



CAMBIO DE PARADIGMA DE CO₂ EOR CON GENERACIÓN IN-SITU Análisis técnico económico de implementación de CO₂ EOR

Gonzalo Gallo, ITBA, ggalloji@itba.edu.ar ; Raul Puliti, WEOR, raul.pulitiweor@gmail.com;
Rodolfo Torres, WEOR, rodatoza33@gmail.com ; Eleonora Erdmann, UNSA,
eleonoraerdmann@gmail.com

Palabras claves

EOR, Recuperación asistida, CO₂, WAG,

Resumen

Dado el creciente interés en la captura y utilización de CO₂, en los últimos años surgieron varias tecnologías que buscan generar CO₂ in-situ a bajo costo. En el caso de EOR existen novedades prometedoras, en especial la oxy-combustión, que permiten capturar CO₂ con suficiente pureza para ser utilizado en proyectos de EOR. Esta tecnología se beneficia de producciones de gas con alto contenido de CO₂ ya que permite abaratar significativamente los costos de captura. Adicionalmente, se consideran técnicas de separación de dióxido de carbono como la captura del aire, fuel cells, aminas y membranas.

El cambio de paradigma no solo se da en la tecnología, sino también en los esquemas de implementación. La gran mayoría del desarrollo del CO₂ EOR se llevó a cabo en USA con costos muy bajos de CO₂. Al considerar los costos de CO₂ por tonelada que se podrían conseguir en Argentina, y las variables financieras como las altas tasas de interés, es claro que se tiene que optimizar el modelo de inyección. Es primordial el perfeccionamiento de la utilización de CO₂ para lograr proyectos más rentables. Esto conlleva a utilizar slugs más grandes al principio para tener una respuesta rápida y luego barrer con agua. Posteriores inyecciones de CO₂ se pueden llevar a cabo, pero con estudios detallados de la utilización del gas. La mejora en la utilización de CO₂ igualmente lleva a factores de recuperación incrementales importantes y tiene una respuesta más temprana que CEOR. Por otro lado, aplica a reservorios de baja permeabilidad y/o alta temperatura donde el polímero puede tener problemas de inyectividad o de degradación.

Abstract

Given the growing interest in the capture and utilization of CO₂ in recent years, several technologies have emerged that seek to generate CO₂ in-situ at low cost. In the case of EOR, there are promising developments, especially oxy-combustion, which allow capturing CO₂ with sufficient purity to be used in EOR projects. This technology benefits from gas production with a high CO₂ content, since it significantly reduces the cost of capture. Additionally, carbon dioxide separation techniques such as air capture, fuel cells, amines and membranes are considered.

The paradigm change not only occurs in technology, but also in the implementation schemes. The vast majority of the development of CO₂ EOR was carried out in the USA with very low CO₂ costs. When considering the costs of CO₂ per ton that could be obtained in Argentina, and financial variables such as high interest rates, it is clear that the injection model has to be optimized. It is essential to improve the use of CO₂ to achieve more profitable projects. This leads to using larger

slugs at the beginning to get a quick response and then sweep with water. Subsequent injections of CO₂ can be carried out, but with detailed studies of the utilization of gas. The improvement in CO₂ utilization also leads to important incremental recovery factors and has an earlier response than CEOR. On the other hand, this technology applies to reservoirs of low permeability and / or high temperature where the polymer can have problems of injectivity or degradation.

Introducción

La industria del petróleo se encuentra en un momento desafiante donde se debe estimular la producción local en medio de 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.ⁱ La producción de petróleo con CO₂ EOR permitiría disminuir las emisiones de carbono más de un 50%, lo que equivaldría al doble o triple de reducción de emisiones en comparación a tecnologías similares como los biocombustibles o autos eléctricos.

En los últimos años se observaron esfuerzos por efectuar proyectos de recuperación terciaria en el país focalizándose principalmente en EOR químico como polímeros, SP (polímero-surfactante) y ASP (alcali-surfactante-polímero). En Argentina se encuentran pocos proyectos de EOR con CO₂ en la bibliografía, y son principalmente de gas CO₂ inmisible con niveles elevados de metano. Solo se hizo un piloto en YPF en el año 2005 en Chihuido de la Sierra Negra, que fue exitoso en cuanto a incremental de producción pero que luego se discontinuó.

La inyección de gas miscible o inmisible suele ser la primera opción de recuperación terciaria en reservorios de baja permeabilidad dadas las limitaciones que presenta el EOR químico en estos casosⁱⁱ. 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 injectividad 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 injectividad en el reservorio y tiene que ser analizada cuidadosamente. Cabe considerar que la utilización de moléculas más pequeñas podría mitigar este problemaⁱⁱⁱ. En el caso de los surfactantes, estos también pueden generar emulsiones que disminuyen la injectividad.

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 presión mínima de miscibilidad (MMP) las TIF son teóricamente nulas. La disminución de las TIF está linealmente relacionada con el efecto de las presiones capilares^{iv}.

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

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 (mayor a 90%) 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.

El CO₂ se puede utilizar en el caso en que polímeros y surfactantes sean muy caros debido a que tienen que ser diseñados especialmente por la temperatura superior a los 80 °C o a la salinidad superior a los 100000 ppm. También aplica en casos como el ejemplo de este paper en que la recuperación actual, después de decenas de años de inyección de agua, es mayor al 40%. Hasta existen casos exitosos en yacimientos con empuje de agua (acuífero activo) y alta recuperación, donde el petróleo móvil remanente es escaso. El CO₂ se inyecta en las zonas de petróleo residual (ROZ) disminuyendo el Sor y recuperando el petróleo entrampado.

Antecedentes y nuevas tecnologías

El caso más destacado en Argentina 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.^v 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.^{vi}

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.^{vii}

El principal limitante para la implementación del CO₂ a nivel local es la falta de fuentes de alta pureza. A diferencia de Estados Unidos, el país con mayor cantidad de proyectos de CO₂ EOR, Argentina no cuenta con fuentes geológicas de CO₂. USA cuenta con 40 años de historia con proyectos de CO₂ EOR y actualmente tienen 114 proyectos en marcha con una producción por terciaria de 300000 bbl/d ahora incorporaran en los mismos yacimientos la inyección en la ROZ (zona de transición inferior) para lo cual profundizan los pozos y suman las capas de la zona de transición Argentina, por otro lado, posee varios yacimientos en la parte norte de la Cuenca Neuquina que producen gas con cortes mayores al 50% de dióxido. Dado que el CH₄ tiene una presión de miscibilidad significativamente mayor que el CO₂, a la presión de reservorio estos gases de

producción no son miscibles con el petróleo, aunque este sea liviano. Esto genera que la recuperación microscópica sea menor (menor reducción del petróleo residual, Sor) y que la eficiencia horizontal de barrido también sea menor dada la existencia de una fase gaseosa (baja viscosidad) separada de la fase oleosa (que al mezclarse genera una fase de viscosidad intermedia). La eficiencia vertical también se beneficia de la utilización de CO₂ puro dado que su densidad en estado supercrítico es similar a la del petróleo, a diferencia del metano que tiene una densidad significativamente menor.

En la última década se han desarrollado y perfeccionado varias tecnologías de captura de CO₂ a nivel mundial. El creciente interés por la mitigación de gases de efecto invernadero empujaron la investigación y desarrollo de varios métodos de generación de CO₂ de alta pureza. Además de los métodos de aminas y membranas actualmente utilizados en el país, existen métodos de captura novedosos donde se destaca la Oxidcombustión, las Fuelcells y la captura del aire.

La captura de CO₂ del aire es mediante un proceso de captación mediante estructuras de aminas que luego liberan el gas al ser calentadas. Este es un método probado a nivel industrial con éxito en la industria alimenticia. Su costo de captura está por encima de los 100 usd/ton de CO₂ aunque suelen tener acceso a bonos o deducciones impositivas que deducen alrededor de 35 usd/ton del costo total de captura. La mayor limitación de esta tecnología es que no fue probada a niveles de caudal suficientes para abastecer un full field. Sin embargo, puede ser un buen complemento para otros mecanismos de captura dado su costo razonable y buena percepción como método de mitigación.

Las Fuelcells carbonáticas generan energía eléctrica mediante la utilización de metano/hidrógeno e oxígeno/gases de combustión. La tecnología puede ser combinada con motores de combustión interna ya existentes en los yacimientos. Esta es una tecnología que promete capturar CO₂ a bajo costo y está siendo investigada por Exxon. El principal limitante sería la capacidad de producir suficiente CO₂ para un proyecto full field.

La tecnología de oxycombustión parece ser la más prometedora para el mercado argentino. Esta consiste en la combustión de gases combustibles con oxígeno de alta pureza. Al no contar con N₂ como contaminante se logra un CO₂ de alta pureza y se reducen las emisiones de NO_x. Uno de los principales beneficios es que este proceso admite (y se beneficia) de gases combustibles con alto nivel de CO₂ (concentraciones de CO₂ del 50-90%). Los gases con altas concentraciones de dióxido de carbono, como los que se pueden encontrar en algunos yacimientos, aumentan y abaratan la producción de CO₂. Esto se logra dado que no solo utilizan gases de costo muy reducido, si no que estos aumentan la eficiencia del proceso. De esta manera se logran costos de captura de CO₂ por debajo de los 40 usd/ton en el caso de poder tener acceso a gases de alto contenido de dióxido y utilizar una planta de tamaño suficiente para abastecer un full field. Esta es una tecnología de captura probada a gran escala y se está estudiando la implementación de esta en un piloto de EOR (en México y en Argentina). Adicionalmente, este proceso genera N₂ y agua dulce que podrían ser utilizadas en proyectos como low-sal, coil tubing y fracturas energizadas. En el caso de este artículo asumimos que los costos de captura y presurización del CO₂ están entre 70-100 usd/ton que son los precios estimados para un proyecto de escala piloto.

Los proyectos de CO₂ y Gas EOR no se limitan a reservorios convencionales, sino que también han mostrado éxito técnico y económico en los no convencionales en unos 12 pilotos y en una expansión (EOG) en Estados Unidos. El CO₂ ha sido extensamente estudiado y existe un piloto documentado de Oxydental en el Permian, debido que está cerca del abastecimiento barato de CO₂ al oeste de Texas. La posibilidad de abastecerse con CO₂ económico generado in-situ, puede generar un cambio en la forma de operar todo tipos de campos.

Modelo de simulación y optimización económica

Modelo de simulación

El modelo de simulación se basa en el modelo descrito para la formación Avile de Puesto Hernandez en el paper de EOR con CO₂ inmiscible.^{viii} Este consiste en un esquema de inyección five-spot con un distanciamiento entre pozos inyector-productor de aproximadamente 350 metros. En el caso de pozos in-fill en el centro del campo, el distanciamiento baja a aproximadamente 180 metros. El dykstra parson es de 0.65 con una permeabilidad promedio de 100 mD. El petróleo es de una gravedad API de 37 grados con una presión de miscibilidad de múltiple contacto (MMP con CO₂ puro) de 110 bar. Se corrió una secundaria hasta llegar al 98% de corte de agua y luego se pusieron pozos in-fill en la zona central del piloto.

El modelo simula una inyección de agua en todos los pozos inyectores y luego una inyección alternada de agua y gas (WAG) en los pozos de la zona central (4 five-spots directos). Este esquema de inyección se repite originalmente unas 20 veces hasta terminar con un barrido de agua. Se prosigue a hacer un estudio de optimización del valor actual neto (VAN) del proyecto para determinar los esquemas óptimos.

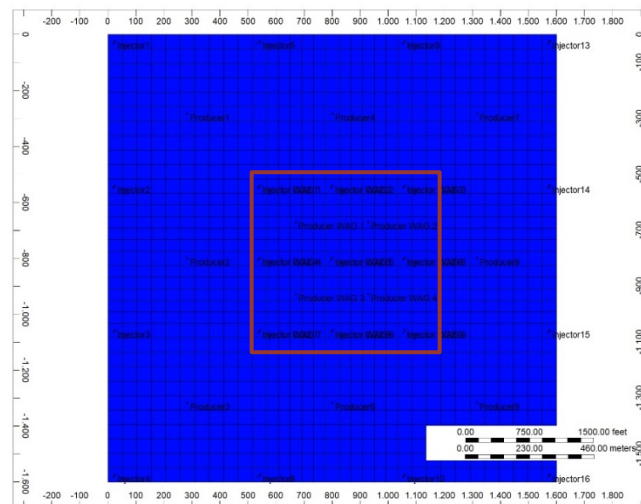


Figura 1: esquema de pozos con nueva zona de pozos in-fill

Modelo de económico

El modelo de económico se basa en un grupo de suposiciones donde se eligieron generalmente escenarios pesimistas para poder tener una buena seguridad de los resultados.

Para la producción de petróleo se utilizó un precio de barril de 60 usd/bbl y un lifting cost de 23 usd/bbl a través del proyecto entero. Estos costos están basados en un informe del ministerio de economía que incluyen los impuestos locales, regalías y costos de transporte. Los únicos costos que no se consideraron fueron las depreciaciones. Esto es considerado un escenario pesimista ya que el costo de la inyección de agua y de CO₂ se calculan aparte. En el caso de proyectos de WAG los costos decrecen dado que la producción aumenta, los cortes de agua decrecen y las bombas de los pozos productores se recomienda quitarlas (reemplazo por gas lift o surgencia natural) disminuyendo costos operativos y de pulling. Por otro lado, existen costos de aditivos anti-corrosivos y de adecuación de las instalaciones. Como comparación se puede observar que la compañía Dembury Resources, quienes se dedican exclusivamente al CO₂ EOR, mostraron ganancias en sus reportes financieros incluso en momentos de precios de petróleo bajos (27 USS/BBL). Esto nos permite inferir

que los valores de los costos de producción (excluyendo los costos del gas y el agua) deberían encontrarse debajo de los valores planteados en el paper.

Otro ítem significativo es la posibilidad de reducción de regalías de hasta un 50% planteado por ley para proyectos de EOR. Al momento actual, este esquema se vio implementado en la provincia de Mendoza, pero no en la de Neuquén. Una disminución de regalías tendría un alto impacto sobre el rendimiento económico de estos proyectos y permitirían utilizar mayores volúmenes de CO₂ a mayores costos de captura.

Para el costo del CO₂ se hicieron tres estudios a un costo de 70, 100 y 150 usd/ton. El costo de la inyección de agua se consideró de 0.45 usd/m³

La tasa de interés para la evaluación del VAN es del 18% anual. El costo de los pozos 8 nuevos infill se considera en el orden de los 1.5 MMusd siendo un total de 12 MMusd. Este último valor se debe restar al VAN del modelo ya que no se consideró como costo inicial y no está contemplado dentro de la optimización.

Resultados

Caso de 70 usd/ton

En los casos vistos a nivel mundial, una tonelada de CO₂ inyectada produce entre 2-3 barriles. Si se toma un costo de 70 usd/ton de gas, este prueba ser económico en un escenario de precio de petróleo de 60 usd/bbl y lifting cost de 23 usd/bbl incluso cuando la eficiencia técnica no es óptima. Cuando se analiza la optimización económica, se puede ver que en este escenario es conveniente inyectar la mayor cantidad de CO₂ posible. La mayor rentabilidad se logra con varios ciclos de inyección de CO₂ y con ratios de volúmenes inyectados de Agua/Gas (WAG Ratio) en condiciones de fondo bajos. Se infiere que, con las tasas de interés altas, los costos moderados de CO₂ y la capacidad de aumentar la producción de petróleo, el esquema optimo es de inyectar grandes caudales de gas para recuperar la mayor cantidad de petróleo lo antes posible

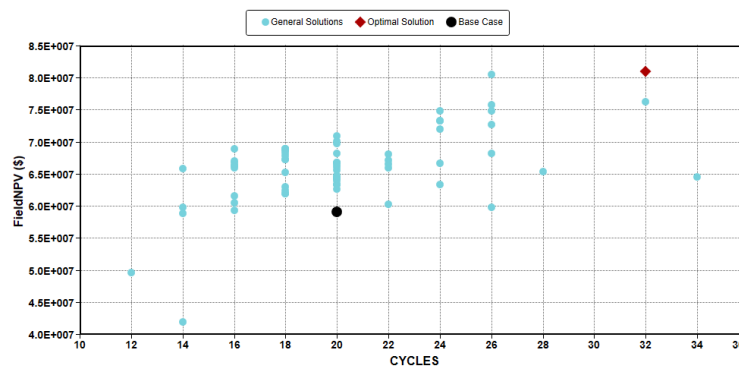


Figura2: Ciclos óptimos de inyección

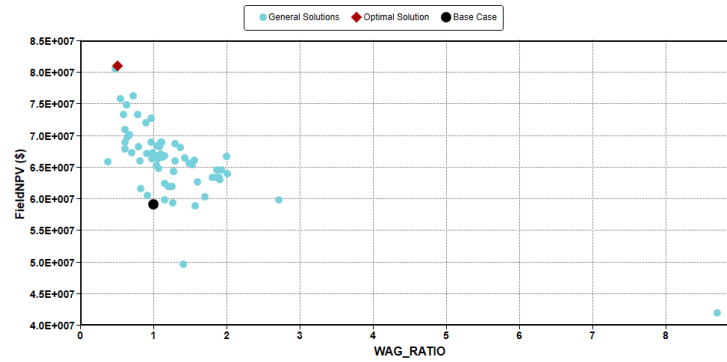


Figura3: Ratios óptimos de inyección

Caso de 100 usd/ton

En el caso de 100 usd/ton se nota una tendencia parecida a la del caso anterior. Sigue habiendo un margen de ganancia significativo por barril de petróleo producido. Esto conlleva a la utilización de varios ciclos de inyección y ratios agua/gas bajos. En comparación al caso anterior, se observa que los ciclos de inyección óptimos disminuyen moderadamente. Esto implica que una segunda optimización de ciclos de inyección debería hacerse como esquema posterior a la primera barrida con WAG.

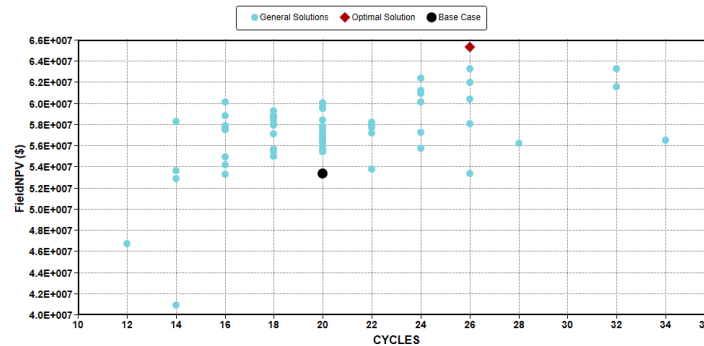


Figura4: Ciclos óptimos de inyección

Cabe mencionar que, aunque los ratios WAG entran dentro de los valores utilizados en proyectos internacionales, también se considera un ratio WAG = 1 como valor mínimo pesimista en caso que el modelo subestime las heterogeneidades areales. Los ratios WAG mayores tienen colchones de agua del mismo volumen que los de gas disminuyendo las canalizaciones del CO₂. Este caso pesimista igualmente presenta ganancias significativas.

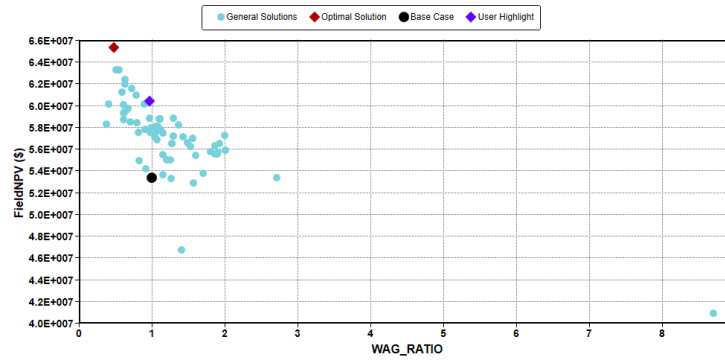


Figura5: Ratios óptimos de inyección

Caso de 150 usd/ton

En este caso los costos del CO2 empiezan a tener un impacto mayor sobre los resultados económicos. Aunque se encuentra un VAN máximo a un ratio de WAG bajo, la tendencia no es tan marcada. Esto se debe a que a precios caros de CO2 la optimización de la utilización (barriles de petróleo producidos por tonelada de CO2 inyectada) es primordial. También se nota que una menor cantidad de ciclos tiene un mejor rendimiento económico. De esta forma se logra aumentar la producción de petróleo con un volumen de gas acotado. Hay que tener en consideración que luego de este ciclo de inyección se podría continuar inyectando gas con un esquema más conservador intentando aumentar las eficiencias volumétricas de barrido.

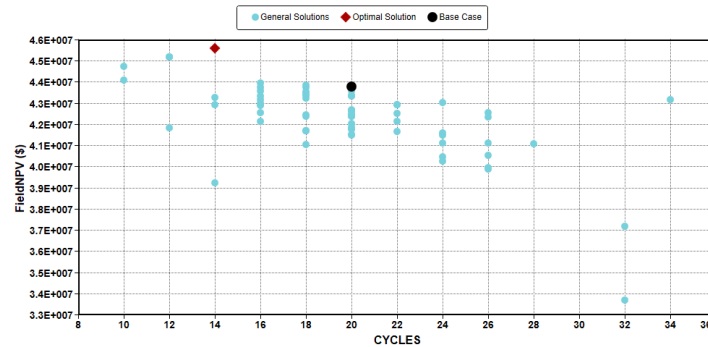


Figura6: Ciclos óptimos de inyección

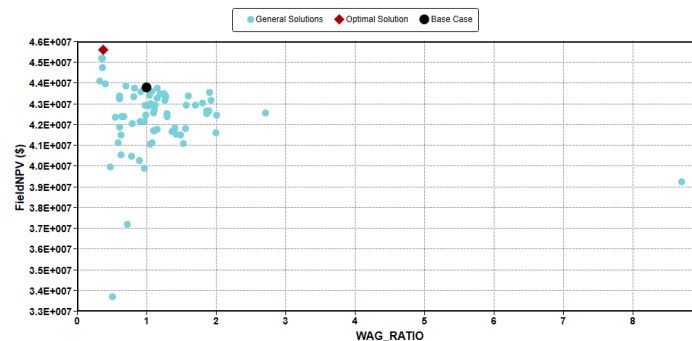


Figura7: Ratios óptimos de inyección

Observaciones

En todos los casos se observa un rendimiento económico prometedor que permite verificar el buen desempeño económico de los proyectos de CO₂ EOR incluso en condiciones desfavorables. Los márgenes de ganancia vistos en el modelo permiten contemplar gastos particulares de cada esquema como instalaciones de tratamiento de gas y costos adicionales relacionados con la corrosión.

Al hacer un análisis de sensibilidad, se observa que valores de CO₂ por encima de los 150 usd/ton y valores de petróleo por debajo de los 40 usd/bbl conllevan a valores económicos negativos o marginales. Se recomienda que para llevar a cabo estos proyectos se busque conseguir precios de CO₂ moderados y se negocien los descuentos de regalías para conservar la economicidad de los proyectos en escenarios varios.

Cuando se hizo sensibilidad con reservorios que tienen un corte menor de agua (ej. 90%), se nota un incremento significativo de la producción y un mayor redito económico. Cuando se empiezan los proyectos de recuperación terciaria temprano, los beneficios económicos son significativos. Adicionalmente se disminuyen los problemas de H₂S, integridad de pozos, y la presión del reservorio es mayor permitiendo llegar a la MMP más fácilmente.

Otra observación es que las instalaciones de superficie, además de tener que ser adecuadas para la corrosión, tienen que ser adaptadas a los nuevos caudales de petróleo y gas. En el caso optimizado de 100 usd/ton, se observa que la producción de petróleo aumenta entre 5-6 veces, el corte de agua disminuye hasta un 30% y la producción de gas aumenta un orden de magnitud. La respuesta de la producción de es mucho más rápida que en proyectos de EOR y waterflooding teniendo incrementos de producción dentro de los 6 meses/ un año.

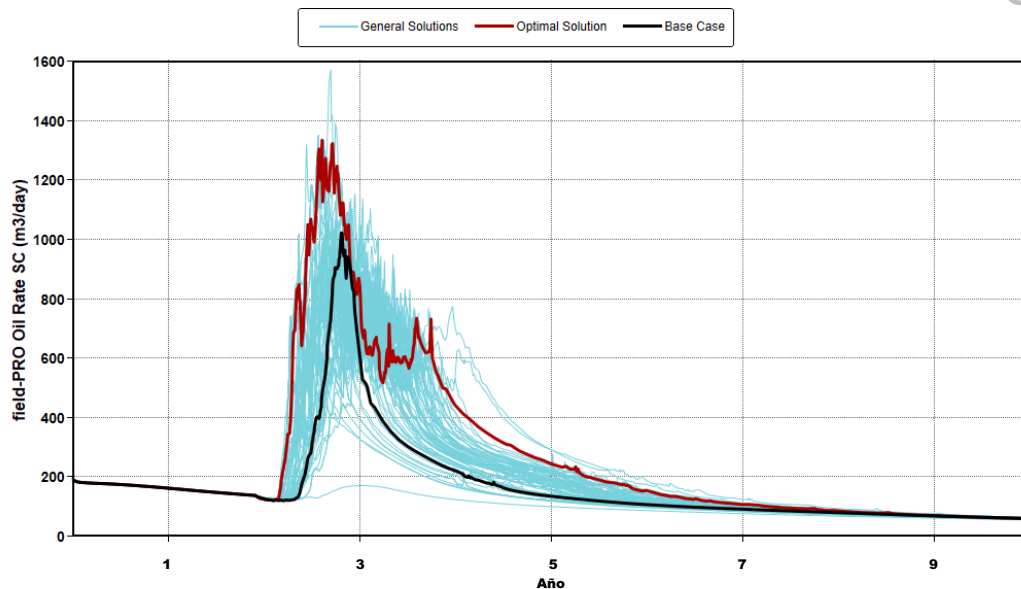


Figura8: Producción de petróleo en el campo, caso optimo 100 usd/ton

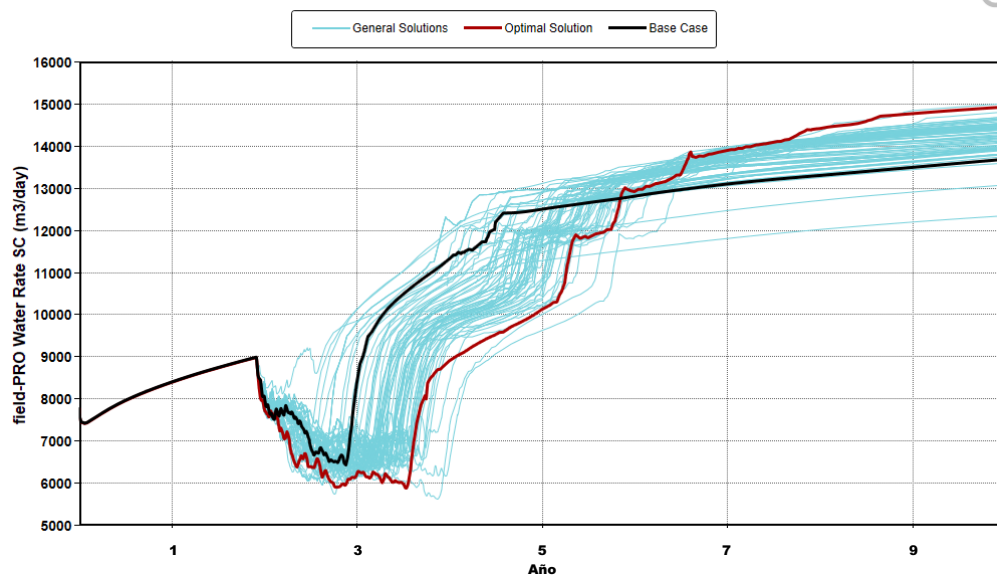


Figura9: Producción de agua en el campo, caso optimo 100 usd/ton

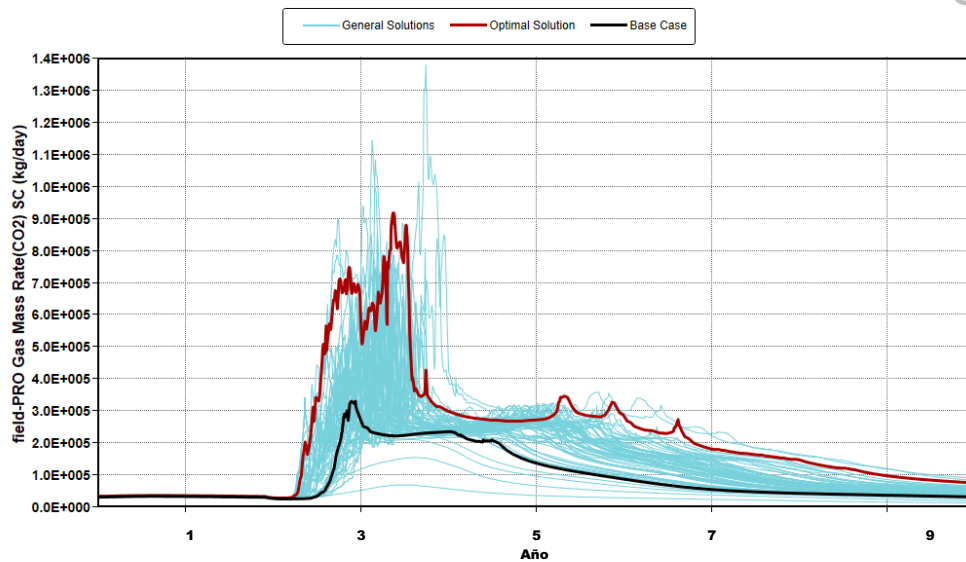


Figura10: Producción de gas en el campo, caso optimo 100 usd/ton

Conclusiones

Las diferentes tecnologías de generación in situ de CO₂ son prometedoras tanto a nivel técnico como económico. Por el momento la única técnica que permite realizar un proyecto full-field es la oxycombustion in situ. El aumento de producción de petróleo, incluso en campos depletados con muy alto corte de agua (> 98%), de proyectos de CO₂ EOR es significativo y permiten costear estas tecnologías con amplios márgenes económicos.

Existen diversas variables que se pueden optimizar para asegurar la rentabilidad de los proyectos de CO₂. Los costos de la captura del gas pueden ser tan bajos como 35 usd/ton, las regalías pueden ser disminuidas hasta un 50% y los costos operativos disminuidos. Incluso en escenarios pesimistas se puede mantener la rentabilidad de estos proyectos aumentando la producción de petróleo y alargando

la vida del yacimiento por décadas. El comienzo temprano de la terciaria también tiene un efecto económico deseable ayudando a incrementar la rentabilidad de los proyectos.

Las altas tasas de interés manejadas en el país hacen que las respuestas rápidas de producción sean deseables. El CO₂ EOR tiene una respuesta de producción mucho más rápida (por su disminución de la viscosidad de los fluidos) que otros proyectos de terciaria y waterflooding. En el caso de proyectos nacionales también se recomienda la implementación rápida de mayores colchones de gas para acelerar la recuperación de crudo.

Referencias:

- ⁱ 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
- ⁱⁱ E. Delamaide, R. Tabary and D. Rousseau: “Chemical EOR in Low Permeability Reservoirs,” conferencia de SPE EOR, Oman, 2014
- ⁱⁱⁱ A.J.P. Fletcher y G.R. Morrison: “Developing a Chemical EOR Pilot Strategy for a Complex, Los Permeability Water Flood,” simposio de Tulsa de IOR, 19-23 Abril 2008
- ^{iv} 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
- ^v 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
- ^{vi} 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
- ^{vii} 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
- ^{viii} 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

Breve Cv,