.10000 0.50000 0.00000 0.00000 0.00000
0.10000 0.10000 0.50000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000
0.10000 0.10000 0.50000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000
0.10000 0.10000 0.50000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000
0.10000 0.10000 0.50000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000
0.10000 0.10000 0.50000 0.04624 0.01000 0.01000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000
#-----#
Viscosity of each component in milliPa.S (cp)
#-----#
-1 N2
-1 CO2
-1 H2S
-1 C1
-1 C2
-1 C3
-1 iC4
-1 nC4
-1 iC5
-1 nC5
-1 nC6
-1 C7+
#-----#
Viscosity of gas and liquid phases in milliPa.S (cp) (this is optional)
#-----#
NA (put NA if Not Available so the viscosity will be internally calculated)

```

❖ “ej3.in_init”

```

# Diffusion-coefficient multipliers
#-----#
0 0 # gas, liquid
#-----#
# Time(years) PVI(%)
#-----#
20.0d0 100.0
#-----#
# initial DT(days) maximum DT(days)
#-----#
1.d-3 3.0d1

```

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

```

#-----#
# Printing frequency in PVI(%)
#-----#
0.5
#-----#
Rock properties
#-----#
1.26d-2 0.060032d0 # matrix permeability (md) Porosity
1.0d2 5.d-3 # fracture permeability (md) THICKNESS
#-----#
Initial conditions
#-----#
689.0 # Pressure at the bottom of the reservoir (bar)
441.15 # Temperature (K)
1 # Gas (=1) or Liquid (=2)
#-----#
Gravity (zero for horizontal domains)
#-----#
9.8d0
#-----#
Number of injectors Number of producers
#-----#
1 1
#-----#
Position of the injection well (x,z)
#-----#
0.0 400.0
#-----#
Position of the production well (x,z)
#-----#
100.0 0.0
#-----#
Number of injections
#-----#
1
#-----#
Start time(day) Injection rate(m2/day) Production choice(index to specify conditions at production well)
#-----#
0.0 100.d0 1.4
#-----#
For frature: residual_water_sat residual_oil_sat end_point_gas end_point_liquid
#-----#
0.0 0.0 1.0 1.0
#-----#
For matrix: residual_water_Sat residual_oil_sat
#-----#
0.0 0.0
#-----#
For matrix: Relative permeabilities (formula or table)
#-----#
1 # index=0 => formula; index=1 => table)
#-----#
sat Krg Krw
#-----#
11
0 0 0.7
0.1 0 0.553
0.2 6E-03 0.423
0.3 0.025 0.311
0.4 0.056 0.216
0.5 0.1 0.138
0.6 0.156 0.078
0.7 0.225 0.035
0.8 0.306 9E-03
0.9 0.4 0
1 0.7 0

```

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

❖ "ej3.mesh"

```

%-----
% Length(m)   Height(m)
%-----
100.0        500.0
%-----
% Nx Nz (Nx and Nz are nbs of blocks in the x- and z-directions, resp.)
%-----
20 10
%-----
% mx mz (mx (0<mx<1) and mz(0<mz<1) are mesh parameters in the x- and z-directions, resp.)
%-----
1. 1.
%-----
% Number of fractures
%-----
20 0.25
%-----
% index (x1,z1)   (x2,z2)   (Fracture-end points and aperature)
%-----
1  0.000  0.000 100.000  0.000
2  0.000  50.000 100.000  50.000
3  0.000 100.000 100.000 100.000
4  0.000 150.000 100.000 150.000
5  0.000 200.000 100.000 200.000
6  0.000 250.000 100.000 250.000
7  0.000 300.000 100.000 300.000
8  0.000 350.000 100.000 350.000
9  0.000 400.000 100.000 400.000
10 0.000 450.000 100.000 450.000
11 0.000 500.000 100.000 500.000
12 0.000  0.000  0.000 500.000
13 10.000  0.000 10.000 500.000
12 20.000  0.000 20.000 500.000
13 30.000  0.000 30.000 500.000
14 40.000  0.000 40.000 500.000
15 50.000  0.000 50.000 500.000
16 60.000  0.000 60.000 500.000
17 70.000  0.000 70.000 500.000
18 80.000  0.000 80.000 500.000
19 90.000  0.000 90.000 500.000
20 100.000 0.000 100.000 500.000

```

El modelo N₂ es el mismo que el modelo para CO₂, el mismo gasto y presión, solo cambia en el tipo de gas a inyectar. Por último, el modelo de Gas Hidrocarburo, el cual necesita una composición distinta y completa el cual en su mayor contenido esta el metano, la composición es puesta en el archivo "ej4.in_fluid" para dar la orden de la composición a inyectar. Actúa el mismo gasto, la misma presión, y es para el mismo tiempo.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

4.2.3.4. Gas Hidrocarburo.

❖ “ej4.in_fluid”

Mole fractions of the initial fluid and the injected fluid

```

#-----#
12 1 # No. of components ; No. of different injected gases
#-----#
index initial_fluid injected_fluid components
#-----#
1 0.006410 1.861E-03 N2
2 0.006050 0.020728 CO2
3 0.000540 0.0000 H2S
4 0.773060 0.791159 C1
5 0.056020 0.108827 C2
6 0.021020 0.047703 C3
7 0.003200 7.426E-03 iC4
8 0.015030 0.014336 nC4
9 0.007140 2.919E-03 iC5
10 0.009800 3.594E-03 nC5
11 0.012500 1.448E-03 nC6
12 0.089230 0.0000 C7+
#-----#
Diffusion Volume Multiplier
#-----#
0.8
#-----#
acentr Tc(K) Pc(bar) Mw(g/mole) Vc(m**3/kg) Volume shift SumV
#-----#
0.04 126.21 33.90 28.01 0.00321275 -0.288486 -1 N2
0.225 304.14 73.75 44.01 0.00213589 -0.176755 -1 Co2
0.1 373.20 89.40 34.08 0.00290529 -0.238784 -1 H2S
0.013 190.56 45.99 16.04 0.00614614 -0.154 -1 C1
0.0986 305.32 48.72 30.07 0.00483881 -0.1002 -1 C2
0.1524 369.83 42.48 44.10 0.00453554 -0.08501 -1 C3
0.1848 407.80 36.04 58.12 0.00445607 -0.07935 -1 iC4
0.201 425.12 37.96 58.12 0.00438725 -0.06413 -1 nC4
0.227 460.40 33.80 72.15 0.00424118 -0.0435 -1 iC5
0.251 469.70 33.70 72.15 0.00431048 -0.04183 -1 nC5
0.299 507.40 30.12 86.18 0.004219 -0.01478 -1 nC6
0.44215 672.44 19.96 180.00 0.004165 0.097951 -1 C7+
#-----#
Binary interaction parameters
#-----#
0.00000
-0.012 0.00000
0.17600 0.09600 0.00000
0.10000 0.10000 0.50000 0.00000
0.10000 0.10000 0.50000 0.00000 0.00000
0.10000 0.10000 0.50000 0.00000 0.00000 0.00000
0.10000 0.10000 0.50000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000
0.10000 0.10000 0.50000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000
0.10000 0.10000 0.50000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000
0.10000 0.10000 0.50000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000
0.10000 0.10000 0.50000 0.04624 0.01000 0.01000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000 0.00000
#-----#
Viscosity of each component in milliPa.S (cp)
#-----#
-1 N2
-1 CO2
-1 H2S
-1 C1

```

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

```

-1    C2
-1    C3
-1    iC4
-1    nC4
-1    iC5
-1    nC5
-1    nC6
-1    C7+

```

```

-----#
Viscosity of gas and liquid phases in milliPa.S (cp) (this is optional)
-----#
NA (put NA if Not Available so the viscosity will be internally calculated)

```

❖ "ej4.in_init"

```

# Diffusion-coefficient multipliers
#-----#
0    0    # gas, liquid
#-----#
# Time(years)  PVI(%)
#-----#
20.0d0    100.0
#-----#
# initial DT(days) maximum DT(days)
#-----#
1.d-3    3.0d1
#-----#
# Printing frequency in PVI(%)
#-----#
0.5
#-----#
Rock properties
#-----#
1.26d-2  0.060032d0  # matrix permeability (md) Porosity
1.0d2    5.d-3      # fracture permeability (md) THICKNESS
#-----#
Initial conditions
#-----#
689.0    # Pressure at the bottom of the reservoir (bar)
441.15   # Temperature (K)
1        # Gas (=1) or Liquid (=2)
#-----#
Gravity (zero for horizontal domains)
#-----#
9.8d0
#-----#
Number of injectors      Number of producers
#-----#
1        1
#-----#
Position of the injection well (x,z)
#-----#
0.0    400.0
#-----#
Position of the production well (x,z)
#-----#
100.0  0.0
#-----#
Number of injections
#-----#
1

```

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

```

#-----
Start time(day) Injection rate(m2/day) Production choice(index to specify conditions at production well)
#-----
0.0          100.d0          1.4
#-----
For frature: residual_water_sat  residual_oil_sat  end_point_gas  end_point_liquid
#-----
0.0          0.0          1.0          1.0
#-----
For matrix: residual_water_Sat  residual_oil_sat
#-----
0.0          0.0
#-----
For matrix: Relative permeabilities (formula or table)
#-----
1          # index=0 => formula; index=1 => table)
#-----
sat  Krg  Krw
#-----
11
0          0          0.7
0.1        0          0.553
0.2        6E-03     0.423
0.3        0.025     0.311
0.4        0.056     0.216
0.5        0.1       0.138
0.6        0.156     0.078
0.7        0.225     0.035
0.8        0.306     9E-03
0.9        0.4       0
1          0.7       0
    
```

❖ “ej4.mesh”

```

%-----
% Length(m)  Height(m)
%-----
100.0        500.0
%-----
% Nx  Nz (Nx and Nz are nbs of blocks in the x- and z-directions, resp.)
%-----
20  10
%-----
% mx  mz (mx (0<mx<1) and mz(0<mz<1) are mesh parameters in the x- and z-directions, resp.)
%-----
1.  1.
%-----
% Number of fractures
%-----
20  0.25
%-----
% index  (x1,z1)  (x2,z2)  (Fracture-end points and aperature)
%-----
1  0.000  0.000  100.000  0.000
2  0.000  50.000  100.000  50.000
3  0.000  100.000  100.000  100.000
4  0.000  150.000  100.000  150.000
5  0.000  200.000  100.000  200.000
6  0.000  250.000  100.000  250.000
7  0.000  300.000  100.000  300.000
8  0.000  350.000  100.000  350.000
9  0.000  400.000  100.000  400.000
10 0.000  450.000  100.000  450.000
    
```

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

11	0.000	500.000	100.000	500.000
12	0.000	0.000	0.000	500.000
13	10.000	0.000	10.000	500.000
12	20.000	0.000	20.000	500.000
13	30.000	0.000	30.000	500.000
14	40.000	0.000	40.000	500.000
15	50.000	0.000	50.000	500.000
16	60.000	0.000	60.000	500.000
17	70.000	0.000	70.000	500.000
18	80.000	0.000	80.000	500.000
19	90.000	0.000	90.000	500.000
20	100.000	0.000	100.000	500.000

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

5. Corridas numéricas.

5.1. Resultados de simulación.

En este último capítulo del trabajo de tesis, se analizarán los resultados de las corridas numéricas, cada una de las variantes en la declinación natural y las tres inyecciones. Se comenzará mostrando la información obtenida de la variación de componentes hidrocarburos del yacimiento a través de las pruebas, así como también lo más importante, la recuperación de aceite obtenida de acuerdo al tipo de gas inyectado en el simulador FRSG.

Una vez obtenidos los modelos de simulación correctos, después de un número aproximado de 30 pruebas, se realizaron las corridas numéricas, con tiempo de simulación aproximado de 70 horas reales, sumado por las 4 pruebas y de acuerdo a la capacidad de memoria RAM de los equipos utilizados para llevarlas a cabo, se contó con 3 computadoras del Instituto Mexicano del Petróleo y dos equipos más pertenecientes al autor de este trabajo, haciendo una labor conjunta del proceso de simulación.

<i>Declinación Natural</i>	<i>48 [horas]</i>
<i>Inyección de CO₂</i>	<i>6 [horas]</i>
<i>Inyección N₂</i>	<i>3.5 [horas]</i>
<i>Inyección de Gas Hidrocarburo</i>	<i>10 [horas]</i>

Tabla 1. Tiempo de simulación

Cada una de las simulaciones después de haberse realizado alimentó un archivo Excel, el cual describe:

- Paso del tiempo
- Volumen de poro inyectado
- Recuperación secundaria obtenida
- Composición de hidrocarburos del yacimiento
- Presión de producción
- Presión de inyección (para el caso de inyección)

a su vez, archivos “.lay” que son leídos por el programa “TecPlot” los cuales describen el avance y saturación de los gases, la presión y la viscosidad de manera muy gráfica en exactamente el área del yacimiento simulado y su respectiva malla de simulación.

A continuación se presentaran los análisis pertinentes para cada parte de información descrita anteriormente, mostrando imágenes y gráficas estadísticas, y por último se concluirá de acuerdo al objetivo de este trabajo.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

5.1.1. Declinación Natural (caso base).

El caso base consiste en una explotación natural del yacimiento en estudio, el simulador FRSG, también puede ser utilizado para este tipo de pruebas. La duración de esta fue de 48 [horas] simulando 20 años de explotación, este proceso arroja 3 tipos de archivos según el proceso abordado: "Excel", "plt", "txt".

A continuación se mostrará el proceso de simulación de la saturación de gas contenido en el yacimiento cuando se inicia la explotación del yacimiento desde 0 [años] hasta 20 [años] dónde blanco es la porción menor de saturación y negro la máxima porción de saturación esto en escala de grises.

El caso base arrojó un total de 22 archivos "plt" los cuales demuestran el paso de la declinación natural en imágenes de saturación de fluidos en el yacimiento desde los 0 hasta los 20 [años], en las figuras 1 hasta 20 se describe el barrido de metano hasta la superficie, de la saturación inicial y final de C7+, el cambio de viscosidad del gas debido al cambio de presión.

<i>Tiempo de recuperación primaria</i>	<i>20 [años]</i>
<i>Recuperación</i>	<i>42.2 [%]</i>
<i>C1 final</i>	<i>88.9 [%]</i>
<i>C7+ final</i>	<i>5 [%]</i>
<i>Viscosidad en el pozo productor</i>	<i>0.015 [cp]</i>
<i>Presión final</i>	<i>38.7003 [bar]</i>

Tabla 2. Resultados "caso base".

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

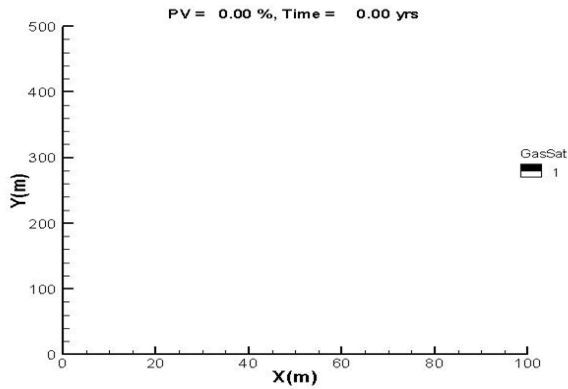


Figura 1. Saturación de gas al inicio de la explotación de 100 [%].

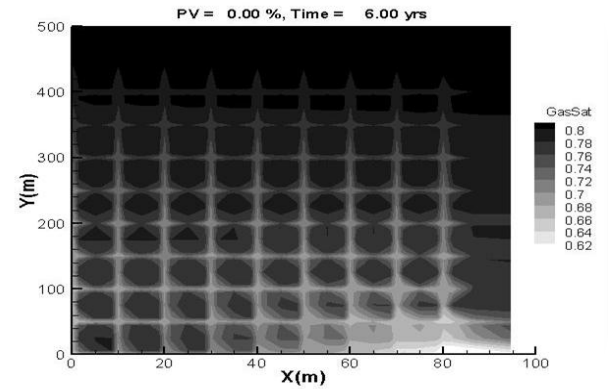


Figura 2. Saturación de gas a 6 años de explotación cantidad mínima en el pozo productor de 62 [%] y máxima en el yacimiento de 80 [%].

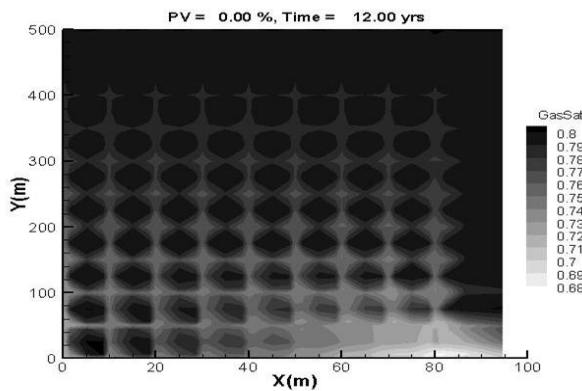


Figura 3. Saturación de gas a 12 años de explotación cantidad mínima en el pozo productor de 68 [%] y máxima en el yacimiento de 80 [%].

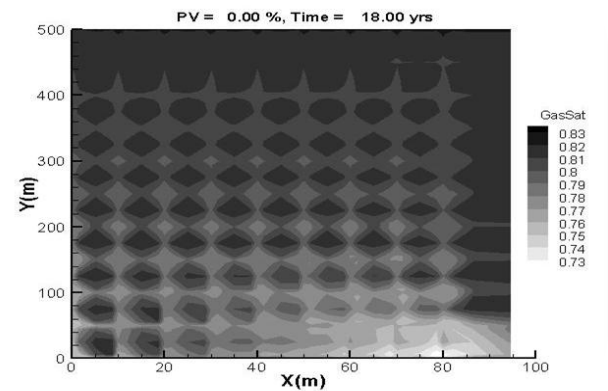


Figura 4. Saturación de gas a 18 años de explotación cantidad mínima en el pozo productor de 73 [%] y máxima en el yacimiento de 83 [%].

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

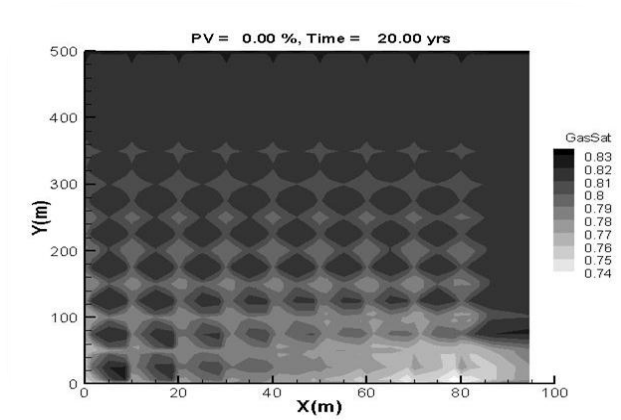


Figura 5. Saturación de gas a 20 años de explotación cantidad mínima en el pozo productor de 74 [%] y máxima en el yacimiento de 83 [%].

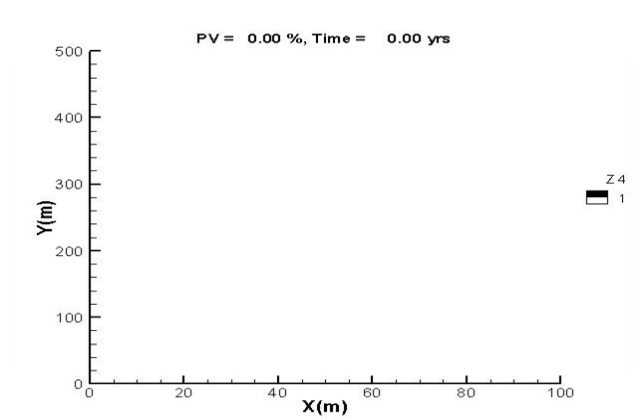


Figura 6. Saturación de metano al inicio de la explotación.

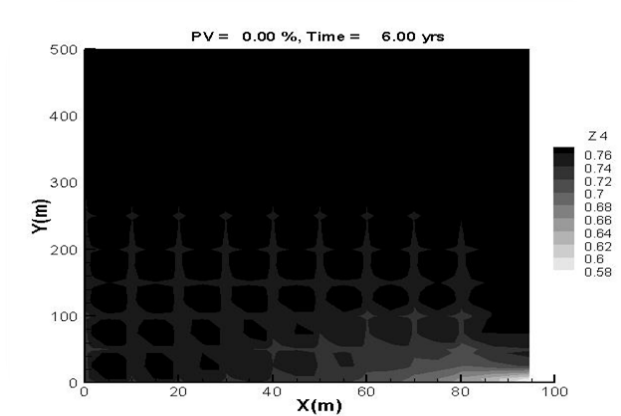


Figura 7. Saturación de metano a 6 años de explotación cantidad mínima en el pozo productor de 58 [%] y máxima en el yacimiento de 76 [%].

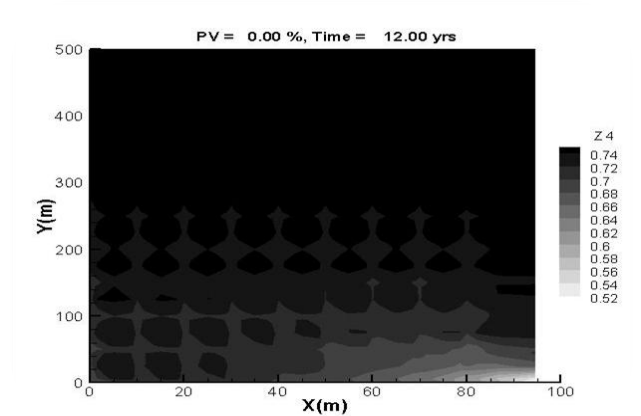


Figura 8. Saturación de metano a 12 años de explotación cantidad mínima en el pozo productor de 52 [%] y máxima en el yacimiento de 74 [%].

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

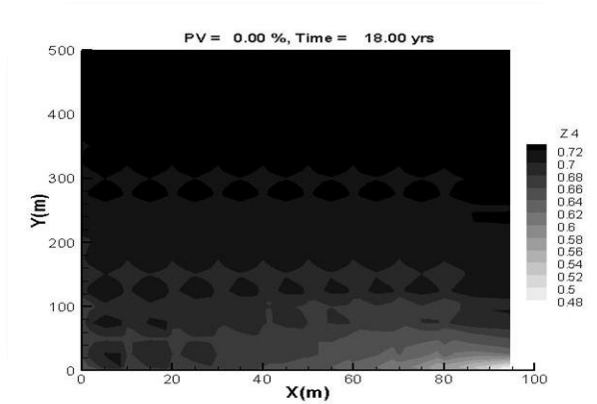


Figura 9. Saturación de metano a 18 años de explotación cantidad mínima en el pozo productor de 49 [%] y máxima en el yacimiento de 72 [%].

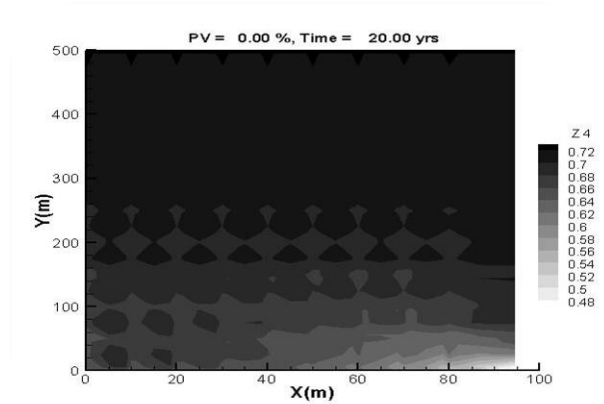


Figura 10. Saturación de metano a 20 años de explotación cantidad mínima en el pozo productor de 48 [%] y máxima en el yacimiento de 72 [%].

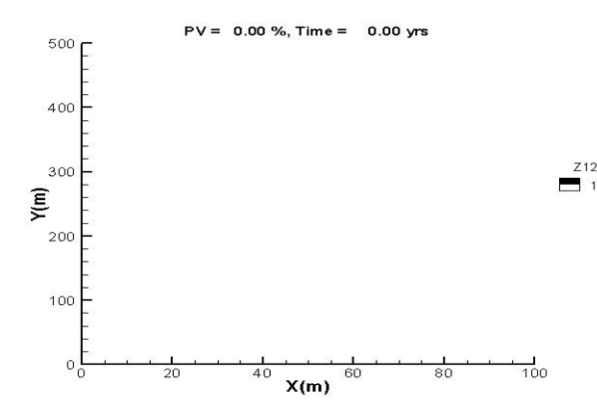


Figura 11. Saturación de C7+ al inicio de la explotación.

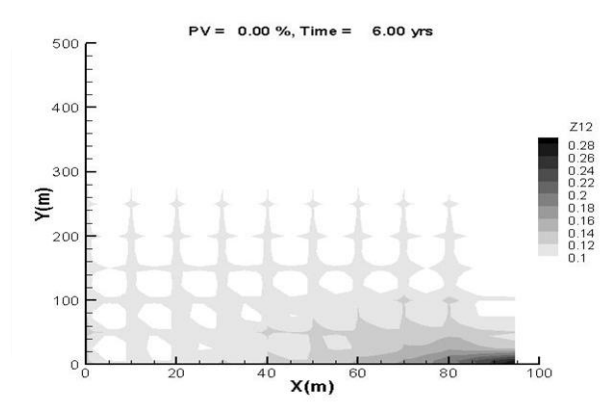


Figura 12. Saturación de C7+ a 6 años de explotación cantidad mínima en el pozo productor de 28 [%] y máxima en el yacimiento de 10 [%].

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

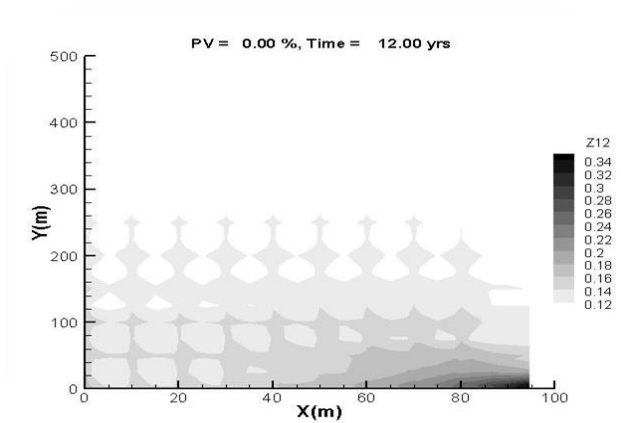


Figura 13. Saturación de C7+ a 12 años de explotación cantidad mínima en el pozo productor de 34 [%] y máxima en el yacimiento de 12 [%].

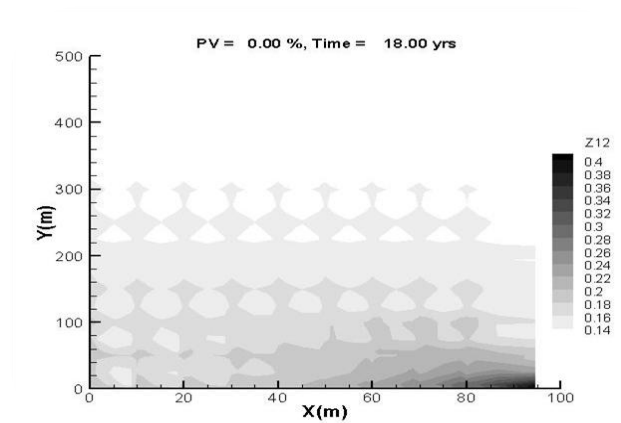


Figura 14. Saturación de C7+ a 18 años de explotación cantidad mínima en el pozo productor de 40 [%] y máxima en el yacimiento de 14[%].

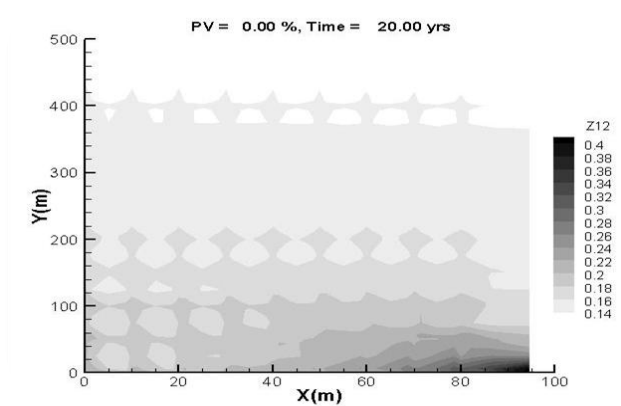


Figura 15. Saturación de C7+ a 20 años de explotación cantidad mínima en el pozo productor de 40 [%] y máxima en el yacimiento de 14 [%].

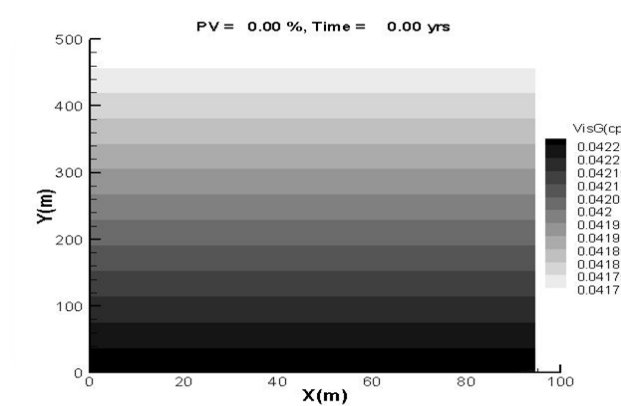


Figura 16. Cambio de viscosidad al inicio de la explotación, cantidad mínima en el pozo productor de 0.04225 [cp] y máxima en el yacimiento de 0.0417 [cp].

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

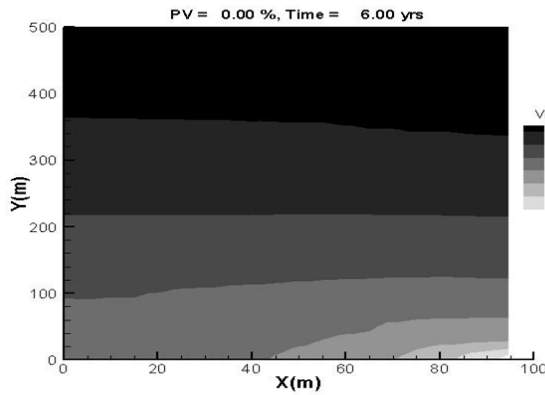


Figura 17. Cambio de viscosidad a 6 años de la explotación, cantidad mínima en el pozo productor de 0.017 [cp] y máxima en el yacimiento de 0.023 [cp].

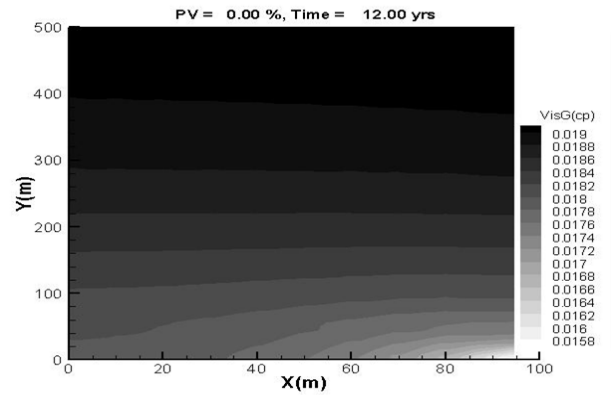


Figura 18. Cambio de viscosidad a 12 años de la explotación, cantidad mínima en el pozo productor de 0.0158 [cp] y máxima en el yacimiento de 0.019 [cp].

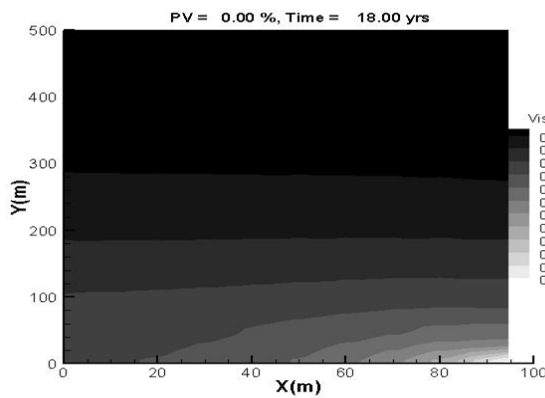


Figura 19. Cambio de viscosidad a 18 años de la explotación, cantidad mínima en el pozo productor de 0.0152 [cp] y máxima en el yacimiento de 0.0174 [cp].

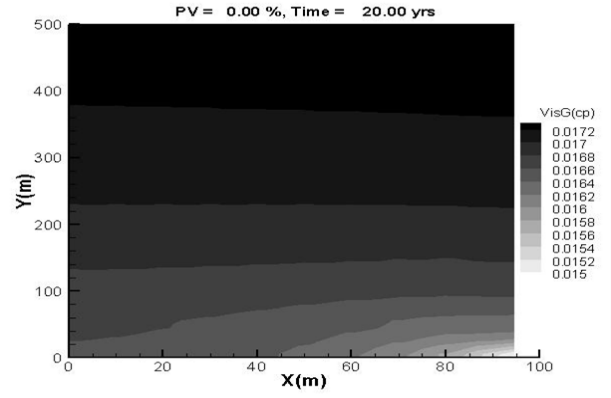


Figura 20. Cambio de viscosidad a 20 años de la explotación, cantidad mínima en el pozo productor de 0.015 [cp] y máxima en el yacimiento de 0.0172 [cp].

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

5.1.2. Inyección de CO₂.

Los procesos de inyección inician con el gas inerte CO₂, esta simulación se llevo a cabo en 6 [horas] en un equipo de computo del Instituto Mexicano del Petróleo, después de 12 de pruebas distintas, arrojando 118 archivos “plt”, los cuales describen el movimiento de fluidos desde el inicio de la inyección como: saturación de CO₂, cambio de viscosidad por la entrada del gas inerte y la saturación inicial y final de C7+ a lo largo de 20 años de inyección.

Al existir un caso base antes de los procesos de inyección de gases, es el uso comparativo de las diferentes funciones que cumple el simulador FRSG de la universidad de Yale realizado por integrantes de RERI como Abbas Firoozabadi y Joaquim Moortgat, tanto en declinación natural y un proceso de inyección de gases, en este trabajo no se hizo la continuación de inyección en una explotación natural de un yacimiento, si no que en esta parte de la inyección de CO₂ evaluaremos la recuperación que se logra con un yacimiento de las mismas características del caso base pero inyectando el gas así como sus cambios composicionales a través de 20 años del proceso.

<i>Tiempo de inyección</i>	<i>20 [años]</i>
<i>Volumen de poro inyectado</i>	<i>58 [%]</i>
<i>Recuperación</i>	<i>58.3 [%]</i>
<i>C1 final</i>	<i>63 [%]</i>
<i>C7+ final</i>	<i>7.27 [%]</i>
<i>Viscosidad en el pozo productor</i>	<i>0.015 [cp]</i>
<i>Presión pozo productor final</i>	<i>513 [bar]</i>
<i>Presión del pozo inyector</i>	<i>661 [bar]</i>

Tabla 3. Resultados “inyección CO₂”.

La presión del yacimiento inicial es de 689 [bar], la presión a la cual el yacimiento cae en la saturación es de 388.343 [bar], y la presión final es de 513 [bar], no llega al punto de saturación para 20 años y aun así hay producción, aquí existe un error de ejecución del modelo y también falta de tiempo de simulación.

Al igual que en la parte de declinación natural se mostrarán las imágenes del paso y saturación de fluidos a través del proceso.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

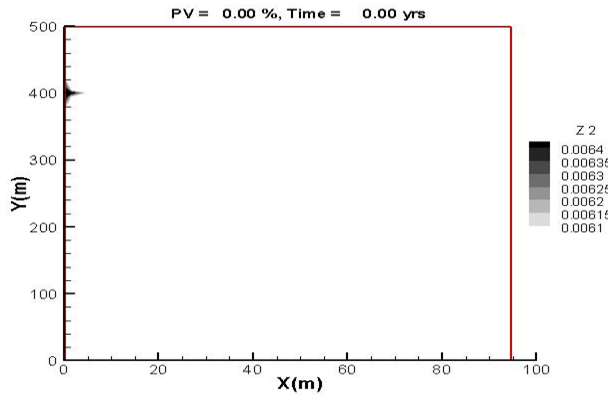


Figura 21. Saturación de CO₂ al inicio de la inyección de 0.64 [%], la ubicación del pozo inyector es (0,400) [m], pozo productor (100, 0) [m], se nota el inicio de la entrada del gas de inyección en el pozo inyector.

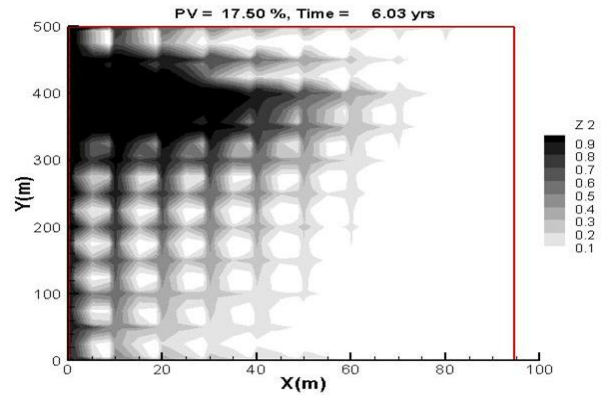


Figura 22. Saturación de CO₂ a 6 años de la inyección, se aprecia la entrada del gas en las fracturas saturando por completo el área de inyección de 3000 [m²]

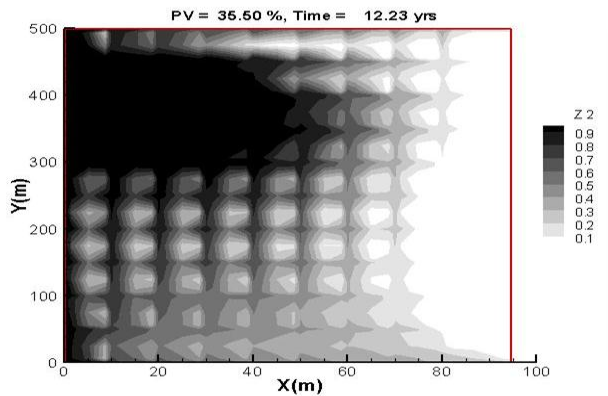


Figura 23. Saturación de CO₂ a 12 años de la inyección, barrido máximo de 90 [%] y mínimo en la cercanía del pozo productor de 10 [%].

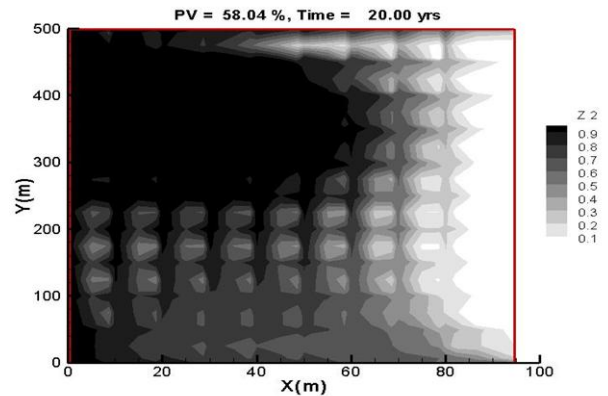


Figura 24. Saturación de CO₂ a 20 años de la inyección, barrido máximo de 90[%] y mínimo en el resto del yacimiento 10 [%]. 72 [%] total del yacimiento fué barrido por el gas de inyección. 52 [%] de producción recuperada.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

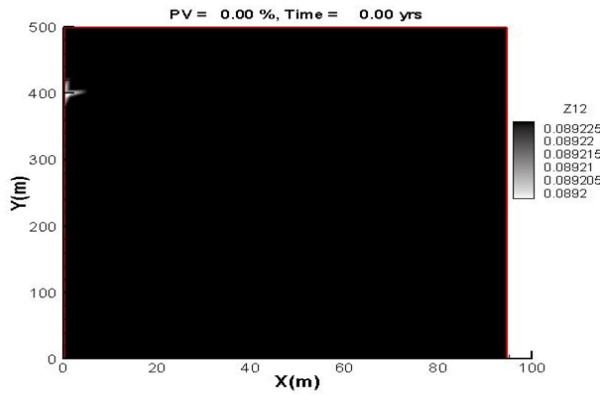


Figura 25. Saturación de C7+ al inicio de la inyección, saturación mínima de 8.92 [%] y máxima 89 [%].

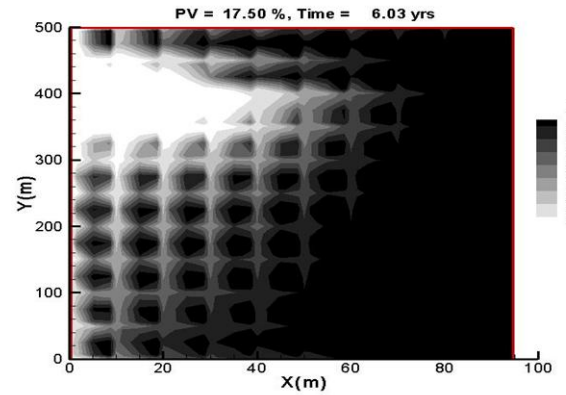


Figura 26. Saturación de C7+ en 6 años de la inyección, saturación mínima de 1[%] y máxima 8 [%].

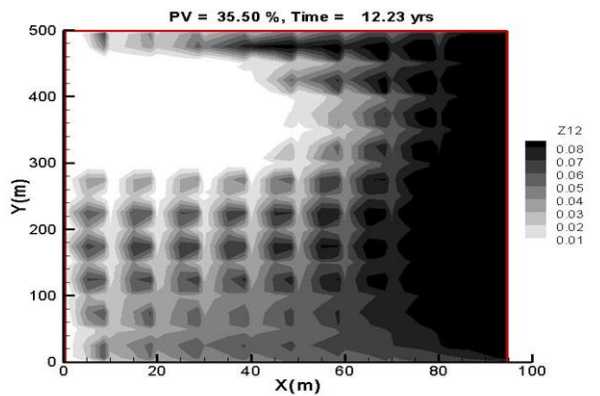


Figura 27. Saturación de C7+ en 12 años de la inyección, saturación mínima de 1 [%] y máxima 8 [%].

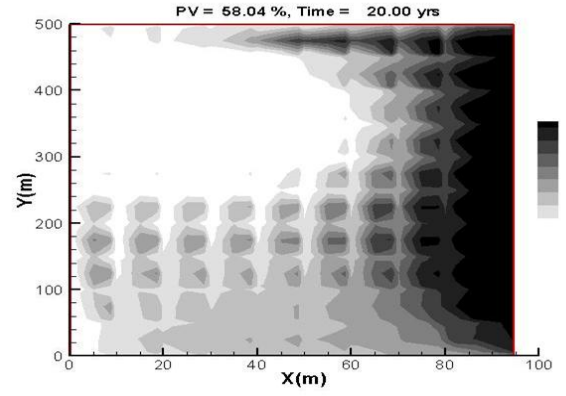


Figura 28. Saturación de C7+ en 20 años de la inyección, saturación mínima de 1 [%] y máxima 8 [%].

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

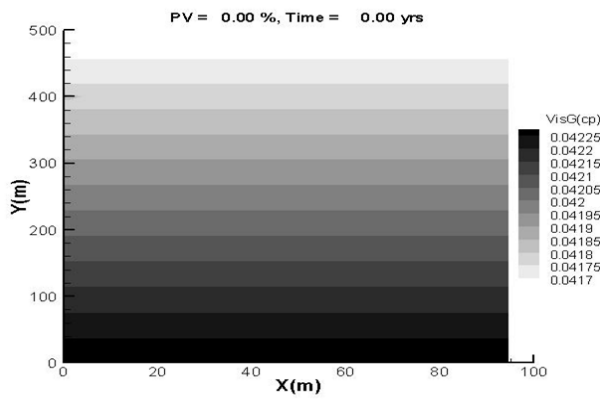


Figura 29. Cambio de viscosidad del gas en 0 años de la inyección.

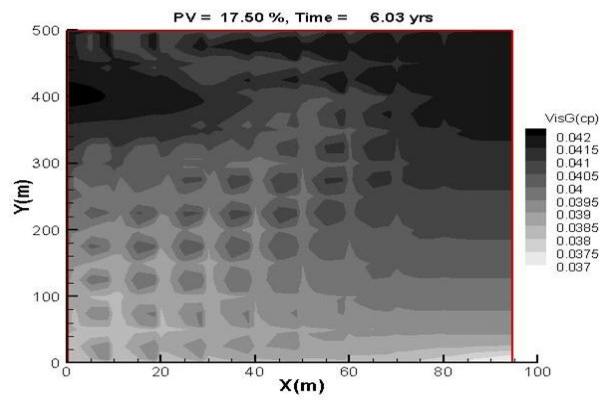


Figura 30. Cambio de viscosidad del gas en 6 años de la inyección.

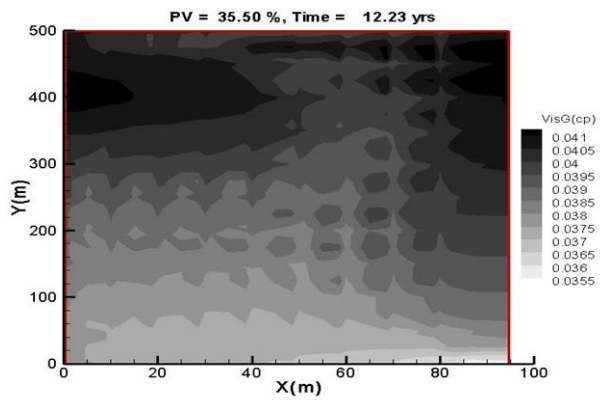


Figura 31. Cambio de viscosidad del gas en 12 años de la inyección.

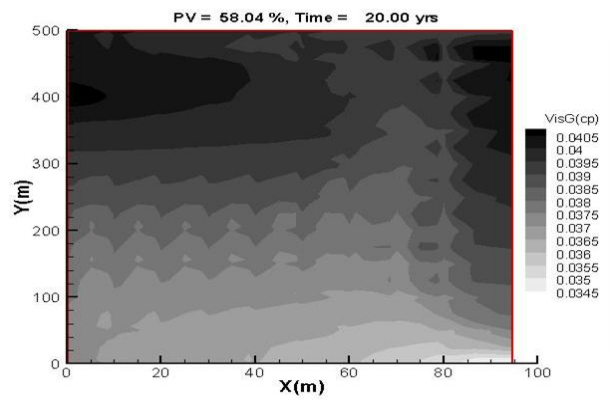


Figura 32. Cambio de viscosidad al final de la inyección.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

5.1.3. Inyección de N₂.

Al igual que en la inyección de CO₂, se tomó como base los datos del yacimiento 1 (caso base) para hacer la simulación de inyección de Nitrógeno, la cual culminó en 3.5 [horas] en un equipo de cómputo del Instituto Mexicano del Petróleo. Como las anteriores, estaba programada para 20 años de inyección, pero esta se detuvo a los 11 años, esto ocurrió por el alza de presión en el pozo productor de 658.248 [bar], siendo la menor de 576.342 [bar] y la inicial de 689 [bar], y en el pozo inyector la presión final de 770.238 [bar]. Esto ocurrió por la inyección continua de nitrógeno hasta los 11 años, se saturó una parte del yacimiento, logrando entrar a las fracturas pero desplazando muy poco aceite a superficie, tardando en barrer la matriz de roca y en el radio del pozo inyector un desplazamiento menor del gas de inyección, deteniéndose el avance, si tuvo un buen trabajo al afectar la viscosidad disminuyéndola en el paso del Nitrógeno.

Al parecer las características del yacimiento 1, conjuntas con las características de la inyección de N₂ no fueron compatibles, por el tipo de hidrocarburo del gas y condensado, ya que disminuye la viscosidad pero aumenta la presión en el yacimiento, y no es de la clase de un aceite pesado que arrojaría un mejor resultado.

Con sus 11 años de inyección se logró recuperar 40 [%] de gas, una cantidad menor al CO₂ aunque fue menor tiempo no significa que sería lo contrario si se aumentara, el metano fue bien manejado y en el caso del C7+ hubo un aumento, así que podemos concluir que el Nitrógeno saca mejor provecho de los componentes ligeros del gas y condensado, pero si movilidad es mínima y necesita más fuerza de compresión.

<i>Tiempo de inyección</i>	<i>11 [años]</i>
<i>Volumen de poro inyectado</i>	<i>40 [%]</i>
<i>Recuperación</i>	<i>36 [%]</i>
<i>C1 final</i>	<i>70 [%]</i>
<i>C7+ final</i>	<i>8 [%]</i>
<i>Viscosidad en el pozo productor</i>	<i>0.01 [cp]</i>
<i>Presión pozo productor final</i>	<i>659.248 [bar]</i>
<i>Presión del pozo inyector</i>	<i>770.238 [bar]</i>

Tabla 4. Resultados "inyección N₂".

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

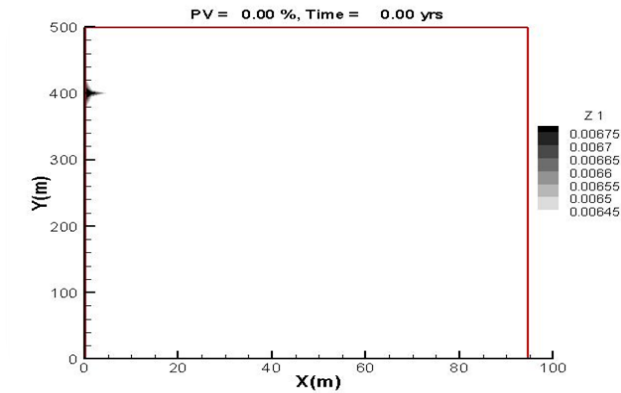


Figura 33. Saturación de N_2 en el yacimiento al inicio de la inyección.

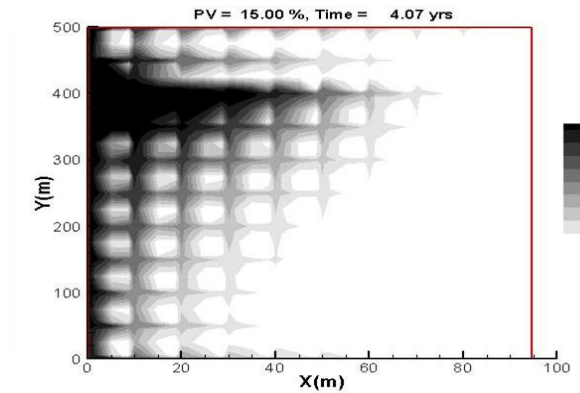


Figura 34. Saturación de N_2 en el yacimiento a 4 años de iniciada la inyección. Saturación mínima de 10 [%] y máxima de 90 [%]

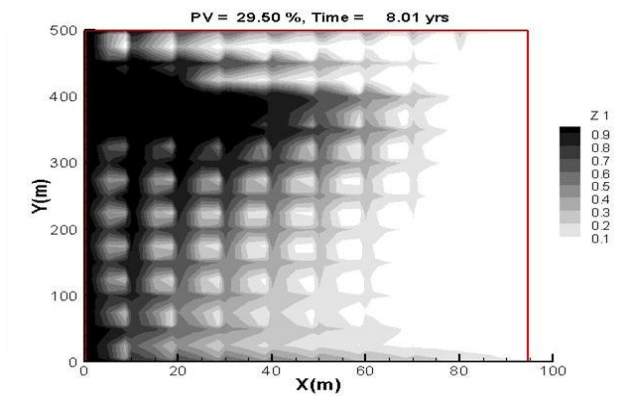


Figura 35. Saturación de N_2 en el yacimiento a 8 años de iniciada la inyección. Saturación mínima de 10 [%] y máxima de 90[%].

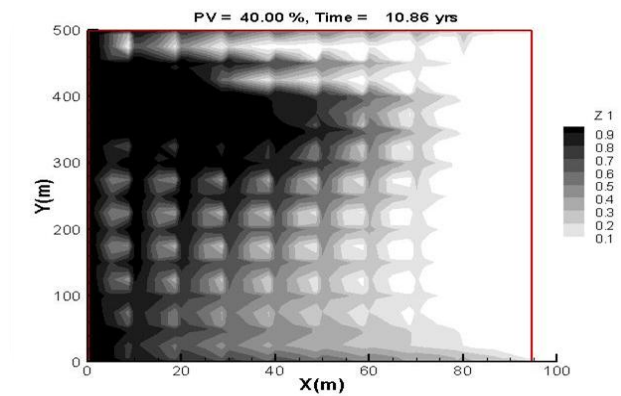


Figura 36. Saturación de N_2 en el yacimiento a 10.86 años de iniciada la inyección. Saturación mínima de 10 [%] y máxima de 90 [%].

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

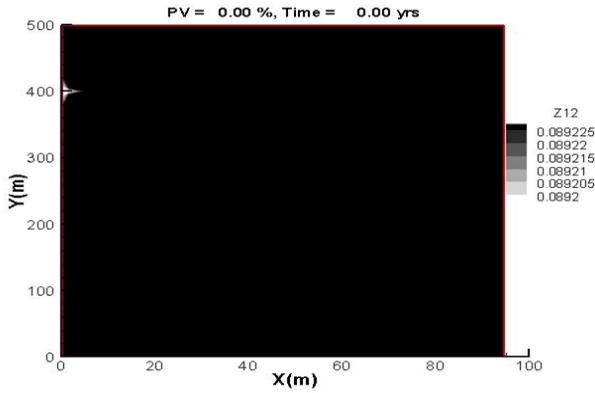


Figura 37. Saturación de C7+ en el yacimiento al inicio de la inyección. Saturación mínima de 8.92 [%] y máxima de 8.9225 [%].

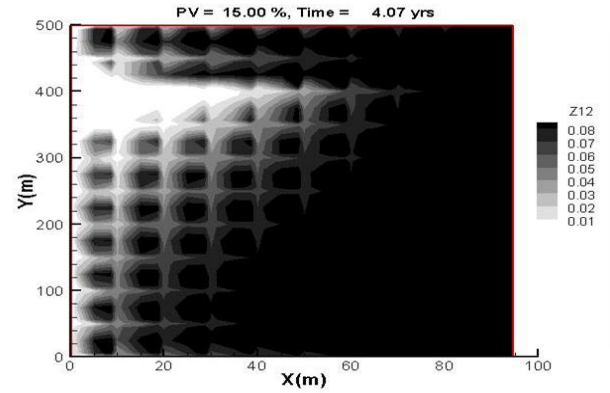


Figura 38. Saturación de C7+ en el yacimiento a 4 años de la inyección. Saturación mínima de 1 [%] y máxima de 8 [%].

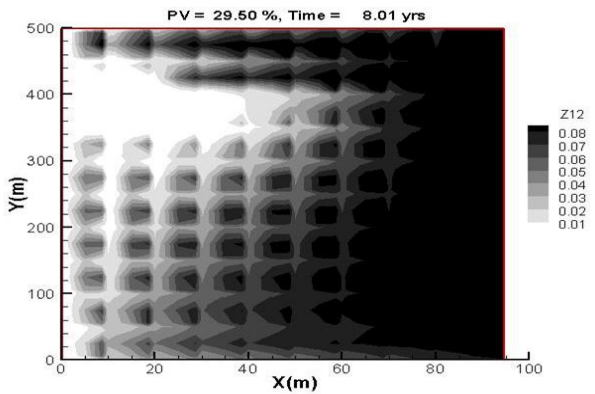


Figura 39. Saturación de C7+ en el yacimiento a 8 años de la inyección. Saturación mínima de 1 [%] y máxima de 8 [%].

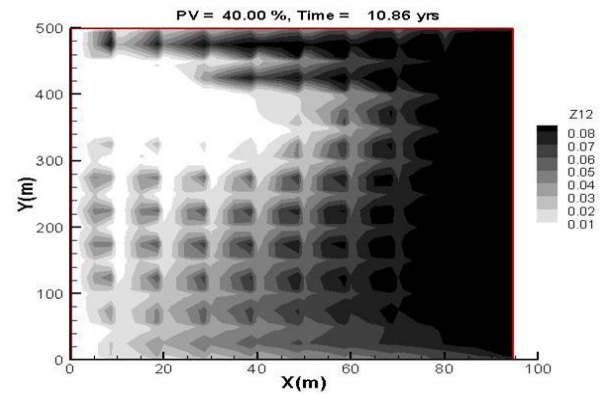


Figura 40. Saturación de C7+ en el yacimiento a 10.86 años de la inyección. Saturación mínima de 1 [%] y máxima de 8 [%].

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

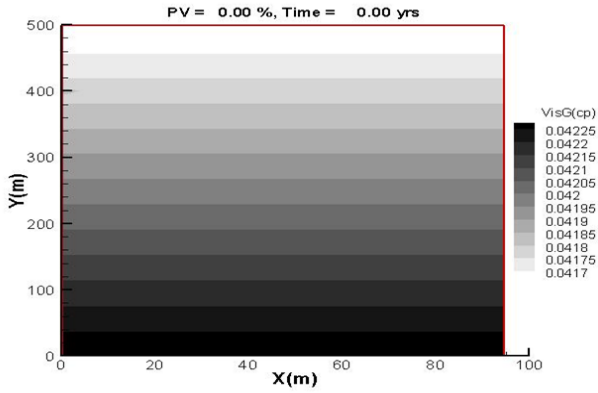


Figura 41. Distribución de la viscosidad en el yacimiento al inicio de la inyección.

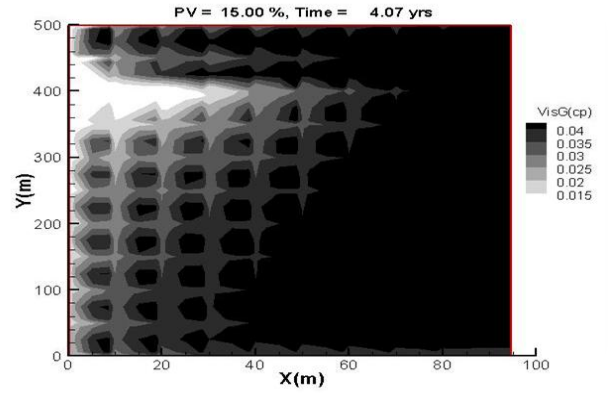


Figura 42. Distribución de la viscosidad en el yacimiento a 4 años de la inyección.

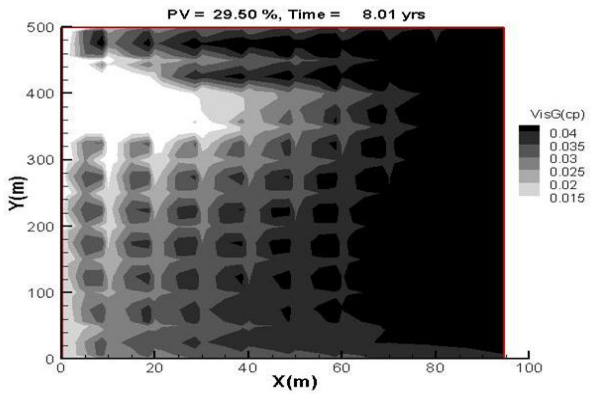


Figura 43. Distribución de la viscosidad en el yacimiento a 8 años de la inyección.

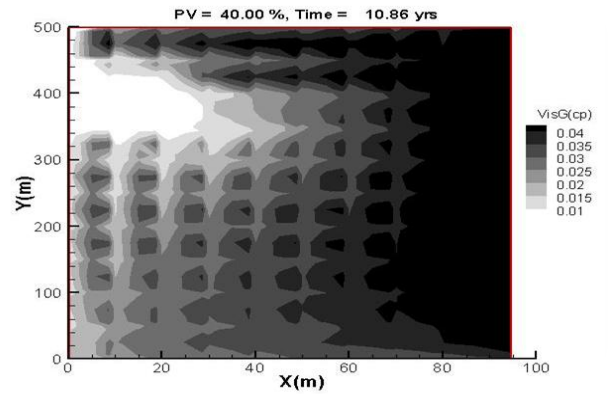


Figura 44. Distribución de la viscosidad en el yacimiento a 10.86 años de la inyección.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

5.1.4. Inyección de Gas Hidrocarburo.

La cuarta y última prueba del simulador FRSG, fue la inyección de Gas Hidrocarburo la cual contenía un [%] mol de C₁ mayor con respecto al resto de su composición:

N2	1.861E-03
CO2	0.020728
H2S	0.0000
C1	0.791159
C2	0.108827
C3	0.047703
iC4	7.426E-03
nC4	0.014336
iC5	2.919E-03
nC5	3.594E-03
nC6	1.448E-03
C7+	0.0

Tabla 5. Composición del Gas Hidrocarburo.

Con 48 [horas] de tiempo real de simulación, con equipo de computo fuera del IMP, se concluye con la inyección de Gas Hidrocarburo al Yacimiento 1, se obtuvieron los siguientes resultados:

Tiempo de inyección	20 [años]
Volumen de poro inyectado	69 [%]
Recuperación	58 [%]
C1 final	77 [%]
C7+ final	7 [%]
Viscosidad en el pozo productor	0.037 [cp]
Presión pozo productor final	612.137 [bar]
Presión del pozo inyector	769.923 [bar]

Tabla 6. Resultados "Gas Hidrocarburo".

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

Por ofrecer las mismas condiciones generales y características del yacimiento en estudio, se tienen problemas sistemáticos del diferente comportamiento de cada uno de los gases, dependiendo claro de su composición y reacciones con el yacimiento de manera interna, con presiones idénticas las cuales obligan a presentar cambios muy sensibles al final de la corrida.

No atraviesa la región de saturación del envolvente, la presión mínima es de 573.374 [bar] y después debido a la saturación del “gas hidrocarburo” y reacciones de viscosidad debido a la temperatura, la presión se incrementa logrando una saturación parcial en combinación con los componentes iniciales del yacimiento 612 [bar] a aproximadamente y también repercute en el barrido del gas de inyección.

Con una recuperación de casi el 60 [%] al ocupar un volumen total de 70 [%] en la inyección, logra ser un buen candidato para la inyección de este tipo de Yacimientos. A continuación, la descripción de la inyección de Gas Hidrocarburo durante 20 [años] de saturación de metano, viscosidad y producción de C7+.

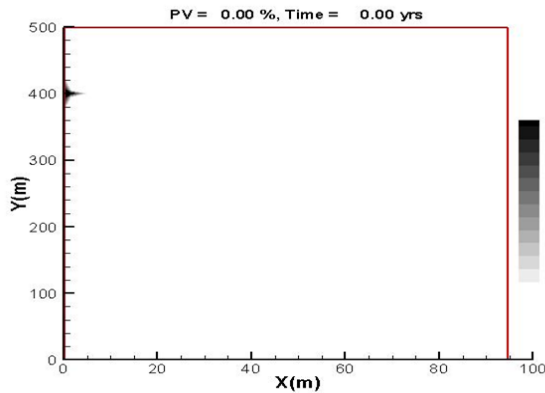


Figura 45. Saturación de C₁ en el yacimiento al inicio de la inyección.

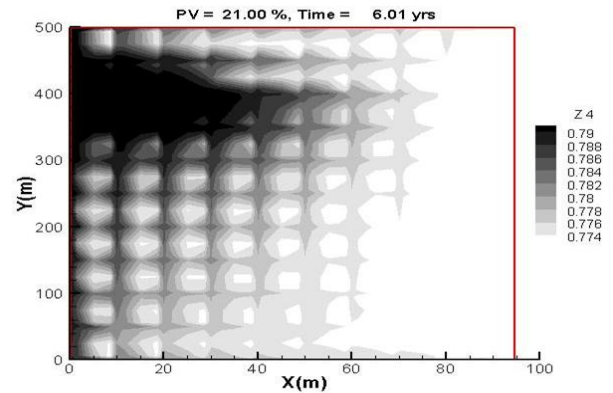


Figura 46. Saturación de C₁ en el yacimiento transcurridos 6 años de inyección.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

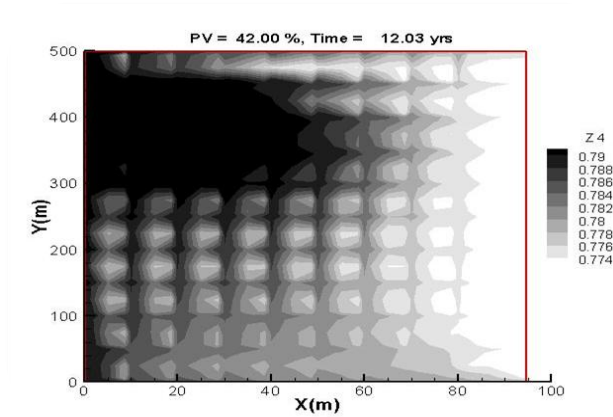


Figura 47. Saturación de C₁ en el yacimiento transcurridos 12 años de inyección. Mínima en pozo productor de 77 [%] y máxima en el pozo inyector de 79 [%].

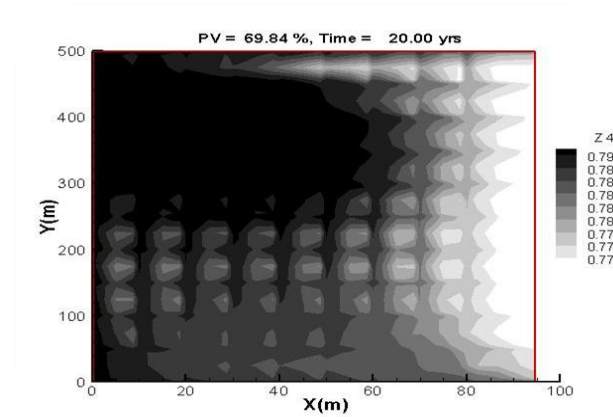


Figura 48. Saturación de C₁ en el yacimiento transcurridos 20 años de inyección. Mínima en pozo productor de 77 [%] y máxima en el pozo inyector de 79 [%] finales.

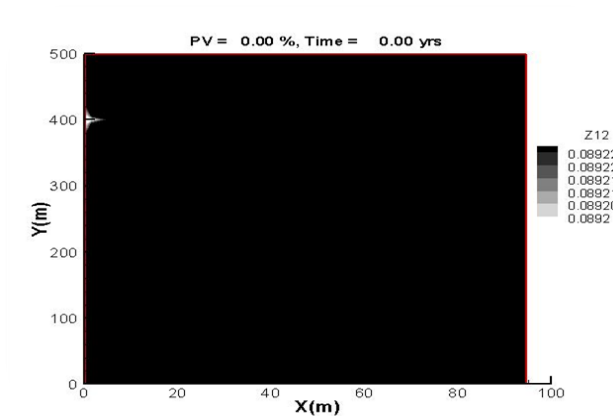


Figura 49. Saturación de C₇₊ inicial en el yacimiento .

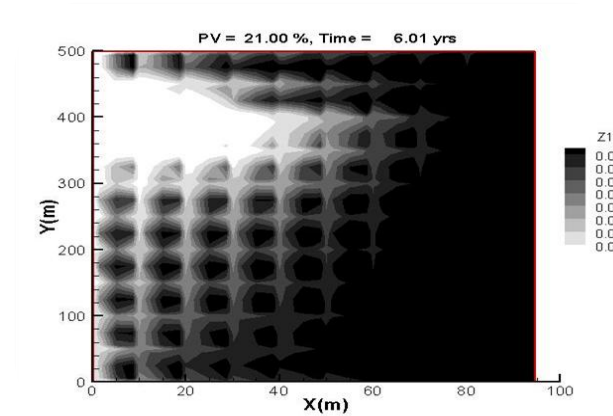


Figura 50. Saturación de C₇₊ en el yacimiento transcurridos 6 años de inyección. Mínima en pozo productor de 8 [%] y máxima en el pozo inyector de 1 [%].

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

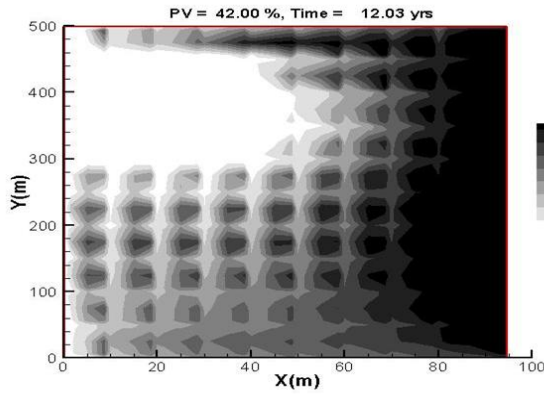


Figura 51. Saturación de C7+ en el yacimiento transcurridos 12 años de inyección. Mínima en pozo productor de 8 [%] y máxima en el pozo inyector de 1 [%].

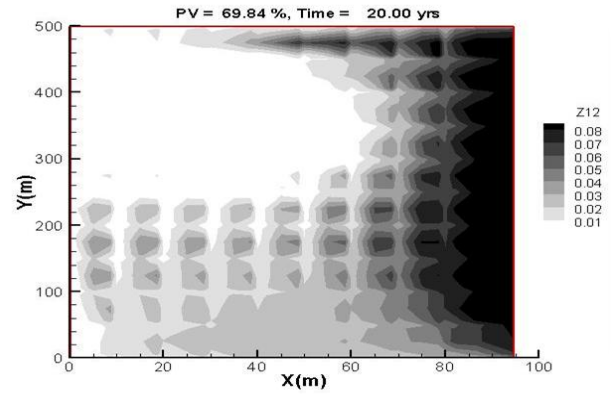


Figura 52. Saturación de C7+ en el yacimiento transcurridos 20 años de inyección. Mínima en pozo productor de 9 [%] y máxima en el pozo inyector de 0.99 [%].

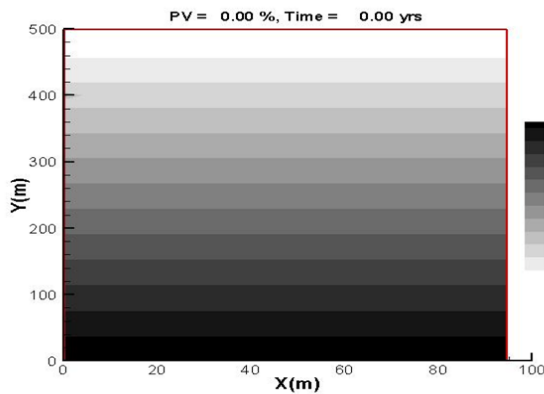


Figura 53. Cambio de viscosidad al inicio de la inyección.

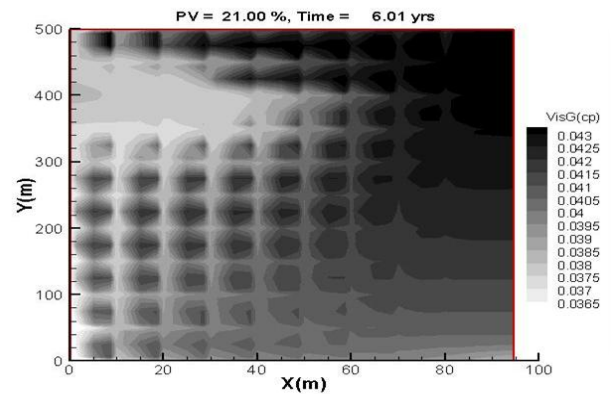


Figura 54. Cambio de viscosidad a 6 años de inyección continua. Conforme al cambio de presión inversamente proporcional.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

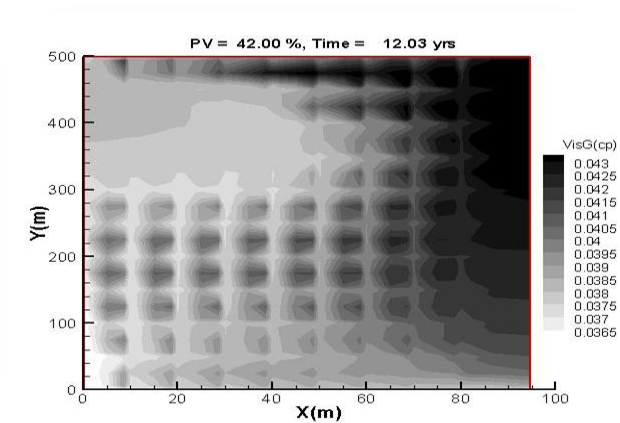


Figura 55. Cambio de viscosidad a 12 años de inyección continua.

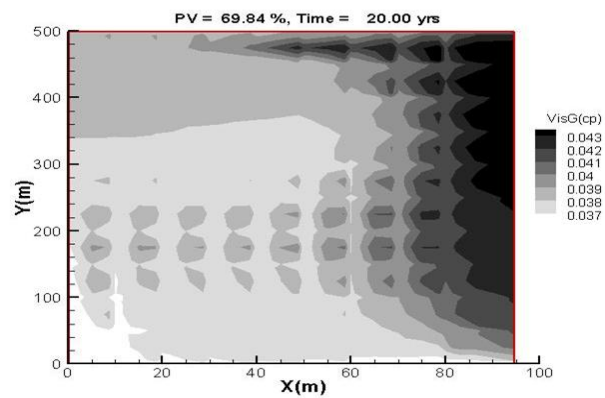


Figura 56. Cambio de viscosidad a 20 años de inyección continua.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

5.2. Análisis de resultados de simulación.

El análisis de resultados de simulación, consiste en caracterizar la respuesta de las diferentes inyecciones y la declinación natural del Yacimiento 1, saturación de componentes del proceso de inyección, cambio de presión, comparativos del volumen de poro inyectado y producido así como la más importante, que es, el análisis de recuperación de hidrocarburos comparativo por cada gas.

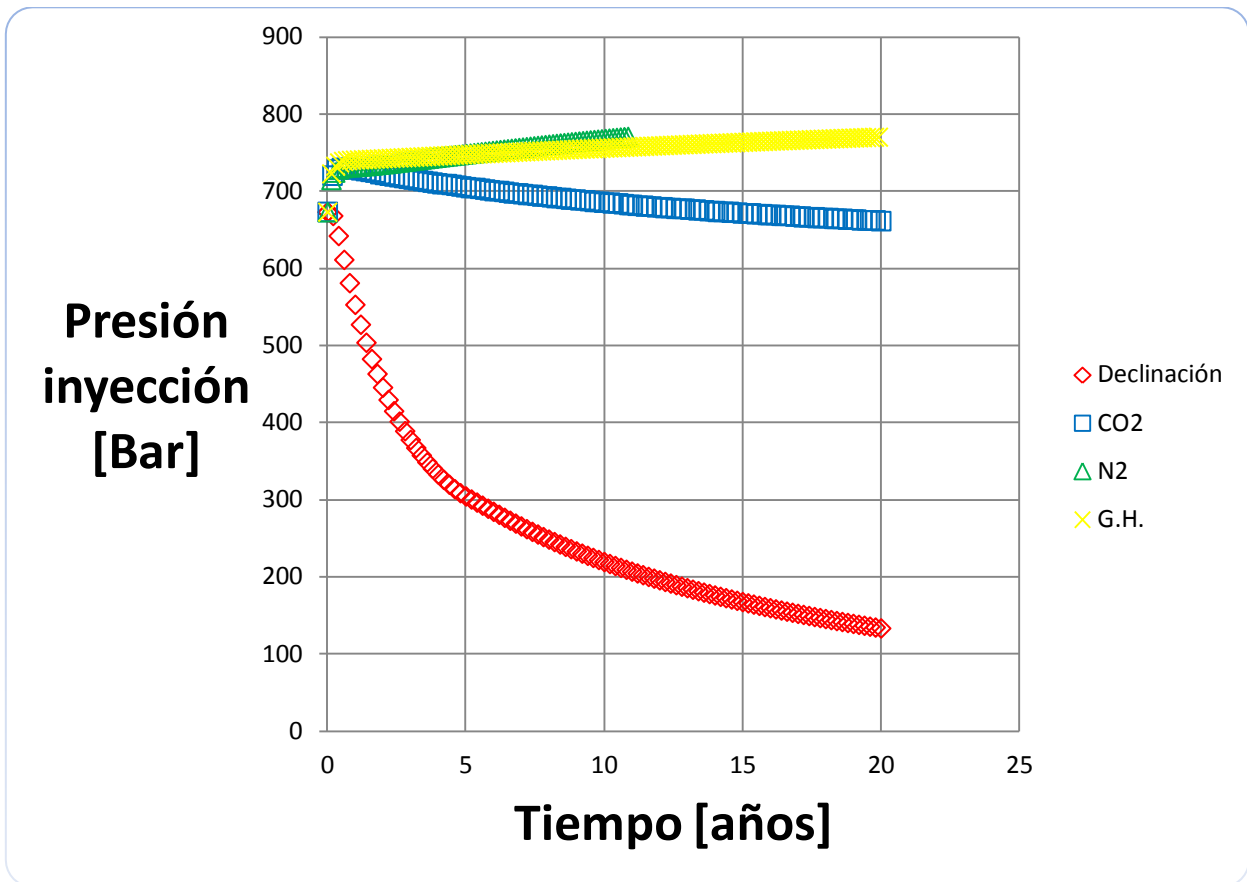


Figura 57. Tiempo de inyección vs presión de inyección.

El nitrógeno corrió por solo 10 [años] así que la curva que le pertenece es más corta, en este periodo, la presión aumento 5 [%] en un tiempo mayor que la del gas hidrocarburo, aunque este último aun bajo en el tiempo siguiente, hasta cubrir los 20 años y logrando establecerse en el curso de la curva figura 1.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

También se demuestra que existe el mayor aumento de presión en el pozo de inyección por la saturación de gas, pero logrando una buena movilidad de fluidos a través del proceso y obteniendo una buena recuperación sin existir líquidos en abundancia. La curva del dióxido de carbono tiene una mayor baja de presión sin repercutir en la inyección a comparación de las dos curvas analizadas, la curva de la declinación natural es más, conforme un proceso normal y esto, con solo hacer una hipótesis de la estadía de un pozo inyector en las cercanías del pozo productor, que en este caso se encuentra a 400 [m] de distancia, y también demuestra la baja de presión en el resto del yacimiento por la producción del gas del yacimiento.

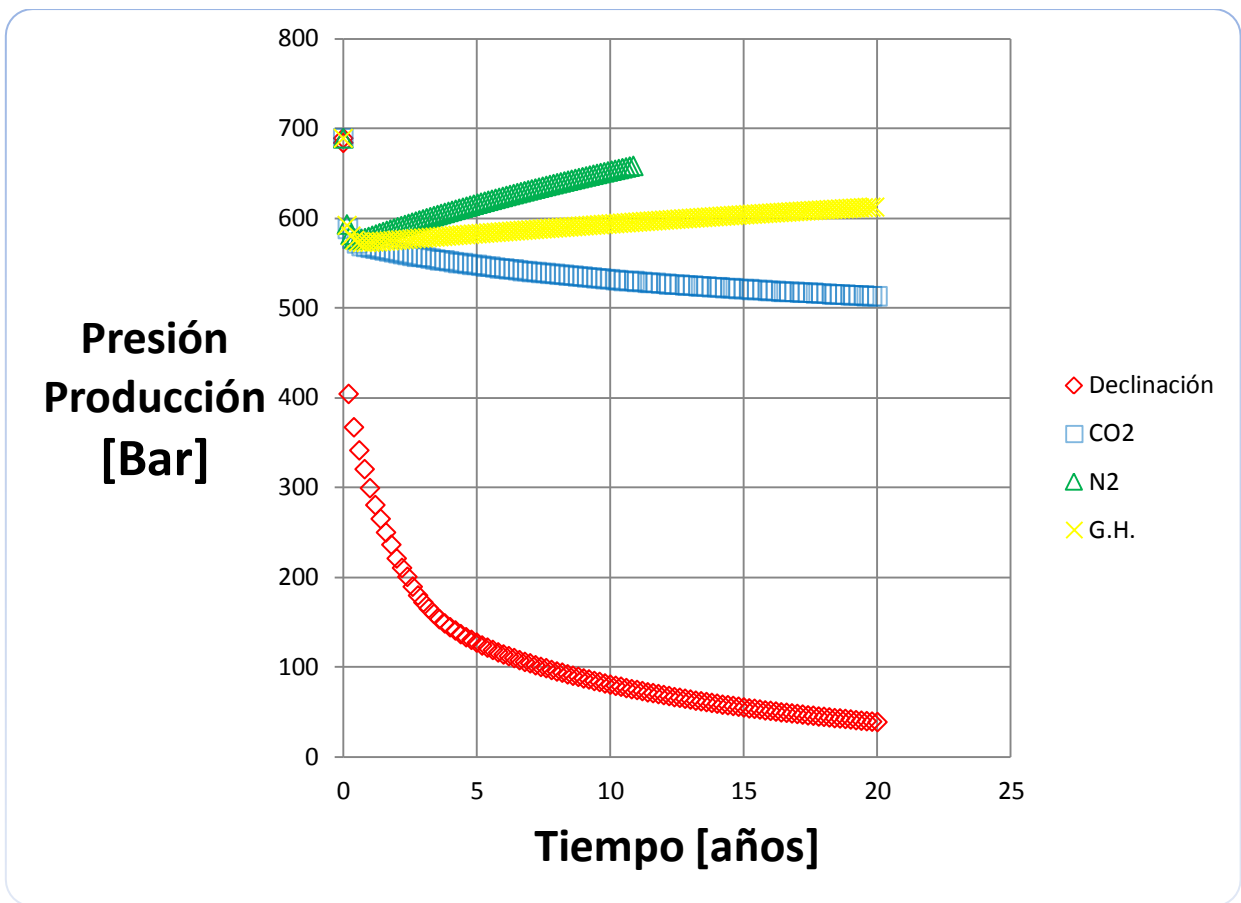


Figura 58. Tiempo de inyección vs presión de producción.

En la figura 2, se muestra el cambio de presión a través de los 20 [años] que dura el proceso para cada prueba, las curvas que representan los gases, son las que se encuentran en la parte superior del gráfico, las tres dan un salto hacia abajo en casi 600 [bar] de inicio y después toman su forma de acuerdo a la saturación de gas existente, incrementándose hasta su límite establecido.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

La curva de N_2 es la más alta, a tan solo unos grados de presión iguales que los de la inicial, llegando en poco tiempo, no continuó por las características similares del yacimiento, y por la saturación rápida, al final se detuvo la inyección. La curva del gas hidrocarburo al dar el salto, se mantuvo su ascenso de manera distribuida en el tiempo. El CO_2 al hacer miscibilidad con el hidrocarburo, disminuye la viscosidad, logra la movilidad y se recupera mejor [%] en la superficie a la vez que se satura el yacimiento, pero este hace que la presión vaya bajando uniformemente sin haber precipitación. Y por último la curva de la declinación natural, un comportamiento normal hasta su caída a casi los 50 [bar].

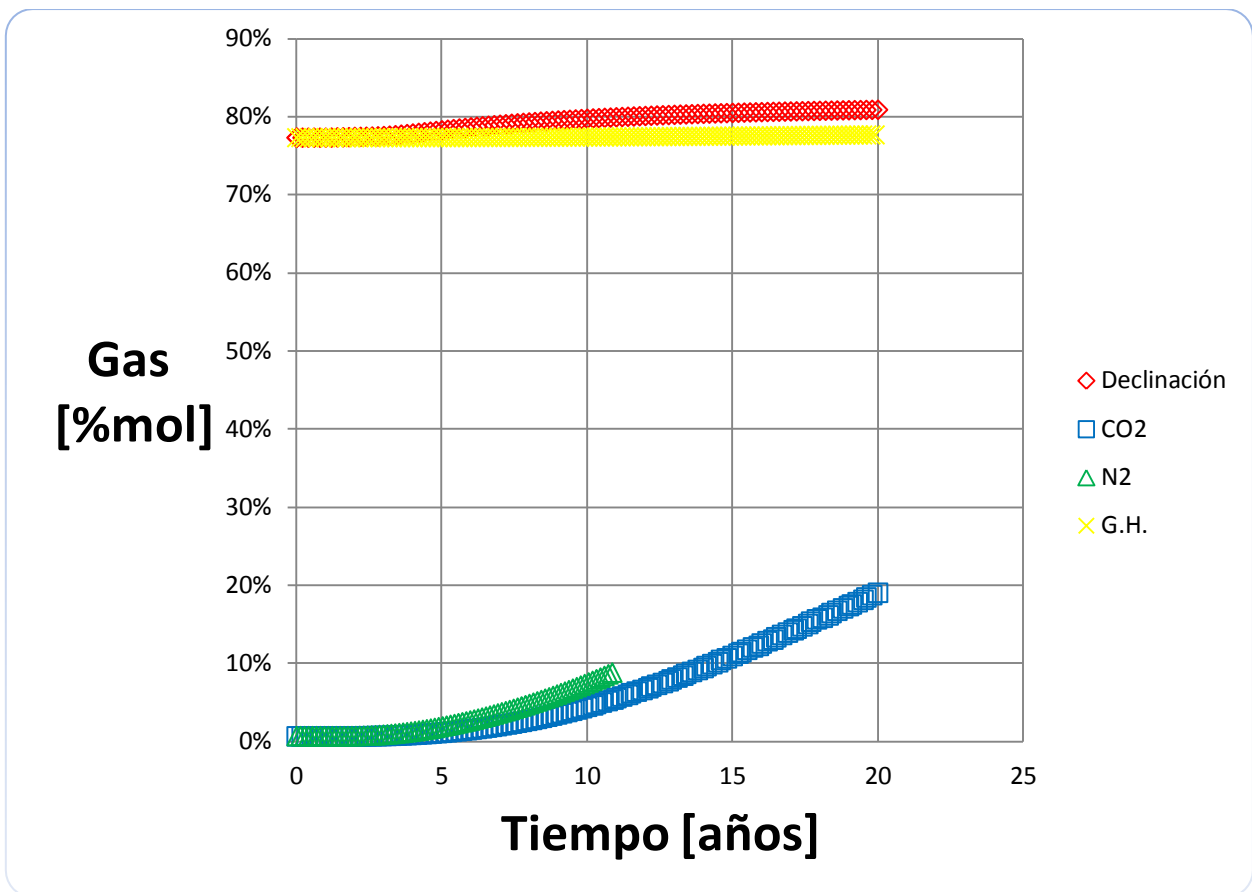


Figura 59. Tiempo de inyección vs saturación de gas en %mol.

En la inyección de CO_2 , la saturación comienza desde cero a invadir el yacimiento, al igual que el N_2 , solo que este último solo llegó a las 10 [años], las curvas del gas hidrocarburo y declinación natural, muestran la saturación de metano al inicio de la inyección y la explotación manteniendo su cantidad casi el 95 [%] y solo variando conforme avanzaba el tiempo de producción, gráfico 3.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

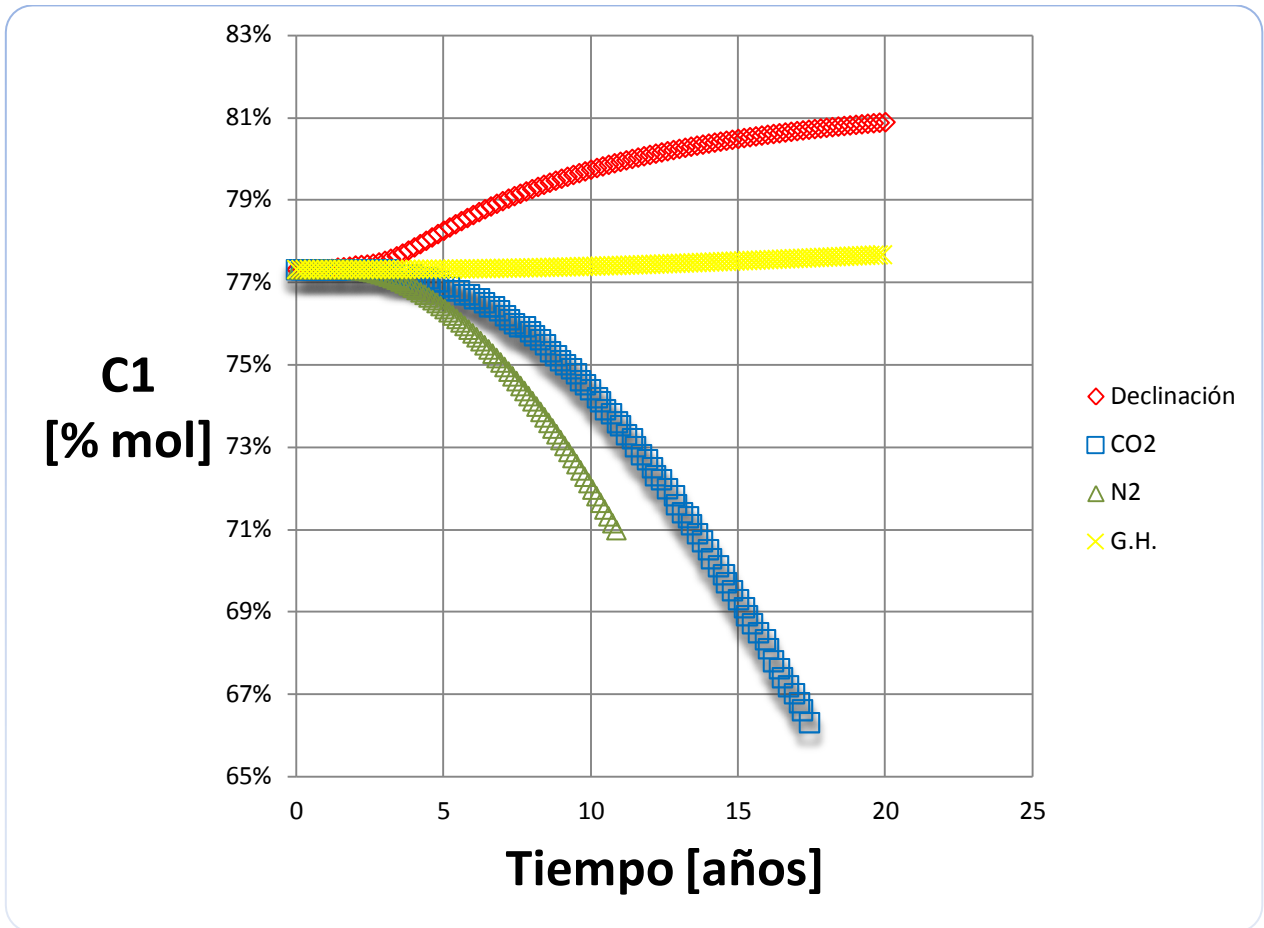


Figura 60. Tiempo de inyección vs saturación de metano en %mol.

En la grafica 4 se muestra la saturación de metano a lo largo de los 20 años de procesos en el yacimiento 1, en la declinación natural abunda el metano y conforme se va recuperando en superficie líquido y gas, este aumenta su saturación ya que los elementos más ligeros están siendo producidos. En el caso de la inyección de gas hidrocarburo este se mantiene uniformemente y sufre solo pequeñas bajas y altas de C₁, y en el caso de las inyecciones de CO₂ y N₂ su precipitación es natural, ya que se miscibilizan de tal manera que mientras se produce, el contenido de metano disminuye con el aumento de producción de hasta 70 y 66 [%].

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

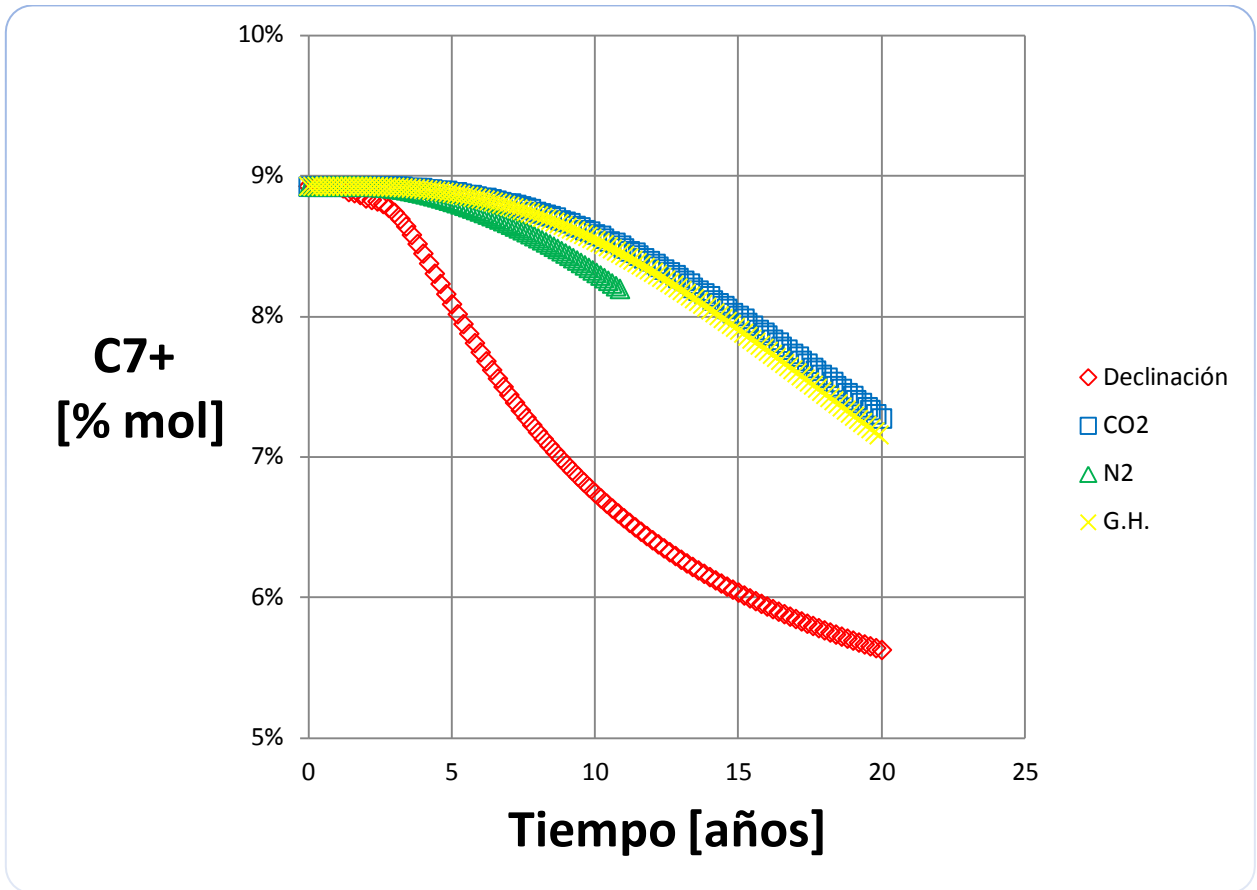


Figura 61. Tiempo de inyección vs saturación de C7+ en %mol.

En el gráfico 5, se representa la saturación de C7+ en el yacimiento 1 y el cambio de este en el transcurso de 20 [años] de inyectar y producir. En la curva de CO₂ se muestra el inicio de saturación que es de 9 [%] y finaliza el proceso en 7.3 [%] de saturación, con el N₂ hasta 8.1 [%], con el gas hidrocarburo hasta 7.1 [%] y finalmente la declinación natural de 5.7 [%], al bajar la presión aumenta la movilidad de estos componentes ligeros y la saturación en el yacimiento se ve afectada.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

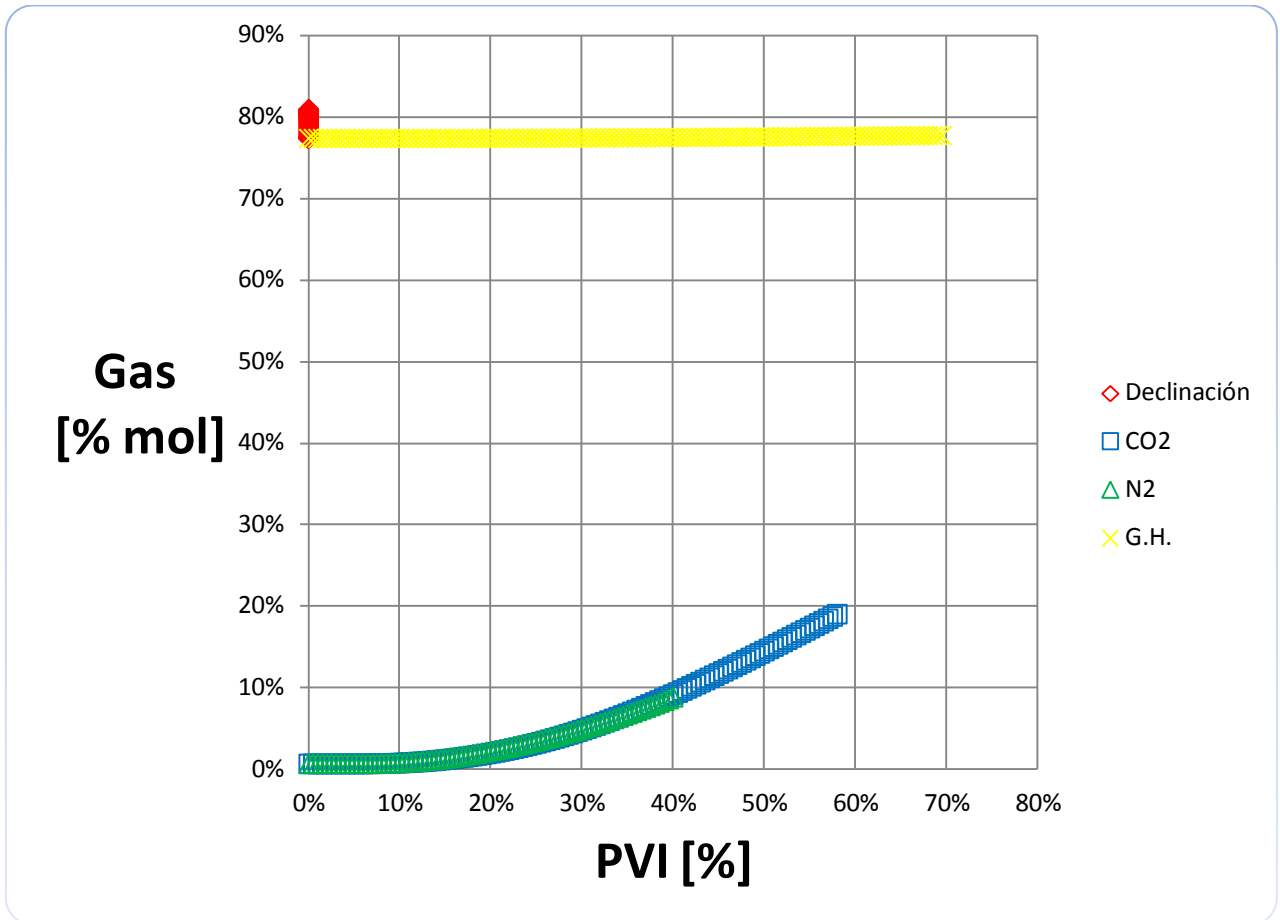


Figura 62. Volumen de poro inyectado vs saturación de gas inyectado en %mol.

La curva de la declinación solo presenta el cambio de metano en el volumen de poro al pasar el tiempo, en las demás curvas se representa el cambio de saturación de gas con respecto al volumen que se inyecta a través de 20 años. Donde con el gas hidrocarburo no hay cambio de saturación tan marcado ya que en su composición predomina el metano, en el caso de la saturación de los dos gases inertes, este aumenta según se invade el volumen de poro hasta 60 [%] y la mínima de 40 [%] con un aumento de 10 [%].

Una nota muy importante y específica, es que si se quisiera ir más a detalle de las saturaciones y el alcance del simulador, solo se tiene que aumentar el tiempo de operación con un equipo de cómputo competente en memoria RAM. En este trabajo se diseñó a 20 [años].

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

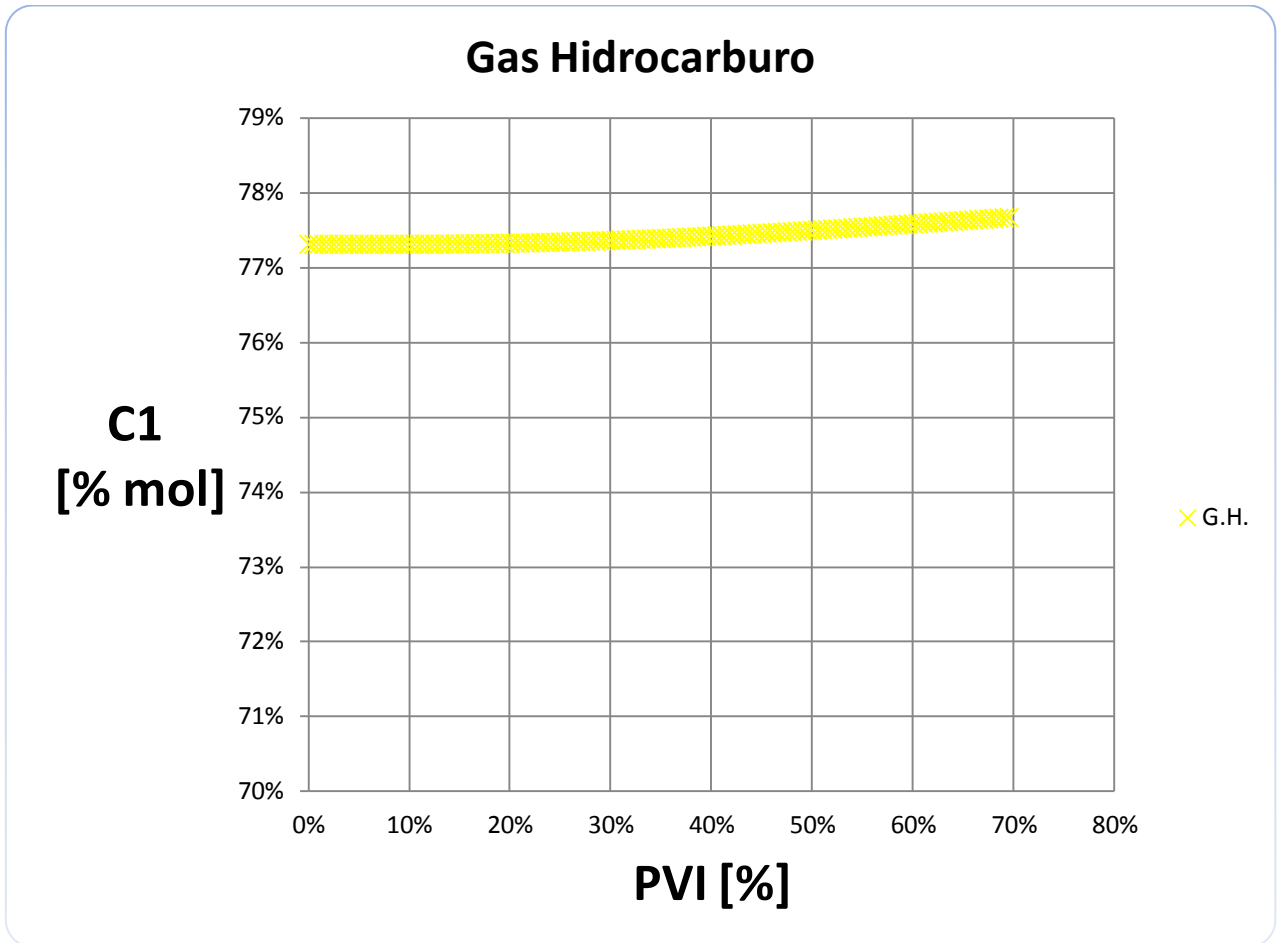


Figura 63. Volumen de poro inyectado vs saturación de gas inyectado en %mol.

En la grafica 7, se muestra con más detalle el cambio de saturación de metano. En la grafica 8, se muestra a detalle las curvas de la saturación N_2 y CO_2 .

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

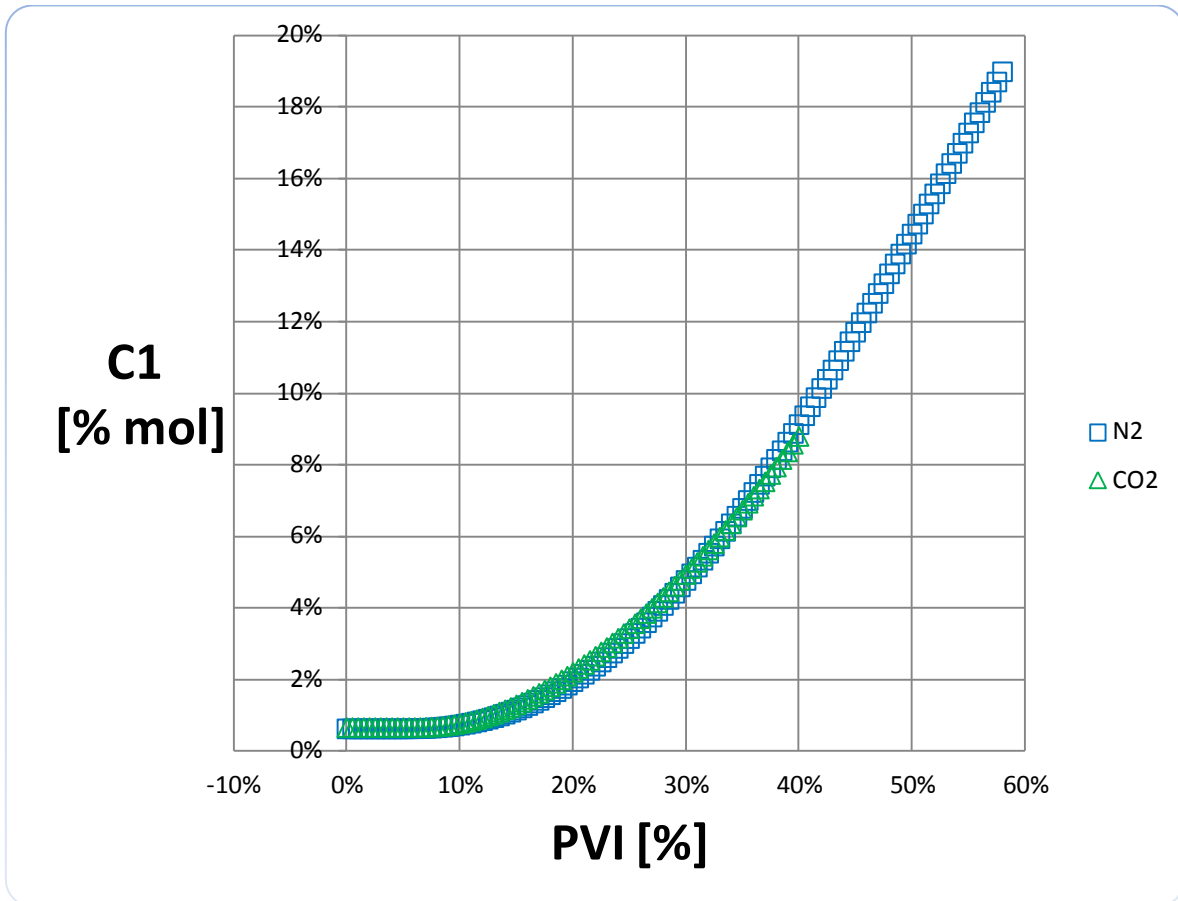


Figura 64. Volumen de poro inyectado vs saturación de gas inyectado en %mol.

Finalmente el gráfico número 9 que muestra el volumen de poro inyectado contra el factor de recuperación de acuerdo al tipo de gas inyectado. En el caso de la declinación, con un volumen de poro inyectado fijo de 0 [%] se recuperó 42 [%] de gas y líquido en superficie, en el caso de la inyección de nitrógeno en 40 [%] de PVI, se obtuvo 36 [%] de recuperación, con el dióxido de carbono se recuperó 58 [%] en 60 [%] del PVI, y finalmente el gas hidrocarburo con 58 [%] en 69 [%] de PVI, al final de la prueba, con 20 años de procesos de inyección simulados, podemos decir que el CO₂ es el mejor agente recuperador de hidrocarburos de acuerdo a las características disponibles en este trabajo, en el gas hidrocarburo hubo una diferencia la cual presenta una recuperación similar al CO₂ pero necesita un PVI mayor, y en el caso del N₂, se podría obtener mayor recuperación con un mínimo de PVI.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

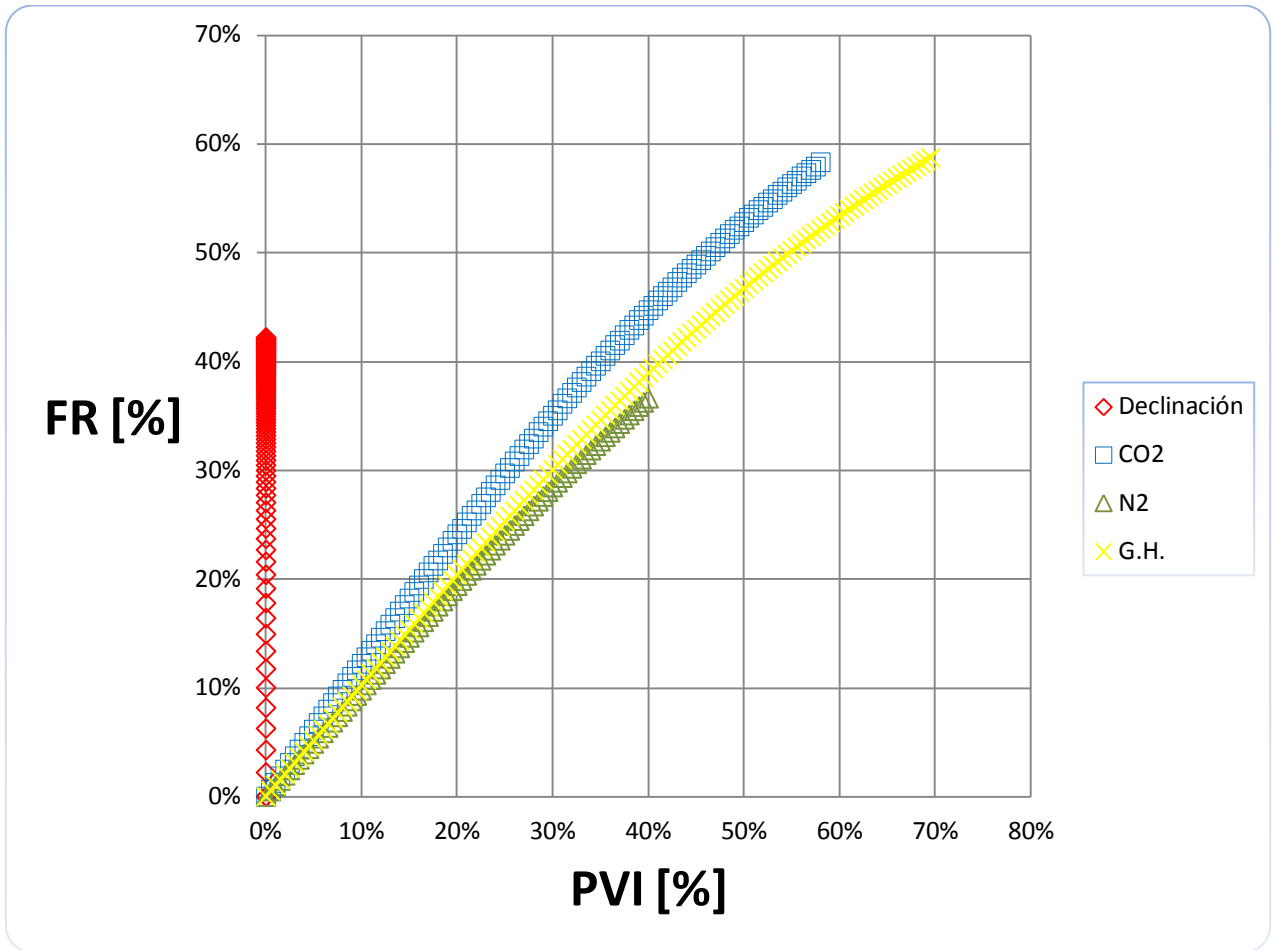


Figura 65. Volumen de poro inyectado vs Factor de recuperación.

Finalmente concluimos el proceso de análisis obteniendo resultados de pruebas que se complicaban al paso del tiempo y del número de ellas, se ajusto el modelo de simulación de acuerdo al funcionamiento y a los resultados obtenidos en cada piloto de prueba y utilizando información real y funcional de acuerdo a los recursos de análisis PVT, a los conocimientos de caracterización de yacimientos. El yacimiento 1, tiene posibilidades altas de recuperación, si se continuara el proceso de recuperación después de la declinación, en menor tiempo el CO₂, lograría resultados favorables y dependería de las instalaciones y tecnología al alcance para poder desarrollar el proceso.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

6. Conclusiones y recomendaciones.

Para un análisis completo de aplicación de un proceso de inyección de gases en un YNF, es necesario hacer una caracterización adecuada del yacimiento y obtener datos comprobados de laboratorio y de campo para poder tener éxito, la documentación del yacimiento y del simulador FRSG fue una combinación que permitió llevar a cabo los procesos comparativos entre una declinación natural (caso base) y tres procesos diferentes de inyección.

El modelo de simulación es la herramienta principal para obtener resultados trascendentes en la utilización del simulador FRSG, hacer un número de pruebas variables permiten la expansión de conocimiento en el manejo del programa, con la información correcta de entrada, se obtuvo la información más cercana al objetivo en la salida. Se hicieron 4 modelos diferentes de simulación, para los 3 modelos de inyección se necesitaron un número mayor de pruebas para obtener resultados, en el caso base la principal prioridad fue el diseño del yacimiento.

Las pruebas se iniciaron con el modelo de declinación natural (caso base), con un tiempo de 20 [años], resultando una recuperación de 40 [%] logrando una declinación de presión de 689 [bar] a 39 [bar], llegando hasta una presión prácticamente de abandono, podemos acentuar que con un modelo, el simulador FRSG tiene resultados favorables de simulación para recuperación primaria, siempre y cuando el gasto sea correcto con respecto al tamaño del yacimiento.

Los procesos de inyección son complicados por la sensibilidad del programa FRSG en cuanto a las cantidades de presión y gasto, se tomaron varios casos en la adecuación de los modelos de simulación, al concretarse el gasto de inyección de 300 [m²/día] con una relación gasto producción de 1.4 (ver manual FRSG), se estabilizó el proceso.

En el caso del N₂ repercutieron al truncarse en 50 [%] del tiempo establecido las características dadas del yacimiento, el fluido, la presión y el gasto, cada tipo de gas inyectado tiene características específicas las cuales no comparten para llegar al objetivo, la recuperación en 11 [años] fue de 49 [%] en un volumen de poro inyectado de 40 [%]. El principal problema fue el aumento de presión, pero esto como se mencionó anteriormente, es por las características establecidas para lograr el objetivo de comparación propuesto.

En el caso de los gases hidrocarburo y CO₂ compartieron sin problemas las características de yacimiento y fluidos expuestas en los modelos, obteniendo buenos resultados de recuperación y concluyendo al tiempo requerido, con 60 [%] de recuperación para CO₂ en 58 [%] de volumen inyectado y 57 [%] de recuperación en 70 [%] de volumen inyectado, el primer gas en comparación con el segundo es más efectivo al final de la prueba, abarcando un volumen de poro inyectado en menor tiempo y con una mayor recuperación.

El dióxido de Carbono es la mejor opción para inyección de un YNF de las características del caso base a comparación de los gases restantes de las pruebas. El avance del gas de inyección en el tiempo es de 90 [%], C7+ barrido es de 7 [%], y el cambio de viscosidad es totalmente favorable por su condición miscible sin reacciones.

El gas hidrocarburo está compuesto en mayor proporción de metano, este logra una mejor movilidad de los fluidos, el cambio de viscosidad es paulatino según se vaya incrementando la saturación, en 20 años de inyección un 80 [%] del yacimiento se vio afectado, la producción de C7+ de 7 [%] de 9 [%] total.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

El N_2 satura por completo en menor tiempo las fracturas, esto fue claro al quedarse hasta 10 años, en este tiempo se obtuvo 8 [%] de C7+, solo fue afectado 50 [%] del yacimiento. Si se realizara un modelo de simulación en base a los resultados de esta prueba de inyección de N_2 , podría llegarse a un modelo totalmente funcional.

En la presión de las pruebas, en el caso base hubo un comportamiento normal, decayendo según el factor de recuperación a través del tiempo establecido, para el caso de las inyecciones, hay situaciones las cuales no son confiables, se debe estar alerta con el tipo de resultados y el tipo de proceso con que el simulador FRSG trabaja.

El software es una herramienta fácil de usar, no se necesita saber programar, tiene un manual el cual te guía paso a paso y haciendo un número variable de pruebas se logra su utilización correcta. Surgen errores de convergencia para Gas y condensado, a veces no es suficiente no conocer la programación raíz del programa. Muestra resultados similares en las inyecciones y es difícil el análisis de información.

El programa necesita un software extra llamado "TecPlot 360" también de origen norteamericano, el cual completa la salida de información del programa de manera gráfica, el cual es posible saber el movimiento de los fluidos a cada paso de tiempo señalado en los archivos de entrada del FRSG.

Para agilizar el tiempo de simulación de prueba real, se recomienda usar equipos con memoria RAM mayor 500 gb.

Para lograr un comparativo exacto de los procesos de inyección en un yacimiento de gas y condensado naturalmente fracturado en el simulador FRGS, se necesita hacer modelos de simulación con diferentes escenarios tomando como base también un número variable.

Finalmente la recuperación secundaria o mejorada de hidrocarburos en México es prácticamente inexistente a comparación de otras naciones las cuales implementan tecnología día a día en la producción de hidrocarburos, al hacer este tipo de trabajos, un objetivo implícito importante es crear la conciencia de desarrollo de proyectos como la inyección de gases a yacimientos que se encuentren dentro de la clasificación de este estudio, con una pregunta como premisa: "¿qué es lo que pasaría sí?" con ayuda del simulador FRSG, el cual puede corroborar con información correcta de campo y de laboratorio que en México se debe hacer Recuperación Mejorada.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

Referencias

1. ^{1.1} *Gerencia de Explotación de Yacimientos SCTECT-PEMEX. "Informe Anual 2007, Recuperación Secundaria y Mejorada en México".*
2. *Martínez Romero Néstor. Apuntes de Administración de yacimientos UNAM. México, 2009.*
3. *Galicia Muñoz Guadalupe. Apuntes de Geología de Yacimientos Naturalmente fracturados UNAM. México 2009.*
4. *Arriaga Balderas Erick Ramces. Recuperación mejorada en yacimientos naturalmente fracturados. México D.F. UNAM. Septiembre 2008.*
5. *García Pastrana Jorge Roberto. Análisis del comportamiento dinámico en yacimientos naturalmente fracturados. México D.F. UNAM 2009.*
6. *Luna Rojero Eric E. Dr. Apuntes de inyección de gases en yacimientos naturalmente fracturados. Instituto Mexicano del Petróleo. México D.F. Dpto. de recuperación de hidrocarburos. Enero 2009.*
7. *Pérez García Tomas E. Apuntes de Recuperación Secundaria y Mejorada UNAM. México 2008.*
8. *Martínez Aguilar Francisco. Inyección de gases en estructuras porosas y vugulares en un proceso de recuperación mejorada. México D.F. UNAM. Febrero 2010.*
9. *Kreith, F., Boehm, R.F. Heat and mass transfer. Mechanical Engineering Handbook. Edit: Frank kreith, Boca Raton CRC. Press LLC 1999.*
10. *Rubio Nava Omar. Descripción de la metodología para realizar un desplazamiento miscible con CO₂. México D.F. UNAM 2009.*
11. *Islas Castelán Ma. Rufina. Conceptos Básicos de Comportamiento de yacimientos. México D.F. UNAM 2006.*
12. ^{1.2} *Elisa M and El-M Shokir. CO₂-oil MMP model for impure and pure CO₂ streams. Journal of Petroleum Science and Engineering, 58, 173-185. (2007).*
13. ^{1.5} *Firoozabadi Abbas; Donald L. KatzHossein SoroosVali A Surface Tension of Reservoir Crude-Oil/Gas Systems Recognizing the Asphalt in the Heavy. Sajjadian SPE 00013826.1988.*
14. ^{1.14} *Larry W. Lake. A Niche for Enhanced Oil Recovery in the 1990s. University of Texas. Austin, Texas, USA 1990.*
15. ^{1.11} *Sebastian H. M; et al. "CorrelaCO Streams". 12648-PA. 1985.*

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

16. ^{1.7} Yellig W. F; Metcalfe, R. S. "Determination and Prediction of CO₂ Minimum Miscibility Pressures. (Includes associated paper 8876)". 7477-PA, 1980.
17. ^{1.4} Glass, O. "Generalized Minimum Miscibility Pressure Correlation (includes associated papers 15845 and 16287)", 12893-PA, 1985.
18. L. Benham, et al. "Miscible Fluid Displacement Prediction of Miscibility". 1960.
19. ^{1.8} Holm L. W; et al. "Effect of Oil Composition on Miscible Type Displacement by Carbon Dioxide". 8814-PA, 1982.
20. ^{1.6} Incapie Granja Benjamín. *Estudio y diseño de separadores Horizontales y verticales de dos y tres fases. Escuela superior politécnica del litoral, facultad de ingeniería geológica, minas y petróleos. Guayaquil Ecuador. 1987.*
21. ^{1.13} Marín González Jesús Enrique. *Metodología para estimar presión mínima de miscibilidad mediante una ecuación de estado. Universidad Metropolitana, facultad de ingeniería química. Caracas. Abril 2002.*
22. Larry W. Lake. *Enhanced Oil Recovery Prentice Hall. New Jersey. 1989.*
23. ^{1.3} Stalkup Jr.; F.I. *Miscible Displacement, Monograph Series, SPE, Richardson, TX (1983) 8.*
24. ^{1.12} Orr Jr.; F.M. and Silva, M.K.: "Equilibrium Phase Compositions of CO₂/Hydrocarbons Mixtures-Part 1: Measurement by Continuous Multiple-Contact Experiment." *SPEJ (April 1983) 272-80.*
25. Orr Jr., F.M.; Silva, M.K.; and Cheng-Li, L. "Equilibrium Phase Compositions of CO₂/Crude Oil Mixtures-Part 2: Comparison of Continuous Multiple-Contact Slime- Tube Displacement Test." *SPEJ 281-91. (April 1983)*
26. Van Pollen H. K. and Associates, Inc., *Enhanced Oil Recovery. Pennwell Books. Tulsa Oklahoma, 1980, pp. 58-75.*
27. Martínez Luis Agustín. "Los Procesos Miscibles en la Recuperación de Hidrocarburos" *México D.F. UNAM. Abril 2001.*
28. Martínez Aguilar Francisco. *Inyección de gases en estructuras porosas y vugulares en un proceso de recuperación mejorada. México D.F. UNAM. Febrero 2010.*
29. Luna Rojero Eric E. Dr. *Apuntes de inyección de gases en yacimientos naturalmente fracturados. Instituto Mexicano del Petróleo. México D.F. Dpto. de recuperación de hidrocarburos. Enero 2009.*
30. Kreith, F., Boehm, R.F. *Heat and mass transfer. Mechanical Engineering Handbook. Edit: Frank kreith, Boca Raton CRC. Press LLC 1999.*

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

31. *Islas Castelán Ma. Rufina. Conceptos Básicos de Comportamiento de yacimientos. México D.F. UNAM 2006.*
32. *Arjona Gómez Oscar Emmanuel. Mecanismos de Recuperación en Yacimientos Naturalmente Fracturados. México, D.F. UNAM. 2011.*
33. *Lake, L.W. et al. "A niche for Enhanced Oil Recovery in the 1990s", Princeton, New Jersey, USA, Enero, 1992.*
34. *Castelijns, JHP y Hagoort, J. "Recovery of retrograde condensate from Naturally Fractured Gas – Condensate Reservoirs", Society of Petroleum Engineers - 11199, 1984.*
35. *Kossack, C.A. y Opdal, S.T., "Recovery of condensate from a heterogeneous reservoir by the injection of a slug of methane followed by nitrogen", Society of Petroleum Engineers, 18265, 1988.*
36. *Renner, T.A. et al., "Displacement of a rich gas condensate by nitrogen: laboratory core floods and numerical simulations", Society of Petroleum Engineers, 16714, 1989.*
37. *Jones, L.G. et al. "WAG process promises improved recovery in cycling gas condensate reservoirs: part 1 – Prototype reservoir simulation studies", Society of Petroleum Engineers, 19113, 1989.*
38. *Siregar, S. et al., "Nitrogen injection vs. gas cycling in rich retrograde condensate - gas reservoirs", Society of Petroleum Engineers, 11360, 1992.*
39. *Ahmed, T. et al., "Wellbore liquid blockage in gas - condensate", Society of Petroleum Engineers, 51050, 1998.*
40. *Luo, K. et al., "Experimental investigation into revaporization of retrograde condensate", Society of Petroleum Engineers, 67283, 2001.*
41. *Luo, K. et al., "Experimental investigation into revaporization of retrograde condensate by lean gas injection", Society of Petroleum Engineers, 68683, 2001.*
42. *Jamaluddin, A.K.M. et al., "Experimental and theoretical assessment of using propane to remediate liquid buildup in condensate reservoirs", Society of Petroleum Engineers, 71526, 2001.*
43. *Ayala, L.F. et al., "Analysis of recovery mechanisms for Naturally Fractured Gas-Condensate Reservoirs", Society of Petroleum Engineers, 90010, 2004.*
44. *Al-Anazi, H.A. et al., "Revaporization of condensate with methane flood", Society of Petroleum Engineers, 90860, 2004.*
45. *Shadizadeh, S.R. et al., "Simulation of experimental gas recycling experiments in fractured gas/condensate reservoirs", Society of Petroleum Engineers, 99647, 2006.*
46. *Adel, H. et al., "Effect of gas recycling on the enhancement of condensate recovery, case study: Hassi R'Mel South Field, Algeria", Society of Petroleum Engineers, 104040, 2008.*
47. *Linderman, J. et al., "Substituting nitrogen for hydrocarbon gas in a gas cycling project", Society of Petroleum Engineers, 117952, 2008.*

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

48. Al-Abri, A. et al., "Enhanced natural gas and condensate recovery by injection of pure SCCO₂, pure CH₄ and their mixtures: experimental investigation", *Society of Petroleum Engineers*, 124145, 2009.
49. Alajmi, E. et al., "Parametric study of gas condensate flow in Naturally Fractured Reservoirs", *Society of Petroleum Engineers*, 127557, 2009.
50. ^{1.12}Cabra Garduza Carlos Mario. *Recuperación Mejorada de Yacimientos de Gas y Condensado*. México, D.F. UNAM. 1999.
51. ^{2.1}Indices. *Revista Europea Madrid Universidad de Madrid. España*. 1875.
52. ^{2.2}Acosta J.M. *Diccionario de Química y Física. Universidad de Barcelona*. 2005.
53. ^{2.6}Reyes Suarez Marco Antonio. *Estructura de la Materia*. Edit. Trillas. España. 1985.
54. Contreras Leyva Eduardo. *Recuperación Mejorada de Aceite mediante Inyección de Nitrógeno*. México, D.F. UNAM. 1986.
55. Arévalo Villagrán, Jorge Alberto. *Recuperación Mejorada de Aceite mediante la Inyección de Nitrógeno*. México, D.F. UNAM. 1994.
56. Pastrana Alvarado, José Antonio. *Recuperación Mejorada de Aceite por Desplazamiento Miscible*. México, D.F. UNAM. 1992.
57. García Lorenzana Flores, Gabriela Josefina. *Recuperación Mejorada en la Explotación de Hidrocarburos*. México, D.F. UNAM. 1986.
58. Halliburton. *Presentación de Estimulación de Yacimientos con Nitrógeno*. 2009.
59. S.R. Shadizadeh, Et al. *Sminlaction of experimental Gas. Recycling Experimental in Fractured*. SPE. 99647-MS-P2. 2006.
60. ^{2.3}Standing, M. B., Lindbland E.N. et al. *Calculate Recoveries By Cycling from Retrograde Reservoir of Variable Permeability*, *Tans, AIME* 1948, Vol, 165.
61. ^{2.4}Siregar, S., Hagoort, J y Ronde, H. *Nitrogen Injection: An Alternative To Gas Cycling in gas Condensate Reservoirs? Proceedings Indonesian Petroleum Association. Twentieth Annual Convention*. Octubre 1991.
62. ^{2.5}Cook, A. B., F.S. Johnson, G.B. Spencer y A. F. Bayazeed. *The role of Vaporization in High Percentage Oil Recovery by Pressure Maintenance*. JPT. 1967.
63. ^{2.5}Cook, A. B., C. J. Walker y G.B. Spencer. *Realistic K Values of C₇₊ hydrocarbons for Calculating Oil Vaporization During Gas Cycling at High Pressures*. JPT. 1969.
64. ^{2.7}Moses, P. L. y Wilson, K. *Phase Considerations in Using Nitrogen for improved Recovery from Retrograde Condensate Reservoirs*. SPE 7493. 1978.

Simulación de un proceso de inyección de gases en YNF de Gas y Condensado

65. ^{2.9} Sanger, P. J. y Hagoort, J. *Recovery of Gas-Condensate By Nitrogen Injection Compared with Methane injection*. SPE 30795. 1995.
66. ^{2.11} Smith, L. R. y Yarborough, L. *Equilibrium Revaporization of Retrograde Condensate by Dry Gas Injection*. SPE. 1968.
67. ^{2.8} Vogel, J. L. Yarborough, L. *The effect of Nitrogen on the Phase Behavior y Physical Properties of Reservoir Fluids*. SPE 8815. 1980.
68. ^{2.10} Raymond y Chang. *Quimica. Cuarta Edición*. Mc Graw Hill. 2006.
69. Godoy Serrano Jahen. *Inyección de N₂ miscible ku-maloob-zaap. F.I. UNAM. 2009.*
70. ^{3.1} Firoozabadi, Abbas; Moortgat, Joaquim. *Fractured Reservoir Simulator for Gas Injection FRSG V2.0 Users Manual*. RERI Palo Alto California USA. May 2009.
71. ^{3.13,3.14} Arana Ortiz Víctor Hugo. *Apuntes de Simulación Numérica de Yacimientos*. UNAM. 1999.
72. Rodríguez de la Garza Fernando. *Apuntes de Simulación Numérica de Yacimientos*. UNAM. Enero 2000.
73. ^{3.3,3.4,3.11,3.12} Firoozabadi, Abbas; Sun Shuyu. *Compositional Modeling in Three-Phase Flow for CO₂ and Other Fluid Injections Using Higher Order Finite Element Methods*. Reservoir Engineering Research Institute.
74. ^{3.5} www.rerinst.org
75. ^{3.10} Garaicochea Petirena Francisco, Et al. *Transporte de Hidrocarburos por ductos*. Colegio de Ingenieros Petroleros de México A.C. 1991.
76. ^{3.2} www.conocophilips.com
77. ^{3.6} <https://wci.llnl.gov/codes/visit/>
78. ^{3.7} www.tecplot.com
79. ^{3.8,3.9} www.windows.microsoft.com
80. TecPlot 360. United Sates 2006.