

Potencialidad del EOR con CO₂ en reservorios de baja permeabilidad de la cuenca Neuquina

Gonzalo Gallo, ITBA, ggalloji@itba.edu.ar

Eleonora Erdmann, ITBA, erdmann@itba.edu.ar

Sinopsis: La cuenca neuquina cuenta con un alto potencial para el desarrollo de recuperación terciaria con CO₂. Su petróleo liviano favorece los proyectos de EOR miscible o “*near-miscible*” dadas sus presiones mínimas de miscibilidad plausibles. Existen reservorios de baja permeabilidad en Neuquén que representan una oportunidad particular para el EOR con CO₂ por sus altos niveles de petróleo remanente y dificultad de aplicación de otros métodos de EOR.

Se corrieron simulaciones composicionales de Slim Tube y de CO₂ *flooding* en un reservorio característico para analizar la viabilidad de estos proyectos y caracterizar la influencia de la temperatura, composición del solvente y presión de inyección. Los resultados son prometedores mostrando altas recuperaciones de petróleo y disminución del corte de agua dentro de un marco técnico-económico viable.

INTRODUCCIÓN

La industria del petróleo en Argentina se encuentra en un momento desafiante donde se debe estimular la producción local en un entorno económico complejo y un cambio de paradigma dentro de los marcos políticos y sociales, que busca energías cada vez más sustentables. En ese contexto y al tener un enorme potencial para la captura y secuestro del dióxido de carbono (CCS), la recuperación terciaria con CO₂ tiene la capacidad de aumentar significativamente la producción de yacimientos maduros y disminuir en gran escala las emisiones de gases de efecto invernadero. Efectivamente, los proyectos de CCS en Argentina tienen mayor capacidad de mitigación que todas las otras medidas y fuentes alternativas de energía combinadas.¹

Desde su pico en 1998, la producción de petróleo en Argentina disminuyó un 35% a su valor mínimo en casi 25 años (gráfico 1). Muchos yacimientos argentinos se encuentran maduros con una recuperación secundaria avanzada y altos cortes de agua. Esto se manifiesta en la necesidad de importar crudo, principalmente liviano,

similar al que se encuentra en la cuenca neuquina (gráfico 2).

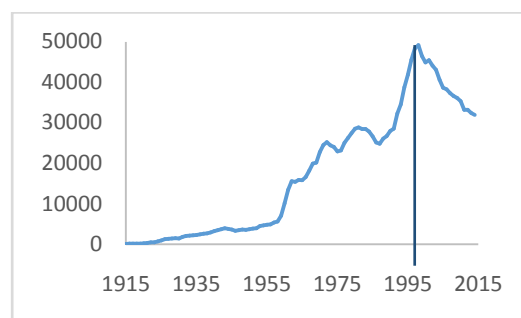


Gráfico 1: Producción histórica de petróleo en Argentina (miles de m3), fuente IAPG

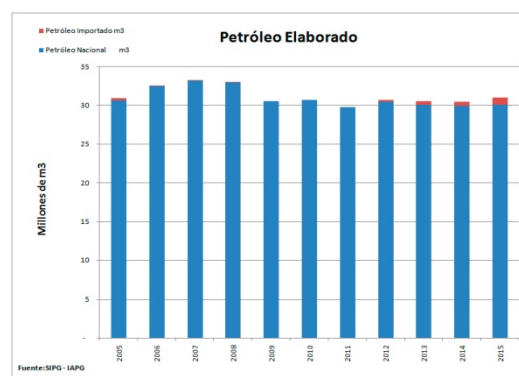


Gráfico 2: Volúmenes de petróleo elaborado nacional e importado, fuente IAPG

Aunque existan acciones por aumentar la producción mediante proyectos de petróleo no convencional, se debe considerar cada

vez más la implementación de *Enhanced Oil Recovery* (EOR). En los últimos años se observaron esfuerzos por efectuar proyectos de recuperación terciaria en el país focalizándose principalmente en EOR químico como polímeros y Alkaline-Surfactant-Polymer (ASP). En Argentina se encuentran pocos proyectos de EOR con CO₂ en la bibliografía, y son principalmente de gas inmiscible con niveles elevados de metano.

El caso más destacado es el de Chihuido de la Sierra Negra, donde se llegó a la instancia de etapa piloto. Se estudió la inyección del gas de producción de ChSN constituido por 65% mol de CO₂ con la posibilidad de expandir el proyecto con gas de Puesto Molina con una pureza del 90% de CO₂.² Se ensayaron las formaciones Avilé y Troncoso Inferior con un *Water Alternating Gas* (WAG) demostrando el potencial de este tipo de proyectos. Sin embargo el piloto fue interrumpido por un *break through* temprano, atribuido a la segregación gravitacional del gas.³

Adicionalmente se estudió a nivel laboratorio y de simulación composicional, la viabilidad de un WAG inmiscible con CO₂ con 85% de pureza en Puesto Hernández con resultados técnicos y económicos alentadores.⁴

En este trabajo se busca mostrar el potencial de esta tecnología para la cuenca neuquina, con énfasis en reservorios de baja permeabilidad donde el EOR con CO₂ aparece como prometedor frente al EOR químico que encuentra limitaciones técnicas.

Limitaciones del EOR químico en reservorios de baja permeabilidad

La inyección de gas miscible o inmiscible suele ser la primera opción de recuperación terciaria en reservorios de baja permeabilidad dadas las limitaciones que presenta el EOR químico en estos casos⁵. Los problemas más significativos del EOR químico en reservorios de baja permeabilidad suele ser la adsorción en el

caso de los surfactantes y la retención en el caso de los polímeros. Las rocas de baja permeabilidad suelen tener arcillas y otros materiales cementantes que aumentan la adsorción de químicos y poros pequeños que favorecen el entrapamiento mecánico de polímeros de moléculas largas. La depositación de químicos en la roca conlleva a fenómenos de *face/formation plugging* disminuyendo la permeabilidad e inyectividad en el reservorio y poniendo en riesgo el éxito económico-técnico del proyecto. Inclusive sin *plugging*, el aumento de la viscosidad del polímero afecta negativamente sobre la inyectividad en el reservorio y tiene que ser analizada cuidadosamente. Cabe considerar que la utilización de moléculas más pequeñas podría mitigar este problema⁶. En el caso de los surfactantes, estos también pueden generar emulsiones que disminuyen la inyectividad.

La inyección de fluidos viscosos además puede fomentar la creación de fracturas las cuales ayudarían a mejorar la inyectividad a costas de una disminución de eficiencia volumétrica de barrido.

EOR con CO₂: Mecanismos de recuperación

La recuperación terciaria con CO₂ presenta las siguientes características:

- Disminución de la viscosidad del petróleo por disolución de CO₂
- Hinchamiento del petróleo por disolución del CO₂ aumentando su volumen y por ende su recuperación
- Reducción de las tensiones interfaciales entre el gas y el petróleo

La reducción de las tensiones interfaciales (TIF) depende principalmente de la presión, temperatura y composición del solvente y el petróleo. Aunque en todos los casos de EOR con CO₂ las TIF son reducidas, en el caso de inyección por encima de la MMP las TIF son teóricamente nulas. La disminución de las TIF está linealmente

relacionada con el efecto de las presiones capilares⁷.

$$P_{cap} \propto TIF / \text{Radio de Garganta Poral}$$

Ecuación 1, Presiones capilares en función de las TIF y tamaño de las gargantas porales

Utilizando el Numero Capilar como método de caracterización del comportamiento del fluido en el reservorio, se observa que para reservorios de baja permeabilidad y tamaños de poros pequeños la disminución de las TIF juega un papel importante en el proceso de EOR. Al tener poros pequeños, baja permeabilidad y bajas viscosidades de fluido, las presiones capilares en estos reservorios son dominantes sobre las fuerzas viscosas.

$$NC = (\mu U) / \sigma$$

Fórmula 2, Numero Capilar en función de la viscosidad (μ) y velocidad del fluido (U) y las presiones capilares (σ)

Por estas razones se sugiere la recuperación terciaria con CO₂ sobre otras tecnologías en estos reservorios y se recomienda buscar minimizar las TIF inyectando CO₂ de alta pureza a presiones por encima de la MMP para garantizar la miscibilidad en la mayor parte del reservorio.

Conjuntamente, la mezcla de fluido base CO₂ que se genera, contiene mayor cantidad de componentes pesados en función de la disminución de las TIF. Esto trae ventajas significativas dado que el fluido aumenta su densidad y viscosidad disminuyendo los efectos de segregación gravitacional y *fingering* viscoso.

METODOLOGÍA

Fluido y Presión Mínima de Miscibilidad

La cuenca neuquina cuenta con petróleo liviano conveniente para los proyectos de EOR con CO₂. Por su composición, este petróleo presenta presiones mínimas de miscibilidad moderadas entre 115 y 175 Bar lo que lo hace apto para barridos miscibles o *near-miscible*.

Para este estudio se utilizó un petróleo liviano de 35 grados API. Su MMP se determinó mediante un ensayo de *Slim Tube* donde se observó una presión de miscibilidad de 122 Bar. En los simuladores CMG WINPROP y GEM se modeló el ensayo de *Slim Tube* para determinar su comportamiento en función de la composición del CO₂ y la temperatura del reservorio. En GEM se construyó un modelo composicional de *Slim Tube* 1D donde se adecuaron las propiedades para ajustar al ensayo de laboratorio. Adicionalmente se calculó en WINPROP el valor de la presión de miscibilidad de la muestra *First Contact Miscible* de 140 Bar a 54°C mediante el *Multiple Mixing Cell Method*.

Tabla 1: Propiedades del Slim Tube

Propiedad	Valor	Unidad
Longitud	12.18	m
Porosidad	38.7	%
Permeabilidad	14.6	mD
Temperatura	54	°C

Para el estudio de MMP en función de la composición del CO₂ se tomó al metano como único componente adicional del gas solvente. En este caso se observó un comportamiento casi lineal (dentro del margen considerado) con un aumento de la MMP de 36 Bar/10% CH₄ (gráfico 3).

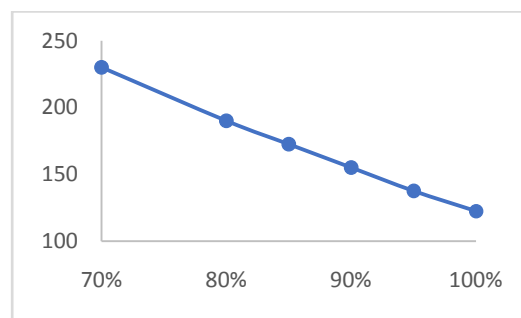


Gráfico 3: MMP(Bar) vs pureza del CO₂

Para estudiar la influencia de la temperatura, también se modeló el comportamiento del *Slim Tube* en un rango de temperaturas entre 54 y 114°C. El efecto de la temperatura sobre la MMP presenta un aumento promedio de la MMP de 20

Bar/40⁰C (gráfico 4). Aunque la MMP suele tener un comportamiento cuadrático en función de la temperatura⁸, en el rango de temperaturas de la cuenca su comportamiento es casi lineal hasta los 100⁰C.

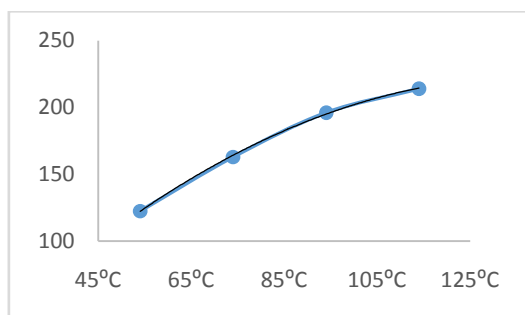


Gráfico 4: MMP (Bar) en función de la temperatura y línea de tendencia cuadrática

Simulación

Las capas del área de estudio pertenecen a la Formación Lajas y cuentan con un buzamiento promedio de 14⁰. Se componen de una serie alternada de areniscas correspondientes a depósitos fluviodeltáicos y pelitas.

El modelo de simulación está constituido por 7 capas permeables de 6.3 mD de permeabilidad promedio y heterogeneidades prominentes.

Tabla 2: Propiedades del modelo

Propiedad	Valor	Unidad
Grid blocks	14x10x56	-
Porosidad promedio	14	%
Permeabilidad promedio	6.28	mD
Temperatura	54	°C

El esquema de inyección es un *five spot* representando un piloto *oil-in-the-tank*. La distancia promedio inyector-productor es de 200 m. Para determinar la saturación de agua, distribución de presiones y composición de petróleo en el reservorio se simuló una recuperación secundaria por 33 años previa a la inyección de CO₂. Se buscó simular una recuperación aproximada del 30% del petróleo original in situ y un

45% del gas original in situ para replicar las recuperaciones observadas en este tipo de reservorios.

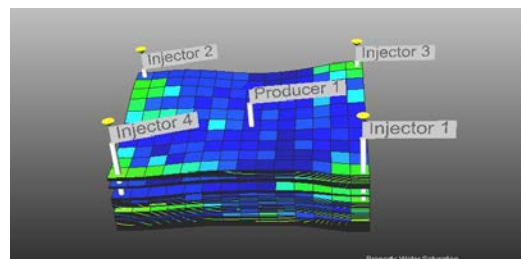


Imagen 1: Distribución de la Sw al final del wáter-flooding

La caída de la presión en el reservorio por debajo de la presión de burbuja redujo la concentración de metano en el fluido disminuyendo así su MMP. Dado que el metano tiene una presión de miscibilidad significativamente mayor que el dióxido de carbono, una reducción de este conlleva a una menor presión de miscibilidad de la mezcla gas-petróleo. También cabe destacar que las mayores disminuciones de concentración de metano se dan cerca del pozo productor donde las presiones son menores. Aunque la presión de inyección se encuentre por encima de la presión de burbuja del fluido, por las bajas permeabilidades del reservorio, la presión disminuye rápidamente en función de la distancia a los pozos inyectores. Esto es particularmente beneficioso a la recuperación con CO₂ ya que permite que las MMP del fluido en las zonas cerca del pozo productor sean menores.

Las altas heterogeneidades y bajas permeabilidades de este tipo de reservorios intensifican la distribución heterogénea de saturaciones de agua durante la secundaria. Las zonas más permeables poseen mayores saturaciones de agua disminuyendo las permeabilidades relativas del gas y fomentando mayores eficiencias volumétricas.

- Modelado de CO₂ flooding Miscible

En la simulación se modeló una inyección de CO₂ a distintas purzas y presiones de inyección por encima de la MMP durante

20 años. En los 3 casos miscibles se notó una rápida recuperación de la producción poco tiempo antes del *breakthrough* de CO₂.

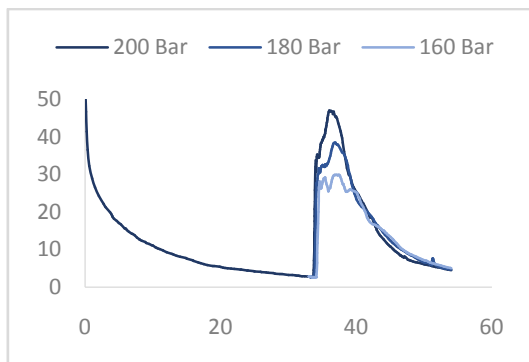


Gráfico 5: Producción de petróleo (m³/día) a distintas presiones de inyección en función del tiempo (años)

El aumento de presión agiliza la recuperación de petróleo. Sin embargo el EOR a mayor presión muestra una caída de la producción más rápida que la de 160 Bar (gráfico 5). Las mayores presiones aumentan la recuperación del petróleo en función del tiempo aunque con mayores requerimientos de abastecimiento de CO₂ y *breakthroughs* del gas más tempranos (gráfico 6).

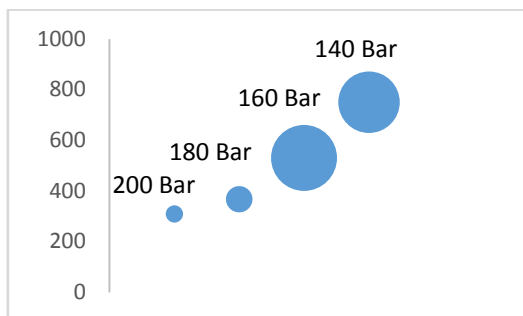


Gráfico 6: Tiempo en días al *break through* de CO₂ y tamaño de periodo de transición

En el caso de reservorios heterogéneos de baja permeabilidad, las recuperaciones por EOR con CO₂ son significativamente más dadas la magnitud de petróleo no contactado y petróleo remanente post secundaria.

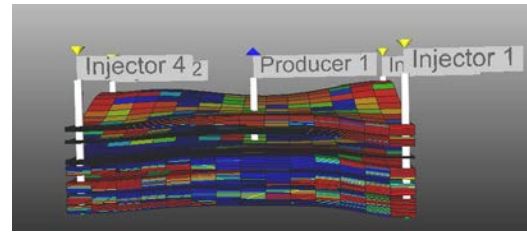


Imagen 2: Saturación del CO₂ luego de 10 años de inyección

La configuración de las capas finas separadas por pelitas no permeables también favorece la eficiencia vertical de barrido ya que los efectos de segregación gravitacional son reducidos. El flujo del CO₂ está dominado por las heterogeneidades de la roca, fluyendo por las zonas más permeables. Aunque la eficiencia volumétrica no sea óptima, el CO₂ logra penetrar capas menos permeables no contactadas por el agua y logra recuperar cantidades significativas del petróleo residual en las capas más productivas.

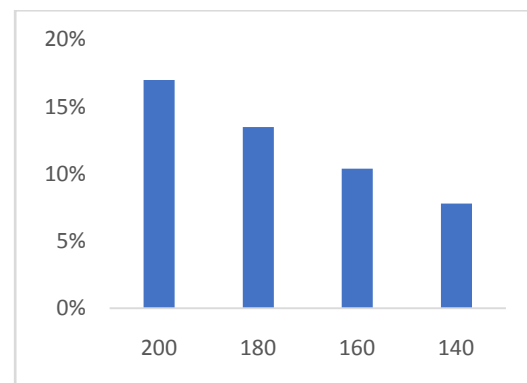


Gráfico 7: Factor de recuperación en %OOIP a 5 años de EOR con CO₂

Como es de esperarse, a mayores presiones de inyección el factor de recuperación aumenta regido por los mayores volúmenes de CO₂ inyectados y los mayores volúmenes de reservorio contactado con presiones por encima de la MMP (gráfico 7).

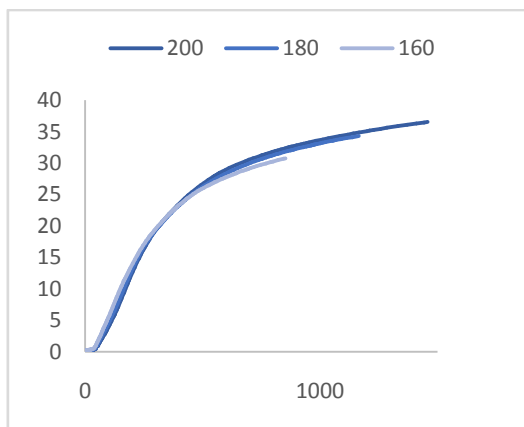


Gráfico 8: Factor de recuperación en %OOIP vs CO2 inyectado acumulado (miles de toneladas)

Lo llamativo de los resultados es que por encima de la presión de miscibilidad la recuperación de petróleo en función del volumen de dióxido de carbono inyectado tiene un comportamiento muy similar para las distintas presiones de inyección. Se observa que luego de una recuperación del 20-25% del OOIP (donde se ve observa el pico de producción) la eficiencia de la recuperación en función del solvente inyectado disminuye tendiendo a una asíntota (gráfico 8).

- Efecto de la composición del solvente

Dado que en la practica la composición del gas solvente nunca es del 100% y varia en función de la fracción de gas reciclado de la produccion, se analizó la sensibilidad a la composición del dióxido (gráfico 9).

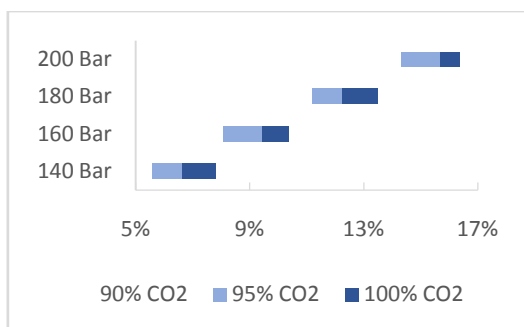


Gráfico 9: Factor de recuperación a 5 años a 90, 95 y 100% de pureza de CO2

En la mayoría de los casos la diferencia en la recuperación se debe principalmente al volumen de CO2 inyectado. Sin embargo se puede observar que al disminuir la presión

de inyección el efecto de la composición del solvente aumenta (gráfico 10).

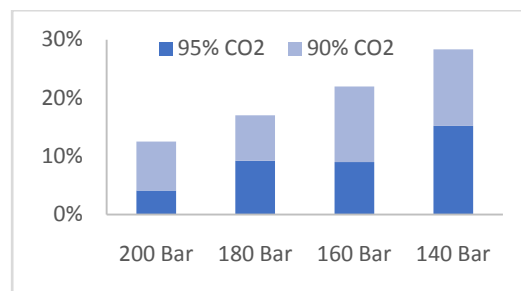


Gráfico 10: Variación porcentual del factor de recuperación en función de la composición

Aunque en el caso del solvente con 95% de pureza todas las presiones de inyección se encuentran por encima de la MMP (137 Bar), las presiones más bajas no son suficientes para mantener la presión de miscibilidad en todo el reservorio. Este fenómeno se ve ampliado en el caso de 90% de pureza donde, para las presiones de inyección de 140 y 160 Bar, la recuperación se encuentran en el rango *near miscible* y la eficiencia microscópica de barrido decrece linealmente con la presión.

- Water Alternating Gas

Como método de mejora de la eficiencia volumétrica se ensayó una inyección de agua alternada con dióxido de carbono a 200 Bar. El agua, al tener mayor viscosidad que el gas y disminuir la permeabilidad relativa del CO2, actúa como agente de mejora del barrido disminuyendo las canalizaciones del solvente. Otra ventaja del WAG es que requiere menores volúmenes de CO2, aunque la recuperación final en función del tiempo suele ser menor (gráfico 11). La recuperación total al final del proyecto también es menor que en el caso del CO2 flooding, efecto que suele verse también en ensayos de coronas por el efecto de *oil trapping* y aumenta con la mojabilidad al agua de la roca⁹.

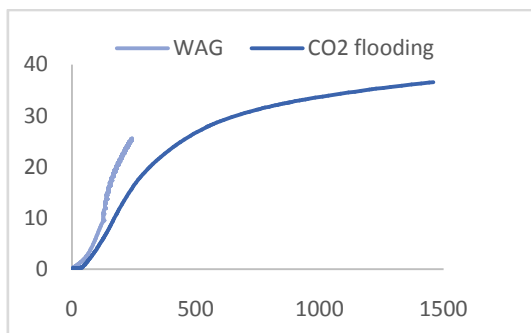


Gráfico 11: Factor de recuperación en %OOIP vs CO2 inyectado acumulado (miles de toneladas)

La decisión de priorizar al *CO2 flooding* sobre el WAG en este caso se debe a la consideración del efecto de pérdida de inyectividad por la alternación de fluidos inyectados. La pérdida de inyectividad puede disminuir la presión en el reservorio y llevar a la pérdida de las condiciones de miscibilidad afectando la economía del proyecto¹⁰. Dada la baja permeabilidad del reservorio una pérdida en inyectividad puede causar daños significativos. Se requieren ensayos futuros para poder determinar el verdadero efecto de la pérdida de inyectividad al igual que el efecto de histéresis en las permeabilidades relativas.

CONCLUSIONES

- Se observa que la recuperación terciaria con CO2 miscible es prometedora para los petróleos livianos de la Cuenca Neuquina, enfatizando en los reservorios de baja permeabilidad y con altos niveles de petróleo residual.

- Dentro del rango de miscibilidad, la presión de inyección tiene un efecto reducido sobre la recuperación en función del solvente inyectado, aunque acelera la recuperación teniendo un efecto sobre los resultados económicos del proyecto.
- La Presión Mínima de Miscibilidad del petróleo considerado es significativamente sensible a los cambios de composición del solvente y la temperatura de trabajo, parámetros que podrían determinar el éxito técnico y económico del proyecto.
- En las condiciones observadas, el CO2 de alta pureza puede obtener un barrido miscible en la mayor parte del reservorio aumentando la recuperación, mejorando la eficiencia de barrido y minimizando el efecto de segregación gravitacional.

RECONOCIMIENTOS

Los autores agradecen al Instituto Tecnológico de Buenos Aires por facilitarnos los medios para la realización de este trabajo. En especial los autores agradecen a Marcelo Crotti y el equipo de Inlab por su desinteresada ayuda y en la realización de los ensayos de laboratorio necesarios para sustentar este estudio.

Referencias

- ¹ S. Galbusera: "Estado componente mitigación, Proyecto Tercera Comunicación Nacional Sobre Cambio Climático a la CMNUCC," Instituto Tecnológico de Buenos Aires, 13 de mayo de 2015
- ² E. Fernandez Righi, Righi, J. Royo, P. Gentil, R. Castelo, A. Del Monte, S. Bosco: "Experimental study of tertiary immiscible WAG injection," simposio de Tulsa de IOR, 17-21 Abril 2014
- ³ E. Fernandez Righi y Mariano Pascual.: "Water-Alternating-Gas Pilot in the largest oil field in Argentina: Chihuido de la Sierra Negra, Neuquen Basin" Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, 15-18 Abril 2007

-
- ⁴ R. M. Brush, H. James Davitt, Oscar B. Aimar, Jorge Arguello y Jack M. Whiteside: "Immiscible CO₂ Flooding for Increased Oil Recovery and Reduced Emissions," simposio de Tulsa de IOR, 3-5 Abril 2000
- ⁵ E. Delamaide, R. Tabary and D. Rousseau: "Chemical EOR in Low Permeability Reservoirs," conferencia de SPE EOR, Oman, 2014
- ⁶ A.J.P. Fletcher y G.R. Morrison: "Developing a Chemical EOR Pilot Strategy for a Complex, Low Permeability Water Flood," simposio de Tulsa de IOR, 19-23 Abril 2008
- ⁷ F.B. Thomas, T Okazawa, A. Erian, X. L. Zhou, D.B. Bennion, D.W. Bennion: "Does Miscibility Matter in Gas Injection," Petroleum Society of CIM and CANMET, 1995
- ⁸ H. Yuan, R. T. Johns, A. M. Egwuenu, A. M., y B Dindoruk: "Improved MMP Correlations for CO₂ Flooding using analytical gasflooding theory," simposio de Tulsa de IOR, 17-21 Abril 2014
- ⁹ E.T.S. Huang y L.W. Holm: "Effect of WAG Injection and Rock Wettability on Oil Recovery During CO₂ Flooding," SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, Oct. 5-8, 1986
- ¹⁰ J. D. Rogers y R. B. Grigg: "A Literature Analysis of the WAG Injectivity Abnormalities in the CO₂ Process," simposio de Tulsa de IOR, 3-5 Abril 2000