

Estudio para de la Factibilidad para la Implementación de la Inyección de Gas Natural como Método de Recobro en un Campo Colombiano del Valle Superior del Magdalena (VSM).

Sonia Alejandra Sánchez Gómez

Especialista en Ingeniería de Gas

Director

Nicolás Santos Santos

MSc. en Ingeniería de Hidrocarburos

Codirector

Jorge Alberto Rojas Plata

MSc. en Ingeniería de Hidrocarburos

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Físicoquímicas
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Especialización en Ingeniería de Gas
Bucaramanga

2022

Dedicatoria (Opcional)

*“Los sueños no son solo sueños si los
conviertes en metas”*

Agradecimientos (Opcional)

A Dios por ser mi compañía y mi guía diaria, sin ti nada sería posible. Gracias, Te amo, Lo siento y Perdón.

A mi familia mi motor para salir adelante.

A mi compañero de camino y mejor amigo

Agradecimiento al Centro de Innovación y Tecnología ICP, al área Química de producción y su líder Álvaro Villar García y a el área de Especiales y su líder Jorge Alberto Rojas.

A la Universidad Industrial de Santander en especial a mi segunda familia al Grupo de Investigación en Tomografía Computarizada –GIT- su director el MS.c Nicolás Santos Santos y todos mis compañeros de vida que somos más que un equipo familia, Los quiero.

A mis compañeros de la Planta de Gas Gibraltar, por su apoyo.

Tabla de Contenido

| | Pág. |
|--|-------------|
| RESUMEN | 8 |
| ABSTRACT | 9 |
| INTRODUCCIÓN | 10 |
| 1. OBJETIVOS | 12 |
| 1.1 OBJETIVO GENERAL | 12 |
| 1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS | 12 |
| 2. GENERALIDADES DE LA INYECCIÓN DE GAS NATURAL | 13 |
| 2.1 PROPIEDADES DEL GAS NATURAL | 15 |
| 2.2 INYECCIÓN DE GAS COMO MÉTODO EOR | 18 |
| 2.3 CLASIFICACIÓN DEL GAS | 19 |
| 2.4 ESTADO DE APLICACIÓN DE LA TÉCNICA DE INYECCIÓN DE GAS | 21 |
| 2.4.1 <i>Tipos de inyección de gas</i> | 22 |
| 2.4.2 <i>Estado de aplicación</i> | 25 |
| 3. COMPATIBILIDADES FLUIDO- FLUIDO | 29 |
| 3.1 CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS (AGUA DE FORMACIÓN Y GAS DE PRODUCCIÓN) | 29 |
| 3.1.1 AGUA DE FORMACIÓN | 29 |
| 3.1.2 GAS DE PRODUCCIÓN | 30 |
| 3.2 COMPATIBILIDAD SIMULADA POR MEDIO DEL SOFTWARE | 30 |
| 3.2.1 ESCENARIO DE LA SIMULACIÓN | 31 |
| 3.2 RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS | 32 |
| 3.2.1 ANÁLISIS FÍSICOQUÍMICOS | 32 |

| | | |
|-----------|--|-----------|
| 3.2.2 | COMPOSICIÓN DE GAS DE PRODUCCIÓN | 33 |
| 3.2.3 | COMPATIBILIDAD SIMULADA CON SOFTWARE | 33 |
| 4. | RESULTADOS INTERACCIÓN ROCA-FLUIDO | 40 |
| 4.1. | <i>Generalidades</i> | 40 |
| 4.2 | <i>Recobro por inyección de gas a delta de presión constante</i> | 41 |
| 4.2.1 | <i>Equipo</i> | 42 |
| 4.2.2 | <i>Preparación de las muestras de roca</i> | 44 |
| 4.2.3 | <i>Fluidos de ensayo</i> | 45 |
| 4.2.4 | <i>Protocolo experimental</i> | 47 |
| 4.2.5 | <i>Condiciones de ensayo</i> | 48 |
| 4.2.6 | <i>Saturación irreducible de agua y restauración de Mojabilidad preferencial</i> | 48 |
| 4.2.7 | <i>Coreflooding</i> | 49 |
| 4.3 | <i>Interpretación de resultados</i> | 50 |
| 4.3.1 | <i>Permeabilidades Absolutas y efectivas</i> | 50 |
| 4.3.2 | <i>Gasflooding</i> | 53 |
| 5. | CONCLUSIONES | 57 |
| | REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS | 59 |
| | ANEXO 1 | 61 |
| | ANEXO 2 | 63 |
| | ANEXO 3 | 66 |

Lista de Figuras

Figura 1. *Fuentes de energía mundiales y sus cuotas previstas* 17

Figura 2. *Demanda pasada y la prevista de gas natural* 17

Figura 3. *Gráfico triangular que muestra las condiciones físicas de los sistemas de hidrocarburos* 19

Figura 4. *Selección de diferentes patrones de 5 pozos para la inyección de gas dispersa* 23

Figura 5. *Inyección de gas externa* 24

Figura 6. *Recuperaciones totales de gas terciario HC, WAG y CO2 (pruebas horizontales)*..... 27

Figura 7. *Compatibilidad simulada gas – agua de formación: Muestra 1* 36

Figura 8. *Compatibilidad simulada gas – agua de formación: Muestra 2*..... 36

Figura 9. *Compatibilidad simulada gas – agua de formación: Muestra 3*..... 37

Figura 10. *Compatibilidad simulada gas – agua de formación: Muestra 4*..... 38

Figura 11. *Equipo de Coreflooding – Permeámetro trifásico* 43

Figura 12. *Composición de muestra de gas* 47

Figura 13. *Permeabilidad absoluta al agua (K_w) – Plugs saturados 100% con salmuera* 51

Figura 14. *Permeabilidad efectiva al hidrocarburo (K_{eo}) – plugs @ Swirr pre-Restauración de Mojabilidad preferencial* 52

Figura 15. *Permeabilidad efectiva al hidrocarburo (K_{eo}) – plugs @ Swirr post-Restauración de Mojabilidad preferencial* 53

Figura 16. *Configuración del ensayo – Gas desplazando hidrocarburo*..... 54

Figura 17. *Volumen de hidrocarburo y Gas producidos – Gas desplazando crudo* 55

Figura 18. *Resultados experimentales – Gasflooding* 56

Lista de Tablas

Tabla 1. *Análisis típico y rango de composición del gas natural y valores caloríficos típicos...* 16

Tabla 2. *Clasificación basada en la composición del gas natural* 21

Tabla 3. *Condiciones de la simulación de compatibilidad entre el gas de producción y agua de formación* **31**

Tabla 4. *Composición del gas de producción del campo de estudio* 32

Tabla 5. *Análisis fisicoquímico del agua de formación del campo de estudio* 33

Tabla 6. *Tendencias de formación de escamas de las aguas de formación del campo de estudio* 34

Tabla 7. *Compatibilidad simulada gas – agua de formación: Muestra 1* 35

Tabla 8. *Compatibilidad simulada gas – agua de formación: Muestra 2* 36

Tabla 9. *Compatibilidad simulada gas – agua de formación: Muestra 3* 37

Tabla 10. *Compatibilidad simulada gas – agua de formación: Muestra 4* 38

Tabla 11. *Propiedades básicas de los núcleos @ NOP = 1300 psi.....* 44

Tabla 12. *Orden de los plugs en el Composite* 46

Resumen

Título: Estudio de la Factibilidad para la Implementación de la Inyección de Gas Natural como Método de Recobro en un Campo Colombiano del Valle Superior del Magdalena (VSM).

Autor: Sonia Alejandra Sánchez Gómez.

Palabras Clave: Recobro mejorado, factor de recobro, métodos de recobro, inyección de gas, producción, hidrocarburos.

La importancia de la explotación de petróleo para la economía colombiana conlleva a considerar descubrir nuevos yacimientos o aumentar las reservas de los ya existentes. Una de estas estrategias para lograr este objetivo ha sido la implementación de métodos de recobro mejorado; los cuales comprenden tecnologías que reducen las saturaciones irreducibles de petróleo y, a su vez, aumentan las reservas de hidrocarburos. El recobro mejorado significa para Colombia un aumento significativo en sus reservas, puesto que el incremento de un uno por ciento del factor de recobro se traduciría en 500 millones de barriles adicionales. La inyección de gas como método de recobro se encuentra en etapa de estudio ya que es un procedimiento inexplorado en los campos colombianos, sin embargo, en campos como Cusiana y Cupiagua lo utilizan para el mantenimiento de la presión; este método comúnmente cuenta con los mayores valores de factor de recobro. El propósito de la presente investigación fue evaluar la viabilidad técnica de la implementación de un proceso de inyección de gas natural en un campo de crudo pesado colombiano, correspondiente a la cuenca del VMM. Para ello, inicialmente se realizó el estudio de parámetros y efectos asociados a la implementación de este tipo de procesos, obteniendo variaciones en la composición de los fluidos y aumento de presión en los estratos asociados. Acto seguido, se evaluó la incompatibilidad de los fluidos, enfocados al agua de formación y producción. Esto se hizo a través del *software ScaleChem*, evidenciando la disminución en la formación de siderita, por el aumento de presión, en comparación con el caso base. Por último, se realizó la evaluación de la eficiencia de barrido, a través de pruebas de *coreflooding*, obteniendo un valor de 34.4% recuperado al inyectar cerca de 7.2 VP.

Abstract

Title: Study of the Feasibility for the Implementation of Natural Gas Injection as a Recovery Method in a Colombian Field in the Upper Magdalena Valley.

Author: Sonia Alejandra Sánchez Gómez.

Key Words: Improved recovery, recovery factor, recovery methods, gas injection, production, hydrocarbons.

The importance of oil exploitation for the Colombian economy leads to consider discovering new deposits or increasing the reserves of existing ones. One of the strategies to achieve this objective has been the implementation of enhanced recovery methods, which comprise technologies that reduce irreducible oil saturations and, in turn, increase hydrocarbon reserves. For Colombia, enhanced recovery means a significant increase in its reserves, since a one percent increase in the recovery factor would translate into an additional 500 million barrels. Gas injection as a recovery method is still under study since it is an unexplored procedure in Colombian fields, however, in fields such as Cusiana and Cupiagua it is used for pressure maintenance; this method commonly has the highest recovery factor values. The purpose of this research was to evaluate the technical feasibility of implementing a natural gas injection process in a Colombian heavy crude oil field, corresponding to the VMM basin. For this purpose, initially the study of parameters and effects associated with the implementation of this type of process was carried out, obtaining variations in the composition of the fluids and pressure increase in the associated strata. Then, the incompatibility of the fluids was evaluated, focusing on formation and production water. This was done through ScaleChem software, evidencing the decrease in siderite formation, due to the increase in pressure, compared to the base case. Finally, the evaluation of the sweep efficiency was performed through coreflooding tests, obtaining a value of 34.4% recovered by injecting about 7.2 VP.

Introducción

A nivel mundial, en el 2018 el consumo final de energía estuvo cercano a los 9.900 millones de toneladas equivalentes de petróleo, duplicándose con respecto al consumo registrado en las últimas décadas. Esto se debe al comercio de este recurso, concentrado en países como China, EE.UU. y Rusia (59% del consumo mundial) (Naciones Unidas, 2021). Colombia no es un país ajeno a esta tendencia, debido principalmente al aporte que genera la industria minero-energética en el país y, dado que sus reservas decaen progresivamente a medida que se explota este recurso, resulta necesario implementar estrategias para aumentar la cantidad de petróleo recuperable ya que, de lo contrario, habría un declive progresivo de las reservas del país. Por ende, en búsqueda de reponer el consumo promedio de petróleo, una de estas estrategias es la implementación de técnicas de recobro mejorado, que comprenden métodos con los que se busca aumentar la producción y a su vez las reservas de hidrocarburos. Investigadores como Martínez (2018) exponen que, con los métodos de recobro existentes en la actualidad y la capacidad de recuperación de los campos maduros del país, un aumento de 1% por efecto de las técnicas EOR se traduciría en más de 500 millones de barriles incorporados como reservas probadas de petróleo, lo que se traduce en una sostenibilidad promedio de producción de 2 años por cada punto porcentual.

Uno de los métodos de recuperación de mayor viabilidad es la inyección de gas que, como método de recobro, se encuentra en etapa de estudio, ya que es un procedimiento inexplorado en los campos colombianos. Sin embargo, en campos como Cusiana y Cupiagua lo utilizan para el mantenimiento de la presión; este método comúnmente cuenta con los mayores valores de factor de recobro. En este proyecto se evaluó la inyección de gas hidrocarburo como método de recuperación mejorada de petróleo, a través de pruebas experimentales relacionadas con la

compatibilidad de los fluidos en yacimiento y la recuperación de petróleo a través de métodos de desplazamiento en laboratorio. Inicialmente, se determinó el *screening* técnico y las condiciones estándares operacionales y químicas para la inyección de gas, en los diversos campos donde se ha implementado esta técnica. Acto seguido, como se contempla en el capítulo 3, se procedió a realizar un análisis de interacción gas hidrocarburo – agua, cuyos resultados demostraron que el gas hidrocarburo seleccionado no tiene interacción significativa con los componentes del agua de formación utilizada en el presente estudio. Por último, en el capítulo 4 se muestra la ejecución y el diseño experimental de las pruebas de desplazamiento, cuyos resultados permitieron definir los mecanismos de recuperación de esta técnica, incluyendo la miscibilidad y el efecto de desplazamiento por aumento de presión en el medio. De igual manera, se encontró que la eficiencia de desplazamiento, representativa de la capacidad del fluido por desplazar el volumen de petróleo en la roca, es cercana al 30%.

1. Objetivos

1.1 Objetivo General

Evaluar experimentalmente la inyección de gas de producción en un campo del Valle Superior del Magdalena (VSM) en Colombia para aumentar su factor de recobro.

1.2 Objetivos Específicos

- ✓ Describir el método de inyección de gas como método de recobro.
- ✓ Identificar las posibles incompatibilidades del gas de producción con el agua de formación presente en el medio poroso mediante simulación en un software comercial.
- ✓ Evaluar experimentalmente la eficiencia de desplazamiento por inyección del gas de producción en una muestra de roca de yacimiento a condiciones de presión y temperatura de yacimiento.

2. Generalidades de la inyección de gas natural

En la actualidad, la industria de los hidrocarburos tiene como objetivo principal innovar en diferentes estrategias que permitan aprovechar al máximo los recursos energéticos del subsuelo. En este sentido, uno de los ejes fundamentales es el aprovechamiento de los yacimientos maduros, implementando métodos de recobro secundarios, recuperación mejorada de petróleo (EOR), nuevas tecnologías de perforación de pozos, gestión y control inteligente de yacimientos, técnicas avanzadas de monitoreo de yacimientos y la aplicación de diferentes mejoras de procesos de recuperación primaria y secundaria (Alvarado & Manrique, 2010).

Los procesos EOR se refieren a la recuperación de petróleo mediante la inyección de fluidos y energía que normalmente no están presentes en el yacimiento (Lake, 1989). Los fluidos inyectados deben cumplir varios objetivos siguientes (Zerón, 2012):

- Potenciar la energía natural del yacimiento
- Interactuar con el sistema roca/petróleo del yacimiento para crear condiciones favorables para la recuperación de petróleo residual recuperación que incluyen, entre otras:
 - ✓ Reducción de la tensión interfacial entre el fluido desplazante y el petróleo
 - ✓ Aumentar el número capilar
 - ✓ Reducir las fuerzas capilares
 - ✓ Aumentar la viscosidad del agua de impulsión
 - ✓ Proporcionar un control de la movilidad
 - ✓ Hinchamiento del aceite
 - ✓ Reducción de la viscosidad del petróleo

✓ Alteración de la mojabilidad de la roca del yacimiento

La inyección de gas es el más antiguo de los procesos de inyección de fluidos. Esta técnica surge en 1864 como un mecanismo de recuperación, cuyo principal efecto es mantener la presión del yacimiento y restaurar la productividad de los pozos petrolíferos. Desde entonces, la inyección de gas natural u otros gases se ha utilizado con éxito en muchos yacimientos de petróleo de todo el mundo como método de recuperación secundaria. Los primeros proyectos de inyección de gas se diseñaron para aumentar la productividad inmediata y deben clasificarse como proyectos de mantenimiento de la presión. Sin embargo, las aplicaciones de inyección de gas más recientes tienen por objeto no solo el aumento de la presión, sino también una disminución en la saturación de petróleo residual (S_{or}), y pueden considerarse proyectos de recuperación mejorada. Estos efectos se dan principalmente por la interacción del gas con los componentes del crudo, la cual conlleva una serie de cambios físicos en el fluido y reacciones, las cuales dependen principalmente de las condiciones termodinámicas del yacimiento. Un caso particular es la inyección de CO_2 o de gases hidrocarburos, los cuales pueden reducir la viscosidad del crudo por miscibilidad de las fases (Donaldson, 1989).

El éxito técnico de un proyecto de recuperación mejorada depende del mecanismo por el que el fluido inyectado desplaza el petróleo (eficacia de desplazamiento), y del volumen de yacimiento con el que entra en contacto el fluido inyectado (eficiencia de *Conformance* o barrido) (Alvarado & Manrique, 2010). Respecto a técnicas de recuperación de petróleo, tales como la inyección de agua, el gas tiene una mayor relación de movilidad en comparación con el petróleo; lo cual permite que llegue a los canales con saturaciones irreducibles, además tiene efectos de recuperación por aumento presión, miscibilidad con el crudo y desplazamiento inmisible. Asimismo, el gas puede ofrecer ventajas económicas debido a su disponibilidad y relativa facilidad

de inyección, por lo que esta técnica sigue siendo un método de recuperación de petróleo con gran viabilidad en determinadas circunstancias (Alvarado & Manrique, 2010).

2.1 Propiedades del gas natural

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos ligeros que incluye metano, etano, propano, butanos y pentanos (la composición típica se indica en la tabla 1). Otros compuestos que se encuentran en el gas natural son el CO₂, el helio, el sulfuro de hidrógeno y el nitrógeno (Viswanathan, 2017). La composición del gas natural nunca es constante; aunque autores como Saavedra *et al.* (2013) y Younger (2004) consideran que el componente principal del gas natural es el metano (normalmente al menos el 90%). El metano es muy inflamable, arde fácilmente y casi por completo y emite poca contaminación atmosférica (Viswanathan, 2017). El gas natural no es corrosivo ni tóxico, su temperatura de ignición es alta y tiene un estrecho rango de inflamabilidad, lo que lo convierte en un combustible fósil intrínsecamente seguro en comparación con otras fuentes de combustible. Además, debido a su gravedad específica (0,60), que es inferior a la del aire (1,00), el gas natural se eleva en caso de fuga, por lo que se disipa en el lugar de cualquier fuga (Viswanathan, 2017).

En la actualidad, el gas natural goza de una cuota significativa en la canasta energética mundial, en comparación con otros combustibles fósiles (petróleo y carbón), así como con las energías renovables y otras fuentes (hidroeléctricas y de gas) (El-halwagi, 2019). Como se muestra en la figura 1, la contribución del gas natural como fuente de energía primaria aumentó casi un 40% entre 1995 y 2017, y al ser el combustible de mayor crecimiento anual, se espera que su cuota alcance el 30% en 2035 (El-halwagi, 2019). Los países con las mayores reservas de gas natural son Rusia (Aprox. 1.688 trillones de pies cúbicos (TCF)), Irán (Aprox. 1.187 TCF), Qatar (Aprox. 890 TCF), Estados Unidos de América (Aprox. 388,8 TCF), Turkmenistán (Aprox. 353 TCF),

Arabia Saudí (Aprox. 290 TCF), Emiratos Árabes Unidos (Aprox. 215 TCF), Venezuela (Aprox. 195 TCF), Nigeria (Aprox. 182 TCF) y Argelia (Aprox. 159 TCF). Estos países controlan casi el 80% de las reservas probadas de gas natural a nivel mundial (El-halwagi, 2019).

Tabla 1.

Análisis típico y rango de composición del gas natural y valores caloríficos típicos.

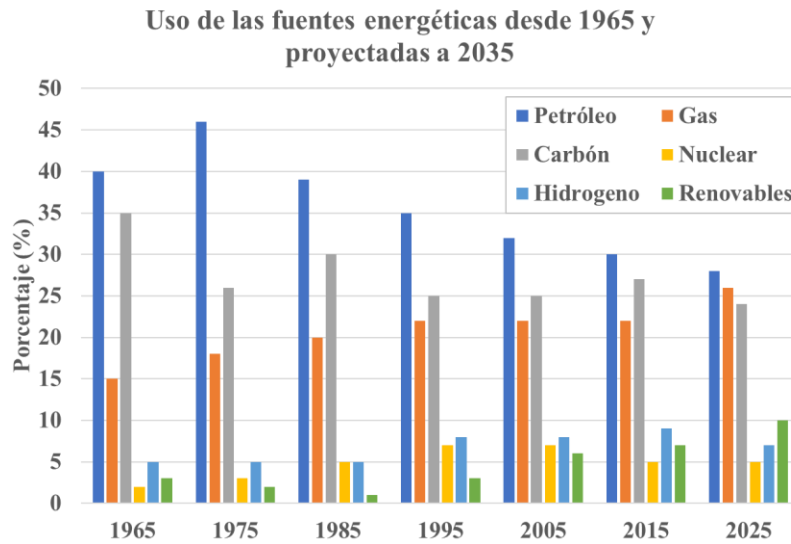
| Componente | Análisis (%mol) | Rango mínimo (%mol) | Rango máximo (%mol) |
|---|------------------------|----------------------------|----------------------------|
| Metano | 95 | 87 | 97 |
| Etano | 3,2 | 1,5 | 7 |
| Propano | 0,2 | 0,1 | 1,5 |
| Isobutano | 0,03 | 0,01 | 0,3 |
| N-butano | 0,03 | 0,01 | 0,03 |
| Isopentano | 0,01 | Trazas | 0,04 |
| N-pentano | 0,01 | Trazas | 0,04 |
| Heptano+ | 0,01 | Trazas | 0,06 |
| Nitrógeno | 1 | 0,2 | 5,5 |
| Dióxido de carbono | 0,5 | 0,1 | 1 |
| Oxígeno | 0,02 | 0,01 | 0,1 |
| Hidrógeno | Trazas | Trazas | 0,02 |
| Otras propiedades | Análisis | Rango mínimo | Rango máximo |
| Gravedad específica (Aire: 1) | 0,58 | 0,57 | 0,62 |
| valor calorífico bruto (MJ/m ³) | 38 | 36 | 40,2 |

Nota: Tomado de Viswanathan, B. (2017). Energy Sources.

La figura 2 muestra el aparente aumento de la demanda de gas natural en Estados Unidos y el resto del mundo como resultado de la producción de gas proveniente de yacimientos no convencionales, mientras que la previsión muestra un ligero descenso de la demanda para los países europeos. Los mayores consumidores de gas natural son Estados Unidos, Rusia, China e Irán, mientras que los productores más importantes son Rusia, Estados Unidos, Canadá, Qatar e Irán.

Figura 1.

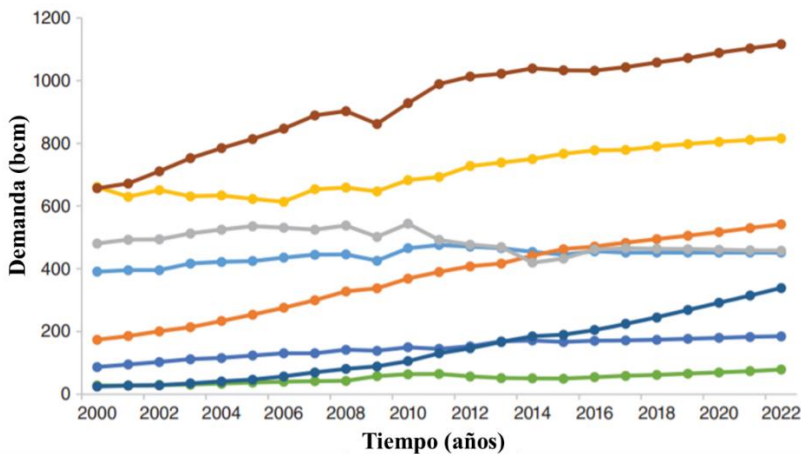
Las fuentes de energía mundiales y sus cuotas previstas, incluyendo eólica, solar, geotérmica, biomasa y biocombustibles.



Nota: Tomado de El-halwagi, M. M. (2019). Natural Gas Processing from Midstream to Downstream.

Figura 2.

Demanda pasada y la prevista de gas natural.



Nota: Tomado de El-halwagi, M. M. (2019). Natural Gas Processing from Midstream to Downstream.

2.2 Inyección de gas como método EOR

La inyección de gas puede ser un proceso de desplazamiento miscible o inmisible. El carácter del petróleo, del gas y las condiciones de temperatura y presión de la inyección, determinan el tipo de proceso. Se puede inyectar gas en un yacimiento para mantener la presión (es decir, inyección de gas disperso) o para intentar depositar y barrer el petróleo hacia los productores (es decir, inyección de tapón de gas). Los cálculos teóricos realizados por Muskal (1946) mostraron que la recuperación de petróleo podía incrementarse en gran medida mediante el mantenimiento de la presión, especialmente en el caso de los petróleos con un alto factor volumétrico de formación; describiendo así un proceso de recuperación inmisible.

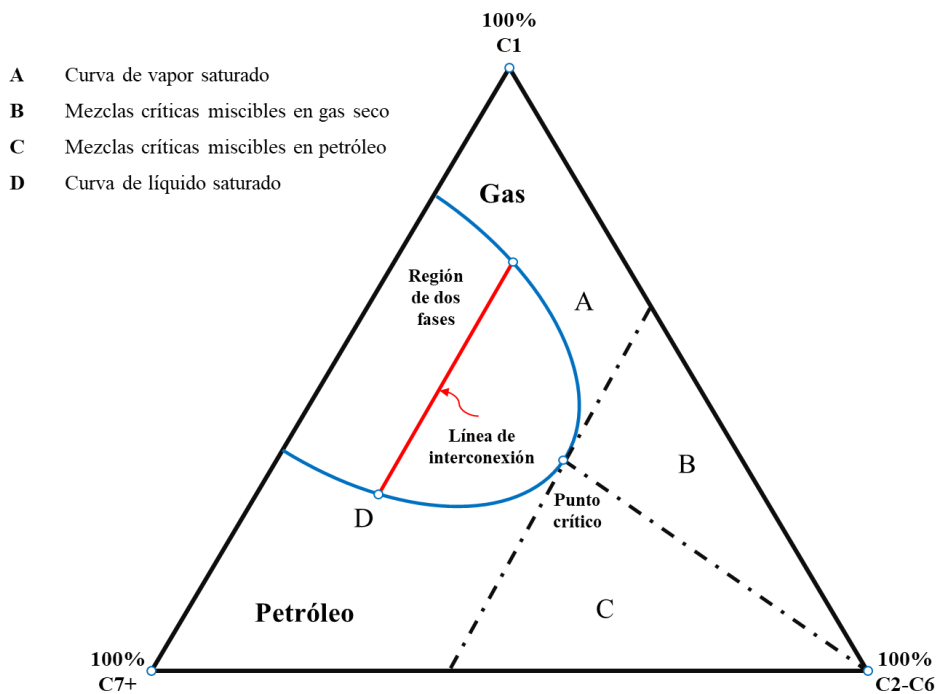
Existe miscibilidad cuando dos fluidos son capaces de mezclarse en cualquier proporción sin que se forme ninguna interfaz entre ellos (Mota, 1999). La miscibilidad está controlada por la presión, la temperatura, la composición del petróleo y la composición del fluido desplazado. El diagrama de fases pseudoternario que se utiliza es la principal herramienta de los ingenieros de yacimiento para comprender el proceso de miscibilidad de las mezclas complejas de hidrocarburos; sin embargo, el diagrama no debe utilizarse para hacer predicciones cuantitativas (Sazonov et al., 1986). La figura 3 muestra un diagrama de composición pseudoternario de la investigación desarrollada por Clark et al. (1958). El sistema de tres componentes mostrado consiste en metano (C1), los intermedios (C2 a C6), y todos los hidrocarburos más pesados que el C6 (C7+). El diagrama de fases muestra si existen fases de gas, de líquido o de gas – líquido para diversas mezclas de componentes a una temperatura y presión determinadas (Hajbabaie et al., 2013).

La región A representa una fase totalmente gaseosa, mientras que la región D es totalmente líquida (petróleo). En las regiones críticas (B o C) están presentes tanto el líquido como el gas. La región B muestra el rango de composiciones para una temperatura y presión dadas que

serían miscibles con las mezclas de la región de gas seco. La región C contiene las mezclas que son miscibles con las mezclas de la región líquida (petróleo). Las líneas de unión terminan en puntos de la curva de vapor saturado y de la curva de líquido saturado. Estos dos puntos representan un gas y un aceite saturados que están en equilibrio (Ma et al., 2015). El signo de la pendiente de la línea de unión se determina por el valor de las relaciones de equilibrio (constantes) de los intermediarios a medida que el sistema se aproxima a su composición crítica (Benham et al., 1960).

Figura 3.

Gráfico triangular que muestra las condiciones físicas de los sistemas de hidrocarburos en condiciones fijas de temperatura y presión.



Nota: Tomado de Donaldson, E. C. (1989). *Developments in Petroleum Science: Enhanced Oil Recovery, II: Processes and Operations.*

2.3 Clasificación del gas

2.3.1 Según su fase en el yacimiento.

Gas no asociado. Se encuentra en yacimientos en los que no hay petróleo crudo o, en el mejor de los casos, en cantidades mínimas. El gas no asociado suele ser rico en metano, pero es notablemente más pobre en hidrocarburos parafínicos superiores y material condensado. A diferencia del gas asociado, el gas no asociado puede mantenerse bajo tierra todo el tiempo que sea necesario. Se trata, por tanto, de un gas que se explota en función de las condiciones económicas y tecnológicas (El-halwagi, 2019; Viswanathan, 2017).

Gas asociado. El gas natural que se encuentra en los yacimientos de crudo y se produce durante el bombeo del petróleo se denomina gas asociado. Existe como gas libre (capa de gas) en contacto con el petróleo y también como gas disuelto (Lyons, 1996). El gas asociado suele ser más pobre en metano que el gas no asociado, pero es más rico en hidrocarburos de mayor peso molecular (Speight, 2021). El gas no asociado puede producirse a mayores presiones, mientras que el gas asociado (gas libre o disuelto) debe separarse del petróleo a presiones del separador, lo que suele implicar un mayor gasto de compresión (Stewart & Arnold, 1999).

Gas disuelto. Presente en el pozo o en los fluidos de yacimientos. El gas permanecerá en solución hasta que las condiciones de presión o temperatura cambien, momento en el cual puede desprenderse de la solución o convertirse en gas libre (Hall & Holste, 1995; Hannover, 1996).

Gas libre o capa de gas. La fase gaseosa presente en un yacimiento u otra área contenida. El gas puede presentarse disuelto en los fluidos del yacimiento o bien como gas libre, que tiende a formar una capa por debajo del sello superior en la trampa yacimiento. Tanto el gas libre como el gas disuelto desempeñan un rol importante en el mecanismo de empuje del yacimiento (Schlumberger, 2021). El gas se acumula en las secciones superiores del yacimiento, donde las características de presión, temperatura y fluidos conducen a la presencia de gas libre. La energía

proporcionada por la expansión de la capa de gas constituye el principal mecanismo de empuje para la recuperación de petróleo en dichas circunstancias (Nagy Eltony, 1996; Speight, 2021).

2.3.2 Según su composición.

El gas natural también puede clasificarse en función de su composición; una de estas clasificaciones se recoge en la tabla 2.

Tabla 2.

Clasificación basada en la composición del gas natural.

| Nombre | Composición |
|--------------------------------|---|
| Gas pobre | Metano |
| Gas húmedo | Con considerables cantidades de hidrocarburos de mayor peso molecular |
| Gas ácido | Con sulfuro de hidrógeno |
| Gas dulce | Trazas de sulfuro de hidrógeno |
| Gas de residuo | Gas natural cuyos componentes pesados fueron extraídos |
| Gas de cabeza de casing | Derivado del petróleo pero es separado en las facilidades de superficie |

Nota: Tomado de Viswanathan, B. (2017). Energy Sources.

2.4 Estado de aplicación de la técnica de inyección de gas

Inicialmente, la inyección de gas natural se utilizó con fines de mantenimiento de la presión, a comienzos del año 1900. Posteriormente, se empleó en otras aplicaciones que se definieron como recuperación secundaria, ya que el gas inyectado también desplazaba el petróleo y se lograba un recobro adicional de petróleo. Existen muchos factores que se relacionan con el hecho de aumentar el factor de recobro por medio de la inyección de gas, las más importantes son las propiedades de los fluidos en el yacimiento, la continuidad de la arena, el relieve estructural, las propiedades de la roca y la temperatura y presión del yacimiento (Paris de Ferrer, 2009). La inyección de gas brinda la posibilidad de tener una mayor producción, disminuyendo así el tiempo de recuperación debido a que, de manera natural, este sería más prolongado. Además, el gas disuelto en el petróleo

disminuye su viscosidad y mantiene alta la presión y, en consecuencia, los pozos productores pueden sostener la tasa de producción a un nivel más elevado durante la vida productiva del campo (Paris de Ferrer, 2009).

Otros beneficios de la inyección de gas es que, en muchas ocasiones, cuando los organismos oficiales no permiten el desperdicio del gas, es recomendable conservarlo para futuros mercados, y en ese caso, se inyecta en un yacimiento para almacenarlo. Además, como se dispone de gas en algunas áreas de producción, ya sea del mismo yacimiento que se está explotando o de otras fuentes, y como es un fluido no reactivo con las rocas del yacimiento, puede inyectarse sin presentar mayores dificultades (Paris de Ferrer, 2009).

2.4.1 Tipos de inyección de gas

Generalizando, la inyección de gas se clasifica en dos tipos: inyección de gas interna o dispersa e inyección de gas externa (Hagoort, 1988; Mota, 1999).

Inyección de gas interna o dispersa. En este se realiza la inyección de gas dentro de la zona de petróleo. Es utilizado, generalmente, en yacimiento con empuje por gas en solución, que no tengan capa de gas inicial ya que no hay tendencia a desarrollarse una capa secundaria (figura 4).

Inyección de gas externa. En este el gas se inyecta en la cresta de la estructura donde se encuentra la capa de gas, sea primaria o secundaria. Generalmente se realiza en yacimientos donde ocurre segregación gravitacional debido a las fuerzas de gravedad (figura 4).

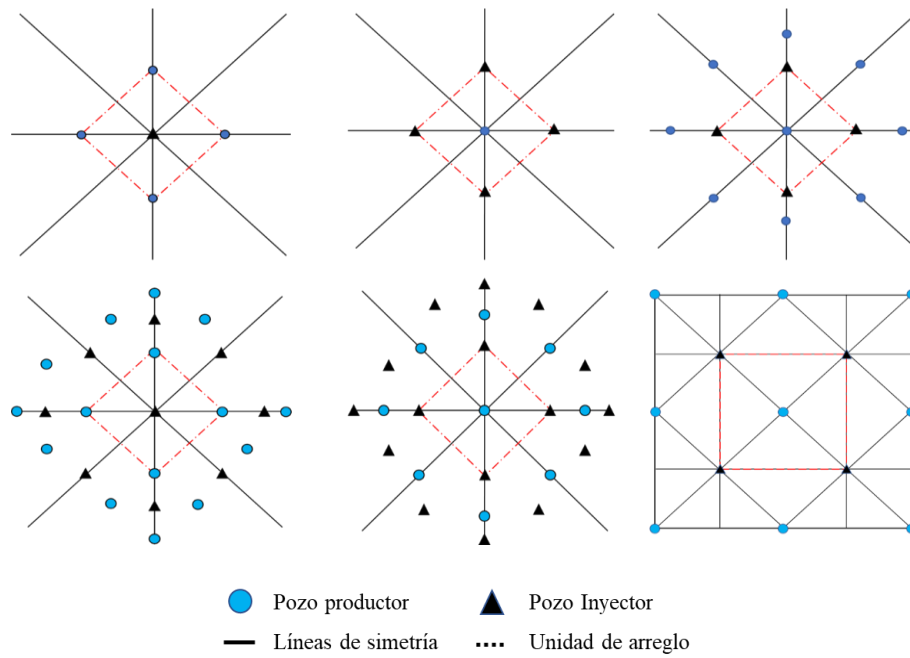
Características.

- **Interna:** Se aplica en yacimientos homogéneos, con poco buzamiento y relativamente delgados. Generalmente, se requiere un número elevado de puntos de inyección. Los pozos de inyección se colocan con arreglo geométrico específico,

con el fin de distribuir el gas inyectado a través de la zona productiva del yacimiento. La selección de los patrones y los pozos dependen de la configuración del yacimiento con respecto a la estructura, al número y a la posición de los pozos existentes, de la continuidad de la arena y de las variaciones de porosidad y permeabilidad. (Ferrer, 2001). La permeabilidad efectiva al gas debe ser preferiblemente baja.

Figura 4.

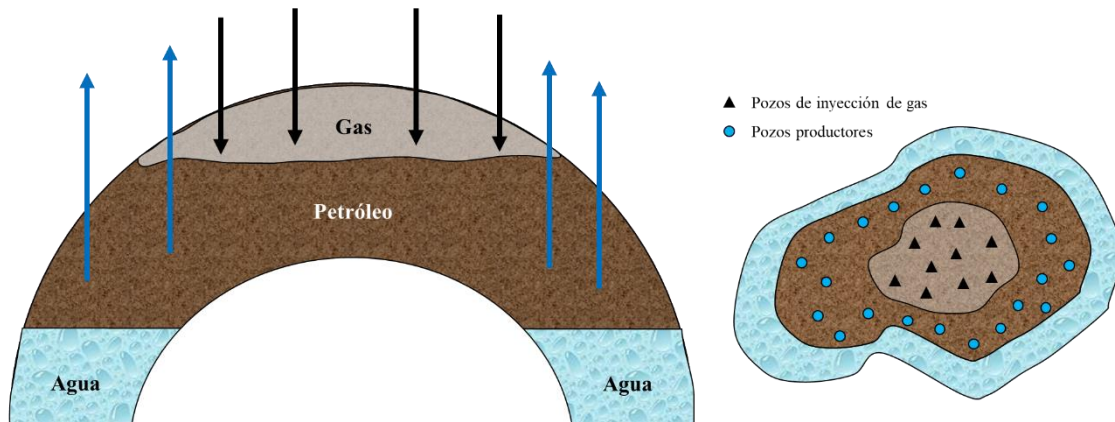
Selección de diferentes patrones de 5 pozos para la inyección de gas dispersa.



Nota: Tomado de Paris, M, (2009). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos, cap. 2.

Figura 5.

Inyección de gas externa.



Nota: Tomado de Paris, M, (2009). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos, cap. 2.

- **Externa:** Se usa en yacimientos de alto relieve estructural, para permitir que la capa de gas desplace el petróleo. Se aplica en yacimientos con altas permeabilidades verticales mayores a 200 mD. Los pozos de inyección se colocan de manera que se logre una buena distribución del área del gas inyectado, a fin de obtener mayores beneficios del drenaje por gravedad. La cantidad de pozos requeridos para un determinado yacimiento depende de la inyectividad y de los puntos de inyección que se requieran.

Ventajas.

- **Interna:** Es posible orientar el gas inyectado hacia las zonas más apropiadas. De igual forma, la cantidad de gas inyectado puede optimizarse mediante el control de la producción e inyección de gas (Hagoort, 1988).
- **Externa:** Comparado con la inyección interna, la eficiencia de barrido del área en este tipo de inyección es superior, los beneficios obtenidos del drenaje por gravedad son mayores y el factor conformación es generalmente mayor (Hagoort, 1988).

Desventajas.**➤ Interna**

- ✓ Generalmente, la eficiencia de la recuperación mejora muy poco, como consecuencia de la posición estructural o drenaje por gravedad. Sin embargo, casos particulares como en el campo Oveja, en Venezuela, han mostrado que la segregación gravitacional ha sido el principal mecanismo de recuperación.
- ✓ Los canales de gas formados por la alta velocidad de flujo originan que la eficiencia del recobro sea inferior a lo que se logra por la inyección externa.
- ✓ La cantidad de pozos de inyección requeridos aumentan los costos de operación y de producción.

➤ Externa

- ✓ Requiere buena permeabilidad vertical del yacimiento.
- ✓ Es necesario controlar la producción de gas libre de la zona de petróleo.
- ✓ Las intercalaciones de lutitas, así como las fronteras geológicas, son perjudiciales para la inyección de gas externa.

2.4.2 Estado de aplicación**Campo**

- Dawoud *et al.* (2010) evaluaron la implementación de inyectar gas hidrocarburo, previamente tratado, de manera dispersa en la capa de gas de un yacimiento en Abu Dabi (EAU). El objetivo principal fue evaluar la inyección de gas natural, de forma inmisible, en un yacimiento heterogéneo de composición carbonatada. Como aspectos importantes, este yacimiento era de reciente desarrollo. Este estudio

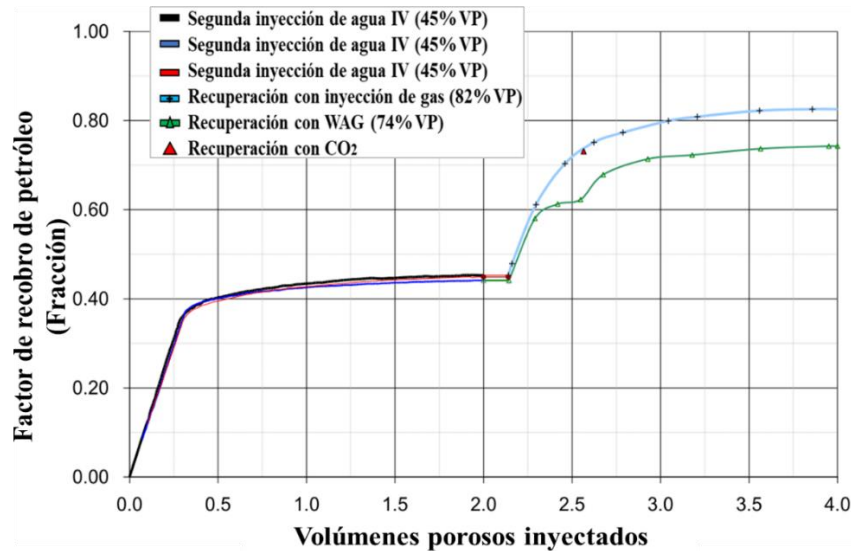
consideró la recolección de datos durante 4 años. Las muestras de fondo de pozo recogidas, tras un año y medio de inyección, indicaron que el frente de miscibilidad se extendió hasta los pozos productores intermedios del arreglo, por lo que estos fueron transformados en inyectores tiempo después. Los últimos reportes descritos por hasta alcanzar el pico de producción deseada con algunas anomalías de alto GOR.

Laboratorio

- Kalam *et al.* (2011) desarrollaron pruebas de *coreflooding* para evaluar la inyección de gas en medios porosos. En este estudio se desarrollaron seis desplazamientos a través de un medio tipo *composite*, que permiten asegurar la miscibilidad, evaluando un proceso de inyección de gas natural, minimizando la incertidumbre experimental, garantizando así que se reproduzcan las condiciones representativas del yacimiento. El diseño experimental planteado consideró variables para imitar las condiciones del frente de avance en el yacimiento. Se examinó la inyección de fluidos miscibles y la recuperación de hidrocarburos tras una inyección de agua secundaria. Los esquemas de inyección comprenden gas hidrocarburo propio del yacimiento, WAG de hidrocarburos/salmuera y un gas continuo, todos ellos en condiciones miscibles (figura 6). Las pruebas de inyección de gas miscible, dentro de las limitaciones experimentales, proporcionaron perfiles de recuperación y características de inyección del proceso de gas para validar las predicciones del modelo y, por lo tanto, aumentar la confianza en los estudios de desarrollo de campos piloto y completos basados en los modelos de simulación de yacimientos subyacentes.

Figura 6.

Recuperaciones totales de gas terciario HC, WAG y CO₂ (pruebas horizontales).



Nota: Tomado de Kalam, Z., Al-rawahi, A. S., Al-hosani, I. A., Negahban, S., Rehman, A. S. A., & Dhabi, A. (2011). Miscible Gas Injection Tests in Carbonates and its Impact on Field Development.

Simulación

- Al-Hashim *et al.* (2002) reportaron la inyección de gas hidrocarburo en sistemas binarios de gases. Los datos reales del yacimiento y de los fluidos de un pozo profundo de gas condensado, completado en cinco capas distintas, se utilizaron como entrada a un simulador de yacimientos composicional para evaluar lo siguiente:
 - ✓ Evaluación de cuatro fluidos de inyección;
 - ✓ Impacto del cierre y la inyección, así como del cierre solo;
 - ✓ Impacto de las restricciones de la presión mínima de flujo en el fondo del pozo;
 - ✓ Evaluación de un modelo monocapa equivalente al pozo multicapa original;
 - ✓ Impacto del cierre y la inyección en el modelo equivalente de una sola capa;
 - ✓ Impacto de la inyección sola en el modelo equivalente de una sola capa y

- ✓ Evaluación de un sistema binario (77% C1 y 23% nC4) a una presión y temperatura relativamente bajas.

Los resultados obtenidos de las simulaciones realizadas en un sistema binario, a una presión de punto de rocío baja, indican la presencia de miscibilidad en el medio poroso. De los cuatro fluidos de inyección probados, la mezcla C4-C5 fue la que presentó los mejores resultados en cuanto al aumento de la productividad. La mezcla C4-C5 inyectada, en el punto de rocío alto considerado en este trabajo, crea, por miscibilidad, una única fase líquida alrededor del pozo. Por lo tanto, el gas que entra hacia el pozo es, al igual que los líquidos, totalmente miscible con la fase líquida alrededor del pozo. (Harouaka, 2002).

- Wang (2017) evaluó el efecto de la inyección de gas rico como método de recobro mejorado. En este estudio se investigaron métodos de recuperación mejorada de hidrocarburos para un yacimiento de Montney, situado en la cuenca sedimentaria del oeste de Canadá. Como punto de partida, se desarrollaron modelos de simulación de yacimientos, para realizar un ajuste histórico basado en los datos de producción recogidos en el yacimiento. A continuación, se implementaron las tecnologías de inyección de gas natural, CO₂ y agua, y se evaluó su viabilidad económica. Teniendo estos resultados, se procedió a ejecutar un análisis de sensibilidad de los factores operativos y geológicos, incluyendo la duración de la producción primaria, las presiones de fondo de pozo (BHP) durante la producción primaria y el proceso EHR, la permeabilidad de la matriz dependiente de la presión, los efectos no Darcy y la conductividad de la fractura hidráulica, y se estudiaron sus efectos en el rendimiento de la producción del pozo. en el rendimiento de la producción del pozo. Una vez

hechos estos estudios, se diseñó una fase experimental para seguir analizando el mecanismo y optimizar el proceso de mejora de la recuperación mediante la inyección cíclica de gas y la inyección de CO₂ (Wang, 2017).

3. Compatibilidades Fluido- Fluido

El siguiente capítulo contiene la compatibilidad simulada entre el gas producido del campo de estudio y de 4 muestras de agua de formación pertenecientes a pozos del campo de estudio, donde se buscó establecer la tendencia del agua a la formación de Scale y estimar el impacto que pueda tener la inyección del gas sobre esta tendencia,

3.1 Caracterización de fluidos (agua de formación y gas de producción)

3.1.1 Agua de Formación

El muestreo y la caracterización fisicoquímica de las 4 muestras de agua de formación se realizó siguiendo los procedimientos empleados en el Área Química de producción del Centro de Innovación y tecnología ICP.

1. Mediciones “in situ” de las muestras, por medio de kits colorimétricos de Chemetrics®. Se determinó contenido gases como CO₂ y contenido de hierro. Adicional se realiza medición de pH, conductividad usando un equipo pHmetro portátil, alcalinidad mediante titulación potenciométrica con H₂SO₄, cloruros con titulación por colorimetría (KCl como marcador y titulador y sulfatos por medio de turbidimetría.
2. Medición y preservación de muestras para análisis en los laboratorios del ICP

Las muestras son preservadas con ácido nítrico al 3% para evitar la precipitación de los metales, las muestras con se determinaron metales (Na⁺, K⁺, Ca⁺², Mg⁺², Ba⁺², Sr⁺², Si⁺², en el área experimental de Aguas y Suelos). Los metales disueltos se determinaron por

medio de ICP-OES (Plasma de acoplamiento inductivo-espectrofotómetro de emisión óptico), mientras que los cloruros y sulfatos (aniones) se determinaron por titulación potenciométrica y espectrometría UV-VIS, respectivamente. Los resultados obtenidos se encuentran en la Tabla 3 que contiene el análisis fisicoquímico realizado a las 4 muestras de agua de formación.

3.1.2 Gas de Producción

La muestra de gas de producción fue tomada por profesionales del área química de producción en el campo, la muestra es asegurada en un cilindro de baja presión, posteriormente se trasladó a las instalaciones del Centro de Innovación y tecnología ICP para su respectivo análisis y se caracterizó por medio de cromatografía en área experimental PVT para su caracterización composicional por medio del método de cromatografía de gases,

3.2 Compatibilidad simulada por medio del Software

La compatibilidad se realizó con el software ScaleChem 9,2, este software analiza la interacción de fases y permite predecir la precipitación de minerales, al mezclar el agua de formación con el agua de inyección u otro tipo de fluidos, a determinadas condiciones de presión, temperatura y caudal, que normalmente son las del yacimiento o las presentes en un momento de la vida productiva de este. Esta simulación está basada en la termodinámica y se realiza con base en los análisis fisicoquímicos de las aguas. La tendencia de un mineral a precipitar o permanecer en solución está determinada por el Índice de Escamas (SI: Scale Index) o la Tendencia de Escamas (ST: Scale Tendency). En general, valores positivos de SI (> 0) indican tendencias a la precipitación y valores negativos a disolución. Por otra parte, valores mayores a 1 en la tendencia a formación de escamas (ST), indican las veces que el agua está sobresaturada y que, teóricamente, podría precipitar el mineral. En centro de Innovación y tecnología ICP como criterio a través de la

experiencia experimental se considera que para que haya evidencia física de la presencia del mineral precipitado, el ST deberá ser mayor de 4.

3.2.1 Escenario de la simulación

Agua de formación: Muestra 1, Muestra 2, Muestra 3 y Muestra 4 (aguas de formación del campo de estudio) y gas de producción: Gas de producción del campo de estudio

Condiciones de Yacimiento: Presión: 1415 psi y Temperatura: 128°F

Se consideraron 3 escenarios de volúmenes de agua de formación 1000, 5000 y 10000 Bbls. La cantidad de gas se asumió entre 0-10 Mscf (ver tabla 3).

En la simulación se consideran los siguientes minerales sensibles, Barita (BaSO₄), calcita (CaCO₃) y siderita (FeCO₃) y se calculó una cantidad estimada de la escama que podría precipitar de cada mineral a condiciones yacimiento.

Tabla 3.

Condiciones de la simulación de compatibilidad entre el gas de producción y agua de formación.

| Agua de formación (bbls) | Gas (Mscf) | Temperatura (°F) | Presión (psi) |
|-----------------------------|---------------|---------------------|------------------|
| | 0 | | |
| | 0,25 | | |
| | 0,5 | | |
| | 1 | | |
| | 2 | | |
| 1000 | 3 | | |
| 5000 | 4 | 128 | 1415 |
| 10000 | 5 | | |
| | 6 | | |
| | 7 | | |
| | 8 | | |
| | 9 | | |
| | 10 | | |

Nota: Información suministrada por el Centro de investigación y tecnología ICP.

3.2 Resultados y análisis de resultados

3.2.1 Análisis fisicoquímicos

Una vez se realizó la caracterización de las 4 muestras de aguas de formación los resultados son mostrados en la tabla 4.

Tabla 4.

Análisis fisicoquímico del agua de formación del campo de estudio.

| Muestra | Na ⁺ (mg/L) | K ⁺ (mg/L) | Ca ⁺⁺ (mg/L) | Mg ⁺⁺ (mg/L) | Ba ⁺⁺ (mg/L) | Sr ⁺⁺ (mg/L) | Fe ⁺⁺ (mg/L) | STD (mg/L) | Salinidad (mg/L de NaCl) | SiO ₂ (mg/L) |
|---------|---------------------------|--------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|----------------------------|---------------|-----------------------------|----------------------------|
| 1 | 1611 | 28 | 216 | 29,3 | 2,1 | 1,3 | 2 | 5330 | 4498 | 25 |
| 2 | 3398 | 93,1 | 160 | 104 | 15 | 7,6 | 30 | 9476 | 8839 | 25,7 |
| 3 | 1340 | 57,2 | 105 | 34,1 | 2,7 | 2 | 1 | 4486 | 3741 | 25 |
| 4 | 1000 | 41,2 | 103 | 20,8 | 2,4 | 1,4 | 10 | 3458 | 2719 | 24,6 |

| Muestra | pH | T (°C) | Resis. (Ωm @ 25°C) | CO ₂ (mg/L) | HCO ₃ (mg/L) | CO ₃ ⁻ (mg/L) | SO ₄ ⁻ (mg/L) | Cl ⁻ (mg/L) | Cond. (mS/cm @ 25°C) | I.S. @40°C |
|---------|------|-----------|--------------------------|---------------------------|----------------------------|--|--|---------------------------|----------------------------|---------------|
| 1 | 7,07 | 29,9 | 1,71 | 50 | 1244 | 0 | 10,3 | 2161 | 5,85 | 1,43 |
| 2 | 6,65 | 34,8 | 0,87 | 70 | 1037 | 0 | 4 | 4615 | 11,52 | 0,58 |
| 3 | 7,13 | 24,6 | 1,68 | 25 | 1100 | 0 | 8,6 | 1810 | 5,94 | 1,12 |
| 4 | 7,07 | 42,5 | 2,41 | 40 | 1078 | 0 | 4 | 1173 | 4,15 | 1,04 |

Nota: Información suministrada por el Centro de investigación y tecnología ICP.

Del anterior análisis fisicoquímico podemos concluir que las muestras presentan un alto contenido de sodio (Na⁺) y cloruros (Cl⁻) por lo cual es de esperar que se presente una alta concentración de solidos suspendidos STD, La muestra número dos (2) presenta mayor contenido de hierro y CO₂ de las 4 muestras. En todas las muestras el (IS) Índice de Saturación es mayor a 0 lo cual nos indica que pueden precipitarse las escamas en esas aguas de formación, las muestras tienen pH dentro del rango permitido para aguas de formación de 6 a 7,30.

Con base en las concentraciones relativas de los iones en solución, es un agua cloruro sódica y presenta un rango de salinidad entre 2719 y 8389 mg/L como NaCl. Se puede apreciar

que la muestra 2 presenta diferencias significativas de salinidad y en la concentración relativa de sales en solución; luego, es posible que el aporte de fluidos tenga influencia de otras formaciones o cuerpos de agua. El agua de formación contiene valores relativamente altos de hierro y CO₂. El contenido de hierro estuvo por encima de 1 mg/L, presentando valores críticos en las muestras 2 y 4 (cerca de 10 mg/L).

3.2.2 Composición de gas de producción

En la tabla 5 se consigna la caracterización del gas de producción. Según la composición obtenida, se trata de un fluido compuesto mayoritariamente por metano (94,4% molar), con algunas fracciones de etano (1,28% molar), propano (1,09% molar) y gases como N₂ y CO₂ (1,1-1,3% molar; respectivamente). Los demás componentes presentes en la muestra de gas no superan en total el 0,8% molar. Es un gas pobre por su valor de gravedad específica y su cantidad de BTU.

Tabla 5.

Composición del gas de producción del campo de estudio y sus características.

| Composición | % Molar | Composición | % Molar | | |
|--------------------|----------------|---------------------|----------------|-------------------------|----------|
| N2 | 1,090% | C6 | 0,048% | MW (lb/lbmol) | 17,566 |
| CO2 | 1,321% | C7 | 0,143% | G.E. | 0,607 |
| C1 | 94,420% | C8 | 0,102% | GPMC3+ (gal/MPC) | 0,618 |
| C2 | 1,280% | C9 | 0,051% | BTU bruto | 1039,794 |
| C3 | 1,094% | C10 | 0,034% | BTU neto | 938,007 |
| iC4 | 0,081% | C11 | 0,018% | C7+ (% Molar) | 0,355% |
| nC4 | 0,228% | C12 | 0,000% | MW (lb/lbmol) | 17,566 |
| iC5 | 0,043% | C13+ | 0,000% | G.E. | 0,607 |
| nC5 | 0,038% | Benceno | 0,003% | GPMC3+ (gal/MPC) | 0,618 |
| Tolueno | 0,007% | C7+ (%Molar) | 0,355% | BTU bruto | 1039,794 |

Nota: Información suministrada por el Centro de investigación y tecnología ICP.

3.2.3 Compatibilidad simulada con Software

En la Tabla 6 se encuentran los resultados obtenidos de la simulación los siguientes

minerales sensibles, Barita (BaSO₄), calcita (CaCO₃) y siderita (FeCO₃).

Teniendo en cuenta que como criterio experimental como se mencionó anteriormente, se tiene ST >4, evidenciamos que la muestra 1 en la barita su ST es 0,75 no genera formación de sólidos, pero si observamos la calcita ST= 7,73 genera formación de solidos en lb/Kbbl de 103,4 lo cual es muy representativo, adicional la siderita ST=4,05 aunque presenta un valor superior a 4, la formación de solidos no es tan representativa como en la Muestra 2 ST= 22,5 con la formación de Siderita.

Entonces tenemos que la Muestra 1, 3 Y 4 presentan formación de Calcita, esto ocurre debido a los valores pH superiores a 7 y el contenido de bicarbonatos en solución a la temperatura de análisis y la muestra 2 formación de Siderita lo cual va directamente proporcional con su contenido de hierro en el análisis físico químico de 30mg/L.

Tabla 6.

Tendencias de formación de escamas de las aguas de formación del campo de estudio.

| Muestra | BaSO ₄ | | | CaCO ₃ | | | FeCO ₃ | | |
|---|-------------------|-------------|---------|-------------------|-------------|---------|-------------------|-------------|---------|
| | Scale T | Solid, mg/L | lb/KBbl | Scale T | Solid, mg/L | lb/KBbl | Scale T | Solid, mg/L | lb/KBbl |
| Condiciones de simulación - Fondo de pozo (T = 128 F; P = 1415 psi) | | | | | | | | | |
| 1 | 0,75 | 0 | 0 | 7,73 | 294,4 | 103,4 | 4,05 | 1,4 | 0,49 |
| 2 | - | - | - | 1,64 | 46,8 | 16,4 | 22,5 | 58,2 | 20,4 |
| 3 | - | - | - | 3,97 | 131,3 | 46 | 2,09 | 0,45 | 0,16 |
| 4 | - | - | - | 4,27 | 133 | 46,6 | 22,3 | 19,2 | 6,71 |

Nota: Información suministrada por el Centro de investigación y tecnología ICP.

Una vez caracterizados los fluidos y planteadas las hipótesis anteriores, se llevó a cabo el estudio de compatibilidad agua – gas, para establecer la incidencia de la inyección de gas sobre la tendencia a la formación de escamas del agua de formación.

Se consideraron 3 escenarios de simulación de los fluidos en el yacimiento (1000, 5000 y 10000 Bbls, para lo cual se tuvieron en cuenta las condiciones de temperatura y presión de

yacimiento de 128 °F y 1415 psi, respectivamente. La simulación contempla un intervalo de gas entre 0 y 10 Mscf. Los minerales sensibles evaluados en las muestras fueron calcita y siderita por mostrar la tendencia a precipitar en el ScaleTend inicial de la tabla 6.

Los resultados de las simulaciones de la tendencia de formación de escamas a condiciones de yacimiento se presentan desde la figura 7 hasta la figura 10, y desde la tabla 7 hasta la tabla 10. Los resultados obtenidos tienen la misma tendencia, a medida que se inyecta gas de producción disminuye la precipitación del mineral sensible en los tres escenarios 1000,5000 y 10000 Bbls,

Tabla 7.

Compatibilidad simulada gas – agua de formación: Muestra 1 (T= 128 °F; P= 1415 psi).

| Muestra 1 | | | | | | | | | |
|--------------------------|-------------------|------------|---------|-------------------|------------|---------|-------------------|------------|---------|
| Gas de Producción (Mscf) | 1000 bbl | | | 5000 bbl | | | 10000 bbl | | |
| | CaCO ₃ | | | CaCO ₃ | | | CaCO ₃ | | |
| | pScalTend | Solid,mg/L | lb/KBbl | pScalTend | Solid,mg/L | lb/KBbl | pScalTend | Solid,mg/L | lb/KBbl |
| 0 | 7,73 | 294,37 | 103,07 | 7,73 | 294,37 | 103,07 | 7,73 | 294,37 | 103,07 |
| 0,25 | 2,00 | 157,19 | 55,04 | 3,55 | 232,05 | 81,25 | 4,58 | 254,92 | 89,26 |
| 0,5 | 1,72 | 130,42 | 45,67 | 2,70 | 201,15 | 70,43 | 3,55 | 232,05 | 81,25 |
| 1 | 1,57 | 112,50 | 39,39 | 2,13 | 167,40 | 58,61 | 2,70 | 201,15 | 70,43 |
| 2 | 1,50 | 102,06 | 35,74 | 1,79 | 138,09 | 48,35 | 2,13 | 167,40 | 58,61 |
| 3 | 1,47 | 98,42 | 34,46 | 1,67 | 124,86 | 43,72 | 1,91 | 149,35 | 52,30 |
| 4 | 1,46 | 96,64 | 34,84 | 1,61 | 117,34 | 41,09 | 1,79 | 138,09 | 48,35 |
| 5 | 1,45 | 95,63 | 33,48 | 1,57 | 112,50 | 39,39 | 1,72 | 130,42 | 45,67 |
| 6 | 1,45 | 95,01 | 33,27 | 1,55 | 109,13 | 38,21 | 1,67 | 124,86 | 43,72 |
| 7 | 1,44 | 94,63 | 33,13 | 1,53 | 106,65 | 37,34 | 1,64 | 120,64 | 42,24 |
| 8 | 1,44 | 94,39 | 33,05 | 1,51 | 104,76 | 36,68 | 1,61 | 117,34 | 41,09 |
| 9 | 1,44 | 94,39 | 33,05 | 1,50 | 103,26 | 36,16 | 1,59 | 114,68 | 40,16 |
| 10 | 1,44 | 94,16 | 32,97 | 1,50 | 102,06 | 35,74 | 1,57 | 112,50 | 39,39 |

Por tanto, se mostrará un mineral por cada muestra, para ver la tendencia mencionada anteriormente, de las muestras 1 y 3 se adjuntan los resultados de las tablas y las gráficas del mineral calcita y de las muestras 1 y 4 se adjunta se adjuntan los resultados de las tablas y las gráficas del mineral siderita. En las siguientes compatibilidades calcita- muestra 1 o muestra 3 y gas de producción, se evidencia que la precipitación de solidos de calcita disminuye

significativamente con el aumento de la inyección de gas de producción y se mantiene durante los tres escenarios de la simulación a 1000, 5000 y 10000 Bbls.

Figura 7.

Compatibilidad simulada gas – agua de formación: Muestra 1 (T= 128 °F; P= 1415 psi).

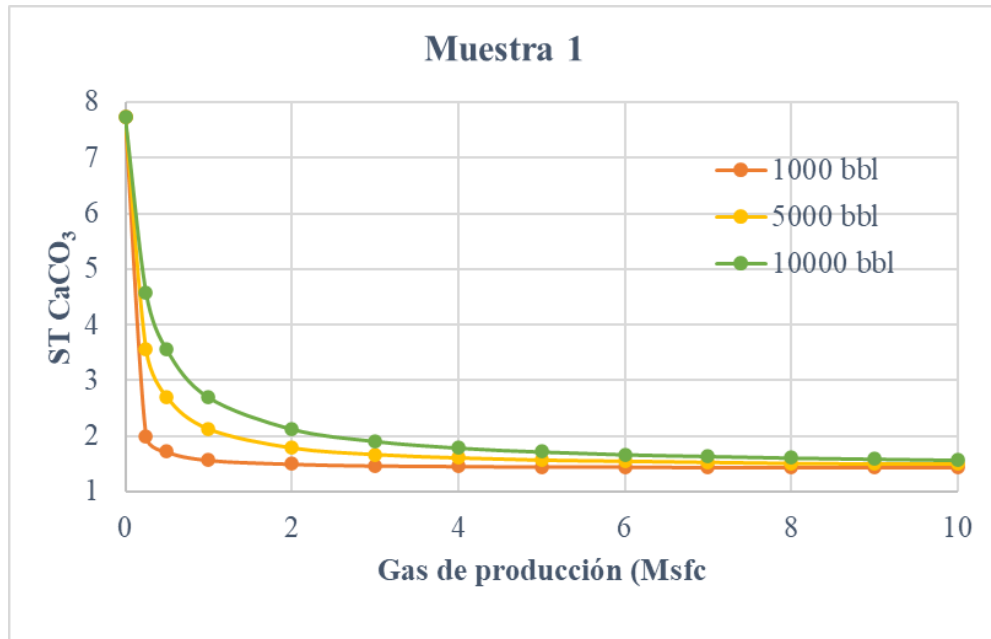


Tabla 8.

Compatibilidad simulada gas – agua de formación: Muestra 3 (T= 128 °F; P= 1415 psi).

| Gas de Producción (Msfc) | 1000 bbl | | | 5000 bbl | | | 10000 bbl | | |
|--------------------------|-------------------|------------|---------|-------------------|------------|---------|-------------------|------------|---------|
| | CaCO ₃ | | | CaCO ₃ | | | CaCO ₃ | | |
| | pScalTend | Solid,mg/L | lb/KBbl | pScalTend | Solid,mg/L | lb/KBbl | pScalTend | Solid,mg/L | lb/KBbl |
| 0 | 3,97 | 131,34 | 45,99 | 3,97 | 131,34 | 45,99 | 3,97 | 131,34 | 45,99 |
| 0,25 | 0,86 | 0,00 | 0,00 | 1,59 | 60,68 | 21,25 | 2,11 | 88,06 | 30,38 |
| 0,5 | 0,73 | 0,00 | 0,00 | 1,18 | 24,27 | 8,50 | 1,59 | 60,68 | 21,25 |
| 1 | 0,66 | 0,00 | 0,00 | 0,91 | 0,00 | 0,00 | 1,18 | 24,27 | 8,50 |
| 2 | 0,63 | 0,00 | 0,00 | 0,76 | 0,00 | 0,00 | 0,91 | 0,00 | 0,00 |
| 3 | 0,62 | 0,00 | 0,00 | 0,71 | 0,00 | 0,00 | 0,81 | 0,00 | 0,00 |
| 4 | 0,61 | 0,00 | 0,00 | 0,68 | 0,00 | 0,00 | 0,76 | 0,00 | 0,00 |
| 5 | 0,61 | 0,00 | 0,00 | 0,66 | 0,00 | 0,00 | 0,73 | 0,00 | 0,00 |
| 6 | 0,61 | 0,00 | 0,00 | 0,65 | 0,00 | 0,00 | 0,71 | 0,00 | 0,00 |
| 7 | 0,61 | 0,00 | 0,00 | 0,64 | 0,00 | 0,00 | 0,69 | 0,00 | 0,00 |
| 8 | 0,61 | 0,00 | 0,00 | 0,64 | 0,00 | 0,00 | 0,68 | 0,00 | 0,00 |
| 9 | 0,61 | 0,00 | 0,00 | 0,63 | 0,00 | 0,00 | 0,67 | 0,00 | 0,00 |
| 10 | 0,61 | 0,00 | 0,00 | 0,63 | 0,00 | 0,00 | 0,66 | 0,00 | 0,00 |

Figura 8.

Compatibilidad simulada gas – agua de formación: Muestra 3 (T= 128 °F; P= 1415 psi).

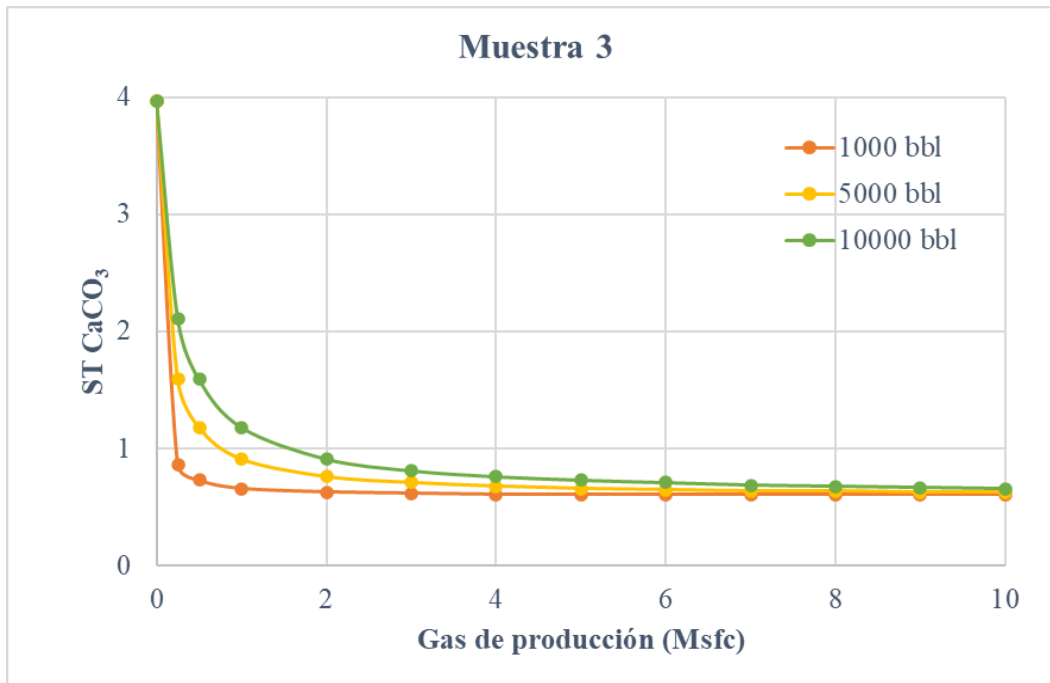


Tabla 9.

Compatibilidad simulada gas – agua de formación: Muestra 2 (T= 128 °F; P= 1415 psi).

| Gas de Producción (Msfc) | 1000 bbl | | | 5000 bbl | | | 10000 bbl | | |
|--------------------------|-------------------|------------|---------|-------------------|------------|---------|-------------------|------------|---------|
| | FeCO ₃ | | | FeCO ₃ | | | FeCO ₃ | | |
| | pScalTend | Solid,mg/L | lb/KBbl | pScalTend | Solid,mg/L | lb/KBbl | pScalTend | Solid,mg/L | lb/KBbl |
| 0 | 22,52 | 58,17 | 20,37 | 22,52 | 58,17 | 20,37 | 22,52 | 58,17 | 20,37 |
| 0,25 | 10,31 | 58,14 | 19,31 | 14,86 | 57,08 | 19,99 | 17,09 | 57,59 | 20,17 |
| 0,5 | 9,27 | 54,43 | 19,06 | 12,60 | 56,28 | 19,71 | 14,86 | 59,08 | 19,99 |
| 1 | 8,67 | 53,95 | 18,89 | 10,77 | 55,41 | 19,40 | 12,60 | 59,28 | 19,71 |
| 2 | 8,36 | 53,69 | 18,80 | 9,55 | 54,63 | 19,13 | 10,77 | 55,41 | 19,40 |
| 3 | 8,25 | 53,60 | 18,77 | 9,07 | 54,28 | 19,01 | 9,98 | 54,93 | 19,23 |
| 4 | 8,20 | 53,57 | 18,76 | 8,83 | 54,08 | 18,94 | 9,55 | 54,63 | 19,13 |
| 5 | 8,17 | 53,56 | 18,75 | 8,67 | 53,95 | 18,89 | 9,27 | 54,43 | 19,06 |
| 6 | 8,15 | 53,56 | 18,75 | 8,57 | 53,87 | 18,86 | 9,07 | 54,28 | 19,01 |
| 7 | 8,14 | 53,56 | 18,76 | 8,49 | 53,80 | 18,84 | 8,93 | 54,17 | 18,97 |
| 8 | 8,14 | 53,57 | 18,76 | 8,44 | 53,75 | 18,82 | 8,83 | 54,08 | 18,94 |
| 9 | 8,13 | 53,58 | 18,76 | 8,39 | 53,72 | 18,81 | 8,74 | 54,01 | 18,91 |
| 10 | 8,13 | 53,60 | 18,77 | 8,36 | 53,69 | 18,80 | 8,67 | 53,95 | 18,89 |

Figura 9.

Compatibilidad simulada gas – agua de formación: Muestra 2 (T= 128 °F; P= 1415 psi).

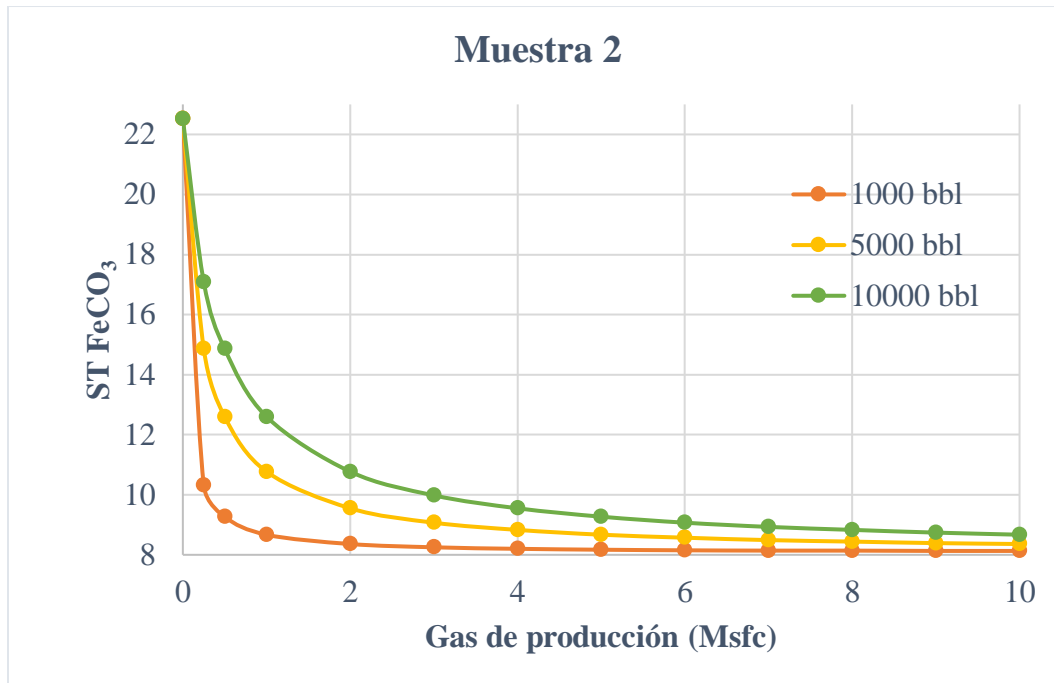


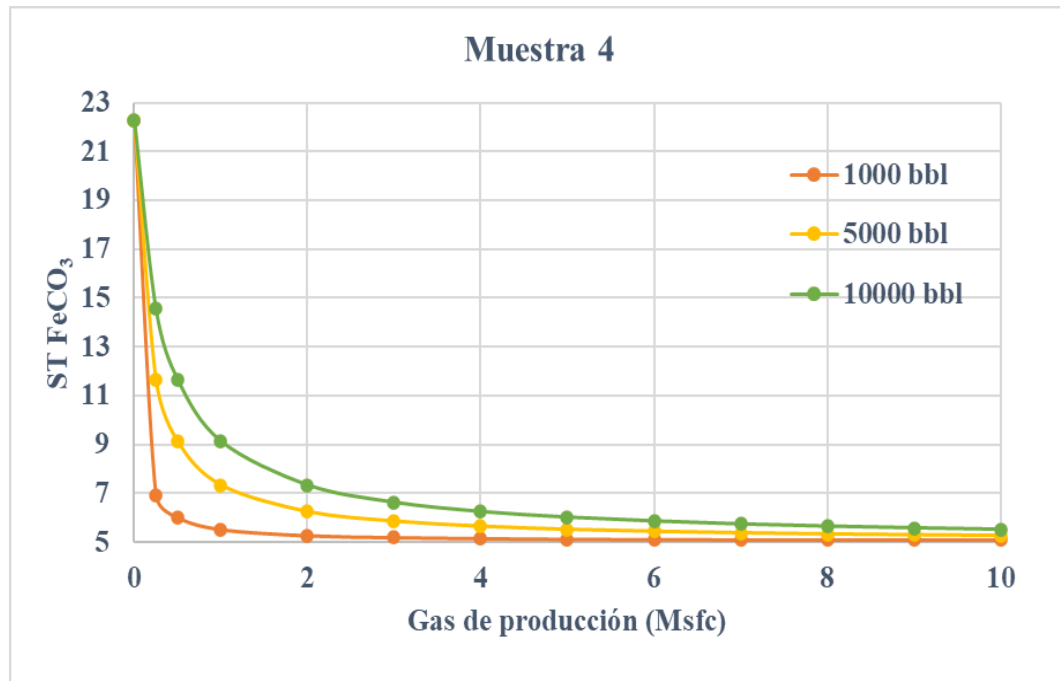
Tabla 10.

Compatibilidad simulada gas – agua de formación: Muestra 4 (T= 128 °F; P= 1415 psi).

| Gas de Producción (Mscf) | 1000 bbl | | | 5000 bbl | | | 10000 bbl | | |
|--------------------------|-------------------|------------|---------|-------------------|------------|---------|-------------------|------------|---------|
| | FeCO ₃ | | | FeCO ₃ | | | FeCO ₃ | | |
| | pScalTend | Solid,mg/L | lb/KBbl | pScalTend | Solid,mg/L | lb/KBbl | pScalTend | Solid,mg/L | lb/KBbl |
| 0 | 22,29 | 19,18 | 6,71 | 22,29 | 19,18 | 6,71 | 22,29 | 19,18 | 6,71 |
| 0,25 | 6,93 | 17,60 | 6,16 | 11,66 | 18,48 | 6,47 | 14,55 | 18,73 | 6,56 |
| 0,5 | 6,02 | 17,14 | 6,00 | 9,13 | 18,15 | 6,36 | 11,66 | 18,48 | 6,47 |
| 1 | 5,52 | 16,84 | 5,86 | 7,34 | 17,77 | 6,22 | 9,13 | 18,15 | 6,36 |
| 2 | 5,27 | 16,66 | 5,83 | 6,25 | 17,28 | 6,05 | 7,34 | 17,77 | 6,22 |
| 3 | 5,19 | 16,60 | 5,81 | 5,86 | 17,05 | 5,97 | 6,63 | 17,47 | 6,12 |
| 4 | 5,15 | 16,57 | 5,80 | 5,65 | 16,92 | 5,92 | 6,25 | 17,28 | 6,05 |
| 5 | 5,12 | 16,56 | 5,80 | 5,52 | 16,84 | 5,89 | 6,02 | 17,14 | 6,00 |
| 6 | 5,11 | 16,55 | 5,79 | 5,44 | 16,78 | 5,87 | 5,86 | 17,05 | 5,97 |
| 7 | 5,10 | 16,55 | 5,79 | 5,38 | 16,74 | 5,86 | 5,74 | 16,98 | 5,94 |
| 8 | 5,09 | 16,55 | 5,79 | 5,33 | 16,70 | 5,85 | 5,65 | 16,92 | 5,92 |
| 9 | 5,09 | 16,55 | 5,79 | 5,30 | 16,68 | 5,84 | 5,58 | 16,87 | 5,91 |
| 10 | 5,09 | 16,55 | 5,80 | 5,27 | 16,66 | 5,83 | 5,52 | 16,84 | 5,89 |

Figura 10.

Compatibilidad simulada gas – agua de formación: Muestra 4 (T= 128 °F; P= 1415 psi).



Se ha identificado que tanto la tendencia a la formación de escamas de calcita, como de siderita, se ve disminuida. Esto es posible debido a la incorporación del gas ya que como se muestra en las tablas y graficas cada vez que inyectamos gas disminuye nuestro ST, lo que hace posible que el CO₂ de la fase acuosa se mantenga en solución e incluso que se incorpore gas que se encuentre libre. Cuando el CO₂ se incorpora en la fase acuosa, el equilibrio de los carbonatos se desplaza hacia los iones en solución, lo que genera una mayor solubilidad y una tendencia más baja a la formación y precipitación de escamas.

Una vez finalizada la simulación al analizar las muestras, la muestra que tanto como análisis fisicoquímicos y simulación de compatibilidad con mejor comportamiento con el gas de producción es la muestra #1 por tanto es la seleccionada para continuar con la fase experimental de roca-fluido.

4. Resultados interacción Roca-Fluido

En este capítulo se presentan los resultados del experimento de eficiencia de desplazamiento por inyección de gas. Los objetivos de la evaluación fueron la determinación de la eficiencia de desplazamiento para cada proceso, la estimación del GOR (Gas Oil ratio) y la estimación de las curvas de permeabilidades relativas de las fases requeridas en el campo de estudio.

4.1. Generalidades

Se llevó a cabo un experimento (*coreflooding*) en un composite a condiciones de presión y temperatura de yacimiento usando muestras de roca y fluidos del yacimiento productor del pozo. Las condiciones de prueba fueron 1410 psi de presión de poro (presión a la cual se alcanzó equilibrio con el gas), temperatura de yacimiento de 128 °F y presión de confinamiento de 3000 psi. Se usaron muestras de roca (*composite sample*) de aproximadamente 17 cm de longitud compuestas de tres plugs de 1-1/2" de diámetro con permeabilidad al aire de aproximadamente 14 mD. Después de establecer la saturación irreducible de agua, haber restaurado la Mojabilidad de la roca y medido la permeabilidad efectiva al crudo, se iniciaron los experimentos de eficiencia de desplazamiento. El aceite usado fue crudo muerto del pozo #7, con viscosidad de 163 cP a 1415 psi, 128 °F. Como gas de inyección se usó gas natural del pozo #2, en equilibrio másico (transferencia de masa nula) con el crudo muerto a condiciones de yacimiento.

En el experimento de inyección de gas, se realizó un sólo ciclo de inyección; así: Se inyectó gas a presión constante de 100 psi hasta agotar la existencia de gas disponible (Se recibieron ~360 cc @ 1600 psi 77°F) y alcanzar una saturación de aceite final. Posterior a la inyección del gas natural, se continuó inyectando en un segundo ciclo gas (N₂) y no se observó

incremento en la eficiencia de desplazamiento. En el primer ciclo, por inyección de gas se obtuvo un recobro de 34.4% y un Sor de 53.91%. El objetivo del estudio fue la cuantificación de la recuperación de hidrocarburo por inyección de gas de producción del campo de estudio. Este será un proceso de inyección en condiciones no miscibles a las condiciones de presión y temperatura actuales dadas.

En el experimento se inyectó gas a un delta de presión constante de 100 psi; hasta que no se observó recobro adicional de petróleo, con mediciones cada 0.1 Vp del volumen producido de gas. La eficiencia de desplazamiento (ED) de petróleo obtenida fue del 34.4% y se logró una saturación residual de hidrocarburo (Sor) de 53.91%. En cuanto a la estimación de las permeabilidades relativas en dos fases se aplicó el método de estimación de parámetros mediante simulación usando como representación funcional la correlación de Corey (Corey, 1954).

4.2 Recobro por inyección de gas a delta de presión constante

Con el fin de evaluar la eficiencia de desplazamiento por inyección continua de gas (Gasflooding) se llevó a cabo un experimento a condiciones de presión y temperatura de reservorio usando muestras de roca y fluidos del yacimiento productor del campo de estudio. Se usó una muestra de roca (composite sample) de 17.04 cm de longitud compuesta por tres plugs de 1-1/2" de diámetro con permeabilidad al aire de 14 mD. Después de establecer la saturación irreducible de agua (18.2%), haber restaurado la Mojabilidad de la roca y medido la permeabilidad efectiva al crudo (2.24 mD), se inició el desplazamiento o inyección de gas. El aceite usado en el experimento fue crudo muerto del pozo #7, con viscosidad 163 cP a 1415 psi, 128 F. Como gas de inyección se usó gas natural del pozo #2, en equilibrio másico (transferencia de masa nula) con el crudo muerto

a condiciones de yacimiento. Se realizó un solo ciclo de inyección de gas a un delta de presión constante de 100 psi, hasta llevar a saturación residual de aceite (Sor).

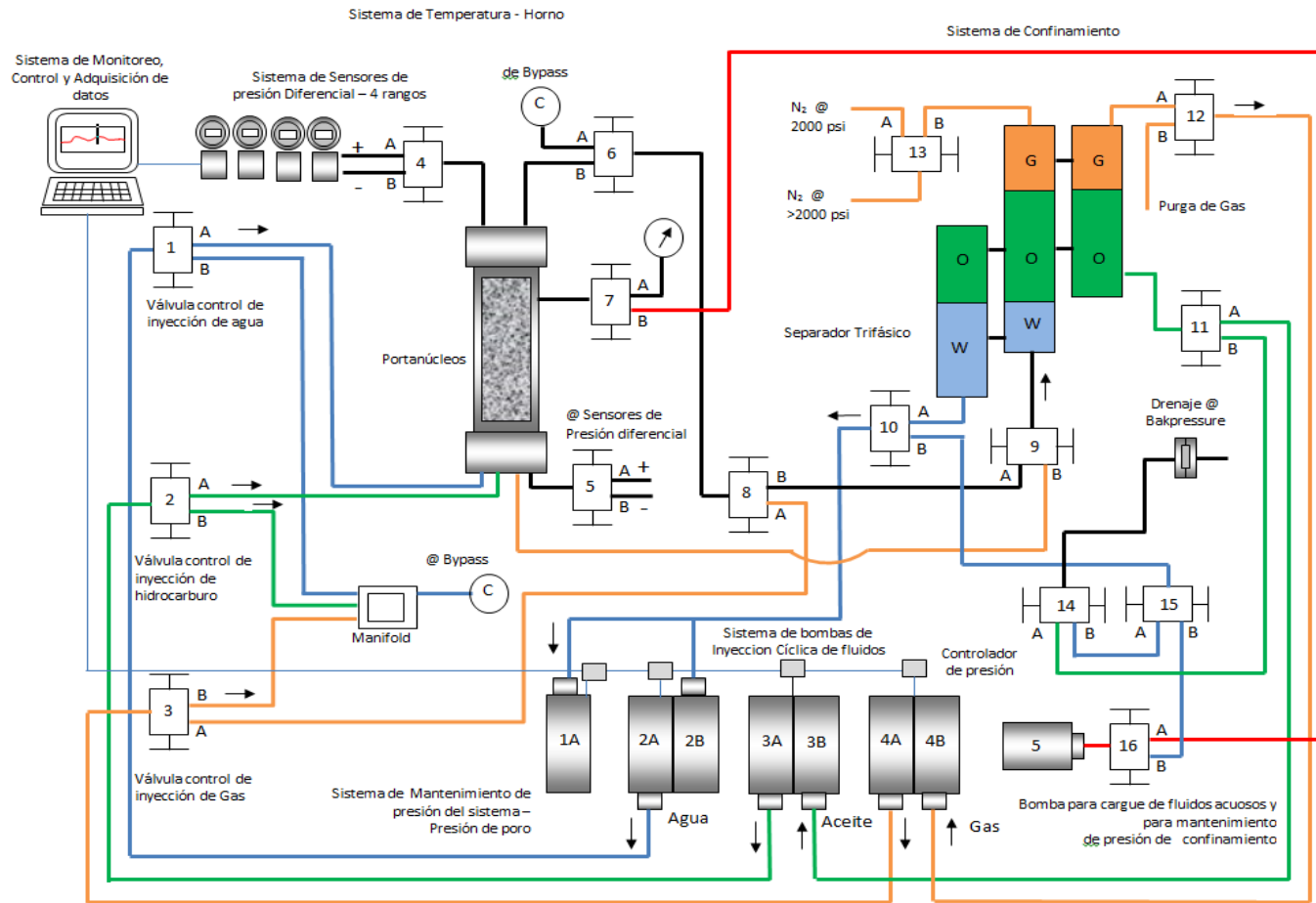
4.2.1 Equipo

La Figura 11 muestra un esquema del equipo de *corefloodings*. El equipo está diseñado para trabajar a presiones hasta de 6000 psi y temperatura controlada hasta de 220 °F. El equipo consta de siete bombas de alta precisión independientes que permiten la recirculación de fluidos a través del núcleo (muestra de roca) en estado estable y en estado no-estable.

Los fluidos de prueba están presentes en cilindros conectados a las bombas de desplazamiento. La salmuera se inyecta con una bomba y se retira con la otra desde la base de los cilindros para circular los fluidos a través del sistema de flujo. Para permitir la circulación de los fluidos a través del núcleo, se asignan dos cilindros para cada fluido, uno inicialmente lleno y el otro vacío. Usando una de las bombas, se desplaza gas desde el cilindro inicialmente lleno de gas a través del núcleo hacia el separador acústico de tres fases a la salida del núcleo. El gas se recupera del tope del separador para llenar el cilindro inicialmente vacío retirando agua mediante la retracción de la segunda bomba. Un procedimiento similar se sigue para recircular líquido, usando la segunda bomba, recuperando líquido de la base del separador. Los diferenciales de presión son medidos usando sensores de alta precisión localizados a la entrada y salida del núcleo. Los transductores de presión suministran datos estables de diferencial de presión con una precisión de 0.01 psi durante el curso de la prueba.

Figura 11.

Equipo de Coreflooding – Permeámetro trifásico.



Nota: Tomado de diagramas de flujo equipos del Área petrofísicos Especiales

4.2.2 Preparación de las muestras de roca

Antes de ejecutar los experimentos, se siguió un procedimiento de preparación para determinar las propiedades del núcleo. Inicialmente, se pesaron las muestras de roca secas y se les midió las dimensiones para determinar el volumen total. Después se les midió porosidad al helio y la permeabilidad al nitrógeno (Klinkenberg). Para el proceso de saturación de las muestras de roca se aplica vacío para extraer el aire contenido, seguidamente se abre paso a la válvula de la salmuera para permitir el flujo por goteo hasta quedar totalmente cubiertas con la salmuera del pozo #1, al 4498 mg/L en equivalentes de NaCl; se realizan ciclos de vacío hasta no observar salida de burbujas de aire y en este punto se procede a pesar las muestras de roca para determinar el porcentaje de saturación. Se usó una solución de KCl 1% con el fin de eliminar la sensibilidad de los minerales arcillosos y evitar posible hinchamiento y restricción al flujo. Luego se midió la permeabilidad absoluta a la salmuera. Para los desplazamientos (*coreflooding*) se usaron tres plugs (muestras cilíndricas de roca) con permeabilidades similares para obtener una muestra compuesta (*composite simple*) de mayor longitud. Las propiedades físicas de tales muestras se presentan en la tabla 11. Se decidió correr los experimentos en una muestra larga a fin de reproducir de una mejor forma los efectos capilares presentes en el yacimiento.

Tabla 11.

Propiedades básicas de los núcleos @ NOP = 1300 psi. - Pozo #1

| Sample ID | Prof. | Long. | Diám. | Vol. Poroso | Poros. | Klinkenberg | Permeabilidad al Aire |
|-----------|---------|-------|-------|-----------------|--------|-------------|-----------------------|
| | ft | cm | cm | cm ³ | % | mD | mD |
| 201089769 | 3459,50 | 4,565 | 3,741 | 11,43 | 23,10 | 14,0 | 18,0 |
| 201089771 | 3477,50 | 5,645 | 3,775 | 12,82 | 20,70 | 11,0 | 13,0 |
| 201089773 | 3481,50 | 6,807 | 3,806 | 15,65 | 20,60 | 20,0 | 25,0 |

Los *plugs* fueron ordenados en el *composite*, según el criterio expuesto por Huppler *et al* (1969), de acuerdo con el criterio de estimación del factor “F”, donde F se calcula con la siguiente

formula y se usa el arreglo que preferiblemente de menos de $F < 0,2$ ya que según Huppler en su investigación, esos arreglos dan menos del 15% de error en la permeabilidad más bajo de los posibles arreglos obtenidos con los tres (3) plugs. Para el caso de los plugs del composite del pozo #1, los menores factores “F” se obtuvieron con los arreglos 2-3-1, y 3-2-1; es decir colocando el *plug* 2 primero, luego el 3 y luego el 1 para el arreglo 2-3-1 y de forma similar para el arreglo 3-2-1. Finalmente, los plugs se colocaron según el arreglo 3-2-1, con $F = 0,1909$. Los cálculos del factor F, para los diferentes arreglos del composite, se presentan en la Tabla 12.

Tabla 12.

Orden de los plugs en el Composite. – Muestras del Pozo #1

| I.D. | Prof.(ft) | Klinkenberg (mD) | Long. (cm) | 1-2-3 | 1-3-2 | 2-1-3 | 2-3-1 | 3-1-2 | 3-2-1 |
|------------------------|------------------|-----------------------------|-----------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| <i>1</i> | 3459,5 | 14 | 4,565 | 14 | 14 | 11 | 11 | 20 | 20 |
| <i>2</i> | 3477,5 | 11 | 5,645 | 11 | 20 | 14 | 20 | 14 | 11 |
| <i>3</i> | 3481,5 | 20 | 6,807 | 20 | 11 | 20 | 14 | 11 | 14 |
| <i>Longitud total</i> | | <i>17,017</i> | | | | | | | |
| <i>K avg composite</i> | | <i>14</i> | <i>Factor F</i> | 0.4156 | 0.221 | 0.416 | 0.191 | 0.221 | 0.191 |

4.2.3 Fluidos de ensayo

La salmuera usada en los experimentos fue sintetizada usando Cloruro de Sodio (NaCl), de Potasio (KCl), Cloruro de Magnesio ($MgCl_2 \cdot 6H_2O$) y Cloruro de Calcio ($CaCl_2 \cdot 2H_2O$) en agua destilada y fue desairada a antes de ser usada. De acuerdo con los análisis fisicoquímicos disponibles y los resultados de la compatibilidad simulada, fue seleccionada como fluido de trabajo la muestra #1, tomando como referencia que presenta el escenario más crítico en cuanto a tendencia incrustante. Véase Tabla 13.

El sistema hidrocarburo usado en las pruebas fue crudo muerto y gas de un pozo productor del campo de estudio. Para eliminar la transferencia de masa entre los fluidos durante los desplazamientos, todos los fluidos (crudo, gas y agua) fueron pre – equilibrado a la presión y

temperatura de prueba (1415 psi, 128°F) mediante recirculación en el equipo hasta que se logró estabilización de la presión. En la Tabla 14 y en la figura 12 se muestra las propiedades físicas de los hidrocarburos a las condiciones de los experimentos.

Crudo muerto. La preparación de la muestra de crudo medio requirió de un proceso de deshidratación, la cual, para este caso en particular, estuvo por debajo de 1% (BS&W<1%), una viscosidad de 163 Cp @ 1415 psi y 128°F. Posteriormente se realizó un proceso de filtración por membrana de 0,45 micras.

Agua de formación. Salmuera sintética, equivalente al agua de Formación del campo de estudio la muestra #1 (TDS :4498 mg/L), Tabla 11 composición salmuera sintética.

Tabla 12.

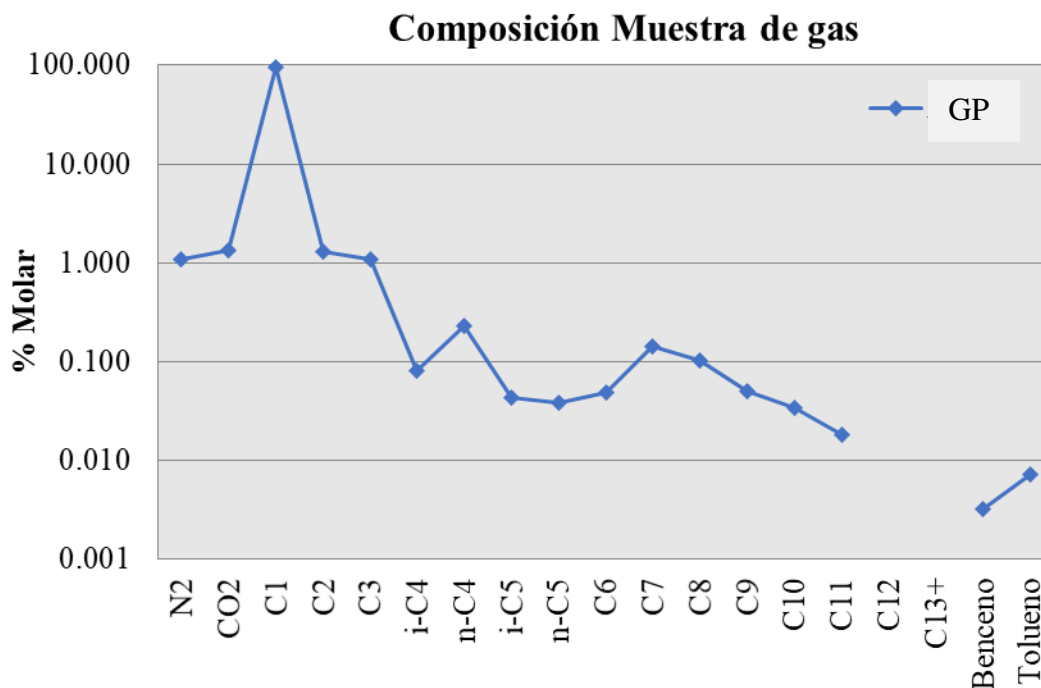
Composición Fisicoquímica – Salmuera de formación del campo.

| Sustancia | Composición final (g/L) |
|---|-------------------------|
| NaCl, g/l | 4,097 |
| KCl, g/l | 0,053 |
| MgCl ₂ .6H ₂ O, g/l | 0,245 |
| CaCl ₂ .2H ₂ O, g/l | 0,792 |
| TDS (ppm) | 5330 |
| Salinidad (NaCl equiv.), mg/l | 4498 |

Gas de inyección. Gas de producción propio del campo de interés, el cual se debe comprimir a presión actual del yacimiento (1415 psi). La composición del gas la podemos observar anteriormente en la tabla 5, en la figura 11 se grafica la composición del gas

Figura 12.

Composición de muestra de gas.



Nota. Tomado de Informe de Resultados Análisis PVT de Muestra de gas del campo de estudio.

4.2.4 Protocolo experimental

- ✓ Saturar los *plugs* seleccionados para configurar un *composite* de 3 muestras de roca (posicionarlos estimando la permeabilidad armónica del conjunto de muestras) con agua de formación.
- ✓ Estimar K absoluta al agua al agua de formación.
- ✓ Inyectar crudo hasta llevar a condición de Swirr, medir K_o . Importante, cuantificar Swirr.
- ✓ Restaurar mojabilidad de los *plugs* con crudo. Importante, cuantificar Swirr.
- ✓ Inyectar crudo hasta llevar a condición de Swirr, medir K_{eo} , cuantificar Swirr.

- ✓ Realizar inyección de Gas de Producción (muestra tomada en separador) a condición de presión constante. Iniciar con un delta de presión de 100 psi y evidenciar que haya flujo, de lo contrario aumentar el DP 100 psi adicionales. La prueba se debe realizar a presión constante.
- ✓ Durante la inyección de gas de producción cuantificar cada 0,1 VP la producción de crudo y de gas (determinar GOR).

4.2.5 Condiciones de ensayo

Las condiciones definidas para el ensayo coreflooding son definidas de acuerdo a las condiciones actuales del campo, dicha información es suministrada por el área de yacimientos de ECOPEPETROL.

- ✓ Temperatura de yacimiento = 128°F
- ✓ Presión de yacimiento = 1415 psi (último gradiente medido) @2200 TVDSS
- ✓ Presión de confinamiento = 3000 psi
- ✓ Net Overburden pressure = 1300 psi

Como aspecto importante para considerar en el ensayo, el gas se debe comprimir a la condición de presión actual del yacimiento para realizar la inyección, la cual está cerca de 1415 psi. El análisis composicional del gas de producción y las condiciones de Presión fueron entregados por el Laboratorio de PVT.

4.2.6 Saturación irreducible de agua y restauración de Mojabilidad preferencial

Con la muestra 100% saturada de salmuera sintética, se desplazó salmuera sintética del pozo #7, para determinar la permeabilidad absoluta al agua. La permeabilidad absoluta medida fue de 2,5 mD.

Para establecer la saturación de agua irreducible o connata, se inyectó hidrocarburo muerto del pozo #7, a la muestra saturada de salmuera. Se continuó la inyección de hidrocarburo hasta que la producción de agua cesó. El volumen de agua producido fue monitoreado en uno de los separadores acústicos. El hidrocarburo fue, después, desplazado a las condiciones antes enunciadas para medir la permeabilidad efectiva al hidrocarburo antes del proceso de restauración de mojabilidad; el valor final observado fue 1,53 mD. Se continuó inyectando hidrocarburo a baja de tasa de flujo durante varios días (quince) para asegurar el proceso de restauración de mojabilidad preferencial. El procedimiento fue realizado a condiciones de presión y temperatura de yacimiento para garantizar la apropiada restauración de la Mojabilidad. Se asume que la roca en contacto con el crudo y a condiciones termodinámicas equivalentes a la del yacimiento durante un tiempo lo suficientemente largo asegurará que el núcleo tome la Mojabilidad original del yacimiento. La saturación irreducible (S_{wirr}) obtenida después del proceso para la muestra compuesta fue de 18,20%. A estas condiciones, se le midió la permeabilidad efectiva al crudo, desplazando crudo recombinado. La permeabilidad observada después del proceso de restauración de mojabilidad fue de 2,24 mD.

4.2.7 Coreflooding

Con el fin de evaluar el recobro de petróleo por inyección continua de gas y generar datos confiables para propósitos de simulación, se llevó a cabo un conjunto de experimentos en una muestra *composite* con permeabilidad al aire promedio de aproximadamente 18,66 mD. Todas las pruebas fueron llevadas a cabo usando el método estado no-estable, en el cual se inyecta un fluido a través de la muestra para desplazar los fluidos presentes en el núcleo. A continuación, se presentan los datos experimentales de los diferentes ciclos de desplazamiento realizados:

Gasflooding en estado no-estable: Gas desplazando petróleo

La muestra de roca a condiciones de saturación irreducible de agua ($S_{wirr} = 18,2\%$), después de restauración de Mojabilidad, fue sometida a inyección de gas (Gasflooding) a un delta de presión constante de 100 psi. La Figura 13 muestra los datos de producción (volumen de fluido hidrocarburo producido y volumen de gas producido a través de la muestra) en función de los volúmenes porosos inyectados (VPs).

4.3 Interpretación de resultados

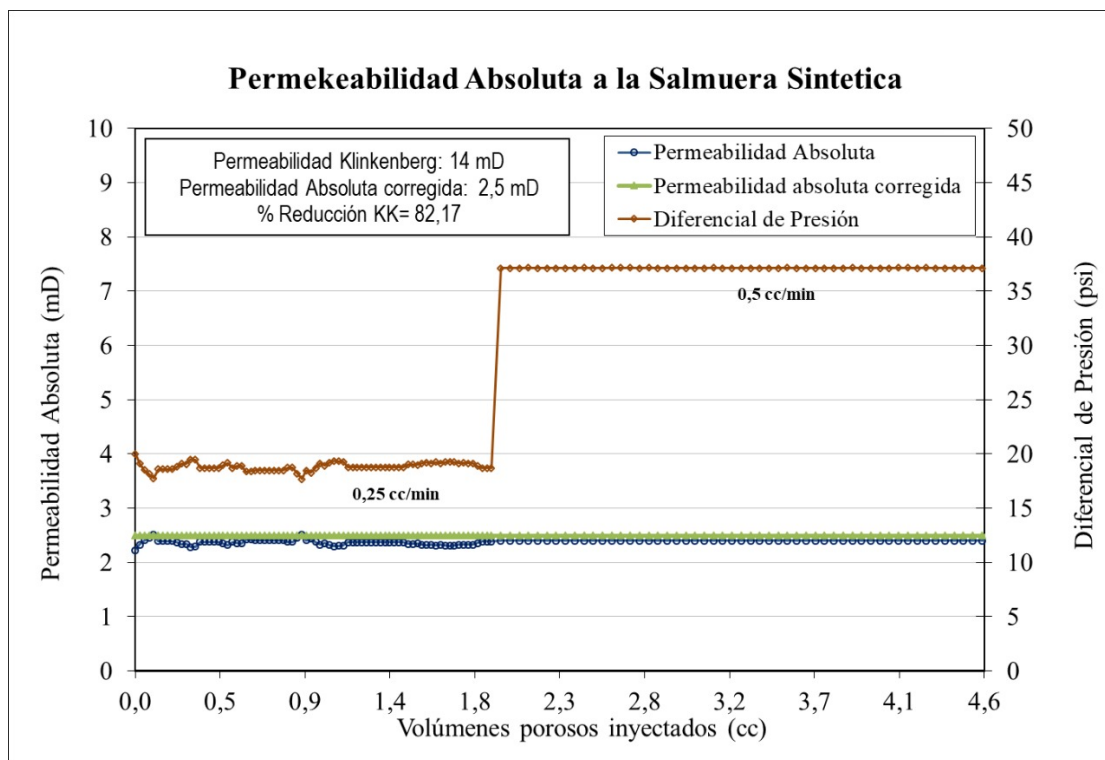
Además de la evaluación de recobro por inyección de gas, se obtuvieron las curvas de permeabilidades relativas (K_r) en dos fases para propósitos de simulación del proceso a escala de yacimiento. En consecuencia, a partir de los datos de producción de los corefloodings se determinaron las curvas de permeabilidades relativas de dos fases para el sistema gas-aceite mediante ajuste histórico de los experimentos usando el simulador de corefloodings Sendra.

4.3.1 Permeabilidades Absolutas y efectivas

La Figura 13, muestra los resultados experimentales de diferencial de presión y capacidad de flujo obtenidos durante la evaluación de la permeabilidad absoluta a la salmuera sintética del pozo #1. El valor final obtenido a condiciones de flujo estabilizado fue 2,5 mD, el cual equivale a una reducción del 82,2% de la permeabilidad Klinkenberg.

Figura 13.

Permeabilidad absoluta al agua (K_w) – Plugs saturados 100% con salmuera.

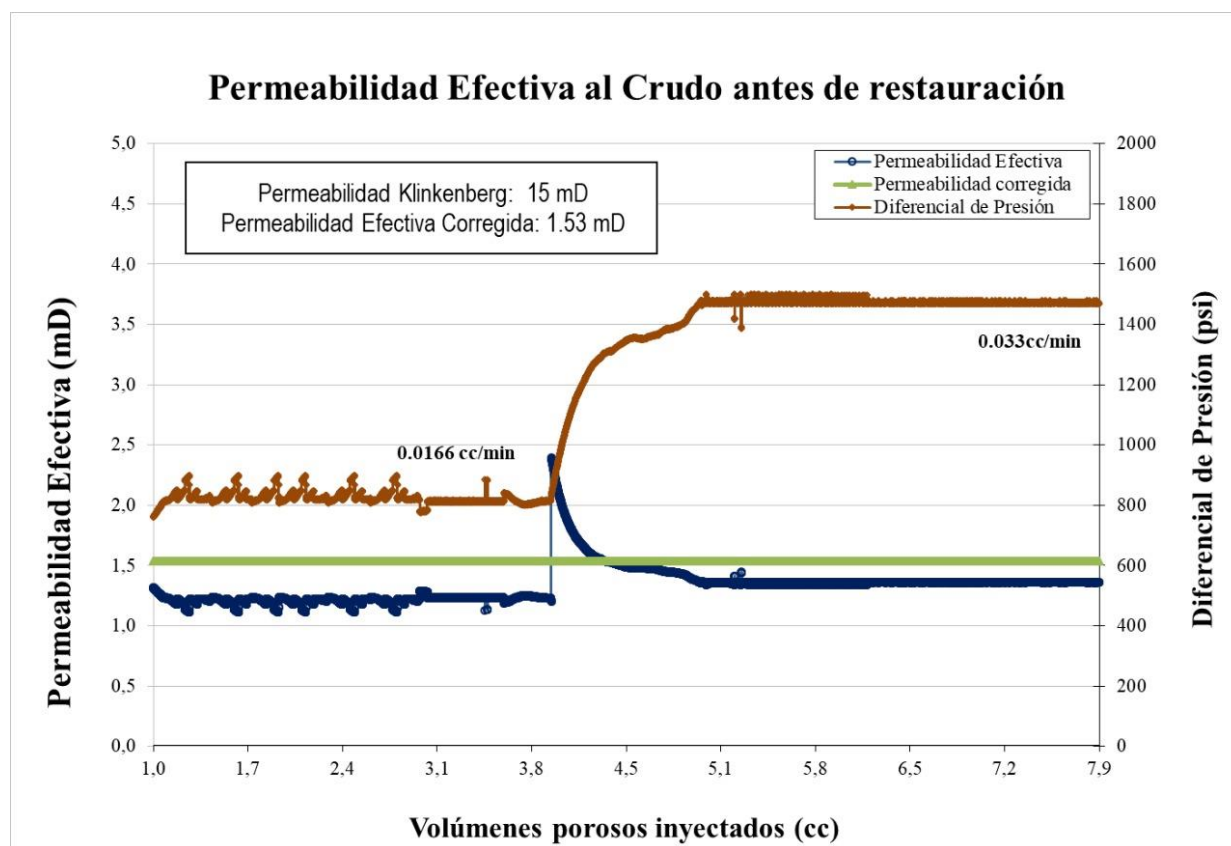


Nota: Tomado de – Área petrofísicos Especiales

La Figura 14, muestra los resultados experimentales de diferencial de presión y capacidad de flujo obtenidos durante la evaluación de la permeabilidad efectiva al hidrocarburo muerto del pozo #7, antes de iniciar el proceso de restauración de mojabilidad preferencial. El valor final obtenido a condiciones de flujo estabilizado fue 1,53 mD. El valor de saturación irreducible de agua obtenido fue 18,2%.

Figura 14.

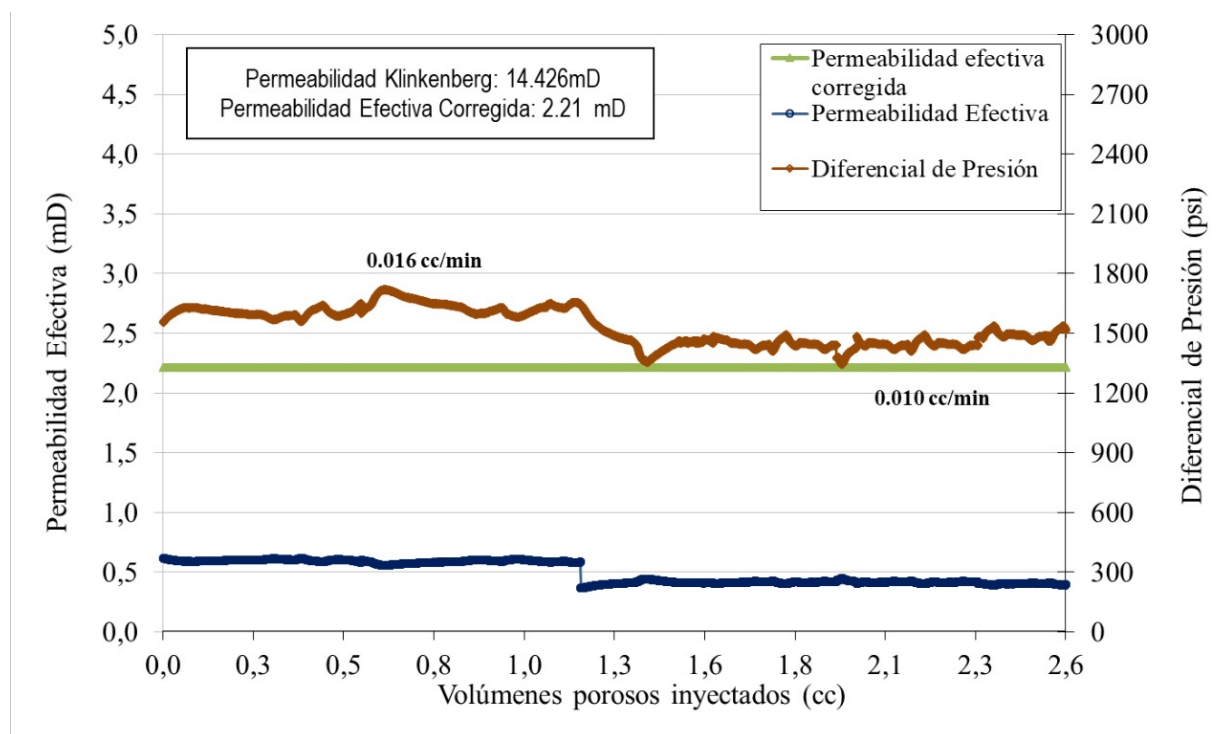
Permeabilidad efectiva al hidrocarburo (Keo) – plugs @ Swirr pre-Restauración de Mojabilidad preferencial.



La Figura 15, muestra los resultados experimentales de diferencial de presión y capacidad de flujo obtenidos durante la evaluación de la permeabilidad efectiva al hidrocarburo muerto del pozo #7, al finalizar el proceso de restauración de mojabilidad preferencial. El valor final obtenido a condiciones de flujo estabilizado fue 2,24 mD. El valor de saturación irreducible de agua obtenido fue 18,2%.

Figura 15.

Permeabilidad efectiva al hidrocarburo (Keo) – plugs @ Swirr post-Restauración de Mojabilidad preferencial.



Tomado: El autor – Área petrofísicos Especiales

4.3.2 Gasflooding

El tipo de ensayo realizado se realizó inyectando gas natural del pozo #7, a presión constante, a una condición de saturaciones de agua no móvil (Swirr) e hidrocarburo, en un composite de plugs colocados en forma vertical; desde el tope del arreglo de *plugs*.

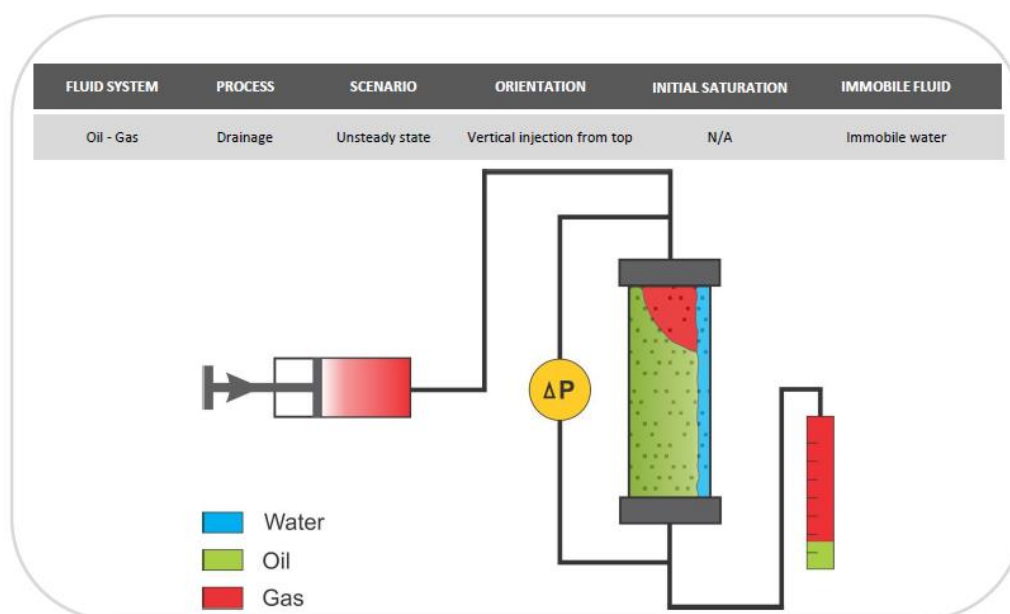
En general el experimento se desarrolló inyectando gas por la parte superior del composite de plugs, y se cuantificó el volumen e hidrocarburo recuperado en un separado trifásico, conectado en línea, con el composite de muestras. Simultáneamente conectado a la salida del sistema de

contrapresión (*back-pressure*) se colocó un gasómetro para cuantificar el volumen de gas producido. Se tomaron lecturas en el gasómetro cada 0.1 vp.

En La Figura 16, se presenta un esquema de la posición del composite de plugs y fluidos involucrados en el experimento, todos fluyendo hacia un separador trifásico para cuantificar los fluidos efluentes del composite de plugs.

Figura 16.

Configuración del ensayo – Gas desplazando hidrocarburo

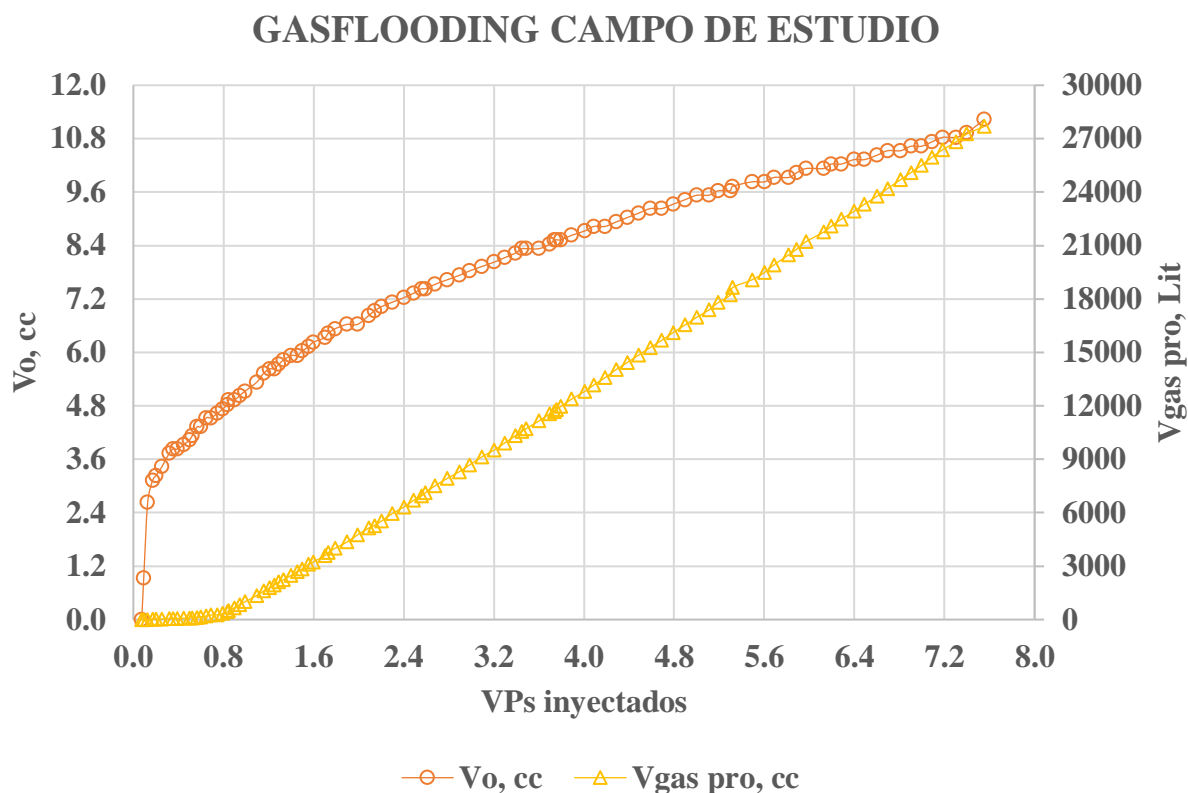


Tomado: User Manual Sendra Software

La Figura 17, muestra el comportamiento del recobro de hidrocarburo recuperado vs. Volúmenes porosos inyectados y el comportamiento del gas producido vs. Volúmenes porosos inyectados.

Figura 17.

Volumen de hidrocarburo y Gas producidos – Gas desplazando crudo.

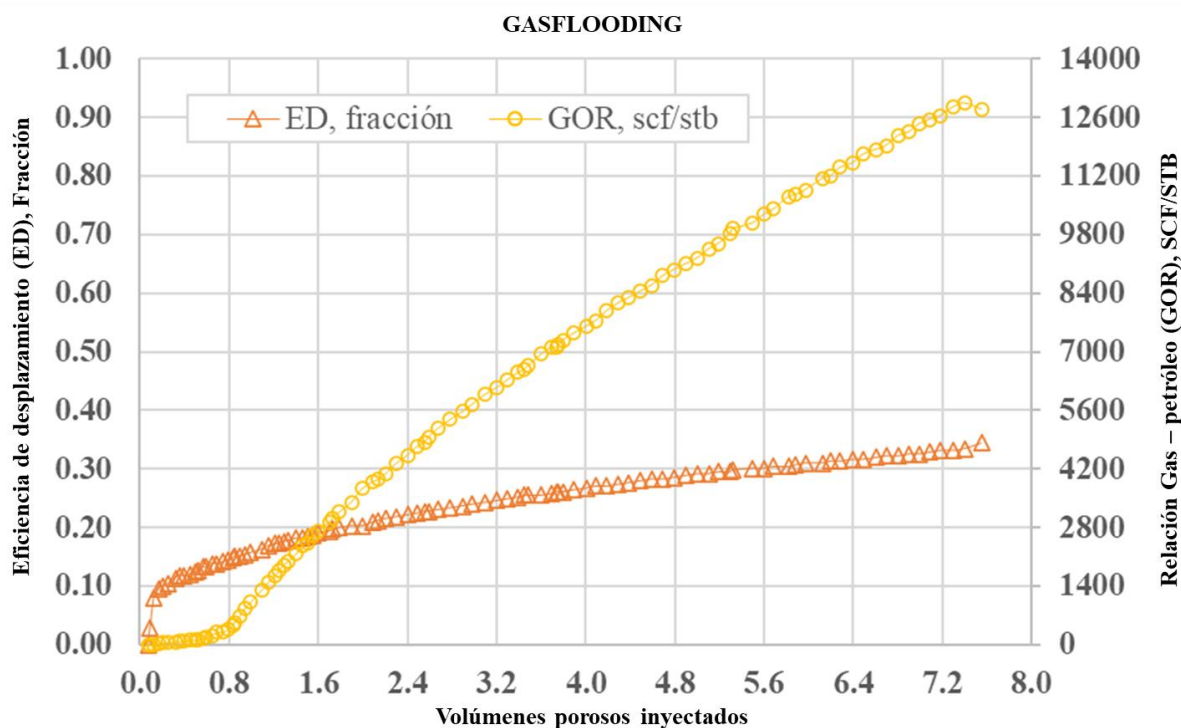


Tomado: El autor – Area petrofísicos Especiales

El comportamiento de la forma de la curva de volumen de hidrocarburo recuperado permitió evidenciar que la máxima saturación residual de hidrocarburo (obtenida con el volumen de gas inyectado fue $S_{ofinal} = 0.539$). En la Figura 18, muestra el comportamiento de la eficiencia de desplazamiento de hidrocarburo recuperado vs. Volúmenes porosos inyectados y el comportamiento del GOR vs. Volúmenes porosos inyectados.

Figura 18.

Eficiencia de desplazamiento y GOR – Gas desplazando crudo.



El volumen total de petróleo recuperado fue 11.23 cc, lo que resulta en una eficiencia de desplazamiento de 34.4% por inyección de gas y una saturación final de petróleo ($\sim S_{or}$) de 53.9%. Seguidamente, a condiciones de S_{or} , se midió permeabilidad efectiva al gas diferentes tasas de flujo y se determinó en 1.383 mD. El valor de GOR final alcanzado @ Saturación final de hidrocarburo fue 12789 Scf/Stb.

5. Conclusiones

Los resultados presentados en esta investigación y las interpretaciones que se derivan de esta corresponden al análisis de fluidos y pruebas de desplazamientos desarrolladas. Basados en los resultados obtenidos, fue posible obtener las siguientes conclusiones:

La evaluación a escala experimental permitió evidenciar la eficiencia de la técnica EOR, con la que se obtuvo una eficiencia de desplazamiento cercana al 34%. La recuperación de crudo por inyección de gas de producción en el experimento (Gasflooding), obtuvo una eficiencia de desplazamiento de 34.4% ($S_{or} = 59.3\%$). La saturación irreducible de agua obtenido con este procedimiento fue de 18.2%.

Con el estudio de interacción de agua y gas, se observó una reducción en la producción de siderita y escamas de calcio. Esto se debe a que el CO_2 permanece en solución con las fases líquidas al alcanzar la presión de solubilidad de las fases.

La metodología de cuantificación del GOR cada 0.1 VP fue posible, mediante la utilización de un gasómetro a la salida del sistema de contrapresión, lo cual permitió posteriormente, con los factores volumétricos de los fluidos involucrados en el experimento, cuantificar el volumen de gas producido a condiciones de yacimiento para estimar la relación gas –hidrocarburo. El valor de GOR final alcanzado @ Saturación final de hidrocarburo fue 12789 Scf/Stb.

Se evidenció que la posición del coreflood puede afectar la eficiencia del desplazamiento, debido a los efectos capilares. Se decidió inyectar de forma vertical, desde el tope hacia la base. En cuanto a la inyección de gas, los resultados de laboratorio sólo dan la eficiencia de desplazamiento a nivel poral. A escala de yacimiento se debe considerar la eficiencia vertical, eficiencia areal, segregación gravitacional, etc. También son variables que se deben estudiar mediante la simulación a escala de yacimiento.

Referencias Bibliográficas

- El-halwagi, M. M. (2019). *Natural Gas Processing from Midstream to Downstream*.
- Hagoort, J. (1988). *Fundamental of Gas Reservoir Engineering*.
- Hajbabaie, M., Karavalakis, G., Johnson, K. C., Lee, L., & Durbin, T. D. (2013). Impact of natural gas fuel composition on criteria, toxic, and particle emissions from transit buses equipped with lean burn and stoichiometric engines. *Energy*, 62, 425–434. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.09.040>
- Hall, K. R., & Holste, J. C. (1995). Heating value, relative density and compression factor for dry or wet natural gas from composition. *Flow Measurement and Instrumentation*, 6(2), 121–125. [https://doi.org/10.1016/0955-5986\(95\)00002-4](https://doi.org/10.1016/0955-5986(95)00002-4)
- Hannover. (1996). *Glossary of Natural Gas Reserves Exploration . Exploitation . Economics*.
- Lake, L. W. (1989). Enhanced Oil Recovery Prentice Hall. *Enhanced Oil Recovery*, 224(4649), 159–186.
- Lyons, W. C. (1996). *Standard handbook of petroleum & natural gas engineering*.
- Ma, Y. Z., Moore, W. R., Gomez, E., Clark, W. J., & Zhang, Y. (2015). Tight Gas Sandstone Reservoirs, Part 1: Overview and Lithofacies. In *Unconventional Oil and Gas Resources Handbook: Evaluation and Development*. Elsevier Inc. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-802238-2.00014-6>
- Mota, J. P. B. (1999). Impact of gas composition on natural gas storage by adsorption. *AIChE Journal*, 45(5), 986–996. <https://doi.org/10.1002/aic.690450509>
- Naciones Unidas. (2021). *La Inversión Extranjera Directa en América Latina y el Caribe 2021*. www.cepal.org/apps

- Nagy Eltony, M. (1996). Demand for natural gas in Kuwait: An empirical analysis using two econometric models. *International Journal of Energy Research*, 20(11), 957–963.
[https://doi.org/10.1002/\(sici\)1099-114x\(199611\)20:11<957::aid-er206>3.0.co;2-n](https://doi.org/10.1002/(sici)1099-114x(199611)20:11<957::aid-er206>3.0.co;2-n)
- Sazonov, M. L., Lunskii, M. K., Zhiltsova, L. I., Paizanskaya, I. L., & Chuvilyaeva, N. I. (1986). Gas chromatographic determination of the composition of unfractionated natural hydrocarbon mixtures. *Journal of Chromatography A*, 364(C), 267–298.
[https://doi.org/10.1016/S0021-9673\(00\)96218-6](https://doi.org/10.1016/S0021-9673(00)96218-6)
- Speight, J. G. (2021). *Gas engineering volume 1: Origin and reservoir engineering*.
- Stewart, M., & Arnold, K. (1999). *Surface production operations*.
- Viswanathan, B. (2017). *Energy Sources*.
- Zerón, L. (2012). *Introduction To (Eor) Processes and Bioremediation of Oil -Contaminated Sites*.

Anexo 1

Balance volumétrico - Resultados ensayo de coreflooding

1 Condición Inicial: Muestra 100% saturada con AGUA



$$S_o + S_w + S_g = 1.0$$

| | |
|-----------------------|----------|
| Sw = | 100 % |
| Sgi = | 0 % |
| Soi = | 0 % |
| Kw = | 2.5 mD |
| Reducción KK = | 82.143 % |

Volumen de fluido

| |
|------|
| 39.9 |
| 0 |
| 0 |

2 Condición: Inyección de hidrocarburo para llevar a Swirr



$$S_{wirr} + S_{oi} + S_{gi} = 1.0$$

$$S_{wirr} = (V_p - V_w \text{ recup}) / V_p * 100$$

| | |
|-----------------------|---------|
| Vw recuperada = | 32.64 |
| Swirr = | 0.182 % |
| Soi = | 0.818 % |
| Sgi = | 0.000 % |
| Keo pre-Rest = | 1.53 mD |

| |
|-------|
| 7.3 |
| 32.64 |
| 0.0 |

3 Condición: Inyección de hidrocarburo para Restauración de Mojabilidad preferencial



$$S_{wirr} + S_{oi} + S_{gi} = 1.0$$

$$S_{wirr} = (V_p - V_w \text{ recup total}) / V_p * 100$$

| | |
|---------------------------|---------|
| Vw recuperada adicional = | 0 |
| Swirr = | 0.182 % |
| Soi = | 0.818 % |
| Sgi = | 0.000 % |
| Keo post-Rest = | 2.24 mD |

| |
|------|
| 7.3 |
| 32.6 |
| 0.0 |

4 Condición: Inyección de gas natural (Gasflooding base) para llevar a Sor



$$S_{or} + S_{wirr} + S_g = 1.0$$

$$S_{or} = S_{oi} - (V_{oil} \text{ recup}) / V_p$$

| | |
|-------------------|---------|
| Voil recuperado = | 11.23 |
| Swirr = | 0.182 % |
| Sor = | 0.537 % |
| Sg = | 0.281 % |
| Kewf = | 1.38 mD |

| |
|------|
| 7.3 |
| 21.4 |
| 11.2 |

ED= 34.4%

Factores de conversión

| Factores de conversión | |
|------------------------|--------------|
| cc/stb : | 158987,29 |
| lts/scf : | 28,31684659 |
| Bo | 1.0821 |
| Bg | 0.01597 |
| BY/BF | @Pb=1512 psi |
| PCY/PCN | @ P=1215 psi |

Ecuaciones

$$\text{GOR (SCF/STB)} = \frac{\text{Vol gas producido (Lit)}/28.31684659}{\text{Vol oil} \frac{cc}{158987,29} * B_o}$$

$$\text{ED} = \frac{V_p * \left(\frac{S_{oi}}{B_{oi}}\right) - V_p * \left(\frac{S_o}{B_o}\right)}{V_p * \left(\frac{S_{oi}}{B_{oi}}\right)}$$

La eficiencia de desplazamiento (ED) es la fracción de petróleo móvil que se ha desplazado de la zona de barrido a un momento dado o volumen de poroso inyectado.

Donde:

| Propiedades | Descripción |
|--------------|--|
| Bo | Factor Volumétrico de aceite, BY/BF |
| GOR | Gas Oil ratio, SCF/STB |
| FR | Factor de recobro, fracción |
| Swirr | Saturación irreducible de agua, fracción |
| Bg | Factor Volumétrico del gas, SCF/STB |
| Boi | Factor volumétrico inicial del aceite, By/Bf |
| So | Saturación de hidrocarburo, fracción |
| SL | saturación de líquido, fracción |
| Soi | Saturación de aceite inicial, fracción |
| Sgi | Saturación de gas inicial, fracción |
| Sor | Saturación de aceite residual, fracción |

Anexo 2

Resultados experimentales del desplazamiento de hidrocarburo a presión constante de gas del pozo

| Tiempo, min | Vgas prod, cc | VPs iny | Vgas prod, lts | Vo, cc | ED, fracción | GOR, cc/cc | GOR, scf/stb |
|--------------------|----------------------|----------------|-----------------------|---------------|---------------------|-------------------|---------------------|
| 1.017 | 0 | 0.074 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 4.767 | 0 | 0.092 | 0 | 0.93 | 0.028 | 0 | 0 |
| 11.767 | 0 | 0.127 | 0 | 2.63 | 0.081 | 0 | 0 |
| 17.767 | 20 | 0.171 | 0.02 | 3.13 | 0.096 | 5.905 | 33.154 |
| 20.767 | 30 | 0.2 | 0.03 | 3.23 | 0.099 | 8.583 | 48.191 |
| 23.767 | 40 | 0.253 | 0.04 | 3.43 | 0.105 | 10.777 | 60.508 |
| 29.767 | 50 | 0.317 | 0.05 | 3.73 | 0.114 | 12.388 | 69.552 |
| 31.767 | 60 | 0.352 | 0.06 | 3.83 | 0.117 | 14.477 | 81.284 |
| 33.767 | 60 | 0.391 | 0.06 | 3.83 | 0.117 | 14.477 | 81.284 |
| 38.767 | 80 | 0.448 | 0.08 | 3.93 | 0.12 | 18.812 | 105.62 |
| 41.767 | 90 | 0.497 | 0.09 | 4.03 | 0.123 | 20.638 | 115.874 |
| 43.767 | 100 | 0.523 | 0.1 | 4.13 | 0.127 | 22.376 | 125.632 |
| 47.767 | 130 | 0.565 | 0.13 | 4.33 | 0.133 | 27.745 | 155.778 |
| 50.767 | 150 | 0.597 | 0.15 | 4.33 | 0.133 | 32.014 | 179.744 |
| 54.767 | 200 | 0.647 | 0.2 | 4.53 | 0.139 | 40.8 | 229.077 |
| 57.767 | 260 | 0.69 | 0.26 | 4.53 | 0.139 | 53.041 | 297.8 |
| 61.767 | 270 | 0.745 | 0.27 | 4.63 | 0.142 | 53.891 | 302.575 |
| 65.767 | 340 | 0.793 | 0.34 | 4.73 | 0.145 | 66.428 | 372.965 |
| 69.767 | 430 | 0.835 | 0.43 | 4.83 | 0.148 | 82.272 | 461.925 |
| 70.767 | 500 | 0.845 | 0.5 | 4.93 | 0.151 | 93.725 | 526.227 |
| 75.767 | 660 | 0.897 | 0.66 | 4.93 | 0.151 | 123.717 | 694.62 |
| 79.767 | 840 | 0.943 | 0.84 | 5.03 | 0.154 | 154.328 | 866.486 |
| 83.767 | 1000 | 0.991 | 1 | 5.13 | 0.157 | 180.142 | 1011.423 |
| 91.767 | 1350 | 1.095 | 1.35 | 5.33 | 0.163 | 234.066 | 1314.186 |
| 96.767 | 1600 | 1.156 | 1.6 | 5.53 | 0.169 | 267.379 | 1501.222 |
| 100.767 | 1780 | 1.209 | 1.78 | 5.63 | 0.172 | 292.176 | 1640.445 |
| 103.767 | 1940 | 1.25 | 1.94 | 5.63 | 0.172 | 318.439 | 1787.901 |
| 106.767 | 2110 | 1.291 | 2.11 | 5.73 | 0.176 | 340.299 | 1910.636 |
| 109.767 | 2240 | 1.332 | 2.24 | 5.83 | 0.179 | 355.068 | 1993.561 |
| 113.767 | 2480 | 1.401 | 2.48 | 5.93 | 0.182 | 386.482 | 2169.937 |
| 117.767 | 2700 | 1.456 | 2.7 | 5.93 | 0.182 | 420.767 | 2362.431 |
| 120.767 | 2840 | 1.498 | 2.84 | 6.03 | 0.185 | 435.245 | 2443.718 |
| 124.767 | 3100 | 1.555 | 3.1 | 6.13 | 0.188 | 467.341 | 2623.925 |

| | | | | | | | |
|----------------|-------|-------|-------|------|-------|----------|----------|
| 127.767 | 3240 | 1.598 | 3.24 | 6.23 | 0.191 | 480.606 | 2698.405 |
| 134.767 | 3590 | 1.7 | 3.59 | 6.33 | 0.194 | 524.111 | 2942.665 |
| 136.767 | 3760 | 1.73 | 3.76 | 6.43 | 0.197 | 540.393 | 3034.08 |
| 140.767 | 4000 | 1.79 | 4 | 6.53 | 0.2 | 566.082 | 3178.315 |
| 144.767 | 4360 | 1.898 | 4.36 | 6.63 | 0.203 | 607.723 | 3412.11 |
| 150.767 | 4760 | 1.991 | 4.76 | 6.63 | 0.203 | 663.477 | 3725.148 |
| 156.767 | 5140 | 2.09 | 5.14 | 6.83 | 0.209 | 695.465 | 3904.744 |
| 159.767 | 5280 | 2.14 | 5.28 | 6.93 | 0.212 | 704.098 | 3953.218 |
| 163.767 | 5540 | 2.204 | 5.54 | 7.03 | 0.215 | 728.261 | 4088.882 |
| 168.767 | 5960 | 2.3 | 5.96 | 7.13 | 0.218 | 772.484 | 4337.174 |
| 174.767 | 6320 | 2.402 | 6.32 | 7.23 | 0.222 | 807.814 | 4535.539 |
| 179.767 | 6700 | 2.489 | 6.7 | 7.33 | 0.225 | 844.702 | 4742.649 |
| 183.767 | 6940 | 2.558 | 6.94 | 7.43 | 0.228 | 863.184 | 4846.417 |
| 185.767 | 7120 | 2.592 | 7.12 | 7.43 | 0.228 | 885.572 | 4972.117 |
| 190.767 | 7520 | 2.679 | 7.52 | 7.53 | 0.231 | 922.902 | 5181.709 |
| 196.767 | 7920 | 2.785 | 7.92 | 7.63 | 0.234 | 959.253 | 5385.807 |
| 202.767 | 8300 | 2.893 | 8.3 | 7.73 | 0.237 | 992.273 | 5571.2 |
| 207.767 | 8680 | 2.984 | 8.68 | 7.83 | 0.24 | 1024.45 | 5751.857 |
| 213.767 | 9140 | 3.094 | 9.14 | 7.93 | 0.243 | 1065.137 | 5980.302 |
| 219.767 | 9520 | 3.204 | 9.52 | 8.03 | 0.246 | 1095.605 | 6151.365 |
| 224.767 | 9920 | 3.298 | 9.92 | 8.13 | 0.249 | 1127.597 | 6330.984 |
| 229.767 | 10320 | 3.391 | 10.32 | 8.23 | 0.252 | 1158.811 | 6506.239 |
| 232.767 | 10560 | 3.448 | 10.56 | 8.33 | 0.255 | 1171.525 | 6577.624 |
| 234.767 | 10720 | 3.486 | 10.72 | 8.33 | 0.255 | 1189.275 | 6677.285 |
| 240.767 | 11150 | 3.601 | 11.15 | 8.33 | 0.255 | 1236.979 | 6945.124 |
| 245.767 | 11560 | 3.697 | 11.56 | 8.43 | 0.258 | 1267.252 | 7115.09 |
| 247.767 | 11680 | 3.735 | 11.68 | 8.53 | 0.261 | 1265.396 | 7104.67 |
| 248.767 | 11780 | 3.754 | 11.78 | 8.53 | 0.261 | 1276.23 | 7165.498 |
| 250.767 | 11960 | 3.793 | 11.96 | 8.53 | 0.261 | 1295.731 | 7274.988 |
| 255.767 | 12380 | 3.891 | 12.38 | 8.63 | 0.264 | 1325.691 | 7443.205 |
| 261.767 | 12820 | 4.009 | 12.82 | 8.73 | 0.267 | 1357.083 | 7619.455 |
| 265.767 | 13180 | 4.089 | 13.18 | 8.83 | 0.271 | 1379.391 | 7744.704 |
| 270.767 | 13580 | 4.187 | 13.58 | 8.83 | 0.271 | 1421.254 | 7979.748 |
| 275.767 | 14040 | 4.286 | 14.04 | 8.93 | 0.274 | 1452.942 | 8157.663 |
| 280.767 | 14440 | 4.386 | 14.44 | 9.03 | 0.277 | 1477.788 | 8297.162 |
| 285.767 | 14860 | 4.488 | 14.86 | 9.13 | 0.28 | 1504.114 | 8444.971 |
| 290.767 | 15280 | 4.589 | 15.28 | 9.23 | 0.283 | 1529.869 | 8589.577 |
| 295.767 | 15680 | 4.691 | 15.68 | 9.23 | 0.283 | 1569.918 | 8814.435 |
| 300.767 | 16120 | 4.793 | 16.12 | 9.33 | 0.286 | 1596.673 | 8964.654 |

| | | | | | | | |
|----------------|-------|-------|-------|-------|-------|----------|-----------|
| 305.767 | 16540 | 4.897 | 16.54 | 9.43 | 0.289 | 1620.901 | 9100.682 |
| 310.767 | 16980 | 5.003 | 16.98 | 9.53 | 0.292 | 1646.559 | 9244.744 |
| 315.767 | 17380 | 5.108 | 17.38 | 9.53 | 0.292 | 1685.348 | 9462.524 |
| 319.767 | 17800 | 5.192 | 17.8 | 9.63 | 0.295 | 1708.151 | 9590.557 |
| 324.767 | 18220 | 5.298 | 18.22 | 9.63 | 0.295 | 1748.456 | 9816.851 |
| 325.767 | 18640 | 5.32 | 18.64 | 9.73 | 0.298 | 1770.377 | 9939.927 |
| 333.767 | 19080 | 5.492 | 19.08 | 9.83 | 0.301 | 1793.732 | 10071.055 |
| 338.767 | 19480 | 5.6 | 19.48 | 9.83 | 0.301 | 1831.336 | 10282.188 |
| 344.767 | 19920 | 5.687 | 19.92 | 9.93 | 0.304 | 1853.842 | 10408.549 |
| 349.767 | 20480 | 5.818 | 20.48 | 9.93 | 0.304 | 1905.958 | 10701.159 |
| 352.767 | 20780 | 5.884 | 20.78 | 10.03 | 0.307 | 1914.596 | 10749.66 |
| 356.767 | 21220 | 5.972 | 21.22 | 10.13 | 0.31 | 1935.836 | 10868.912 |
| 363.767 | 21760 | 6.128 | 21.76 | 10.13 | 0.31 | 1985.098 | 11145.5 |
| 366.767 | 22080 | 6.195 | 22.08 | 10.23 | 0.313 | 1994.601 | 11198.853 |
| 370.767 | 22480 | 6.284 | 22.48 | 10.23 | 0.313 | 2030.735 | 11401.731 |
| 375.767 | 22920 | 6.397 | 22.92 | 10.33 | 0.317 | 2050.439 | 11512.361 |
| 379.767 | 23320 | 6.489 | 23.32 | 10.33 | 0.317 | 2086.223 | 11713.275 |
| 384.767 | 23780 | 6.603 | 23.78 | 10.43 | 0.32 | 2106.979 | 11829.807 |
| 388.767 | 24200 | 6.694 | 24.2 | 10.53 | 0.323 | 2123.829 | 11924.416 |
| 393.767 | 24700 | 6.81 | 24.7 | 10.53 | 0.323 | 2167.71 | 12170.788 |
| 397.767 | 25100 | 6.903 | 25.1 | 10.63 | 0.326 | 2182.092 | 12251.537 |
| 401.767 | 25500 | 6.996 | 25.5 | 10.63 | 0.326 | 2216.866 | 12446.781 |
| 405.767 | 25960 | 7.09 | 25.96 | 10.73 | 0.329 | 2235.824 | 12553.218 |
| 409.767 | 26380 | 7.184 | 26.38 | 10.83 | 0.332 | 2251.018 | 12638.527 |
| 414.767 | 26820 | 7.302 | 26.82 | 10.83 | 0.332 | 2288.563 | 12849.329 |
| 418.767 | 27260 | 7.398 | 27.26 | 10.93 | 0.335 | 2304.827 | 12940.642 |
| 432.767 | 27680 | 7.552 | 27.68 | 11.23 | 0.344 | 2277.818 | 12788.996 |

Anexo 3

Permeabilidad relativas gas – aceite

| Sg | Krg | Kro | So | Relación Kr | fg | SL |
|--------------|------------|------------|-----------|--------------------|-----------|-----------|
| 0.279 | 0.61 | 0 | 0.539 | - | 1 | 0.721 |
| 0.273 | 0.568 | 0 | 0.545 | 160313039.4 | 1 | 0.727 |
| 0.268 | 0.527 | 0 | 0.551 | 4653905.229 | 1 | 0.732 |
| 0.262 | 0.489 | 0 | 0.556 | 568420.649 | 1 | 0.738 |
| 0.256 | 0.453 | 0 | 0.562 | 124901.382 | 1 | 0.744 |
| 0.25 | 0.419 | 0 | 0.568 | 37831.943 | 1 | 0.75 |
| 0.245 | 0.386 | 0 | 0.573 | 14028.356 | 1 | 0.755 |
| 0.239 | 0.356 | 0 | 0.579 | 5977.311 | 1 | 0.761 |
| 0.233 | 0.327 | 0 | 0.585 | 2817.85 | 1 | 0.767 |
| 0.228 | 0.3 | 0 | 0.59 | 1434.24 | 1 | 0.772 |
| 0.222 | 0.274 | 0 | 0.596 | 775.087 | 1 | 0.778 |
| 0.216 | 0.251 | 0.001 | 0.602 | 439.443 | 1 | 0.784 |
| 0.211 | 0.228 | 0.001 | 0.607 | 259.074 | 1 | 0.789 |
| 0.205 | 0.207 | 0.001 | 0.613 | 157.748 | 1 | 0.795 |
| 0.199 | 0.188 | 0.002 | 0.619 | 98.679 | 1 | 0.801 |
| 0.194 | 0.17 | 0.003 | 0.624 | 63.146 | 1 | 0.806 |
| 0.188 | 0.153 | 0.004 | 0.63 | 41.193 | 1 | 0.812 |
| 0.182 | 0.137 | 0.005 | 0.636 | 27.315 | 1 | 0.818 |
| 0.176 | 0.123 | 0.007 | 0.642 | 18.367 | 1 | 0.824 |
| 0.171 | 0.11 | 0.009 | 0.647 | 12.496 | 1 | 0.829 |
| 0.165 | 0.097 | 0.011 | 0.653 | 8.588 | 1 | 0.835 |
| 0.159 | 0.086 | 0.014 | 0.659 | 5.951 | 1 | 0.841 |
| 0.154 | 0.076 | 0.018 | 0.664 | 4.152 | 1 | 0.846 |
| 0.148 | 0.066 | 0.023 | 0.67 | 2.913 | 1 | 0.852 |
| 0.142 | 0.058 | 0.028 | 0.676 | 2.053 | 1 | 0.858 |
| 0.137 | 0.05 | 0.035 | 0.681 | 1.451 | 1 | 0.863 |
| 0.131 | 0.043 | 0.042 | 0.687 | 1.028 | 1 | 0.869 |
| 0.125 | 0.037 | 0.051 | 0.693 | 0.728 | 1 | 0.875 |
| 0.12 | 0.031 | 0.061 | 0.698 | 0.516 | 1 | 0.88 |
| 0.114 | 0.027 | 0.073 | 0.704 | 0.365 | 1 | 0.886 |
| 0.108 | 0.022 | 0.086 | 0.71 | 0.257 | 1 | 0.892 |
| 0.102 | 0.018 | 0.101 | 0.716 | 0.181 | 0.999 | 0.898 |
| 0.097 | 0.015 | 0.119 | 0.721 | 0.126 | 0.999 | 0.903 |
| 0.091 | 0.012 | 0.139 | 0.727 | 0.088 | 0.999 | 0.909 |
| 0.085 | 0.01 | 0.161 | 0.733 | 0.06 | 0.998 | 0.915 |

| | | | | | | |
|--------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 0.08 | 0.008 | 0.186 | 0.738 | 0.041 | 0.997 | 0.92 |
| 0.074 | 0.006 | 0.214 | 0.744 | 0.027 | 0.996 | 0.926 |
| 0.068 | 0.004 | 0.245 | 0.75 | 0.018 | 0.993 | 0.932 |
| 0.063 | 0.003 | 0.281 | 0.755 | 0.012 | 0.99 | 0.937 |
| 0.057 | 0.002 | 0.319 | 0.761 | 0.007 | 0.984 | 0.943 |
| 0.051 | 0.002 | 0.363 | 0.767 | 0.004 | 0.973 | 0.949 |
| 0.046 | 0.001 | 0.41 | 0.772 | 0.003 | 0.955 | 0.954 |
| 0.04 | 0.001 | 0.463 | 0.778 | 0.001 | 0.923 | 0.96 |
| 0.034 | 0 | 0.52 | 0.784 | 0.001 | 0.861 | 0.966 |
| 0.028 | 0 | 0.584 | 0.79 | 0 | 0.744 | 0.972 |
| 0.023 | 0 | 0.653 | 0.795 | 0 | 0.543 | 0.977 |
| 0.017 | 0 | 0.729 | 0.801 | 0 | 0.28 | 0.983 |
| 0.011 | 0 | 0.812 | 0.807 | 0 | 0.078 | 0.989 |
| 0.006 | 0 | 0.902 | 0.812 | 0 | 0.007 | 0.994 |
| 0 | 0 | 1 | 0.818 | 0 | - | 1 |