



Universidad Nacional del Comahue

Facultad de Ingeniería

Proyecto Integrador Profesional

Estado del arte sobre métodos de inyección de CO₂ y N₂ en rocas no convencionales para mejorar el factor de recobro: posibilidades de aplicación en Vaca Muerta

Autor: Silva Fernando

Legajo 105159

DNI: 3179604

Tutor Externo: Mgs. Ing. Carlos Somaruga

Tutor Interno: Ing. Esteban Luis González

En el contexto actual, donde la producción de recursos provenientes de rocas convencionales va en disminución y, en contraposición, los recursos de rocas no convencionales aumentan, la explotación de estos recursos en Argentina ocupa un lugar preponderante, especialmente en el reservorio Vaca Muerta. Si bien los avances tecnológicos en la recuperación de estos recursos han avanzado, los factores de recobro siguen siendo bajos en comparación con el potencial extraíble. Por ello, la aplicación de procesos de mejora resulta fundamental para optimizar estos factores; sin embargo, las complejidades y características de un reservorio no convencional no son las mismas que las de los reservorios convencionales, y, por ende, la aplicación de los estos procesos difiere. Dentro de las investigaciones realizadas en este campo han destacado, entre las alternativas de aplicación de procesos de mejora, la inyección de gas, siendo la inyección en condiciones de miscibilidad mediante un esquema de inyección Huff and Puff (HnP) una de las más prometedoras. La cantidad de parámetros a considerar es muy grande; sin embargo, la implementación de un esquema de este tipo elimina algunas problemáticas, como la interconectividad entre pozos.

Los estudios realizados sobre distintas formaciones no convencionales, debido a que presentan una variedad de parámetros característicos heterogéneos, dificultan la posibilidad de extrapolar resultados y conclusiones al reservorio Vaca Muerta. Sin embargo, basados en estos estudios, hay una serie de criterios que se pueden establecer y que pueden resumirse mediante la evaluación de algunos parámetros, que no son los únicos que pueden ser objeto de estudio pero que son centrales.

Uno de estos parámetros es la temperatura del yacimiento, que se toma como constante en todas las experiencias. Si bien los resultados dependen de esta, es un factor sobre el que no se puede trabajar para mejorar los resultados. Los gases de inyección son otro parámetro crucial. Aunque el dióxido de carbono tiene un rol central, los problemas locales, principalmente de disponibilidad y costo de obtención, obligan a estudiar alternativas o innovaciones tecnológicas (como la utilización de pilas de oxidación). La utilización de nitrógeno conlleva sus propias problemáticas, pero su mezcla con dióxido de carbono es mucho más factible. Otra alternativa es el uso de gas metano o su variante enriquecida con etano y propano, que arroja resultados más prometedores.

El petróleo característico del yacimiento es otro parámetro que debe analizarse de manera particular. En cualquier análisis de miscibilidad, la forma en que se comportará al interactuar con el gas inyectado determinará los resultados de su producción. Los estudios de miscibilidad afirman que los mecanismos preponderantes de producción son el hinchamiento del petróleo y la disminución de su viscosidad al asimilar el gas inyectado. Si bien es conveniente analizar cada caso con un petróleo específico que sea representativo, se vio en este trabajo que, al estudiar un petróleo característico de Vaca Muerta, en general todos los gases mostraron respuestas favorables, dependiendo fuertemente de las presiones.

Las presiones son uno de los parámetros más importantes, ya que de ellas dependen directamente las condiciones de miscibilidad. El estudio de las presiones mínimas de miscibilidad (la presión a la cual un petróleo y un gas se pueden combinar en cualquier proporción) debe analizarse de la misma forma que la viscosidad y el hinchamiento, considerando el comportamiento particular de cada gas sobre un petróleo característico. Los resultados de este estudio mostraron que las presiones necesarias para lograr

la miscibilidad en el caso del nitrógeno son de tal magnitud que hacen impracticable su utilización. En cambio, el dióxido de carbono tuvo una respuesta mucho más favorable, y las mezclas con nitrógeno mostraron resultados factibles; sin embargo, a mayor porcentaje de nitrógeno, mayores son las necesidades de presión para alcanzar la presión mínima de miscibilidad. Además, se observó que el uso de metano puede ser viable mejorando su efectividad cuando está enriquecido.

Como corolario, y en base a estos parámetros, se llegó al estudio de la eficiencia que se puede alcanzar en un petróleo de Vaca Muerta (entendiendo la eficiencia como la cantidad de petróleo producido por el volumen de gas inyectado). Al replicar ciertas condiciones operativas características de un esquema HnP (inyección, remojo y soplido), se obtuvo una respuesta positiva de todos los gases estudiados, siendo los más favorables el metano enriquecido y el dióxido de carbono.

Con todo lo analizado, se puede concluir que la aplicación de inyección de gas como método de recuperación mejorada en Vaca Muerta es prometedora. La inyección de nitrógeno, a priori, no parecería tan factible como su combinación con dióxido de carbono; este último tendría mejores resultados en los factores analizados, siendo su principal limitante la obtención. El metano enriquecido sería una buena alternativa, por lo que la ampliación de su estudio en Vaca Muerta sería interesante, ya que su respuesta fue generalmente positiva en los parámetros estudiados y no presentaría problemas de disponibilidad.

Palabras claves

Disponibilidad, Diagramas Ternarios, Dióxido de Carbono, EOR, Gas de Inyección, Huff and Puff, Hinchamiento, Miscibilidad, Presión, Presión Mínima de Miscibilidad, Nitrógeno, No Convencionales, Primer Contacto, Temperatura, Vaca Muerta, Viscosidad

In the current context, where the production of resources from conventional rocks is decreasing and, in contrast, non-conventional rock resources are increasing, the exploitation of these resources in Argentina occupies a predominant place, especially in the Vaca Muerta reservoir. Although technological advances in the recovery of these resources have advanced, recovery factors remain low compared to the extractable potential. Therefore, the application of enhanced oil recovery methods (EOR) is essential to optimize these factors; However, the complexities and characteristics of an unconventional reservoir are not the same as those of conventional reservoirs, and, therefore, the application of these processes differs. Among the research carried out in this field, gas injection has stood out among the alternatives for applying EOR processes, with injection under miscibility conditions using a Huff and Puff (HnP) injection scheme being one of the most promising. The number of parameters to consider is very large; However, the implementation of a scheme of this type eliminates some problems, such as interconnectivity between wells.

The studies carried out on different unconventional formations, because they present a variety of heterogeneous characteristic parameters, make it difficult to extrapolate results and conclusions to the Vaca Muerta reservoir. However, based on these studies, there are a series of criteria that can be established and that can be summarized by evaluating some parameters, which are not the only ones that can be studied but are central.

One of these parameters is the temperature of the reservoir, which is taken as constant in all experiments. Although the results depend on this, it is a factor that cannot be worked on to improve the results. Injection gases are another crucial parameter. Although carbon dioxide plays a central role, local problems, mainly availability and cost of obtaining, force us to study alternatives or technological innovations (such as the use of oxycombustion cells). The use of nitrogen entails its own problems, but its mixture with carbon dioxide is much more feasible. Another alternative is the use of methane gas or its variant enriched with ethane and propane, which yields more promising results.

The characteristic oil of the reservoir is another parameter that must be analyzed in a particular way. In any miscibility analysis, the way it will behave when interacting with the injected gas will determine its production results. Miscibility studies affirm that the predominant production mechanisms are the swelling of the oil and the decrease in its viscosity when assimilating the injected gas. Although it is convenient to analyze each case with a specific oil that is representative, it was seen in this work that, when studying a characteristic oil from Vaca Muerta, in general all the gases showed favorable responses, depending strongly on the pressures.

Pressures are one of the most important parameters, since the miscibility conditions directly depend on them. The study of minimum miscibility pressures (the pressure at which an oil and a gas can be combined in any proportion) must be analyzed in the same way as viscosity and swelling, considering the particular behavior of each gas on a characteristic oil. The results of this study showed that the pressures necessary to achieve miscibility in the case of nitrogen are of such magnitude that they make its use impractical. On the other hand, carbon dioxide had a much more favorable response, and mixtures with nitrogen showed feasible results; However, the higher the percentage of nitrogen, the greater the

pressure needs to reach the minimum miscibility pressure. Furthermore, it was observed that the use of methane may be viable, improving its effectiveness when it is enriched.

As a corollary, and based on these parameters, the efficiency that can be achieved in Vaca Muerta oil was studied (understanding efficiency as the amount of oil produced by the volume of gas injected). By replicating certain operating conditions characteristic of an HnP scheme (injection, soaking and blowing), a positive response was obtained for all the gases studied, with enriched methane and carbon dioxide being the most favorable.

With everything analyzed, it can be concluded that the application of gas injection as an enhanced recovery method in Vaca Muerta is promising. The injection of nitrogen, a priori, would not seem as feasible as its combination with carbon dioxide; The latter would have better results in the factors analyzed, its main limitation being obtaining. Enriched methane would be a good alternative, so expanding its study in Vaca Muerta would be interesting, since its response was generally positive in the parameters studied and would not present availability problems.

Keyboards

Availability, Carbon Dioxide, EOR, Huff and Puff, Injection Gas, Miscibility, Minimum Miscibility Pressure, Nitrogen, Non-Conventional, Swelling, Temperature, Ternary Diagrams, Viscosity, Vaca Muerta

Agradecimientos

Quiero expresar mi más sincero agradecimiento a todas las personas que, de una u otra manera, han contribuido a la realización de este trabajo.

En primer lugar, agradezco profundamente a mi tutor de tesis, Carlos Somaruga, por su valioso apoyo, orientación y paciencia durante todo el proceso de investigación. Sus recomendaciones, críticas constructivas y conocimientos fueron fundamentales para el desarrollo de este trabajo.

Agradezco también a los miembros del tribunal, Laura Fernández, Malvina Frigerio y Nicolas Carrizo por sus observaciones y correcciones, que enriquecieron el contenido de este trabajo. De igual manera, agradezco a Esteban Luis Gonzales por su guía y paciencia a lo largo de todo el proceso.

Mi gratitud a todos los profesores que, a lo largo de mi formación, han compartido su experiencia y conocimientos, y que se han preocupado no solo por formar profesionales, sino también por formar personas comprometidas.

Quiero extender un agradecimiento especial a quienes fueron mis compañeros y compañeras de estudio durante este tiempo, por su colaboración y compañerismo.

Y, finalmente, un agradecimiento muy especial a mi familia y amigos, quienes siempre han estado a mi lado, brindándome su apoyo y amor incondicional.

Índice

Resumen	i
Abstract	iii
Agradecimientos	v
Índice	vi
1- Introducción	1
2- Caracterización del yacimiento	4
2.1 Parámetros de yacimientos	4
2.1.1- Porosidades	4
2.1.2- Gradiente de presiones.	5
2.1.3- Gradiente de temperaturas.	6
2.2 Datos del fluido	7
2.2.1 Datos de composición	7
2.2.2 Curva de saturación	8
3- Caracterización de los gases de inyección	10
3.1-Introducción	10
3.2- Generalidades	10
3.2.1 Disponibilidad	10
3.2.1.1 Fuentes de dióxido de carbono	11
3.2.2 Propiedades Físicas	12
3.2.3 Densidad	13
3.2.4 Viscosidades	14
4- Métodos de recuperación	16
4.1 Introducción	16
4.2 Métodos de recuperación por inyección de gases.	17
5- Métodos HnP	19
5.1- Introducción	19
5-2 Factores de operación	20
5-3 Mecanismos HnP	21
5-4- Mecanismos de recuperación	22
5.4.1 Hinchamiento	22
5.4.2- Viscosidades	24
5.5- Conclusión	26

6- Miscibilidad	28
6.1- Diagramas ternarios.	28
6.1.1- Caracterización de los fluidos en un diagrama ternario.	28
6.1.2- Proceso de inyección de gases.	29
6.1.3- Aplicación.	29
6.1.5- Limitaciones de los sistemas ternarios	34
6.2- Presiones de Miscibilidad	34
6.2.1- Estimación	35
6.2.2- Aplicación del diagrama P-X	36
6.2.3- Evaluaciones de las presiones.	39
6.3 Conclusión	40
7- Estimación de la eficiencia en un proceso HnP	41
7.1 Metodología	41
7.2- Parámetros	41
7.3- Resultados de simulaciones	42
7.3.1- Presión de saturación	42
7.3.2- Levantamiento por mezcla.	43
7.3.3- Factor de recuperación	45
7.3.4- Eficiencia EOR (E_{HnP})	46
7.4 Conclusiones	48
8- Conclusiones Finales	49
9- Bibliografía	51

Índice de figuras

Figura 1: Gráfico circular de la distribución mundial del petróleo no convencional. -----	1
Figura 2: Gráfico circular de la distribución mundial del gas no convencional.-----	2
Figura 3: top 10 países con mayor cantidad de reservas de petróleo no convencionales y la producción de los principales. -----	2
Figura 4: comparación de los rangos de porosidades (%) entre distintos plays en EEUU y en la fm Vaca Muerta. -----	5
Figura 5: Gradiente de presiones máximo y mínima en al Fm Vaca Muerta. -----	6
Figura 6: Gradiente de temperaturas máximo y mínimo en la Fm Vaca Muerta. -----	6
Figura 7: Curva envolvente de presiones de saturación para el petróleo en estudio.-----	9
Figura 8: Esquema de funcionamiento de un sistema de Oxycombustión. -----	12
Figura 9: Diagrama de punto triple del dióxido de carbono. -----	13
Figura 10: Densidad simulada a distintas presiones para N ₂ , CO ₂ y CH ₄ . -----	14
Figura 11: Densidad simulada a distintas presiones para mezclas de CO ₂ y N ₂ .-----	14
Figura 12: Densidad simulada a distintas presiones para el LPG. -----	14
Figura 13: Viscosidad simulada a distintas presiones para CO ₂ , N ₂ y CH ₄ .-----	15
Figura 14: Viscosidad simulada a distintas presiones para mezclas de CO ₂ y N ₂ .-----	15
Figura 15: Viscosidad simulada a distintas presiones para LPG. -----	15
Figura 16: Porcentajes de estudios sobre métodos IOR potencialmente aplicables en medios no convencionales. -----	17
Figura 18: Mecanismos de miscibilidad en un medio no convencional. -----	22
Figura 19: Hinchamiento del petróleo simulado al asimilar distintos porcentajes de mezcla de gas CO ₂ y N ₂ . -	23
Figura 20: Hinchamiento del petróleo simulado al asimilar distintos porcentajes de gas CO ₂ , CH ₄ y LPG.-----	24
Figura 21: Viscosidad del petróleo simulado al asimilar distintos porcentajes de gas CO ₂ , N ₂ y CH ₄ .-----	25
Figura 22: Viscosidad del petróleo simulado al asimilar distintos porcentajes de mezclas de gas CO ₂ y N ₂ . ---	26
Figura 23: Viscosidad del petróleo simulado al asimilar distintos porcentajes de gas CO ₂ , CH ₄ y LPG. -----	26
Figura 24: Diagrama ternario para el petróleo en estudio con CO ₂ como solvente.-----	31
Figura 25: Diagrama ternario para el petróleo en estudio con N ₂ como solvente.-----	32
Figura 26: Diagrama ternario para el petróleo en estudio con CH ₄ como solvente.-----	33
Figura 27: Diagrama ternario para el petróleo en estudio con LPG como solvente. -----	33
Figura 28: Diagrama P-X para el petróleo en estudio y el CO ₂ como solvente. -----	36
Figura 29: Diagrama P-X para el petróleo en estudio y el N ₂ como solvente. -----	37
Figura 30: Diagrama P-X para el petróleo en estudio y mezclas de CO ₂ y N ₂ como solvente. -----	37
Figura 31: Diagrama P-X para el petróleo en estudio y el CH ₄ como solvente. -----	38
Figura 32: Diagrama P-X para el petróleo en estudio y el LPG como solvente. -----	39

Figura 33: Comparación de la presión mínima de miscibilidad para el petróleo en estudio con distintos solventes.	39
Figura 34: Evolución de la presión de burbuja en el experimento para el petróleo en estudio con distintos solventes.	43
Figura 35: Evolución del levantamiento relativo por mezcla en la experiencia para el petróleo en estudio con distintos solventes.	44
Figura 36: Evolución del factor de recuperación en la experiencia para el petróleo en estudio con distintos solventes.	46
Figura 37: Evolución del levantamiento relativo por mezcla en la experiencia para el petróleo en estudio con distintos solventes.	47

Índice de tablas

Tabla 1: Comparación de parámetros geológicos entre distintos plays en EEUU y en la fm Vaca Muerta.	7
Tabla 2: Datos de composición PVT del petróleo analizado proveniente de la Fm Vaca Muerta	8
Tabla 3: Métodos IOR con sus mecanismos intervinientes.	17

1- Introducción

El aumento continuo de la demanda de hidrocarburos, sumado a la declinación de las reservas convencionales, genera un desbalance en las curvas de oferta y demanda, esta discrepancia ha ido en crecimiento y se ha buscado compensar mediante la investigación y desarrollo de otras fuentes de recursos explotables, estos recursos fueron mayormente los provenientes de yacimientos no convencionales.

Esta investigación y desarrollo de proyectos de explotación de recursos no convencionales fue llevada a cabo en gran medida por Estados Unidos centrado básicamente en el avance de las técnicas de perforación de pozos horizontales sumado a los progresos en los mecanismos de fracturación hidráulica, esto ha permitido aumentar la cantidad de recursos explotables, aumentando en la matriz de recursos los provenientes de sistemas no convencionales.³

Los recursos no convencionales se distribuyen en muchas regiones del mundo; sin embargo, tanto el petróleo (**Figura 1**) como el gas (**Figura 2**), provenientes de formaciones no convencionales, no tienen una distribución uniforme. Estados Unidos posee una gran porción de estos recursos, lo que se debe principalmente a su mayor grado de exploración en comparación con otros países.

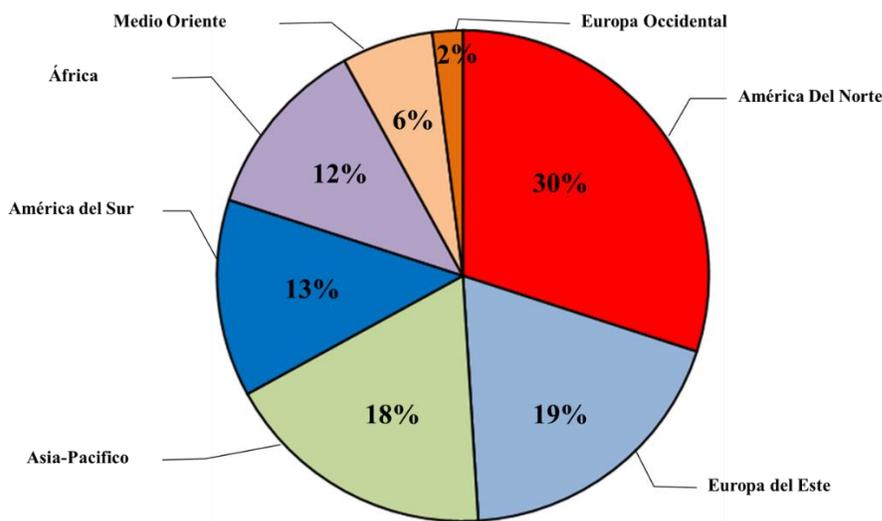


Figura 1: Gráfico circular de la distribución mundial del petróleo no convencional.⁸

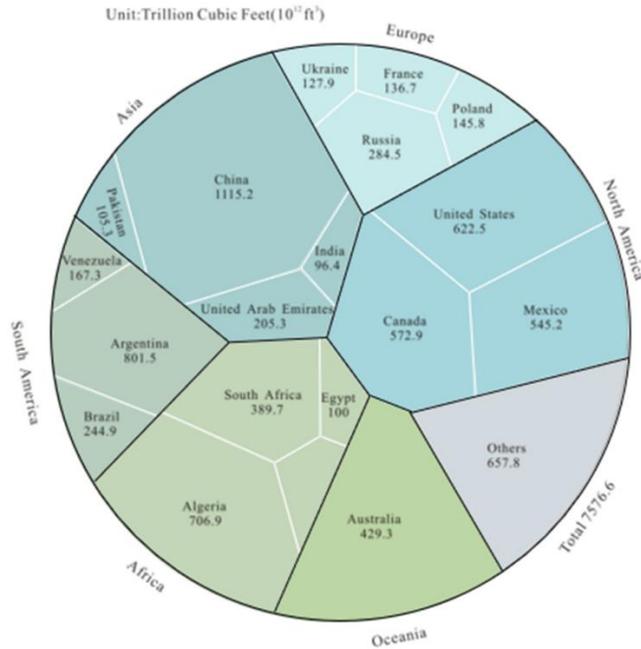


Figura 2: Gráfico circular de la distribución mundial del gas no convencional.⁸

Entre los países con mayor cantidad de reservas se encuentra Argentina, que está detrás de Estados Unidos, Rusia y China, los cuales concentran la mayor cantidad de recursos, como se muestra en la **Figura 3**. Aunque Canadá no aparece en el gráfico entre los países con mayores reservas, es uno de los países con mayor producción, solo superado por Estados Unidos.

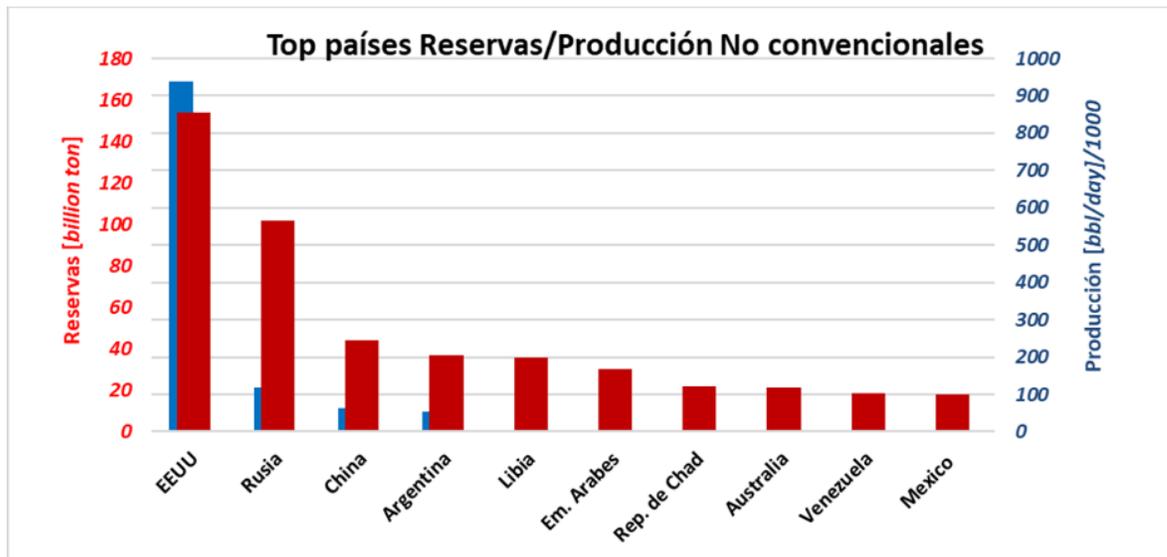


Figura 3: top 10 países con mayor cantidad de reservas de petróleo no convencionales (en miles de millones de ton) y la producción de los principales países con reservas no convencionales (barriles/día/1000).⁸

A pesar de que el desarrollo de estas nuevas tecnologías ha conferido un lugar predominante a los recursos no convencionales, el denominador común en la explotación de éstos es que tienen altas tasas de recuperación en un primer momento, concluyendo en una baja abrupta de estas tasas. Esta recuperación primaria generalmente no supera el 10% (en algunos casos puede ser del orden del 1 o 2%) y se estima que este descenso abrupto en la tasa de producción se debe al agotamiento de las fracturas, pero el costo de perforar nuevos pozos laterales es elevado, lo que obliga a la búsqueda de la aplicación de nuevas opciones de recuperación.^{3, 8}

Cabe destacar que, dado que los reservorios no convencionales contienen grandes cantidades de petróleo original, cualquier mejora en el factor de recuperación implicará la producción de grandes volúmenes de petróleo, por eso, la aplicación de distintos métodos de recuperación mejorada tiene un gran potencial en términos de recuperación.

A su vez es importante tener en cuenta que los reservorios no convencionales tienen características que los diferencian de los reservorios convencionales, lo que implica que los mismos métodos utilizados en los unos pueden no ser igualmente efectivos en los otros y es por esto que surge la necesidad de realizar análisis detallados de la aplicación de estos métodos.

La necesidad de trasladar la aplicabilidad de métodos utilizados en reservorios convencionales a los reservorios no convencionales obliga al estudio de ensayos tanto de laboratorio, de simulaciones numéricas, como de campo. Como se explicó anteriormente, los mayores avances en estos campos han ocurrido en Estados Unidos, donde los análisis sobre medios no convencionales concluyeron que los métodos con mayor potencial podrían ser la inyección de agua por baches (incluyendo distintas alternativas de inyección de agua que pueden accionar sobre distintos mecanismos de recuperación como el barrido, la presión o la imbibición con la introducción de aditivos), los tratamientos químicos con polímeros y la inyección de gas miscible.²

Dentro de todas estas opciones establecidas, la inyección de gas es una de las más prometedoras. Aunque existe una gran discrepancia entre los resultados obtenidos en el laboratorio y los obtenidos en el campo, estos han sido muy alentadores, especialmente en la inyección de gases miscibles dentro de los cuales, la utilización del dióxido de carbono es una aplicación bastante novedosa y ha tenido muy buenos resultados.^{2,23}

Teniendo en cuenta cómo la importancia de los reservorios no convencionales en Argentina ha ido en aumento²¹, para graficar esto basta con especificar que en el año 2023 la producción de petróleo proveniente de estos reservorios compensó la declinación de los campos convencionales, la producción aumentó un 10,10% en términos interanuales y específicamente Vaca Muerta marcó un aumento del 23,57% interanual.⁶

En estos términos, este trabajo busca estudiar la utilización del dióxido de carbono como método de recuperación mejorada en reservorios no convencionales. Se intentará analizar su aplicación en los reservorios de Estados Unidos para extrapolar, en la medida de lo posible, conclusiones al reservorio de Vaca Muerta. Para ello, se evaluarán parámetros característicos las propiedades de la roca, las presiones y las temperaturas, teniendo en cuenta la utilización de distintos gases de inyección como alternativas al dióxido de carbono sobre un petróleo caracterizado de Vaca Muerta.

2- Caracterización del yacimiento

El conocimiento tanto de los parámetros del yacimiento como los de los fluidos contenidos en él, nos permite estimar como van a ser los comportamientos frente a la aplicación de métodos de producción mejorada, además de establecer lineamientos para la implementación de los mismos. Por otra parte, los desarrollos e investigaciones más importantes en el área de la recuperación mejorada en sistemas no convencionales se han dado con mayor énfasis en yacimientos de EEUU, por lo que la comparación de estos parámetros nos permite establecer similitudes y diferencias que pueden ser herramientas útiles a la hora de establecer criterios y conclusiones.

La formación Vaca Muerta ocupa casi toda la extensión de la cuenca neuquina (1500 km²) aunque no todo el depósito es productivo, sus espesores varían según las regiones desde 30 a 500 m con espesores útiles que van desde los 50 a los 350 m, se encuentra a profundidades de 2000 m las más someras y de 3500 las más profundas.⁴

Todos estos aspectos como otros característicos del yacimiento difieren en gran medida con los estudiados en los yacimientos estadounidenses y quedan resumidos en la Tabla 1. Estas diferencias significativas con los yacimientos mencionados anteriormente, son importantes en la determinación de parámetros que son fundamentales a la hora de estudiar los procesos de miscibilidad como por ejemplo la presión y la temperatura.

2.1 Parámetros de yacimientos

2.1.1- Porosidades

Los análisis de perfiles eléctricos para la formación VM evalúan la porosidad entre 4% y 12% pudiendo dividirse en los sectores inferiores y medios donde la porosidad esta entre los 8 y 12% y en los sectores superiores donde disminuye a porosidades entre 4 y 8 %, estos amplios intervalos se deben a la gran heterogeneidad de la formación.⁴

La comparación de las porosidades con formaciones de yacimientos en EE.UU. se muestra en la **Figura 4** donde se ve que al ser rangos tan amplios es difícil poder asegurar una extrapolación confiable de los resultados experimentales.

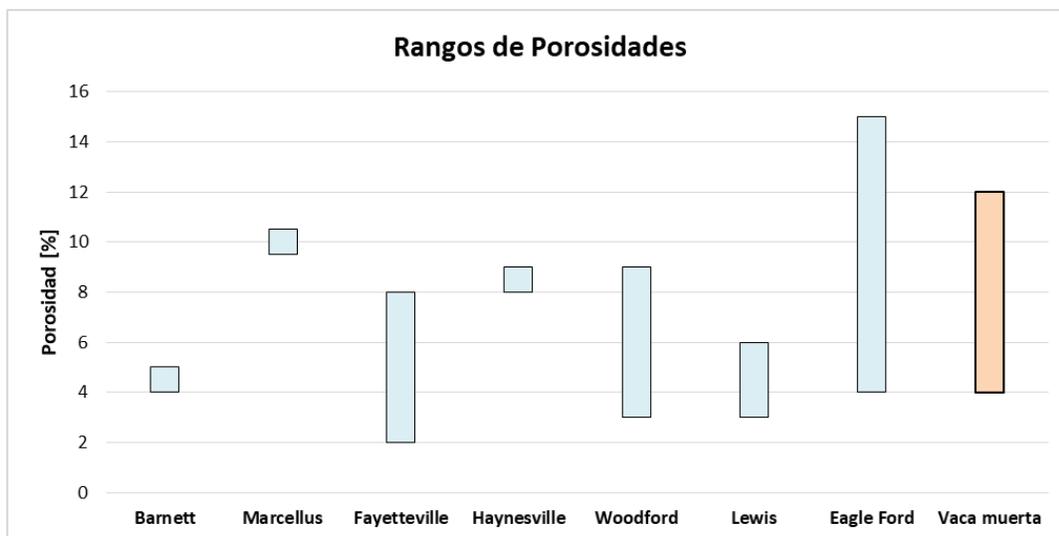


Figura 4: comparación de los rangos de porosidades (%) entre distintos plays en EEUU y en la fm Vaca Muerta. ⁴

2.1.2- Gradiente de presiones.

Los yacimientos no convencionales son en general sistemas sobre presionados, lo que es un aspecto positivo ya que la recuperación final en estos se basa casi exclusivamente en la recuperación primaria.¹⁴ Es importante destacar que esta propiedad estará íntimamente relacionada con la profundidad de la unidad y su madurez termal. A mayor profundidad y madurez, mayor gradiente de presión. ⁴

Basados en las campañas exploratorias de la Fm Vaca Muerta podemos acotar las profundidades desde 2000 m a 3500 m (2000 m se asume a fines prácticos a pesar de que en algunos lugares la formación aflora), estas profundidades junto con los gradientes que se estiman de 0.5 psi/ft (1,64 psi/m) en el borde de la cuenca y 1.1 psi/ft (3,61 psi/m) en el centro de la cuenca. Esto nos permite determinar que en el borde de la cuenca podemos encontrar presiones de 3280-5740 psi mientras que en el centro presiones de 7200-12635 psi conforme a las profundidades.⁴

Estas presiones sirven para estipular y estudiar ciertos comportamientos de algunos parámetros importantes para la recuperación, de todos modos, a la hora de estudiar las presiones de operación existen otras variantes que deberían tenerse en cuenta como el momento dentro de la historia de recuperación en el que se están aplicando los procesos.

El comportamiento de las presiones en función de las profundidades se grafica a continuación estableciendo rangos máximos y mínimos de presiones que podrían encontrarse en un yacimiento:

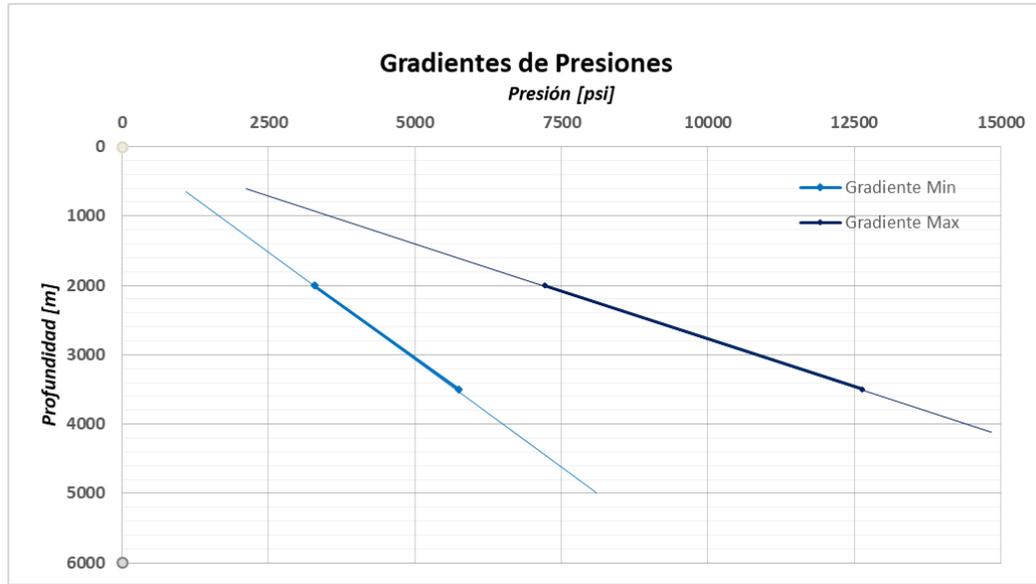


Figura 5: Gradiente de presiones máximo y mínima en al Fm Vaca Muerta.

2.1.3- Gradiente de temperaturas.

Las temperaturas en el yacimiento son superiores al gradiente normal de temperatura (30 °C/Km) como se la muestra en la **Figura 6**, podemos estimar que según las profundidades expuestas anteriormente las temperaturas que se pueden encontrar estarían dentro de un intervalo de 98°C y 170 °C (208.4 °F y 340 °F) ,²⁵ en general en la mayoría de las estimaciones que se analizarán se asume una temperatura constante de reservorio, se optó por utilizar en la mayoría de los análisis realizados una temperatura de 250 °F.

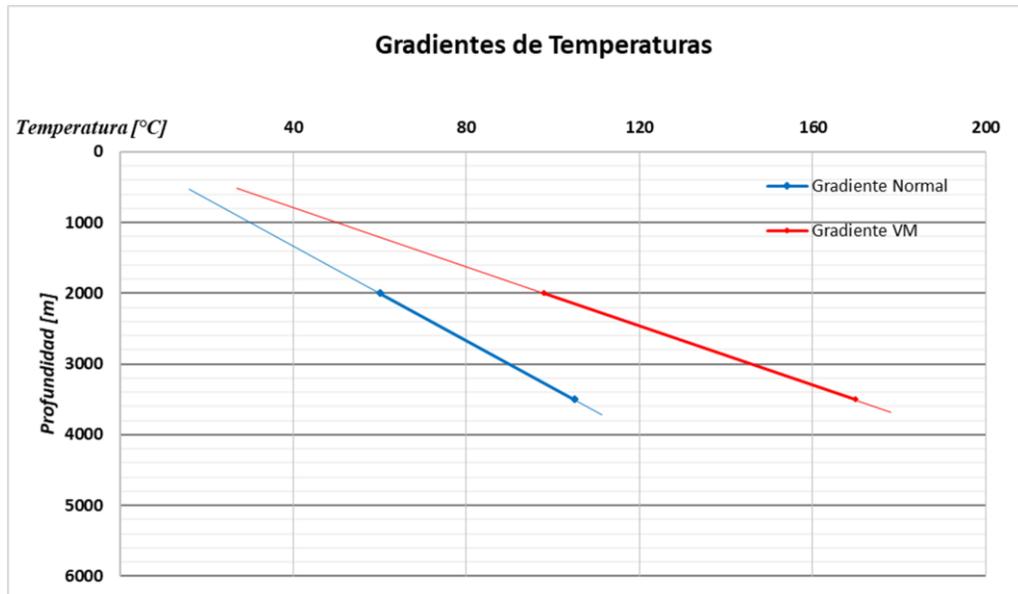


Figura 6: Gradiente de temperaturas máximo y mínimo en la Fm Vaca Muerta.²⁶

2.1.4 - Comparaciones

Los parámetros presentados como los espesores, la materia orgánica total, junto con otros parámetros de importancia, son resumidos y comparados en el siguiente cuadro a partir de la compilación de distintos datos presentados en el trabajo de Askenazi, A., y otros (2013).⁴

Shale Play	Barnett	Marcellus	Fayetteville	Haynesville	Woodford	Lewis	Eagle Ford	Vaca Muerta
Edad (Ma)	320	410	330	150	370	85	95	140
Extensión Areal (Km2)	13000	250000	23000	23000	28900	26000	5000	30000
Profundidad (Km)	2,0-2,6	1,2-2,6	0,3-2,1	3,2-4,2	1,8-3,4	0,9-1,8	1,2-4,2	2,0-3,5
Gradiente de Presión (psi/ft)	0,43-0,44	0,15-0,4		>0,9		0,2-0,25	0,6	0,6-1,1
Porosidad (%)	4,0-5,0	10,0-11,0	2,0-8,0	8,0-9,0	3,0-9,0	3,0-6,0	4,0-15	4,0-12,0
Espesor (m)	60-90	30-120	30-210	60-90	90-300	150-580	20-150	30-550
Espesor útil (m)	15-60	15-60	15-60	61	35-67	61-92	25-100	50-350
Tipo Kerogeno	II	II-III	II-III	III	II	II-III	II	II
Madurez Térmica (%Ro)	0,5-1,5	0,5-2,0	1,0-3,0	0,94-2,62	0,5-0,3	1,7-1,9	0,5-2,2	0,5-2,6
COT (%)	3,0-6,0	3,0-12	4,0-9,8	4,0-10	0,6-1,0	0,45-2,5	4,5-5,5	2,0-12,0

Tabla 1: comparación de parámetros geológicos entre distintos plays en EEUU y en la fm Vaca Muerta ⁴

Las diferencias y similitudes expresadas en el cuadro muestra la complejidad de extrapolar resultados de evidencias experimentales y pruebas piloto de los yacimientos de EEUU a las áreas de Vaca Muerta, ya que la cantidad de parámetros de importancia hace que, mientras algunos son similares, otros pueden ser completamente diferentes, así como la interrelación entre ellos puede arrojar que una variación en uno de los factores desemboque en un resultado de recuperación totalmente diferente al experimentado o simulado en otro reservorio.

2.2 Datos del fluido

2.2.1 Datos de composición

En algunos campos de la formación Vaca Muerta en Argentina, los fluidos se pueden clasificar como gas condensado o casi críticos en algunos casos, presentando condensación retrógrada de hasta 30% en volumen.⁵

Este trabajo utiliza los datos de composición y PVT de un petróleo volátil de Vaca Muerta presentados en el trabajo de Cismondi, M. y otros, (2018) *PVT experimental and modelling study of some shale reservoir fluids from Argentina*, datos recabados a partir de la base de datos FDC (Consultores de desarrollo de campo FDC de Argentina SRL)⁵

Estos datos no buscan ser un ejemplo generalizado de los fluidos de la Fm Vaca Muerta sino representar ciertos comportamientos e interacciones posibles al implementar los métodos de recuperación mejorada con gases miscibles en un petróleo particular posible centrándose principalmente en las metodologías y análisis.

A continuación, se presenta la tabla con los datos de la composición de este petróleo que será referencia para los objetivos antes citados.

Componente	fracc molar	peso	Densidad
	<i>mol/mol</i>	<i>gr/mol</i>	<i>gr/cm3</i>
<i>Nitrogen</i>	0,00525	28,01	
<i>Carbon Dioxide</i>	0,00193	44,01	
<i>Methane</i>	0,51688	16,04	
<i>Ethane</i>	0,10377	30,07	
<i>Propane</i>	0,06374	44,09	
<i>iso-Butane</i>	0,01214	58,12	
<i>n-Butane</i>	0,03087	58,12	
<i>iso-Pentane</i>	0,01123	72,15	
<i>n-Pentane</i>	0,01414	72,15	
<i>C6</i>	0,0209	84	0,685
<i>C7</i>	0,03031	98,29	0,706
<i>C8</i>	0,03803	112,58	0,725
<i>C9</i>	0,02621	126,87	0,743
<i>C10</i>	0,01964	141,16	0,759
<i>C11</i>	0,01438	155,45	0,773
<i>C12</i>	0,01111	169,74	0,786
<i>C13</i>	0,01073	184,02	0,797
<i>C14</i>	0,00905	198,31	0,808
<i>C15</i>	0,00827	212,6	0,817
<i>C16</i>	0,00661	226,89	0,826
<i>C17</i>	0,00595	241,18	0,834
<i>C18</i>	0,00546	255,47	0,841
<i>C19</i>	0,00473	269,76	0,847
<i>C20+</i>	0,02867	366,43	0,876

Tabla 2: datos de composición PVT del petróleo analizado proveniente de la Fm Vaca Muerta.⁵

2.2.2 Curva de saturación

A partir de la composición del petróleo analizado y mediante el simulador PVTP, perteneciente a Petroleum Expert, se obtuvieron la gravedad API del mismo (59,8545 API) y la gravedad específica del gas (0,854536). Además, basándose en la composición del petróleo, se simuló la curva envolvente de saturación del petróleo para una fracción de vapor de 1, la cual se presenta en el gráfico de la **Figura 7**, que muestra la presión en función de la temperatura. En esta simulación, se determinaron la presión crítica del petróleo (505 °F; 2596,5 psig), el cricondentérmico (627,4 °F; 627,4 psig) y el cricondenbárico (321,3 °F; 3153,3 psig).

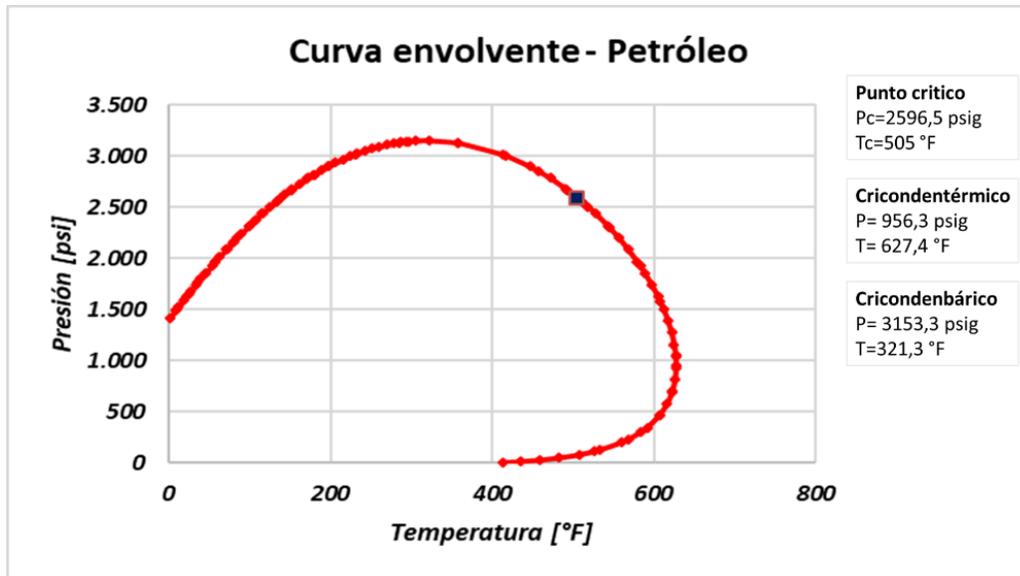


Figura 7: Curva envolvente de presiones de saturación para el petróleo en estudio.

Esta curva de saturación es importante porque referencia el comportamiento que el petróleo podría tomar al asimilar gases de distinta naturaleza.

Otros aspectos como la viscosidad, la densidad o la expansión volumétrica se presentarán más adelante para comparar sus comportamientos frente a la variación de otros parámetros importantes.

3- Caracterización de los gases de inyección

3.1-Introducción

Las alternativas de inyección de gases que permiten la mejora en la recuperación en la producción de petróleo pueden ser variadas pero están sujetas a distintos factores siendo fundamental la disponibilidad de dichos gases, es por eso que si bien el trabajo se centra en las propiedades y comportamientos del dióxido de carbono como medio de recuperación, el análisis de otras variantes comparables se vuelve importante como son el N₂, CH₄, LPG (gas metano enriquecido) y mezclas de CO₂ y N₂ en distintas proporciones. El LPG utilizado en este trabajo tiene una composición del 75 % de C1, 15 % de C2 y 10 % de C3, acorde con las proporciones del petróleo que se toma como referencia (sección 2.2). Se busca analizar el impacto de los componentes más pesados (C2 y C3) sobre la respuesta del fluido; sin embargo, se deben tener en cuenta las proporciones del gas disponible para inyectar en cada caso.

Algunas propiedades (viscosidad, densidad, etc.) cambiarán de acuerdo al gas y el comportamiento que puedan tener frente a las características del petróleo in situ que se desea recuperar, dichas propiedades son las que caracterizan a los gases en cuestión y por eso es importante su análisis ceñido a las condiciones de los reservorios. Las condiciones de reservorio pre establecidas que se usarán como referencia en los cálculos serán un factor importante en el comportamiento de estas propiedades, siendo de importancia fundamental las de presión y temperatura.

3.2- Generalidades

3.2.1 Disponibilidad

El dióxido de carbono es el que presenta una mayor cantidad de variantes en las posibles fuentes y que resulta más interesante en cuanto a su impacto en el medio ambiente. Este puede ser producido por diversos procesos: por combustión u oxidación de materiales que contienen carbono, como el carbón, la madera, el petróleo o algunos alimentos; por la fermentación de azúcares, y por la descomposición de los carbonatos bajo la acción del calor o los ácidos.¹³

Comúnmente en algunos lugares el dióxido de carbono se recupera de forma comercial de los gases de hornos de calcinación, de los procesos de fermentación, de la reacción de los carbonatos con los ácidos, y de la reacción del vapor con el gas natural, una fase de la producción comercial de amoníaco.¹³

La atmósfera contiene dióxido de carbono en cantidades variables, aunque normalmente es de 3 a 4 partes por 10.000, y aumenta un 0,4% al año. Es utilizado por las plantas verdes en el proceso conocido como fotosíntesis, por el cual se fabrican los carbohidratos, dentro del ciclo del carbono.¹³

Todas estas fuentes implican la implementación de tecnologías de captura que pueden tener su complejidad y costo es por eso que la forma óptima de obtener el gas a inyectar es a partir de la

producción de los pozos a recuperar, formando un sistema cerrado donde lo producido se vuelve a inyectar.

No todos los pozos tienen producciones con cortes de dióxido de carbono suficiente para generar este sistema cerrado, los datos de composición del petróleo presente en el sistema Vaca Muerta serían tales que no permitirían esta implementación.⁵ Es por eso que una alternativa plausible podría ser su mezcla con otros gases de mayor disponibilidad como el nitrógeno, metodología ya estudiada fundamentalmente en campos convencionales¹⁶. Otra alternativa factible a priori es la utilización de los gases de producción como el metano o su variante enriquecida (LPG), variante que se tendrá en cuenta en el trabajo al realizar análisis con la composición del corte de gases del petróleo ejemplificado para estimar cómo se comportaría en las mismas circunstancias.

3.2.1.1 Fuentes de dióxido de carbono

Como se planteó la disponibilidad de los gases de inyección para realizar los procesos anteriormente explicados es un factor fundamental, dentro de la composición del petróleo producido en la Fm Vaca Muerta los cortes de CO₂ son bajos, es por eso que la factibilidad de un suministro de gas que cumpla con las necesidades tanto técnicas como económicas pasa a ocupar un lugar clave.

En los EE.UU. donde la implementación de la inyección de dióxido de carbono está más extendida e investigada², la producción de dióxido de carbono en los pozos es mucho mayor, por lo tanto, la disponibilidad del mismo permite planificar una inyección cerrada, y limita las variables del costo a la separación del CO₂ de la producción¹². Esto difiere como se explicó a la realidad en la cuenca de Vaca Muerta y por ende a los costos de la inyección de este gas, se le sumarían el costo de captura u obtención, además de los costos de transporte, generando diferencias importantes.

En este contexto el dióxido de carbono parece no ser de las mejores opciones dentro de las posibilidades y de ahí la importancia de analizar otras variantes, una opción tecnológica nueva que podría tener su aplicación en esta zona es la de las pilas de oxycombustión.

El principio de funcionamiento de una pila de oxcombustión es aprovechar la producción de gas de bajo BTU para la reacción química con oxígeno puro. De esta reacción tendremos como resultado energía limpia, nitrógeno, agua de baja salinidad, calor y fundamentalmente una fuente de dióxido de carbono que puede utilizarse para inyectar en el pozo.¹²

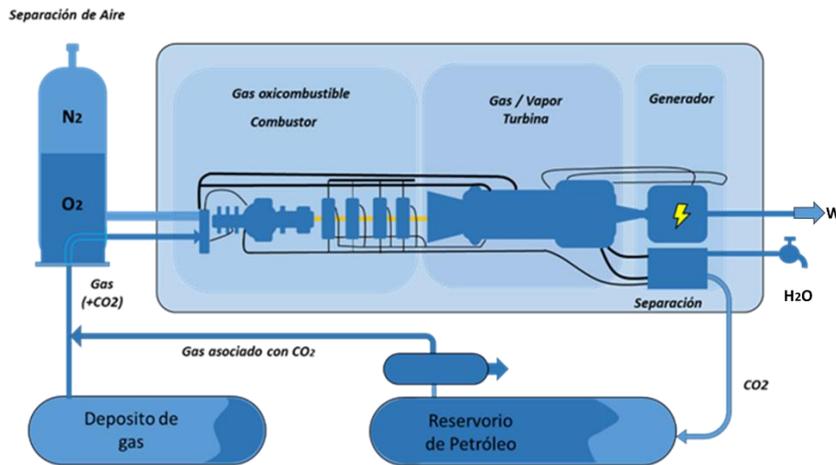


Figura 8: Esquema de funcionamiento de un sistema de Oxidación.¹²

Si bien se tratan de aplicaciones todavía no del todo extendidas, existen estudios que analizan la factibilidad de estas y llegan a la conclusión de que cualquier inversión es menor a los beneficios obtenidos, incluso dentro de la cuenca neuquina.¹²

Para evaluar la implementación de esta metodología hay distintos factores que pueden resultar críticos.

- 1- La capacidad de generación de dióxido de carbono que tenga la instalación de oxidación.
- 2- Existirá una cantidad óptima de petróleo producido donde su aplicación sea factible.

Todo este análisis se puede complementar al estudiar las eficiencias como la relación entre los volúmenes de petróleo obtenidos con los volúmenes de gases inyectados.

3.2.2 Propiedades Físicas

Las condiciones de presión y temperatura a las que se encuentre el CO₂ determinan el estado en que puede presentarse, gaseoso, líquido o sólido. El gráfico de estado correspondiente al CO₂ muestra que, a condiciones normales, es decir a **14,7 PSI** de presión y **60 °F** de temperatura, el CO₂ es un gas que cumple con las características de ser inodoro, incoloro, no inflamable; con una **Gravedad específica de 1,52** con respecto al aire.

El CO₂ es un gas expansible y soluble en varios líquidos y gases, su densidad disminuye con el incremento de la temperatura y esta disminución es más abrupta en comparación a otros gases.

Muchas de las propiedades del dióxido de carbono se muestran en la **Figura 9** de fases, como el punto triple que se ha establecido a -69 °F (-56.56°C) y 60,43 psi. Y las condiciones críticas para el CO₂ se han determinado en 87,8 °F (31 °C) y 1.069,4 psi.¹¹

En las condiciones de presión y temperatura que se especificaron con anterioridad se puede ver en el gráfico que están aseguradas las condiciones de fluido supercrítico (FSC) del dióxido de carbono. Un fluido supercrítico se comporta como un híbrido entre un líquido y un gas, es decir, puede difundir como un gas (efusión), y disolver sustancias como un líquido (disolvente). Los FSC se caracterizan por el amplio rango de densidades que pueden adoptar. Cerca del punto crítico, pequeños cambios en la presión y la temperatura producen grandes cambios en la densidad.¹⁰

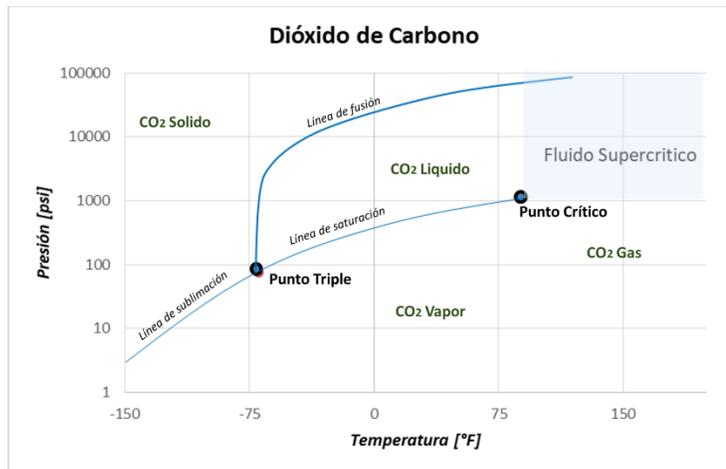


Figura 9: Diagrama de punto triple del dióxido de carbono.^{1,11}

3.2.3 Densidad

La densidad de los gases a utilizar es un parámetro importante en la miscibilidad ya que se estima que entre menor es la diferencia de densidades más favorable es la interacción entre el fluido de reservorio y el gas de inyección evitando fenómenos como el de segregación.¹⁰ Con el objetivo de conocer el comportamiento de las densidades de distintos gases se realizó la simulación de un proceso de expansión a composición constante utilizando el simulador PVTP de Petroleum Expert con los cálculos basados en la ecuación de Peng Robinson, para dos temperaturas específicas (320 °F y 210 °F) seleccionadas a partir de la profundidad y el gradiente de temperaturas (sección 2.1.3) y distintas presiones (15 valores tomados entre los rangos de 1000 psi y 10000 psi) aplicándose a los gases puros CO₂, N₂ y CH₄.

En estas curvas se observa que el dióxido de carbono tiene una densidad ampliamente superior a los demás componentes y es el menos sensible a los cambios de presión. El nitrógeno por otra parte tiene una densidad superior al metano, y ambos aumentan su densidad conforme aumentan las presiones.

Las mezclas de dióxido de carbono y nitrógeno producen curvas muy sensibles a las presiones que son mayores en cuanto mayor es la cantidad de dióxido de carbono. Lo mismo ocurre con curvas simuladas de gas metano combinado con cortes de etano y propano (se usan las proporciones del petróleo estimado 75 C₁, 15 C₂ y 10 C₃ que corresponde a las proporciones de estos cortes presentes en el petróleo analizado) las curvas son iguales a las del metano solo que con valores mayores.

La importancia de las densidades dentro de la miscibilidad y todo el proceso de inyección se reflejará más adelante en el análisis de los mecanismos y demás factores.

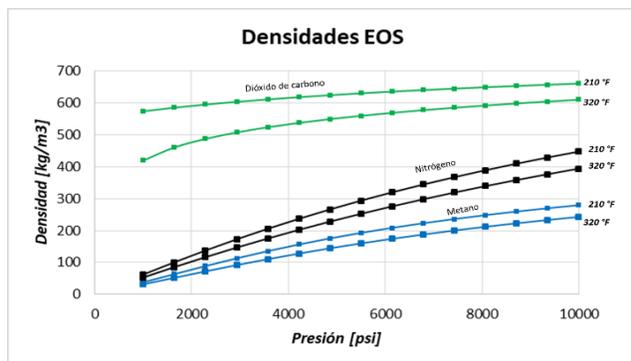


Figura 10: Densidad simulada a distintas presiones para N₂, CO₂ y CH₄.

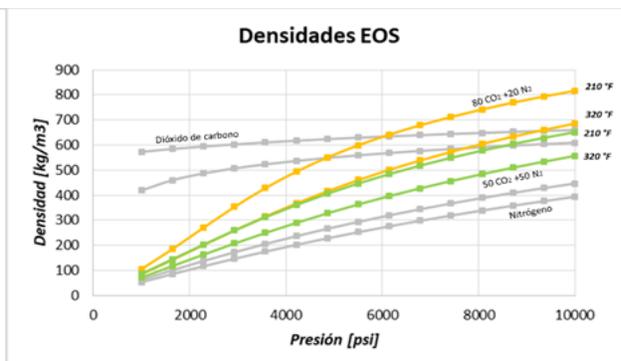


Figura 11: Densidad simulada a distintas presiones para mezclas de CO₂ y N₂.

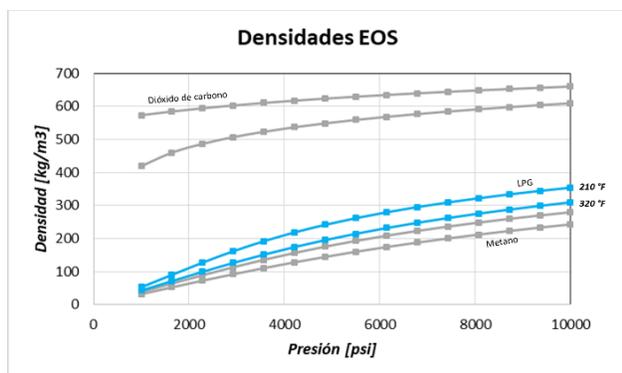


Figura 12: Densidad simulada a distintas presiones para el LPG.

3.2.4 Viscosidades

Las viscosidades de los gases de inyección son importantes entre otras cosas para evaluar su inyectividad y como terminan comportándose en un sistema de mezclas de los gases con el petróleo in situ.

Las viscosidades se simularon²⁴ con los mismos parámetros de presión y temperatura que se establecieron para las densidades. Para esto, lo ideal sería establecer mediante ensayos de laboratorio la correlación de viscosidad que mejor se ajuste al comportamiento del fluido. Sin embargo, para fines prácticos y con el objetivo de estipular los comportamientos del fluido ante la asimilación del gas, se optó por la correlación de Lohrenz-Bray-Clark, que se propone por defecto en el simulador.

Los resultados indican que las viscosidades disminuyen a temperaturas más altas para todos los gases analizados dentro de los rangos de presión establecidos. En estos intervalos, presiones más elevadas dan lugar a viscosidades mayores, siendo el dióxido de carbono el que presenta los valores más altos, aunque muestra una menor sensibilidad a los cambios de presión. En contraste, el metano y el nitrógeno exhiben comportamientos similares y son menos sensibles a las variaciones de temperatura.

La utilización de mezclas influye en las viscosidades, en el caso del gas enriquecido el comportamiento no difiere mucho pero sí su magnitud, en cambio en el caso de mezclas de dióxido de carbono y nitrógeno las viscosidades aumentan considerablemente superando incluso al dióxido de carbono en estado puro para determinadas condiciones.

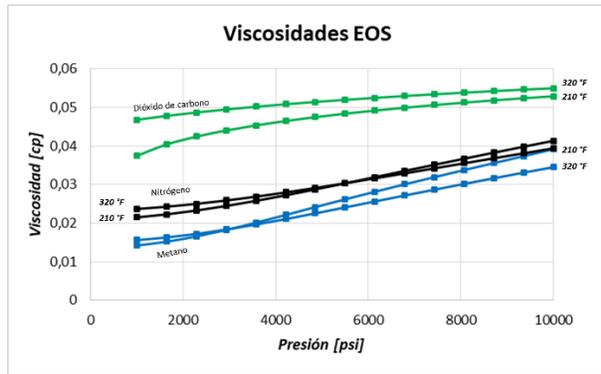


Figura 13: Viscosidad simulada a distintas presiones para CO₂, N₂ y CH₄.

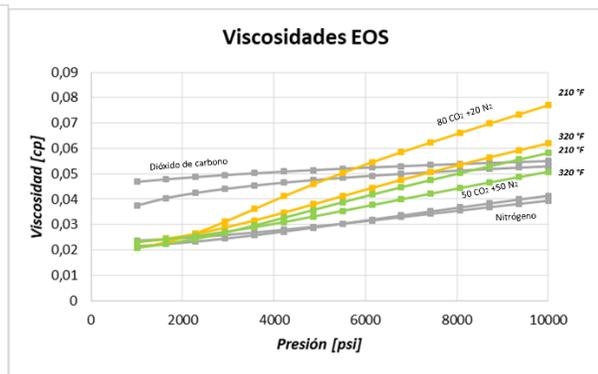


Figura 14: Viscosidad simulada a distintas presiones para mezclas de CO₂ y N₂.

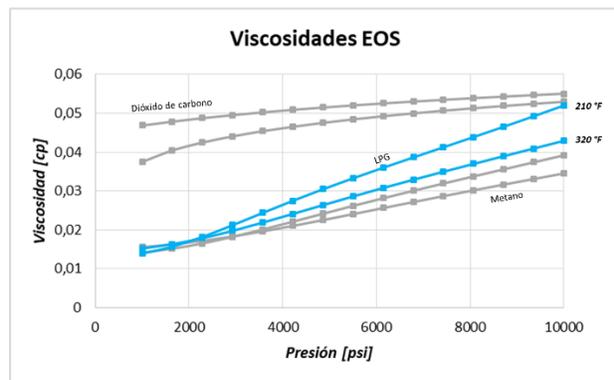


Figura 15: Viscosidad simulada a distintas presiones para LPG.

4- Métodos de recuperación

4.1 Introducción

Las tecnologías aplicadas a la producción de petróleo en yacimientos no convencionales que incluyen la perforación de pozos horizontales en combinación con tratamientos de fractura hidráulica de múltiples etapas han mejorado la recuperación de petróleo. Sin embargo, los factores de recuperación primaria no superan el 10% del petróleo original in situ. Ante esta limitación en la eficacia de los métodos convencionales, se vuelve necesario explorar y aplicar otros mecanismos de recuperación adicionales. La investigación y desarrollo continuo en la industria petrolera buscan mejorar estos factores de recuperación, ya sea mediante la optimización de las tecnologías existentes o mediante la introducción de nuevas técnicas innovadoras.³

Si bien se han estudiado e investigado la aplicación de una gran cantidad de métodos IOR (Improved Oil Recovery) a sistemas no convencionales, la aplicabilidad de estos métodos es un concepto nuevo siendo la porosidad y la permeabilidad parámetros críticos en dicha técnica. Basándose en trabajos experimentales, de simulación y pilotos, entre otros, los métodos IOR potencialmente aplicables en reservorios no convencionales se pueden dividir en métodos químicos, por inundación por agua e inyección de gases, con distintos resultados obtenidos.²

Sea cual sea el método, la matriz ultra compacta y la alta conductividad de las fracturas naturales, características principales de los medios no convencionales, son factores fundamentales que perjudican el éxito en la aplicación de los métodos antes mencionados, considerados como los más prometedores, debido a la forma que afectan en los mecanismos en los que se fundamenta cada uno. La aplicación de procesos de inyección de agua se fundamenta principalmente en el barrido y el aumento de la presión (además de la mojabilidad dependiendo de los aditivos), los procesos químicos en la reducción de la tensión interfacial y el cambio en la mojabilidad,—mientras que los procesos de inyección de gas tienen como mecanismo fundamental la reducción de la viscosidad y la “hinchazón”, entendiendo esta como el aumento del volumen del petróleo debido a la asimilación del gas inyectado.²

Método IOR	Mecanismos
CO ₂	<ol style="list-style-type: none"> 1 Difusión (principalmente en trabajos de laboratorio) 2 reducción de las fuerzas capilares 3 repesurización 4 extracción 5 Hinchamiento y mantenimiento de la presión 6 reducción de la viscosidad del petróleo 7 combinación de algunos de los mecanismos anteriores
surfactante	<ol style="list-style-type: none"> 1 cambio de la mojabilidad 2 reducción de la tensión interfacial 3 mejora de la inyección del agua
NG	<ol style="list-style-type: none"> 1 compresibilidad alta para desplazar el petróleo en la matriz 2 mantenimiento de la presión 3 hinchamiento del petróleo
LSW/Water	<ol style="list-style-type: none"> 1 fracturación 2 efecto osmótico 3 alteración de la mojabilidad por cobertura iónica 4 cambio del pH

Tabla 3: Métodos IOR con sus mecanismos intervinientes.²

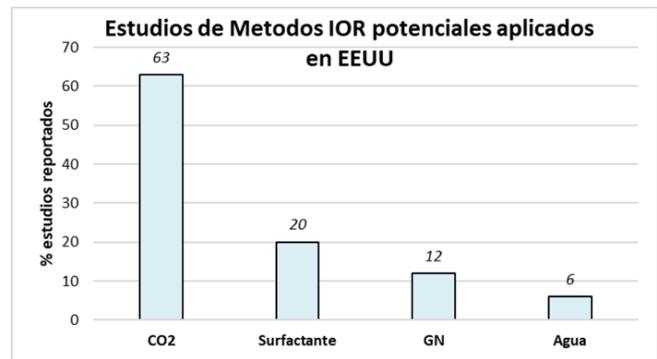


Figura 16: Porcentajes de estudios sobre métodos IOR potencialmente aplicables en medios no convencionales.²

4.2 Métodos de recuperación por inyección de gases.

Los métodos de recuperación por inyección de gas pueden dividirse en procesos inmiscibles y procesos miscibles.³

1- Procesos inmiscibles:

Dentro de los procesos inmiscibles se encuentra la inyección de gas, cuyo objetivo es mantener la presión del reservorio y generar un proceso de barrido. Este método presenta diversas complicaciones, ya que a las dificultades de barrido en un medio con baja eficiencia de contacto e interconexión se suman los problemas de canalización y digitación propios de la inyección de gas.

2- Procesos miscibles

Podemos decir que los procesos que presentan un mayor potencial en la inyección de gas en condiciones miscibles para la mejora del recobro son: el barrido miscible, los procesos WAG y los métodos “Huff and Puff”. Como todo proceso miscible las principales propiedades que se verán afectadas por la inyección son el hinchamiento y la reducción de la viscosidad. En el primer caso como se explicó con anterioridad, las características de conectividad y capacidad de barrido serán fundamentales, siendo éstas especialmente negativas en un reservorio no convencional. Sin embargo, la existencia de fracturas y la aplicación de métodos de fracturación sumado a otros mecanismos dentro de un proceso miscible como son la difusión, la dispersión y las fuerzas capilares forman parte de aspectos positivos del proceso. Estos mecanismos aparecen también en los demás procesos como el caso del WAG que consiste en la inyección de baches de gas miscibles seguidos por baches de agua que “barren” la mezcla de fluidos obtenida y que al contener aditivos puede cambiar la mojabilidad, pero a los

problemas mencionados de conectividad y barrido se suman la complejidad de inyectar agua a medios no convencionales.

Por último, el método de inyección de gas “Huff and Puff” es de los más estudiados y más prometedores^{20, 25} donde se resolverían los problemas de conectividad entre pozo productor e inyector al tratarse de un solo pozo.^{3, 19}

En el capítulo siguiente, se detalla el método “Huff and Puff” al considerarse el más factible, tanto técnicamente como económicamente (A pesar de que hay autores que consideran que los estudios sobreestiman las ventajas de los métodos cíclicos por sobre los demás procesos como de inyección continua²), cabe destacar que en cualquiera de los tres métodos el factor que mayor preponderancia tiene sobre la mejora en la recuperación es el hinchamiento y la reducción de la viscosidad.

5- Métodos HnP

5.1- Introducción

El proceso de “Huff and Puff” se puede definir como la inyección cíclica de un gas (dióxido de carbono u otro) ejecutada utilizando un solo pozo que sirve tanto como pozo de inyección como pozo de producción. Implica tres etapas principales³:

- 1) Convertir un pozo horizontal a un pozo de inyección de gas por un período de tiempo
- 2) cerrar el pozo por un período de tiempo para permitir la absorción del gas, y
- 3) abrir nuevamente el pozo para reanudar la producción.

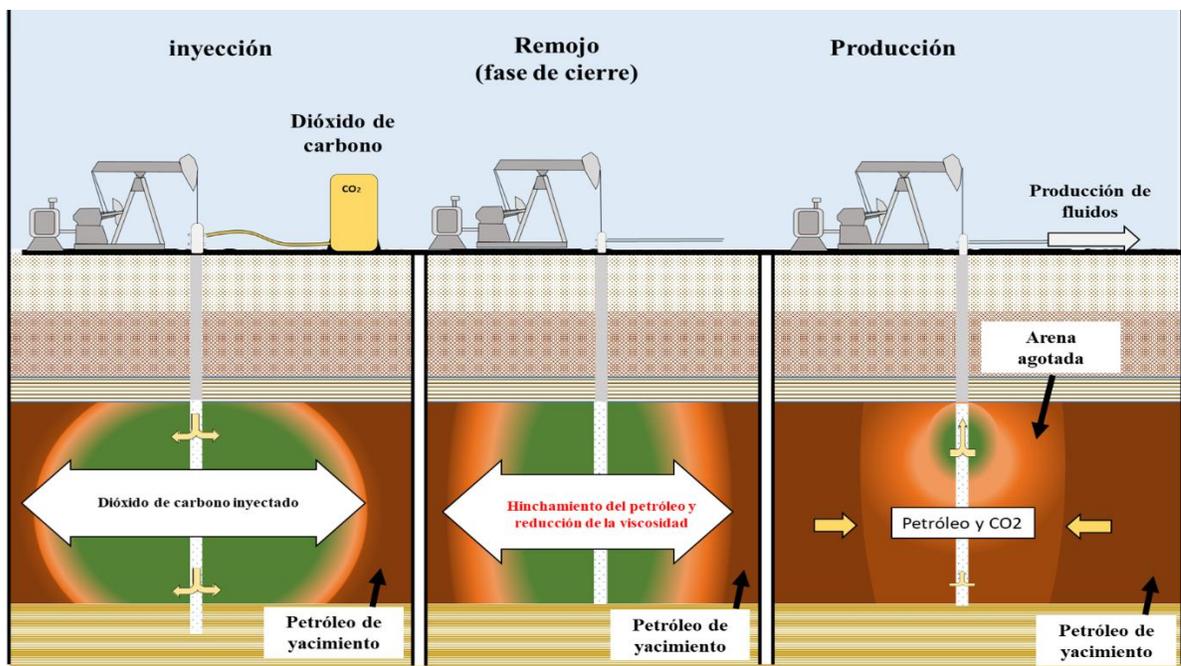


Figura 17: Esquema de un proceso de inyección de CO₂ “Huff and Puff”.³

Durante el proceso de “Huff and Puff”, la inyección de gas tiene como objetivo mantener la presión en los yacimientos por encima del punto de rocío para evitar la formación de condensado y revaporizar el condensado formado a la fase gaseosa. El condensado de gas formado cerca del pozo reduce la permeabilidad relativa y disminuye la producción del pozo.

Como es de esperar hay una cantidad de variables que son materia de estudio, cuya modificación puede implicar la variación en las eficiencias tanto del recobro como económicas. Estas variables se relacionan íntimamente y se analizarán más adelante, son principalmente las presiones de inyección del gas, el número de ciclos y el tiempo de “remojo” (cierre intermedio del pozo).

Existen estudios numéricos que analizan la factibilidad de la aplicación de un esquema “Huff and Puff” los que muestran que de una recuperación primaria con un factor de recuperación de un 8% se puede llegar a aumentar a un 11.4%, es decir que mediante un esquema de inyección de este estilo y optimizando factores de operación (tiempo de inyección, período de remojo, etc.) que se analizarán más adelante, logran un aumento cercano al 50% en el factor de recuperación.²⁰

5-2 Factores de operación

Los parámetros que influyen en un esquema de inyección de este tipo aplicados a medios no convencionales se pueden enumerar en forma parcial, dentro de los que se resaltan: la permeabilidad, porosidad, presión inicial, permeabilidad relativa, saturación crítica de gas, difusión, área de superficie de fractura, tasa de inyección, presión de inyección, tiempo del ciclo, tiempo total de inyección, presión del fondo del pozo, composición del gas de inyección, longitud del pozo.¹⁶

Existen estudios numéricos aplicados a estos esquemas de inyección en yacimientos no convencionales utilizando gas natural como gas de inyección. En estos se destacaron la importancia de: la cantidad de gas inyectado (mayor cantidad de gas inyectado produjo mayor recuperación), la calidad de las fracturas que tuvieron influencia, pero fue de mayor importancia en la recuperación primaria que en la recuperación mejorada y fundamentalmente la importancia del área de fractura (interacción de petróleo/gas a través de la matriz). Estos aspectos no son extrapolables de forma simple a la aplicación de dióxido de carbono, pero su importancia es relevante al analizar los parámetros de operación en un esquema “Huff and Puff”.¹⁷

Los parámetros de operación mencionados anteriormente (presión de inyección, tiempo de remojo y cantidad de ciclos) se relacionan de diferentes formas. Al analizar el área de contacto en el método “Huff and Puff”, la presión de inyección actúa directamente sobre el contacto petróleo-gas. Sin embargo, los demás factores, como el período de remojo (tiempo de cierre del pozo) y el número de ciclos pueden compensar alguna deficiencia en la presión de inyección o compensarse entre sí mismos.

En primer lugar, en el campo se necesitan presiones de inyección altas para garantizar el área de contacto y la difusión del gas por la matriz además de minimizar los tiempos de remojo. Las presiones de remojo cercanas a la presión mínima de miscibilidad (parámetro que se explica más adelante) tienen como efecto un aumento sustancial de la recuperación¹³ a pesar de que esta presión de inyección puede tener su contraparte negativa como se explicará dentro de los mecanismos. Por otra parte, el período de remojo aumenta la recuperación, ya que mayores tiempos garantizan mejor penetración y difusión dentro de la matriz. Por último, la cantidad de ciclos del proceso dependen de las condiciones del medio (heterogeneidad y conectividad) pero pueden compensar la utilización de presiones de inyección más bajas que las óptimas. Además, los estudios de laboratorio aseguran en general que períodos de inactividad cortos (remojo) y mayor número de ciclos es mejor que largos períodos de cierre con menor cantidad de ciclos. Así mismo el proceso de re presurización de cada ciclo es de suma importancia en la recuperación. ^{13, 20}

5-3 Mecanismos HnP

Los parámetros presentados anteriormente se consideran operativos, a éstos hay que sumarle las condiciones del gas que se va a inyectar y otros factores característicos del yacimiento que es necesario analizar porque influyen directamente en cómo actúan en algunos mecanismos que son fundamentales al entender el proceso de miscibilidad.

Las características del yacimiento a analizar son:

- 1- **La naturaleza del gas**, el cual se determinará en la etapa de diseño.
- 2- **La naturaleza del petróleo in situ**, condición que solo se puede trabajar considerando cómo son las interacciones del mismo con los demás parámetros.
- 3- **Las presiones**, las presiones de yacimiento serán determinantes para definir las presiones de inyección que serán el parámetro operativo que se puede variar en la búsqueda de la forma más eficiente de recuperación.
- 4- **Las temperaturas de reservorio**, tienen influencia en los demás factores e importancia dentro de los análisis de miscibilidad y parámetros de recuperación, pero es un parámetro que se toma constante.

Otro parámetro es la condición del medio, que será importante al explicar los mecanismos que ocurren cuando el gas y el petróleo entran en contacto e inician el proceso de miscibilidad. Podemos dividir el paso del gas a través del medio en dos partes: el pasaje por las fracturas y el pasaje por la matriz, ambas condiciones son altamente críticas, fundamentalmente por su influencia en la inyectividad y la conectividad, a pesar de que las fracturas tienen un mayor peso en la recuperación primaria.

El comportamiento del flujo dentro del medio no convencional es explicado a continuación en forma de pasos consecutivos donde en cada paso no solo el medio tiene importancia, sino que también van cobrando relevancia los factores enumerados al comienzo.¹³ La diferencia fundamental que se enfatiza al describir los pasos del mecanismo de difusión por los medios, es que en un medio convencional el flujo es primordialmente a través de la matriz, en los medios no convencionales sucede en un principio a través de las fracturas (por lo tanto influyen las condiciones de las mismas) y luego a través de la matriz, además siendo característicos de estos la baja permeabilidad, entre menor sea la superficie de contacto de la matriz con el gas, más tiempo llevará la miscibilidad.

Los pasos teóricos que ocurrirían en una inyección de gas son:

- 1- El gas penetrando a través de las fracturas
- 2- El gas contactándose con la matriz superficial de la fractura.
- 3- El gas va impregnando y empujando el petróleo presente en los microporos de la matriz.
- 4- El petróleo migra a granel desde los poros de la matriz hacia las fracturas.

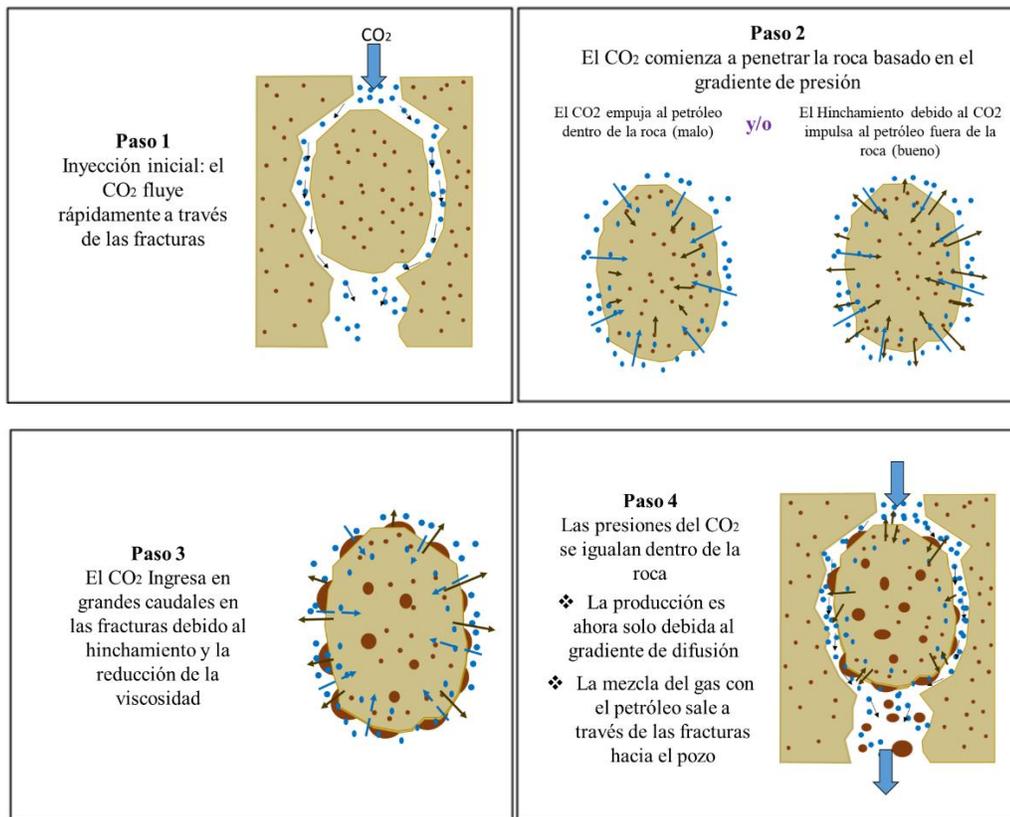


Figura 18: Mecanismos de miscibilidad en un medio no convencional.¹³

Llegado al paso tres, donde el gas ya contacta el petróleo confinado se produce un hinchamiento del petróleo acompañado de una disminución de la viscosidad lo que produce que parte del petróleo de la matriz migre a las fracturas. En esta parte se vuelven fundamentales las interacciones entre el petróleo y el gas. El estudio de los mecanismos que actúan puede ser sumamente extenso (los mecanismos intervinientes son muchos) pero análisis numéricos aplicados a yacimientos no convencionales donde el gas de inyección era metano enriquecido y que se centraron en cuatro mecanismos (vaporización, hinchazón, reducción de la viscosidad, soporte de la presión) concluyeron que para petróleos de bajo GOR el hinchamiento era el más preponderante ¹⁸, lo que aumentaría la importancia del paso 3. La forma en que influyen las proporciones de gas asimilado por el petróleo original sobre este parámetro, junto con la viscosidad se mostrarán más adelante para distintos gases donde se podrá comparar como influye cada gas en estos parámetros.¹⁵

5-4- Mecanismos de recuperación

5.4.1 Hinchamiento

Se realizaron simulaciones²⁴ de las propiedades de hinchamiento para la temperatura de 250 °F (una temperatura intermedia teniendo en cuenta los gradientes de temperatura presentados anteriormente)

para el petróleo original al asimilar distintas proporciones de un determinado gas. Estas simulaciones se realizaron dentro del intervalo de 1000-10000 psi, todos los cálculos de hinchamiento que se presentan en la simulación²⁴ están basados en correlaciones EOS (Peng Robinson) de la densidad teniendo como factor de referencia en superficie el stock tank donde la liberación de gas en superficie es a condiciones estándar de 60 °F y 14.7 psig.

En un primer paso se compararon la asimilación de dióxido de carbono y las mezclas de CO₂ con 10% N₂ y 50% de N₂. Para estas cuatro opciones se simularon mezclas de 10% y 50% con el petróleo original como se muestra a continuación.

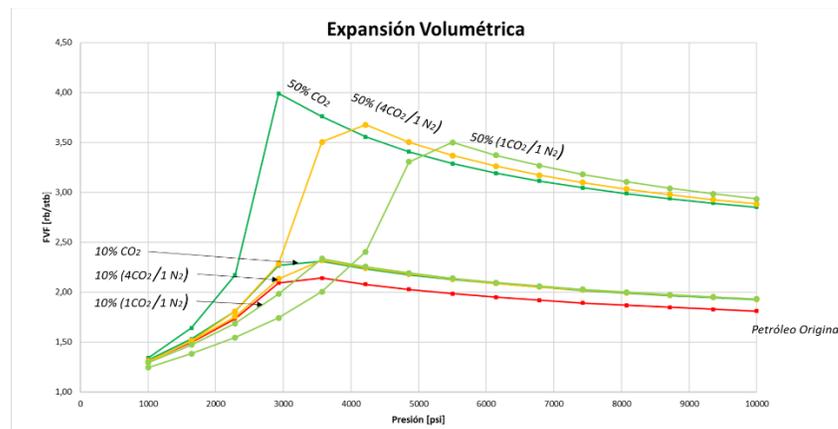


Figura 19: Hinchamiento del petróleo simulado al asimilar distintos porcentajes de mezcla de gas CO₂ y N₂.

Como se observa en el caso de este petróleo las adiciones de 10% tienen resultados similares, podríamos decir que la elección del dióxido de carbono es levemente superior en presiones relativamente bajas pero que no es una mejora sustancial. Para el caso de adiciones del 50% la expansión volumétrica se vuelve sustancialmente mayor cuando se trabaja con CO₂ a menores presiones y siendo ligeramente menor en presiones mayores, por lo menos una vez que las combinaciones de CO₂ y N₂ alcanzan su máximo, lo que ocurre a menor presión cuanto mayor es la concentración del dióxido de carbono.

Entonces se puede deducir:

- La mejor elección entre estas variantes basándose solo en la expansión volumétrica es el CO₂
- Las presiones de operación son importantes a la hora de la elección del solvente.
- Dependiendo de las presiones de operación en cuanto al factor volumétrico, las mezclas de gases son una alternativa viable y su beneficio disminuiría conforme disminuyen las presiones.

Los mismos análisis en las mismas condiciones se realizaron para los casos de gases de metano y metano enriquecido (LPG) en comparación con el dióxido de carbono y el petróleo original como se muestra en la **Figura 20**.

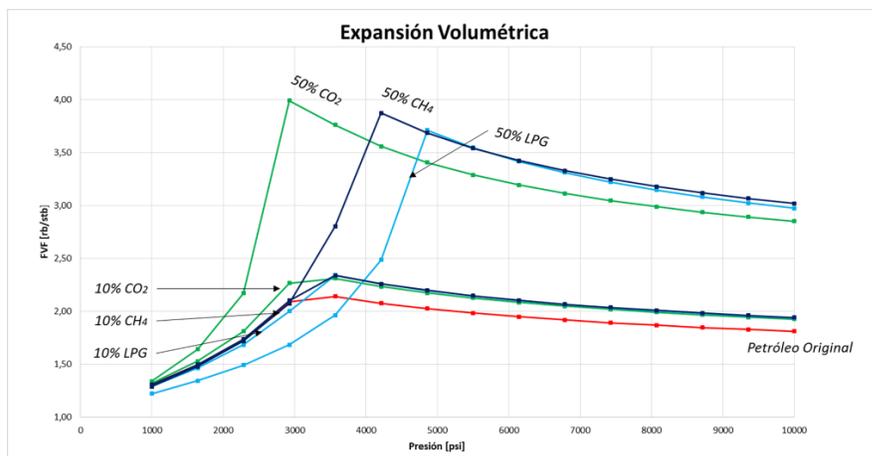


Figura 20: Hinchamiento del petróleo simulado al asimilar distintos porcentajes de gas CO₂, CH₄ y LPG.

Para este caso se pudo observar:

- Para adiciones del 10 % no hubo diferencias sustanciales, por lo que las distintas variantes analizadas tendrían beneficios similares.
- Adiciones del 50% de CH₄ y el LPG presentan valores algo mayores que el CO₂ en el rango de presiones de operación superior.
- En el intervalo de presiones menores el CO₂ tiene factores volumétricos muy superiores al resto de las variantes, comportamiento similar al explicado con las mezclas anteriores.
- El enriquecimiento del metano disminuye la máxima expansión volumétrica posible y esta corresponde a una presión mayor, lo que implica que se requiere más energía para alcanzar la máxima "hinchazón". Además, para presiones mayores, el comportamiento es muy similar para el CH₄ y el LPG.

5.4.2- Viscosidades

Un análisis similar al que se hizo con los factores de expansión se hace con las viscosidades utilizando el mismo petróleo, gases de inyección y parámetros de temperaturas y mediante la misma correlación de viscosidades simuladas en el capítulo 3.

Los resultados muestran que al contrario de lo que se observa con los factores de expansión las viscosidades tienen un comportamiento disímil, pero se puede concluir:

- El dióxido de carbono tiene una respuesta positiva sobre la viscosidad en todas las presiones y proporciones
- En rangos de presiones bajos el metano puede tener una respuesta desfavorable sobre todo al aumentar su proporción, pero una mejor respuesta que otros gases a presiones mayores, nuevamente las presiones de saturación son importantes al suponer un punto de inflexión.

- El nitrógeno en altas proporciones tiene una influencia altamente negativa sobre la viscosidad y la presión de saturación de esta mezcla no favorece la respuesta, en bajas proporciones se obtienen respuestas similares a otros gases en bajas proporciones.

Todo esto queda resumido en los siguientes gráficos para la inyección de distintos gases.

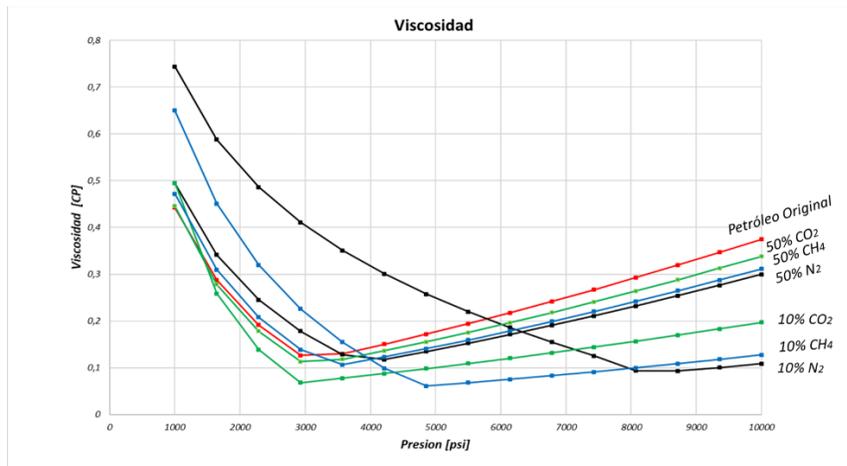


Figura 21: Viscosidad del petróleo simulado al asimilar distintos porcentajes de gas CO₂, N₂ y CH₄.

La combinación de gas CO₂ con N₂ en las proporciones detalladas anteriormente (4/1 y 1/1) resultaran en curvas de viscosidad intermedias que son más estables que las del nitrógeno y que pueden resultar más favorables en algunos casos como muestra la **Figura 22**.

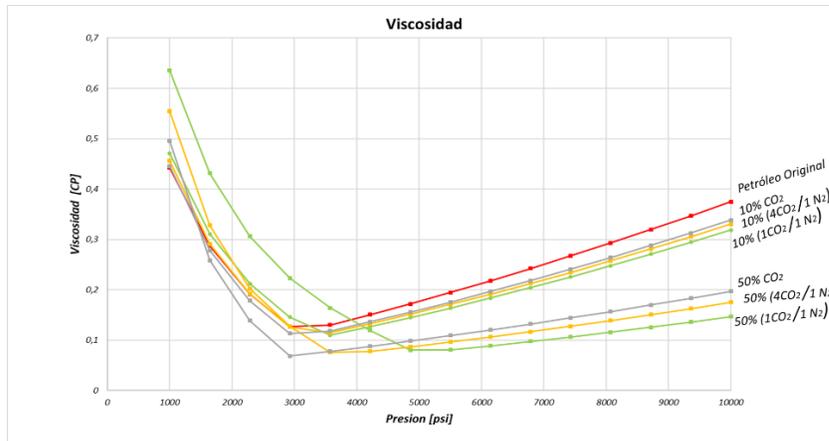


Figura 22: Viscosidad del petróleo simulado al asimilar distintos porcentajes de mezclas de gas CO_2 y N_2 .

Por último, podemos analizar la influencia del enriquecimiento del gas metano sobre la viscosidad, podemos ver que no supone un incremento sustancial de las viscosidades a presiones de operación mayores, y si supone una viscosidad ostensiblemente menor que el metano a las presiones más bajas.

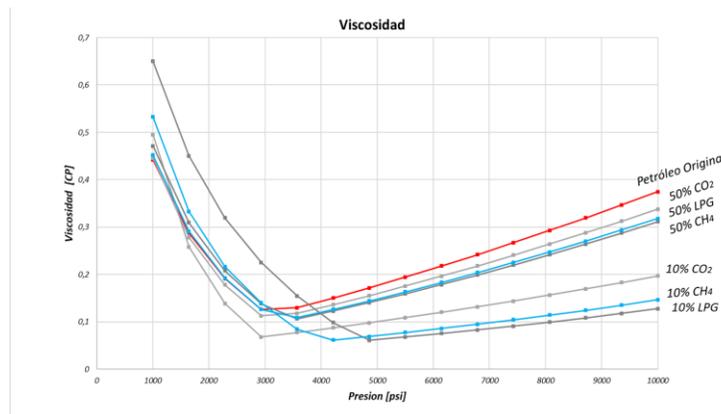


Figura 23: Viscosidad del petróleo simulado al asimilar distintos porcentajes de gas CO_2 , CH_4 y LPG.

5.5- Conclusión

Como se observó, la presión es un factor fundamental, los intervalos de presión de operación y las presiones de saturación de los compuestos obtenidos son determinantes en el comportamiento de las viscosidades y las expansiones volumétricas. Con excepción del nitrógeno puro las distintas variantes de gases de inyección muestran impactos positivos sobre estos parámetros en mayor o menor medida, a

su vez una alta presión puede ser un factor positivo al analizar parámetros aislados pero las presiones de inyección pueden tener algunas reacciones negativas si se analizan dentro de los mecanismos de recuperación al empujar el petróleo confinado hacia el interior de la matriz. Aunque dicho efecto parece no ser relevante enmarca la complejidad del análisis¹⁵ y muestra que el estudio particular de los factores puede no ser estimable sin una verdadera ponderación dentro del proceso en general.

Finalmente, según los resultados experimentales de los trabajos citados, los tiempos de recuperación son más lentos que en los sistemas convencionales (la superficie de contacto es fundamental, como se explicó anteriormente), pero, de todas formas, son eficientes. En el cuarto paso (**Figura 18**), donde disminuye el gradiente de presión y la difusión ocurre fundamentalmente por el gradiente de concentración, el efecto del peso molecular del petróleo adquiere gran importancia. Se observó que los petróleos ligeros son más solubles (forman una nueva fase), y, como consecuencia, se notó que un componente C₇ se recuperó unas 20 veces más rápido que un componente C₂₀ en un proceso de inyección de dióxido de carbono.¹⁵

6- Miscibilidad

Como se explicó anteriormente, dentro de los mecanismos existentes en una recuperación por inyección de gas, el hinchamiento y la reducción de la viscosidad son fundamentales; estos dos efectos se consiguen al inyectar gas de manera que se logre la miscibilidad entre el gas y el petróleo, siendo la temperatura y la presión parámetros que juegan un papel importante. Una forma de estimar el comportamiento de la miscibilidad que tendría la inyección de distintos gases en un petróleo de yacimiento, bajo condiciones esperables en Vaca Muerta, es utilizar representaciones en un sistema ternario.

6.1- Diagramas ternarios.

Dentro del análisis de los fluidos, el petróleo es una mezcla compleja multicomponente que consta de cientos de ellos. Así, si se considera que el petróleo está constituido por "n" componentes, entonces de acuerdo a la ley de GIBBS, sería necesario especificar un número grande de grados de libertad para definir completamente el comportamiento de fases, por lo que el procedimiento resultaría demasiado complicado. Para este fin se recurre a la representación mediante diagramas ternarios de los cambios que ocurren en sistemas de multi-componentes.⁸

Los procesos miscibles dependen de muchos factores, pero centrándonos principalmente en el fluido, se pueden considerar: la presión y la temperatura, altamente dependientes de las condiciones del reservorio, la composición del fluido y la naturaleza del gas de inyección.

Todos estos parámetros se pueden aplicar simplemente al modelo ternario teniendo en cuenta las siguientes cuestiones:

6.1.1- Caracterización de los fluidos en un diagrama ternario.

Los distintos aspectos que se quedan representados en un diagrama ternario que serán importantes en nuestro estudio se pueden resumir de la siguiente manera:

1. Cada diagrama presenta una curva de saturación característica para una presión y temperatura determinada (lo que varía son las composiciones).
2. Las presiones de saturación mayores se reflejan en curvas de saturación que ocupan menor área en el sistema ternario.
- 3- Todo proceso que se representa por fuera de la curva de saturación es un proceso monofásico de un solo contacto.
- 4- Los procesos que atraviesan la curva son procesos de más de una fase y pueden ser miscibles o no.

6.1.2- Proceso de inyección de gases.

Dentro de las posibilidades de recuperación mejorada, dependiendo fuertemente de los parámetros operativos y las condiciones de laboratorio, se pueden establecer distintos tipos de mecanismos según los desplazamientos estipulados: ⁸

- 1- Desplazamientos inmiscibles
- 2- Desplazamientos miscibles
 - 2.1- Miscibilidad de primer contacto
 - 2.2- Miscibilidad de contactos múltiples
 - 2.2.1- Mecanismo de vaporización
 - 2.2.2- Mecanismo de condensación

Sobre los mecanismos de miscibilidad hay distintos aspectos que no necesariamente tienen un consenso unánime, los más importantes se enuncian a continuación:

- Las presiones mínimas de miscibilidad determinan una presión de primer contacto donde dentro de esas condiciones el gas se mezclará con el petróleo en todas las proporciones, según algunos autores estas miscibilidades de primer contacto es imposible que ocurran en las condiciones de inyección dentro de un reservorio, por lo que la presión de múltiples contactos que es de menor magnitud es la que se debería tener en cuenta.²⁷
- Hay trabajos centrados en los mecanismos de miscibilidad múltiple donde descartan la posibilidad de una miscibilidad de este estilo donde el mecanismo sea el de condensación en los sistemas petroleros con las condiciones posibles de los mismos.²⁷
- Contrariamente, otros trabajos explican la complejidad del proceso como un continuo proceso de mecanismos de condensación y vaporización pero que nunca se llega a una miscibilidad de primer contacto.²⁷

Todos estos aspectos pueden escenificar todas las variantes que pueden existir en un proceso miscible y muestran que puede no haber un pensamiento uniforme de como ocurren los mecanismos dentro de un yacimiento petrolero. En general la referencia en este trabajo será la presión mínima de miscibilidad para estimar ciertos aspectos de la recuperación mejorada.

6.1.3- Aplicación.

Las características presentadas en el apartado de caracterización del reservorio son las que se aplicarán en las representaciones de los diagramas ternarios. Algunas consideraciones sobre estos parámetros se presentan a continuación.

- 1- Temperatura: teniendo como referencia los gradientes de temperatura, las curvas generadas corresponderán a una temperatura intermedia de 250°F, se obtienen con la finalidad de un análisis comparativo ya que la temperatura es importante pero no determinante. Sin embargo, debe tenerse en cuenta la íntima relación entre la miscibilidad y la tensión interfacial que puede definirse como la energía necesaria para generar una interface, cuanto menor es esta, menor energía se necesita para lograr la miscibilidad y menor será el crudo residual retenido en el medio poroso, aumentando el recupero de crudo. Dos fluidos que son altamente miscibles necesitarán menor energía para alcanzar la miscibilidad, esta energía dentro de un mismo diagrama ternario donde la temperatura del reservorio se asume constante estará representada por la presión, pero si se analiza la influencia de la temperatura, temperaturas mayores deberían actuar favorablemente en el proceso de miscibilidad.
- 2- Composición del crudo: la misma se representa en los gráficos como un punto rojo, su posición dentro del diagrama depende de los ejes elegidos, por eso su ubicación cambiará de acuerdo con el gas de inyección.
- 3- Gas de inyección: En todos los casos se optó por ponerlo en el vértice superior del diagrama. En los diagramas su ubicación depende de los vértices que se seleccionen en la representación que a su vez dependerán del objetivo con que se plantee el diagrama. Las variantes que se analizarán en este caso son el dióxido de carbono puro, el nitrógeno, el metano y el gas natural enriquecido (LPG).
- 4- Presión: La presión será un parámetro variable y el análisis de la misma estará centrado en su comportamiento dentro del diagrama ternario el que determinará las características de la miscibilidad, donde se podrán observar ciertos parámetros como la presión mínima de miscibilidad expresada anteriormente y que se evaluará con mayor profundidad más adelante.

6.1.4- Análisis

Se generaron las representaciones de las curvas en diagramas ternarios para distintos gases de inyección sujeto a las condiciones que se expresaron en el punto anterior. Dichas representaciones se obtuvieron mediante la simulación²⁴ de distintas curvas de saturación generadas por la correlación de Peng Robinson para la temperatura determinada. Teniendo en cuenta que el sistema de petróleo se divide en tres pseudo componentes entonces mientras se toma fija la relación de dos de ellos se determina la proporción del tercero para una presión de saturación determinada. Estos pasos se repitieron para distintos puntos de manera que quede determinada la curva de saturación dentro del diagrama ternario.

Dióxido de carbono

En el caso del diagrama utilizando dióxido de carbono como inyección, el petróleo se encuentra representado en la base de triángulo, debido a su bajo contenido de CO₂. Las curvas de saturaciones son estrechas y por lo tanto su área en el diagrama no es grande y disminuye en cuanto la presión de saturación aumenta, esto implica que la miscibilidad de primer contacto sea posible a presiones

menores, así mismo se ve que en el caso límite, con una presión mínima de miscibilidad (cuando la recta de unión petróleo-gas sea tangente a la curva, que en el caso presentado ocurrirá en alguna curva intermedia entre las curvas de presión de 2500 y 2600 psi) la mezcla resultante contendría un alto corte de dióxido de carbono representado en un punto cercano al vértice superior del triángulo, del orden del 90%.

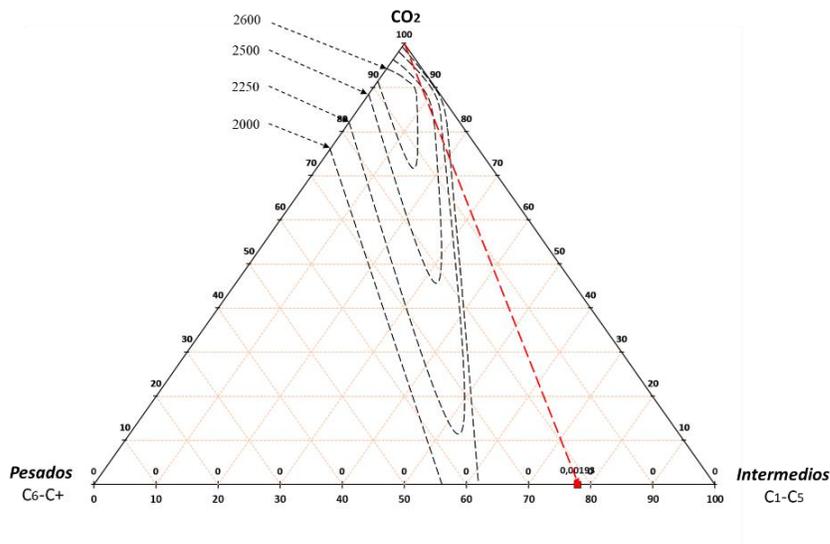


Figura 24: Diagrama ternario para el petróleo en estudio con CO₂ como solvente.

Nitrógeno

En el caso del nitrógeno se observan las curvas mucho más amplias que las del CO₂, lo que significa que ocupan áreas más grandes dentro del diagrama para iguales presiones y considerando la recta de unión entre el petróleo y el nitrógeno de inyección es difícil que pueda darse la miscibilidad de primer contacto a presiones bajas como ocurría en el caso anterior.

Por otro lado, una combinación de los gases de inyección CO₂ y N₂ representaría curvas intermedias dependiendo de las proporciones, lo que permitiría concluir que la adición del nitrógeno empeoraría las condiciones de miscibilidad del dióxido de carbono hecho que se verá más adelante con las presiones mínimas de miscibilidad.

Las magnitudes de las presiones que se observan en el diagrama son ostensiblemente superiores a las del CO₂

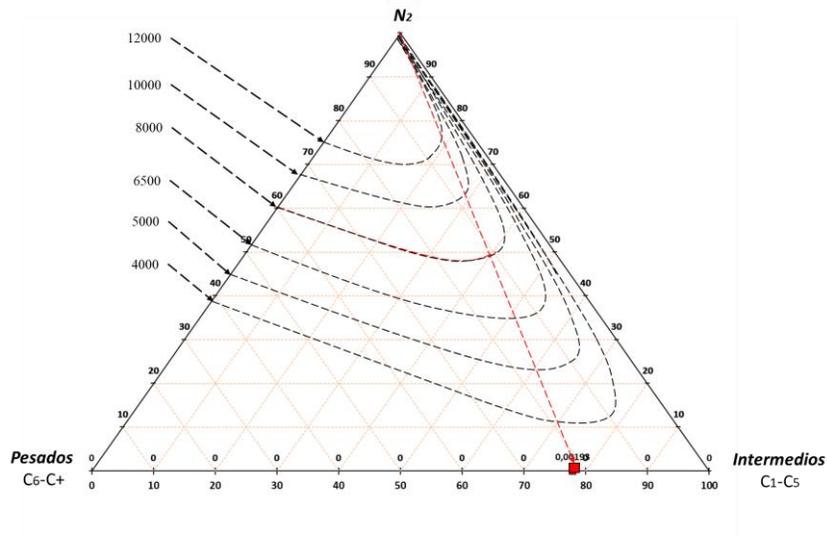


Figura 25: Diagrama ternario para el petróleo en estudio con N_2 como solvente.

Metano

Siendo el gas de inyección CH_4 las curvas si bien son amplias no ocupan tanta superficie del diagrama como las del nitrógeno puro, el petróleo caracterizado al tener alto contenido de metano ocupa un lugar centralizado dentro del diagrama ternario y la miscibilidad es posible a presiones relativamente bajas (o más bajas que el caso del nitrógeno por ejemplo), además la recta de miscibilidad que une el gas con el petróleo atraviesa por la región central del diagrama al contrario de los demás casos que ocupaba una zona más lateral facilitando el contacto tangencial con las curvas, esto provoca que las miscibilidades de primer contacto sean más difíciles en presiones bajas donde la curva de saturación ocupa un lugar más preponderante.

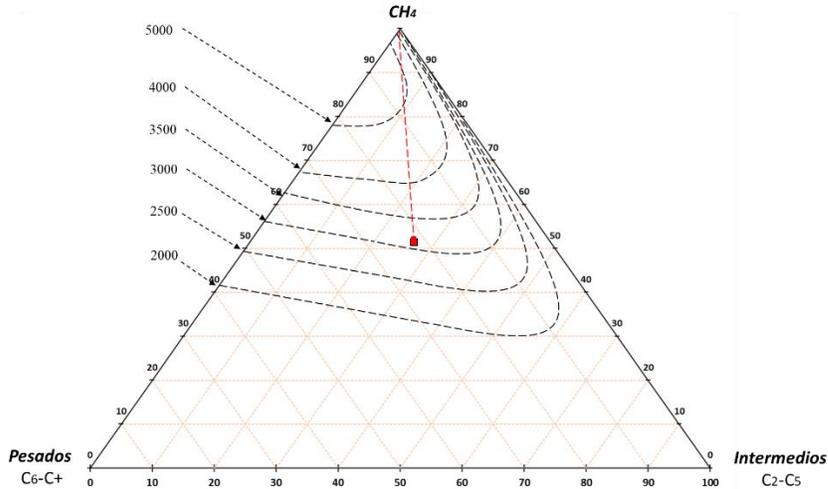


Figura 26: Diagrama ternario para el petróleo en estudio con CH₄ como solvente.

Gas enriquecido (LPG)

Como se observa en el caso del gas enriquecido las curvas son menos estiradas, ocupan menor área que el metano, la representación del petróleo se moverá del centro hacia los costados nuevamente imposibilitando la miscibilidad de primer contacto para casi cualquier proceso que ocurra a presiones que tengan una representación preponderante en el diagrama.

Las presiones donde aproximadamente se produciría la presión de miscibilidad de primer contacto es menor con el enriquecimiento del metano.

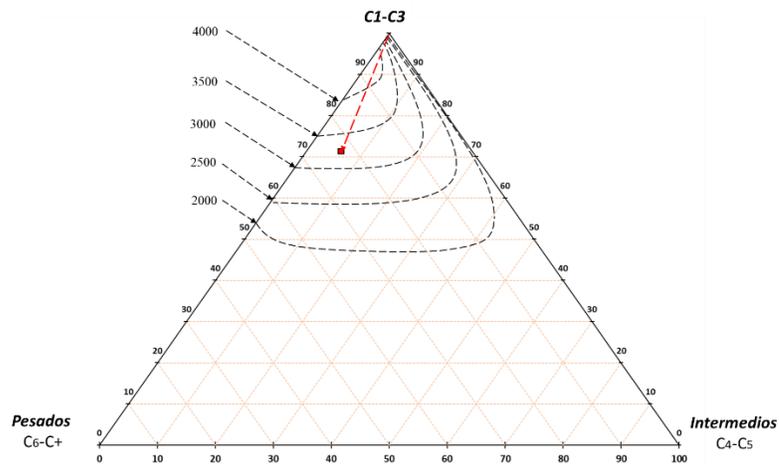


Figura 27: Diagrama ternario para el petróleo en estudio con LPG como solvente.

6.1.5- Limitaciones de los sistemas ternarios

Es importante aclarar que las representaciones pseudoternarias son una forma bastante efectiva de representar los procesos miscibles de forma clara y relativamente simple, sobre todo cuando la miscibilidad que se quiere representar es de múltiples contactos, sin embargo una representación rigurosa supondría la especificación completa de todos los pseudocomponentes en cada fase del diagrama, cuestión compleja al modificarse estos en cada etapa del proceso miscible cuando en este actúan los mecanismos de múltiples contactos.

A medida que se llevan a cabo las etapas de desplazamiento y mezcla, el carácter de los componentes intermedios cambiará del fluido del yacimiento al de la mezcla de desplazamiento. Durante estos pasos, el carácter de la fracción más pesada en el diagrama, en cualquier punto dado también puede cambiar a medida que algunos de estos componentes se vaporizan en la fase gaseosa. La manera en que se producen estos cambios para un reservorio dado dependerá del balance de material particular colocado sobre el sistema en cualquier punto y está determinado principalmente por los flujos relativos de las dos fases.²⁷

Por lo tanto, parecería que cualquier procedimiento de cálculo basado en el concepto pseudoternario tendrá estas limitaciones y deben tenerse en cuenta. Sin embargo los cambios de las fracciones pseudoternarias no siempre tienen el mismo grado y estos cambios están emparentados con las distancias que separan en el diagrama ternario las composiciones del gas de inyección y las composiciones del petróleo de yacimiento, por ejemplo, se espera que las posiciones cercanas al punto de inyección cambiarán el carácter de la fracción pesada debido a la vaporización de C5, C6, etc., más que las composiciones más alejadas.²⁷

Es por esto que el diagrama pseudoternario representa una buena forma de expresar ciertos comportamientos de miscibilidad y es una buena herramienta para estimar el uso de distintos solventes, teniendo en cuenta todas estas consideraciones expresadas anteriormente.

6.2- Presiones de Miscibilidad

La presión mínima de miscibilidad es un parámetro de diseño clave en los procesos de recuperación de petróleo por inyección, ya que es la presión a la cual los gases de inyección se mezclarán totalmente con el petróleo en cualquier proporción, aunque la miscibilidad de múltiples contactos a presiones menores que la mínima de miscibilidad puede ocurrir durante la inyección Huff and Puff (HnP), se considera que no contribuye a la recuperación incremental de petróleo cuya eficiencia se maximiza cuando la presión está por sobre la presión mínima de miscibilidad.²²

Por esto la interacción del petróleo con dichos gases varía según la naturaleza de los mismos dando como resultado distintas presiones de miscibilidad, y siendo las interacciones que generen presiones de miscibilidad más bajas las que garanticen la miscibilidad en intervalos de presiones mayores, por lo que

la naturaleza de dichas combinaciones es de importancia al momento de conocer las implicancias de la elección de un gas de inyección.

6.2.1- Estimación

Como se explicó, conocer la presión mínima de miscibilidad es fundamental en la etapa de diseño de los procesos de recuperación mejorada. Existen distintos métodos para esto, algunos son más precisos mientras que otros tienen mayores incertidumbres, pero pueden llevar tiempos más cortos de estimación y menores costos, sumándole a esto que métodos como las correlaciones deben utilizarse con precaución ya que deben utilizarse en sistemas similares a los experimentados.

Los medios por los que se estiman las presiones de miscibilidad se pueden categorizar en:

- Analíticos
- Numéricos
- Correlacionales
- Experimentales

En general para sistemas convencionales el método más tradicional y confiable es la prueba del tubo delgado mientras que en los sistemas no convencionales no existen actualmente métodos que sean tan importantes como ese. En su mayoría ocurre que las experiencias propuestas ponen un gran énfasis en las características de los medios siendo estos sistemas sumamente complejos donde se debe replicar el impacto de factores como pueden ser las fracturas o los apuntalantes (agentes de sostén) que pueden diferir notablemente de un núcleo a otro. Es por eso que se plantea el uso de una estimación más centrada en los fluidos como se presenta a continuación.⁷

El método propuesto es un método PVT basado en un diagrama de presión-composición que consiste básicamente en la mezcla de una cantidad conocida de gas (disolvente) con una cantidad conocida de petróleo del yacimiento a una temperatura determinada (que debería ser representativa de la temperatura de yacimiento) dentro de una celda en la que se varía la presión aumentando el volumen de la celda y relevando las presiones de saturación de cada composición. La metodología se repite al ir agregando distintos volúmenes conocidos de gas y determinando las presiones de saturación, dichos datos se exhiben en un diagrama de presiones vs composiciones (PX).²²

En estos gráficos se observaría que al aumentar la cantidad de gas en la composición las presiones de equilibrio aumentan hasta alcanzar un punto crítico donde cambia esta tendencia, dicho punto representa la presión mínima a la cual el petróleo de yacimiento y el gas se van a combinar completamente formando un fluido monofásico sin importar la cantidad de gas, lo que se define como presión de miscibilidad de primer contacto.

6.2.2- Aplicación del diagrama P-X

Se aplicará el método de diagrama P-X al petróleo caracterizado cuando se combina con distintos gases probables, los gases considerados para la misma son los gases metano, nitrógeno y dióxido de carbono, además de la mezcla de gases de dióxido de carbono y nitrógeno, y una mezcla de metano con cortes más pesados (etano y propano que llamaremos LPG y es igual a la considerada en los diagramas ternarios). Las presiones calculadas en distintas composiciones se tomaron a una temperatura de referencia de 250 °F bajo el mismo criterio que se estableció en las simulaciones de diagramas ternarios. Las curvas presentadas se obtuvieron simulando el comportamiento del petróleo estudiado adicionándole distintos porcentajes del gas de inyección en cada caso produciendo así curvas de saturación (Peng Robinson) que para la temperatura determinada y proporción de gas utilizada dan una presión de saturación que se establece en la curva.

En el primer caso al aplicar mezcla de dióxido de carbono al petróleo de yacimiento en distintas proporciones se genera la siguiente curva de presión.

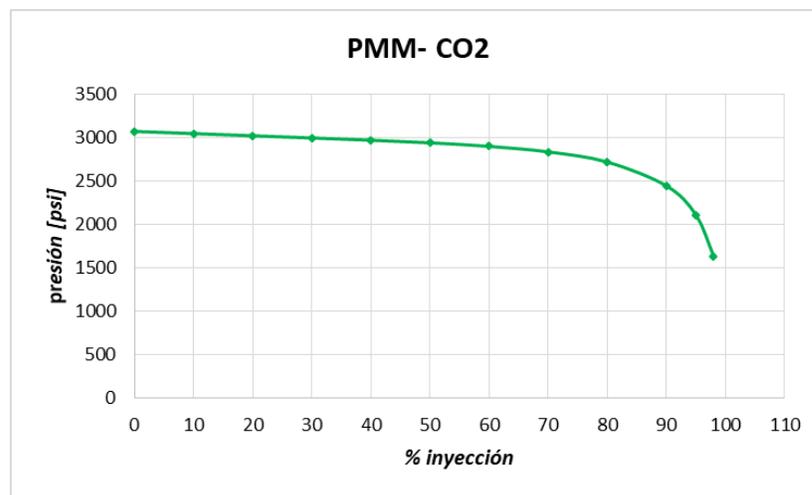


Figura 28: Diagrama P-X para el petróleo en estudio y el CO₂ como solvente.

Como se observa en la curva una adición de dióxido de carbono influye disminuyendo las presiones de saturación, es por eso que la presión de saturación original del petróleo termina definiendo la presión mínima de miscibilidad. Es decir que cualquier presión por encima de la presión de saturación del petróleo garantiza la miscibilidad sin importar la proporción de dióxido de carbono a asimilar.

La gráfica que se obtiene al realizar el mismo procedimiento a un petróleo de yacimiento igual al del caso anterior, pero adicionando nitrógeno (N₂) se presenta a continuación:

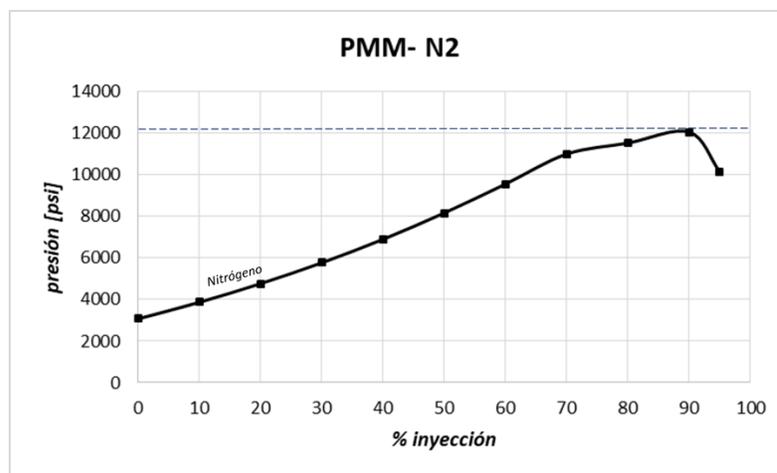


Figura 29: Diagrama P-X para el petróleo en estudio y el N₂ como solvente.

La gráfica muestra que la respuesta de las presiones de saturación a la adición de N₂, siendo esta una curva ascendente a medida que aumenta el nitrógeno en proporción, es contraria a lo que sucede con el dióxido de carbono, las presiones que se alcanzan son elevadas por lo que garantizar la miscibilidad en una inyección de nitrógeno únicamente conllevará a un alto costo energético. El punto crítico de la curva se encuentra cuando la composición de la mezcla tiene una proporción de nitrógeno de alrededor del 90%.

Una mezcla de estos gases (dióxido de carbono y nitrógeno) puede ser utilizable en un sistema de recuperación ya que permitiría disminuir la necesidad volumétrica del dióxido de carbono, el comportamiento de un diagrama P-X se muestra para la combinación de dichos gases en distintas proporciones (25% de proporción de N₂ y 50% de proporción de N₂).

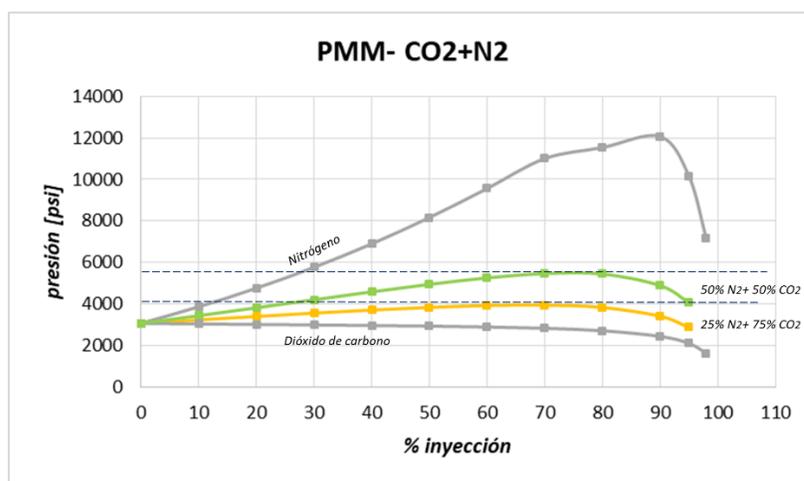


Figura 30: Diagrama P-X para el petróleo en estudio y mezclas de CO₂ y N₂ como solvente.

Como era de esperar las curvas de presiones de equilibrio estarán acotadas por las curvas de dióxido de carbono “puro” y nitrógeno “puro”, es decir que una proporción más alta de nitrógeno resultará en curvas más cercanas a la de nitrógeno y por ende presiones de miscibilidad mínima más altas.

Para completar el análisis y extenderlo a los gases comúnmente usados como inyecciones miscibles aplicamos el mismo método a un gas metano, la curva que se obtiene en el gráfico P-X es la siguiente:

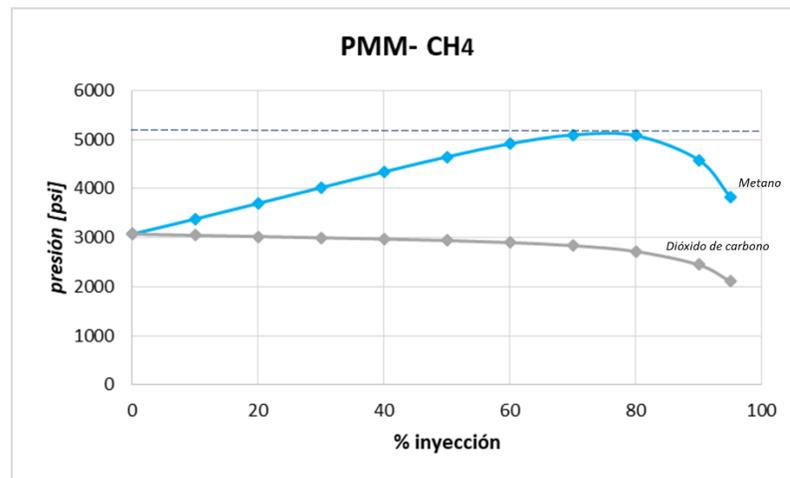


Figura 31: Diagrama P-X para el petróleo en estudio y el CH₄ como solvente.

La curva en este caso es ascendente en cuanto aumenta la cantidad de metano en la composición alcanzando el punto crítico en concentraciones del orden del 70% (con cantidades menores a los de las mezclas de dióxido de carbono y nitrógeno).

Una práctica común es enriquecer este gas o utilizar el gas enriquecido de la producción del pozo, es por eso que se realiza la gráfica de una mezcla de petróleo de yacimiento con un gas que presenta las mismas proporciones que los componentes livianos del petróleo estudiado (metano, etano y propano) como la que se muestra en la siguiente figura:

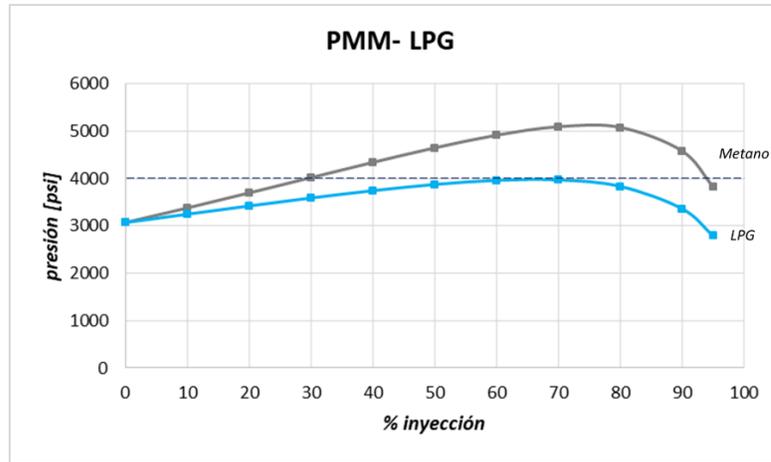


Figura 32: Diagrama P-X para el petróleo en estudio y el LPG como solvente.

Claramente los componentes que enriquecen el gas metano funcionan disminuyendo la pendiente de la curva de P-X promoviendo una disminución en la presión mínima de miscibilidad respecto al metano.

6.2.3- Evaluaciones de las presiones.

Resumen de los resultados de las presiones

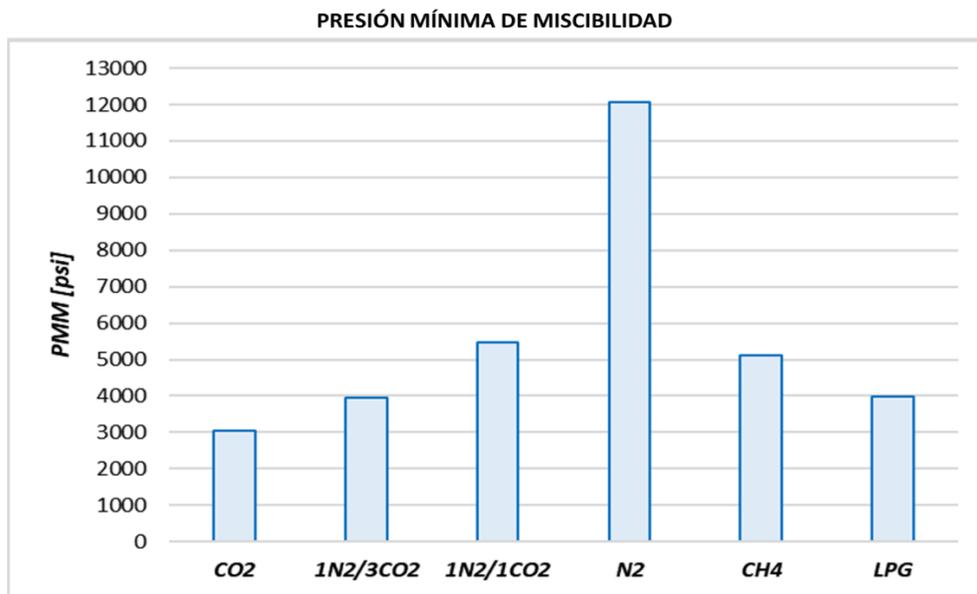


Figura 33: Comparación de la presión mínima de miscibilidad para el petróleo en estudio con distintos solventes.

Las presiones de miscibilidad usando como gas de inyección el nitrógeno son extremadamente altas por lo que el uso de este de forma única no sería recomendable por la alta energía que implicaría

alcanzar dichas presiones. El dióxido de carbono por el contrario tiene presiones de miscibilidad iguales a la presión de saturación del petróleo original a la temperatura dada ya que la adición de mayor cantidad de gas reduce las presiones de saturación, los problemas con el dióxido como pueden ser la disponibilidad o la necesidad de bajar las concentraciones del mismo pueden solucionarse con la combinación de este con nitrógeno lo que elevaría las presión mínima de miscibilidad dependiendo las proporciones de la mezcla y serán intermedias a las presiones del dióxido de carbono y del nitrógeno puros.

Por otro lado, la utilización de metano como inyección tiene PMM mayores que el CO₂ y comparables para la temperatura analizada con las PMM de la mezcla de proporciones iguales de CO₂ y N₂, siendo estas de las más altas obtenidas exceptuando el N₂.

Por último, al aplicar un gas enriquecido LPG con las proporciones similares a la del pozo, se obtiene una baja considerable en la PMM comparada con la que se obtiene al utilizar el CH₄ solo, (una baja del orden del 20%) y comparable con la PMM que se obtiene con la mezcla de 75/25 % de CO₂ y N₂ respectivamente.

6.3 Conclusión

Desde el punto de vista de las presiones mínimas de miscibilidad el gas más favorable es el dióxido de carbono, siendo el nitrógeno puro el más desfavorable alcanzando presiones extremadamente altas.

Factores como la disponibilidad pueden hacer que sea necesaria la mezcla de gases y es así que con una mezcla de CO₂ y N₂ en iguales proporciones pueden obtenerse resultados similares al de la utilización de solo metano.

Una adición menor de N₂ puede arrojar resultados similares al de un gas LPG siendo el enriquecimiento del gas metano un factor favorable mientras que lo contrario ocurre con el CO₂ entre mayor crece la proporción de N₂ en la mezcla.

Como ya se explicó la disponibilidad de los gases es un factor clave, los pozos en la zona analizada de Vaca Muerta no tienen grandes cortes de CO₂ lo que hace que a la hora de pensar en utilizarlo como inyección sea necesaria una mezcla con nitrógeno para morigerar los volúmenes necesarios para la inyección.

Por otro lado, la separación de los gases como el metano de los demás cortes livianos (etano y propano en el estudio) no sería favorable para la PMM desde el punto de vista teórico, por lo que hace que la inyección de los gases enriquecidos sea una de las opciones más factibles fundamentalmente al poder ser estos en su mayoría los gases producidos en el pozo.

7- Estimación de la eficiencia en un proceso HnP

Como fue planteado, existen una gran cantidad de factores que afectan el proceso de recuperación de petróleo en la inyección de gas miscible, muchos de los presentados son particularmente representativos de un esquema de inyección “Huff and Puff”. Estos parámetros característicos se intentaron replicar en ensayos mediante la simulación numérica con el fin de obtener una forma de estimar la eficiencia de un proceso de inyección de estas características aplicado a un yacimiento específico de Estados Unidos.²¹ Esta misma simulación se presentará aplicada al petróleo característico presentado en este trabajo correspondiente a un yacimiento de Vaca Muerta.

7.1 Metodología

La metodología adoptada es aplicar de forma cíclica dos ensayos, primero uno de expansión a volumen constante con caída de presión asociada (CVD) seguido de una inyección de gas a volumen constante (CVI) con aumento de presión asociada, esto se realiza con el objetivo de simular los dos procesos fundamentales de “Huff and Puff”, es decir la “inhalación o inyección” y el “soplido o producción”.²²

7.2- Parámetros

Los parámetros de yacimiento que se tienen en cuenta a la hora de realizar la experiencia son:

- a- La presión de yacimiento: para esta se tienen en cuenta los gradientes de presiones. Los yacimientos no convencionales suelen tener presiones asociadas altas en comparación con los convencionales lo que es positivo, característica que se cumple en el yacimiento Vaca Muerta (ver caracterización), esto es importante a la hora de determinar una presión de inyección y resalta la relevancia del momento dentro de la vida productiva del pozo donde se comience la inyección, afectando en forma directa la eficiencia del método de producción aplicado. Con el fin de conocer el comportamiento que tendría la estimación de la eficiencia presentada se toma una presión dentro del intervalo posible de **8000 psi** que representaría la presión inicial teórica del yacimiento.
- b- La presión de fondo de pozo: es la presión considerada mínima que se alcanzará en el ensayo al final de la expansión y comienzo de la inyección, al no contar con datos reales se tomó una presión de **1000 psi** de forma estimativa.
- c- El fluido: la variación de los petróleos hace que la experiencia cambie sustancialmente como se puede ver por ejemplo en la evolución de los puntos de saturación durante la experiencia que se muestran más adelante, en este trabajo se toma un fluido caracterizado según su composición, el mismo pertenece a un petróleo real existente en un yacimiento de Vaca Muerta pero solo a modo gráfico ya que su representatividad puede estar sujeta a estudio.

- d- Gas de inyección: el gas de principal interés es el dióxido de carbono y luego se analizará lo que sucedería si se mezclara con N₂. Aunque el trabajo en el que se basará el cálculo se ocupa principalmente de gas enriquecido (lo llamaremos LPG), aclara que puede aplicarse con distintos gases²². Es por esto que para ilustrar de mejor forma se realizó además de con dióxido de carbono con un LPG con una composición similar al gas presente en el petróleo original in situ (para aproximarse a lo que podría ser una reinyección del gas producido) y con las mezclas mencionadas de CO₂ y N₂ en una proporción de 4-1 respectivamente.

7.3- Resultados de simulaciones

Las simulaciones que se realizaron²⁴ fueron basadas en la metodología de la experiencia expresada en el punto 7.1, comienza con la carga de los compuestos del petróleo en estudio definido en la sección 2.2.1 de caracterización del mismo donde lo primero que se determina es la presión de saturación de este (basado en Peng-Robinson). A partir de esto se realiza la simulación²⁴ de un proceso de expansión a volumen constante (CVD) en dos pasos de 15 intervalos cada uno, el primero desde la presión inicial establecida hasta la presión de saturación calculada en el paso anterior, y una segunda expansión igual, esta desde la presión de saturación hasta la presión final de la experiencia. (las presiones iniciales y finales son las especificadas en la sección de parámetros).

Luego de calculada la primera expansión quedan determinadas las densidades del fluido en cada intervalo del proceso mediante el uso de EOS. Se asumió que se partió de una cantidad inicial de fluidos $n_i = 1$ mol, y tomando la densidad inicial de la composición (a las condiciones iniciales establecidas) queda determinado un volumen inicial que será el que se asume como constante de la celda durante toda la experiencia. Mediante la simulación CVD se determinaron los volúmenes de petróleo producido en los dos pasos mencionados, asumiendo que los volúmenes de petróleo objetivo son los correspondientes a los componentes de C₆ y superiores. Al finalizar el procedimiento completo queda la composición del petróleo simulada en el interior del cilindro teórico y su masa.

La masa de fluido que queda en el cilindro se lleva a las condiciones iniciales del proceso mediante una simulación²⁴ de compresión a composición constante para determinar el volumen que ocupa en dichas condiciones, donde el resto del volumen del cilindro que quedó libre por la masa de fluido producida es reemplazado por una cantidad de masa de gas de inyección de volumen equivalente en las condiciones iniciales del cilindro.

Todas estas magnitudes volumétricas simuladas se corresponden con las necesarias para los cálculos que se presentan a continuación.

7.3.1- Presión de saturación

A medida que transcurre el experimento la composición dentro de la celda irá variando y la presión de saturación va cambiando, en el caso expuesto en el trabajo en el que se basa la simulación realizada²² las presiones de saturación aumentan conforme aumentan los ciclos, sin embargo, un comportamiento

similar no se observa en el caso del petróleo de nuestro estudio debido justamente a las características del mismo, cuestión que será clave en el estudio posterior de los parámetros de eficiencia.

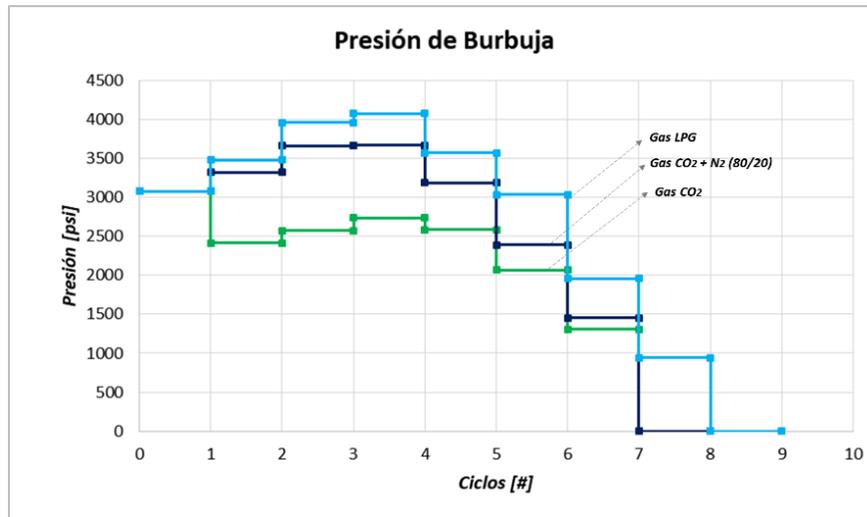


Figura 34: Evolución de la presión de burbuja en el experimento para el petróleo en estudio con distintos solventes.

Sin importar el gas de inyección que se utilice, el comportamiento resulta similar, pero con diferencias sustanciales, podemos dividir la respuesta de la presión de saturación durante la experiencia en tres partes, una primera parte donde la tendencia de la curva es incrementar dicha presión alcanzando un máximo que en los tres casos ocurre al llegar al tercer ciclo, una segunda parte donde comienza una tendencia de la curva decreciente hasta hacerse nula, esto ocurre en el séptimo ciclo excepto en el caso del LPG que llegaba al octavo ciclo. Por último, en la tercera parte las curvas de saturación ya tienen un cricondentérmico menor a la temperatura de referencia, por lo que todo punto de presión estará en una región monofásica. La región uno y dos no aparecen reflejadas en el trabajo original²² lo que demuestra las diferencias en la aplicación a condiciones de yacimientos diferentes.

Otra diferencia que también se reflejó en los cálculos de la presión mínima de miscibilidad es que la presión inicial en la inyección de dióxido de carbono en el primer ciclo es menor que la original y durante todos los ciclos permanece con un valor menor que la misma.

Estas características de las curvas envolventes se reflejarán en el cálculo del levantamiento relativo por mezcla que se expresa a continuación.

7.3.2- Levantamiento por mezcla.

En el experimento existen dos tipos de mecanismos de recuperación, el levantamiento por mezcla que ocurre cuando las presiones son mayores a la presión de saturación y el levantamiento por vaporización que se observa cuando la presión está por debajo de la presión de saturación.²²

Si el intervalo de presiones está siempre por encima de la presión de saturación entonces se considera que la eficiencia de mezcla es del 100% mientras que si está por debajo de la presión de saturación se considera una eficiencia de mezcla del 0%. Lo que ocurre en las simulaciones

realizadas en otros trabajos²² es que con el aumento de los ciclos las presiones de saturación son siempre ascendentes (cosa que no ocurre en el caso estudiado como se muestra en la **Figura 34** lo que supone que la eficiencia de mezcla va disminuyendo provocando menores eficiencias.

El levantamiento relativo de mezcla se calcula mediante:

$$R_{mix,l} = \frac{N_{p,mix,l}}{N_{p,l}}$$

Donde $N_{p,l}$ es el petróleo superficial acumulado producido durante el ciclo l, y $N_{p,mix,l}$ es el petróleo superficial acumulativo producido por el ciclo del mecanismo de mezcla l. Este último se calcula por:

$$N_{p,mix,l} = \begin{cases} \sum_{i=1}^N \Delta N_{p,mix,i}, & p_{cell,i} \geq p_{sat}^* \\ 0 & , p_{cell,i} < p_{sat}^* \end{cases}$$

Donde $\Delta N_{p,mix,i}$ es el petróleo superficial producido en la etapa i de CVD, y el $p_{cell,i}$ es la presión en la etapa i de CVD.²²

Entonces aplicándolo al petróleo en cuestión para los diferentes gases en estudio, se obtiene la **figura 35**:

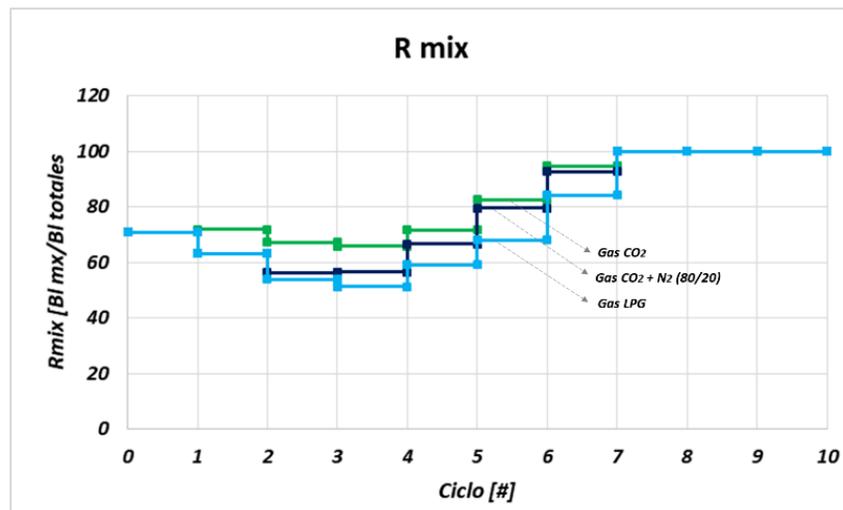


Figura 35: Evolución del levantamiento relativo por mezcla en la experiencia para el petróleo en estudio con distintos solventes.

Se observa como el levantamiento por mezcla tiene una forma consecuente con el comportamiento de la presión de saturación, se observan tres sectores de la curva, en el primero el R disminuye, en el segundo va aumentando hasta llegar a la tercera parte donde es todo del 100%.

El dióxido de carbono tiene un R mayor que las otras variantes en todos los ciclos, el LPG tiene disminuciones más pronunciadas que los demás es decir que su levantamiento por mezcla será menor en los primeros ciclos hasta llegar al 100% en el séptimo ciclo (tener en cuenta que la presión de mínima de la experiencia es de 1000 psi y está por encima de la presión de saturación en el ciclo siete dando R de 100% a pesar de no haber superado el cricondentérmico).

7.3.3- Factor de recuperación

El factor de recuperación representa la cantidad de petróleo producido respecto a la cantidad original, asumiendo los cortes de petróleo mayores a C_6 como la producción objetivo, las mismas se calculan como:

$$N = \frac{n_i z_{i,C_6+} M_{C_6+}}{\rho_{C_6+}}$$

Siendo N la cantidad de petróleo original al comienzo de la experiencia, n_i son los moles iniciales en la celda PVT, m_{C_6+} es la masa-, ρ_{C_6+} es la densidad de masa-, M_{C_6+} es el peso molecular-, y z_{C_6+} es la fracción molar de todos los componentes iniciales de n_{C_6} y más pesados. El factor de recuperación después de L ciclos se calcula mediante:

$$RF_o = \sum_{l=1}^L \frac{N_{p,l}}{N}$$

Los factores de recuperación al aplicar los distintos gases de inyección se expresan en el gráfico a continuación:

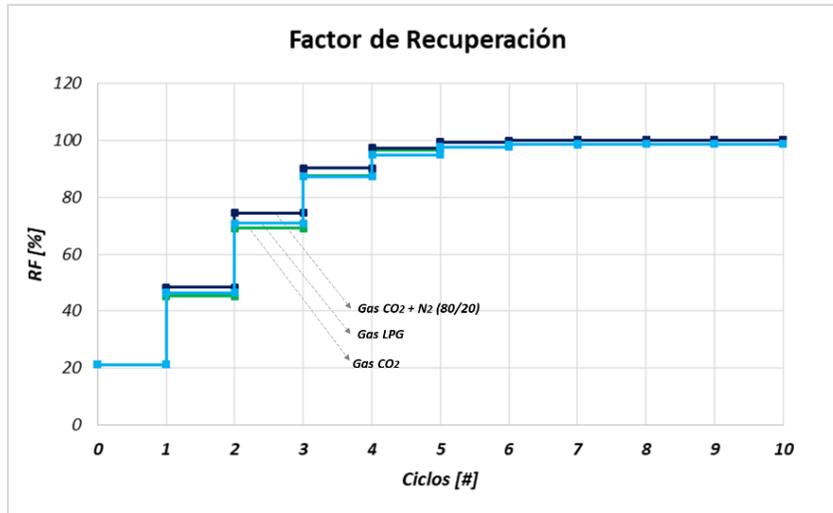


Figura 36: Evolución del factor de recuperación en la experiencia para el petróleo en estudio con distintos solventes.

Se observan comportamientos similares en los tres casos con una leve mejora en la mezcla de dióxido de carbono y nitrógeno, pero fundamentalmente se observa que en los primeros ciclos se alcanzan valores de recuperación alta, en el cuarto ciclo ya se alcanzan valores de recuperación por encima del 90%. Desde el punto de vista del RF no cambiaría demasiado la utilización de otros gases aparte del CO₂ lo que haría factible el uso de estas variantes.

7.3.4- Eficiencia EOR (E_{HnP})

Finalmente se define el parámetro KPI que es una forma planteada para medir la eficiencia de un proceso HnP que consiste en relacionar los volúmenes de petróleo incremental producido (stb) con los volúmenes de gas inyectados (MMscf). Es decir que se cuantifica el aumento por costo.

El volumen de gas inyectado en cada ciclo del proceso se calcula mediante:

$$G_{inj,l} = v_g n_{g,inj,l}$$

Donde v_g es el volumen molar del gas en condiciones estándar (379,4 scf/lbm mol | 23,69 Sm³/kmo1) y $n_{g,inj,l}$, son los moles inyectados en el ciclo l.

El petróleo incremental producido se calcula en primer lugar asumiendo que el corte pesado de los hidrocarburos C₆₊ representa el petróleo objetivo

$$N_{p,l} = \frac{m_{C_{6+},l}}{\rho_{C_{6+}}} = \frac{n_{p,l} z_{p,C_{6+}} M_{C_{6+}}}{\rho_{C_{6+}}}$$

Donde $n_{p,l}$ son los moles totales producidos, Z es la fracción molar correspondiente a la parte más pesada del petróleo que tienen como mínimo el hexano, $M_{C_{6+}}$ y $\rho_{C_{6+}}$ es el peso molecular y la densidad de la misma fracción.

Entonces la eficiencia mencionada para L ciclos ²² se mide mediante

$$E_{HnP} = \frac{N_p}{G_{inj}} = \frac{\sum_{l=1}^L N_{p,l}}{\sum_{l=1}^L G_{inj,l}}$$

Al aplicar estos cálculos a los distintos gases de inyección utilizando los datos provistos por la experiencia se obtienen los siguientes resultados, **Figura 37**.

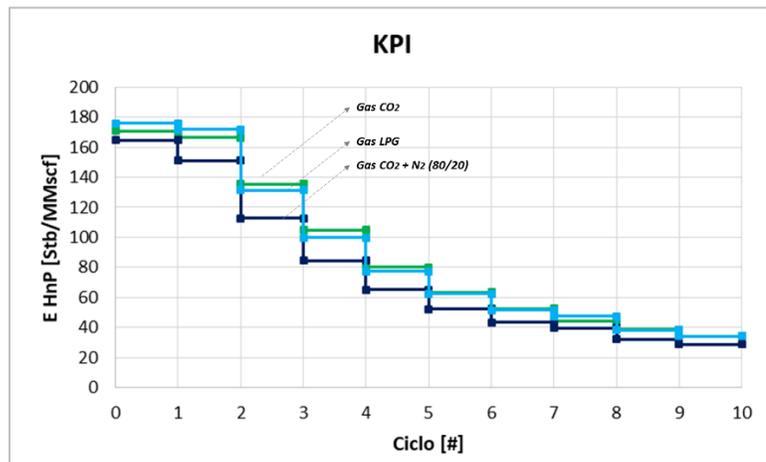


Figura 37: Evolución del levantamiento relativo por mezcla en la experiencia para el petróleo en estudio con distintos solventes.

Se puede observar como la eficiencia baja a medida que avanzan los ciclos, es decir que cada vez se inyecta más gas para obtener un incremento de producción menor, podemos apreciar que la utilización de dióxido de carbono en los primeros ciclos tiene una eficiencia ligeramente mayor, y no se observan diferencias ostensibles entre la inyección de CO_2 y LPG, no así al utilizar mezclas de dióxido de carbono con nitrógeno donde la diferencia es mayor.

En general se considera que un valor de la relación entre el volumen de gas inyectado y el volumen de petróleo producido menor de 10 (MMscf/stb) tanto para yacimientos convencionales como no convencionales es eficiente¹⁷, es decir que sería un E_{HnP} menor de 0,1 stb/MMscf, que tomado como parámetro de referencia es un valor muy inferior al que resulta en los cálculos.

7.4 Conclusiones

1- En este trabajo no se cuenta con datos disponibles para poder realizar validaciones, las mismas pueden hacerse mediante datos de pozo y/o de datos de laboratorios, es por eso que las conclusiones del mismo son limitadas y de carácter absolutamente teórico, siendo el aspecto comparativo el más relevante.

2- Existen otro tipo de validaciones que se utilizan en otros trabajos²² como son los balances de materiales hacia atrás y hacia adelante, así como la comprobación mediante los factores de equilibrio K.

3- El experimento considera algunos de los aspectos presentes en el método “Huff and Puff” pero muchos otros no se ven reflejados como el transporte del gas, característica de los medios, fracturas, etc. Es por esto que a la hora de analizar de forma cuantitativa los valores arrojados por la experiencia hay que considerarlo como una cota superior de recuperación por su aspecto idealizado.

4- Los resultados de la eficiencia demostrarían que no hay tanta diferencia entre la aplicación de una mezcla de gas LPG y el uso de CO₂, mientras que para una mezcla CO₂ + N₂ la eficiencia puede ser menor. Hay que tener en cuenta que, al analizar los demás parámetros como el factor de recuperación, esta baja de eficiencia se debería a la necesidad de un mayor volumen de gas lo que llevaría a la necesidad de realizar un análisis de costo/beneficio al decidirse por la utilización de nitrógeno como gas de mezcla.

8- Conclusiones Finales

- Los trabajos citados fueron realizados en distintas formaciones que tienen características que pueden diferir notablemente tanto entre ellas como con la formación Vaca Muerta, esto expone la complejidad de extrapolar los resultados obtenidos por estos estudios, tanto a la hora de estudiar los mecanismos donde aspectos como la matriz, fracturas, porosidades, permeabilidades, etc. son preponderantes como al estudiar otros parámetros como las presiones y temperaturas, que son importantes en los resultados de las estimaciones.
- El dióxido de carbono tiene características que lo hacen especial y puede ser en ciertas circunstancias la mejor opción técnica a la hora de realizar una recuperación mejorada, sin embargo, hay aspectos que condicionan su uso, siendo fundamental la disponibilidad. Si no se dispone de producciones con altos cortes de este gas, su obtención puede ser un limitante tanto desde el punto de vista de la necesidad volumétrica como del costo. Los estudios de aplicación de dióxido de carbono en Estados Unidos se realizaron en sitios donde la producción de los pozos es alta, una realidad que difiere a la de los pozos de Vaca Muerta lo que suma una variante de estudio a la hora de implementar un proceso de recuperación mejorada de este estilo.
- Sumado a la variante de la obtención existe un hecho no abordado en el trabajo pero que tiene fundamental importancia para ser desarrollado, y es el carácter corrosivo del CO₂ lo que implica un estudio del impacto tanto operativo como económico.
- Existen distintos tipos de recuperación mejorada que pueden aplicarse, pero según los estudios de inyección de gas en un medio no convencional lo más recomendable y estudiado parecería ser la inyección mediante un esquema “Huff and Puff”, y es a priori lo que se esperaría que obtenga mejor resultado en Vaca Muerta.
- Los mecanismos que ocurren en un proceso miscible son múltiples y no hay un consenso absoluto en cómo ocurren y la ponderación de cada uno. Según el criterio de algunos trabajos, la importancia de esto se ve reflejada en la discrepancia entre los trabajos de laboratorio y los de campo, es por eso que es necesario un estudio más exhaustivo de estos en el caso particular de Vaca Muerta para establecer de forma más precisa una valoración adecuada de estos mecanismos para tener una mejor estimación sobre el impacto en el campo.
- Los diagramas ternarios pueden ser una forma sencilla de entender los mecanismos que intervienen en el proceso de miscibilidad dentro de los parámetros establecidos del yacimiento. Si bien la precisión y las limitaciones de estos diagramas son considerables, se pueden estimar magnitudes como la PMM y los comportamientos posibles de los fluidos, lo que permite extraer comparaciones y conclusiones sobre cómo actuarán los fluidos bajo ciertas circunstancias. Se puede decir en este caso que el uso del nitrógeno puro es prohibitivo si se quiere llegar a una miscibilidad de primer contacto, así como que el uso de dióxido de carbono es más favorable que otros en ese sentido (como el metano puro). En cuanto a las mezclas, el dióxido de carbono con

el nitrógeno actuaría de forma desfavorable desde el punto de la miscibilidad de primer contacto que se quiere alcanzar, mientras que una mezcla del metano con cortes más pesados actuaría de forma favorable.

- La presión de miscibilidad es un factor altamente importante en la estimación de los procesos de recuperación mejorada miscible. Existen muchos ensayos y estimaciones, en general las estimaciones ceden precisión en pos de acortar los tiempos, sin embargo, a la hora de aplicarse a los medios no convencionales no existen métodos establecidos como en los medios convencionales.

El método de estimación P-X es una forma sencilla de calcular la PMM utilizada en el trabajo. Como se especificó anteriormente, la PMM de CO₂ es igual a la presión de saturación del petróleo original, mientras que las otras variantes presentan PMM mayores. Esto implica que, además de los factores del reservorio, como la temperatura y la naturaleza del petróleo, la elección del gas de inyección es fundamental y está ligada a la presión de inyección, la cual, a su vez, dependerá de las presiones del reservorio y, de manera implícita, del momento de la vida del pozo en el que se comenzará a aplicar el proceso de EOR.

Debido a esto nuevamente se puede concluir que la inyección de CO₂ es altamente favorable, pero también, dependiendo de las condiciones de inyección y del reservorio las mezclas de dióxido con nitrógeno o la utilización de LPG son factibles.

- El método que se propone para estimar la eficiencia de un ciclo de inyección de gas refleja los aspectos más importantes que existen en un esquema "Huff and Puff", pero nos brinda un valor extremadamente optimista, por lo que debe tomarse como una cota superior. Más allá de la magnitud de los resultados obtenidos se puede concluir que el método es altamente sensible al petróleo que se asume como representativo del reservorio, el gas inyectado según los resultados no tiene grandes discrepancias en la eficiencia, pero sí se observan eficiencias algo superiores en CO₂ y LPG sobre todo en los primeros ciclos.
- Es recomendable profundizar los estudios teóricos, simulaciones y conclusiones prácticas llevándolos a ensayos y experiencias aplicadas a las condiciones y características del reservorio de Vaca Muerta, para así terminar de comprobar algunas de las conclusiones teóricas extraídas del análisis presentado en este trabajo.

9- Bibliografía

- 1- Aizprua, C (2006): Estudio de la capacidad del campo petrolífero “Ayoluengo” para el almacenamiento de CO₂ combinado con un proceso EOR (*Tesis, Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Escuela Superior Politécnica del Litoral*)
- 2- Alfarge Dheiaa, Iraqi Ministry of oil, Missouri University of science and Tecnology; Wei Mingzhen y Bai Baojun, Missouri University of science and Tecnology. IOR Methods in Unconventional Reservoirs of North American: Comprehensive Review . *SPE-185640-M S*.
- 3- Álvarez, C. Introducción a los mecanismos implícitos en procesos de recuperación mejorada. *PDVSA Intevep (2006)*.
- 4- Askenazi Andrés, Biscayart Pedro, Cáneva Matías, Montenegro Soledad y Moreno Marcos, YPF S.A. Analogía entre la Formación Vaca Muerta y Shale Gas/Oil Plays de EEUU. *Society of Petroleum Engineers*.
- 5- Cismondi Martin, Tassin Natalia G., Canel Carlos, Rabasedas Francisco and Gilardone Carlos. PVT experimental and modelling study of some shale reservoir fluids from Argentina. *Brazilian Journal of Chemical Engineering. Vol. 35, No. 02, pp. 313 - 326, April - June, 2018*.
- 6- *Diario Rio Negro*-24/01/2024 suplemento de energía- <https://www.rionegro.com.ar/energia/gracias-a-vaca-muerta-argentina-tuvo-la-produccion-de-petroleo-mas-alta-en-17-anos-3371280/>
- 7- Dindoruk Birol, Shell International E&P Inc.; Russell Johns, Pennsylvania State University and EMS Energy Institute; Orr Franklin M., Stanford University. Measurement of Minimum Miscibility Pressure: A State of the Art Review . *SPE-200462-MS*.
- 8- Efofodomi E.A., Cavazzoli G., and J.D. Estrada, Schlumberger; and J. Peano, Tecpetrol. Investigating the Critical Geological and Completion Parameters That Impact Production Performance. *URTeC 1576608*.
- 9- Enqi Fu, Weida He - The development and utilization of shale oil and gas resources in China and economic analysis of energy security under the background of global energy crisis - *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology (2024)*.
- 10- Espinosa Aguirre Edgar Germán Estudio de la factibilidad para la implementación del sistema de inyección de dióxido de carbono (CO₂), Huff and Puff, en campos maduros. *Universidad central de ecuador facultad de ingeniería en geología, minas, petróleo y ambiental - Escuela de ingeniería en petróleo*-Trabajo de Grado presentado como requisito parcial para optar el Título de Ingeniero de Petróleos (2013).
- 11- Galindo Morales María Fernanda, Suancha Robayo Diego Alejandro - Evaluación técnica y financiera de la inyección de CO₂ como método de recobro mejorado en el segmento-e del campo Norne por medio de un modelo semi-analítico. *Fundación universidad de américa facultad de ingeniería programa de ingeniería de petróleo Bogotá, d.c. 2019*.
- 12- Gallo Gonzalo; Puliti Raúl.; Torresb Rodolfo.; Eleonora, Erdmann-Ec. CO₂ EOR with insitu CO₂ capture, a neuquina basin oxycombustion case study. CT&F - *Ciencia, Tecnología y Futuro Vol 10, Num 2 December 2020*.
- 13- Gamadi T.D., Sheng J.J., Soliman M.Y., Menouar H, Watson M.C., Emadibaladehi H, Texas Tech University. An Experimental Study of Cyclic CO₂ Injection to Improve Shale Oil Recovery- *SPE-169142-MS*.
- 14- Grasso Sebastián, Turo Fernando (VYP Consultores S.A.), Crotti Marcel (INLAB S.A.), Olmos Sebastián, Hoffmann Matías, Pons Lucas (Tecpetrol S.A.), Grinestaff George y Barden Chris (Shale IOR LLC). EOR en no convencionales, Pruebas de laboratorio, diseño y modelado de un proceso de inyección de gas en Vaca Muerta. *Petrotecnia • 4 – 2023*.
- 15- Hawthorne Steven B., Gorecki Charles D., SPE, Sorensen James A., SPE, Steadman Edward N., Harju John A., Energy & Environmental Research Center; Melzer Steven, SPE, Melzer Consulting - Hydrocarbon Mobilization Mechanisms from Upper, Middle, and Lower Bakken Reservoir Rocks Exposed to CO₂. *SPE 167200*.
- 16- Hao Hongda, Hou Jirui, Zhao Fenglan, Huang Handong, Wang Zhixing, Liu Huaizhu, Jidong. Feasibility study of gas-eor using CO₂ and N₂ mixture in a heavy oil reservoir: experiments and pilot test. *CMTC-552521-MS*.
- 17- Hoffman B. Todd, Reichardt David. Montana Tech. Quantitative Evaluation of Recovery Mechanisms for Huff-n-puff Gas Injection in Unconventional Reservoirs. *URTeC: 147*

- 18- Hoffman B. Todd, Reichardt David.** Montana Tech. Sensitivity Analysis of Cyclic Gas Injection Recovery Mechanisms in Unconventional Reservoirs. **URTeC: 2933**
- 19- Iddphonce Raphael, Wang Jinjie, Zhao Lin (2020).** Review of CO₂ injection techniques for enhanced shale gas recovery: Prospect and challenges. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*.
- 20- Kanfar MS, Ghaderi SM y Clarkson CR, Universidad de Calgary; MM Reynolds y C. Hetherington, Ferus Inc.** A Modeling Study of EOR Potential for CO₂ Huff-n-Puff in Tight Oil Reservoirs - Example from the Bakken Formation **(2017) Paper Number: SPE-185026-MS.**
- 21- Lanusse, I., Garcia, D., Di Benedetto, M., Bottesi, G. 2012.** Vaca Muerta Formation: From World Class Source Rock to World Class Shale Play. American Association of Petroleum Geologists. *International Conference 2012, Buenos Aires.*
- 22- Mydland S., Carlsen M.L., Whitson C.H.** The Gas Huff-n-Puff PVT Experiment. **URTeC: 5016**
- 23- Mydland Stian, NTNU, Whitson AS; Iliya Yusra, Whitson AS; Curtis Hays Whitson, NTNU, Whitson AS; Mohamad Majzoub Dahouk and Mathias Lia Carlsen, Whitson AS.** Gas EOR Processes in Tight Unconventionals. **SPE-200396-MS.**
- 24- Simulador PVTP,** perteneciente a **Petroleum Expert.**
- 25- Shoaib Shehbaz, SPE, Montana Tech, and B. Todd Hoffman, SPE, drc.** Consulting CO₂ Flooding the Elm Coulee Field. **SPE 123176.**
- 26- Sigismondi Mario E. Petrobras Energía S.A., Neuquén, Víctor A. Ramos Facultad de Ciencias Exactas y Naturales, Universidad de Buenos Aires.** El flujo de calor en la Cuenca Neuquina. *Petrotecnia-febrero, 2009.*
- 27- Zick A.A., ARCO Oil & Gas Co.** A Combined Condensing/Vaporizing Mechanism in the Displacement of Oil by Enriched Gases. **SPE 15493**