

MONITOREO DE LA SATURACIÓN DE AGUA EN UN YACIMIENTO BAJO INYECCIÓN DE POLÍMEROS A PARTIR DEL REGISTRO CARBONO OXÍGENO A POZO ENTUBADO

Mercedes Thill¹, Rubén Riveros¹, Ana María Ruiz¹, Maximiliano Galarza², Yonghwee Kim²

1: YPF S.A., mercedes.thill@ypf.com, ruben.riveros@ypf.com, ana.ruiz.m@ypf.com

2: Baker Hughes a GE Company, maximiliano.galarza@bhge.com, yonghwee.kim@bhge.com

Palabras clave: Saturación de agua, carbono oxígeno, inyección de polímeros

ABSTRACT

This paper describes time lapse water saturation changes because of polymer injection. Grimbeek II polymer pilot is a heterogeneous multilayered fluvial reservoir saturated with viscous oil. Multilayer injection is a challenging condition not only for waterflooding but also for polymer flooding. This is exacerbated because of the water/oil mobility ratio.

The workflow consisted on monitoring water saturation variations over time in four injection wells, with respect to the initial open hole and cased hole with oxygen carbon both prior to pilot execution and after two years of polymer injection -Grimbeek petrophysics provide optimum conditions for this type of logs-.

Saturation logs after polymer injection showed greater uniformity indicating that vertical sweep efficiency has improved. Quantitative changes in saturation seems to indicate that polymer is 3 times more efficient than water injection.

INTRODUCCIÓN

El monitoreo cuidadoso de los cambios de saturación de fluidos es esencial si se desea optimizar el rendimiento final del yacimiento R. L Nutt *et al.*, (1989). En proyectos de recuperación terciaria, donde las inversiones son altas, se espera un incremento del factor de recobro, con lo que resulta importante el monitoreo de la saturación a través de perfiles cased hole (CH). La inyección de polímeros es una técnica de recuperación mejorada que ha sido desarrollada a lo largo de los años en yacimientos de petróleos medianos a pesados con el fin de alcanzar mejores factores de recobro Poellitzer *et al.*, (2009).

Si bien en la actualidad existe abundante bibliografía y experiencia en el tema, evaluar la factibilidad técnica y económica a través de pilotos es esencial para masificar la implementación del mismo a escala de yacimiento, especialmente en ambientes desafiantes como son los reservorios de la Cuenca del Golfo San Jorge al sur de Argentina. El piloto de polímeros al cual se hace referencia se desarrolla en el bloque Grimbeek II sobre los reservorios alojados en el Miembro

basal de la Formación El Trébol, denominado Miembro San Diego o informalmente Complejo II (CII), compuesto por una sucesión de areniscas y fangolitas intercaladas de origen fluvial. Estos reservorios producen petróleos de 20 °API, con una viscosidad de 120 cp a temperatura de reservorio de 60°C y presión original 50 kg/cm².

Para evaluar el progreso y los resultados de la ejecución del piloto es necesario la implementación de un programa multidisciplinario de monitoreo que incluye normalmente controles periódicos de inyección y producción, análisis con trazadores y ensayos de pozo Martino *et al.*, (2017). En este caso se propuso complementar el programa con un monitoreo a nivel reservorio del avance de la saturación de agua en el tiempo para lo cual se implementaron herramientas de perfilaje CH. Para el caso del registro Carbono Oxígeno (C/O), resultó ser una tecnología cuya aplicación se vio favorecida por las buenas propiedades petrofísicas de la zona de estudio. El programa consistió en analizar la saturación de agua (Sw) en cada uno de los cuatro inyectores del esquema five spot de inyección del piloto en diferentes períodos, manteniendo el mismo criterio de calibración para obtener registros comparables en el tiempo.

El monitoreo de la Sw en el reservorio permite determinar cualitativamente la saturación remanente de petróleo, estudiar su distribución vertical e identificar intervalos de buena calidad petrofísica. Como consecuencia del mismo durante el avance de la inyección, las sucesivas mediciones de saturación ayudan a optimizar la distribución de la inyección mejorando la eficiencia de barrido, disminuyendo el corte de agua. Además, se utiliza como un indicador cualitativo del rendimiento del agua respecto del polímero inyectado. El objetivo de este trabajo es evaluar el método de análisis de Sw con la tecnología de registro CH C/O, como una herramienta complementaria de monitoreo capaz de identificar a escala de reservorio el avance de la saturación de agua en el tiempo en pozos inyectores y/o productores.

Inicialmente se requirió evaluar la Sw con las herramientas de perfil disponibles en la Cuenca del Golfo San Jorge con lo cual se realizaron pruebas con herramientas de resistividad a pozo entubado (*cased hole resistivity* - CHR) y de neutrones pulsantes en modo C/O Bernhardt *et al.*, (2016). La excelente calidad petrofísica de los reservorios que conforman el piloto permitió la adquisición de C/O y su correspondiente cómputo de saturación de agua dentro de márgenes de incertidumbre aceptables. En la figura 1 se resumen las campañas anuales de las diferentes herramientas que se utilizaron para estimar el avance de la saturación de agua en los reservorios de interés.

	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Gbk-980	OH			C/O		
Gbk-981	OH	CHR		C/O		C/O
Gbk-982	OH	CHR				C/O
Gbk-983	OH			C/O		C/O

Figura 1. Programa de monitoreo de Sw a pozo entubado.

El trabajo se desarrolla de la siguiente manera: sección 1 contiene una breve descripción de la zona de estudio y luego se detalla la metodología de trabajo aplicada. La sección 2 describe los resultados de la implementación del programa de monitoreo en el tiempo y la sección 3 presenta una discusión de los resultados y su comparación con otros trabajos. Finalmente se presentan las conclusiones del trabajo.

Área de estudio y marco geológico

El Campo Grimbeek se ubica en el sector centro norte del área de reservas Manantiales Behr, la cual se encuentra a aproximadamente 30 Km al Norte de la ciudad de Comodoro Rivadavia, Provincia de Chubut, Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina (Fig 2a).

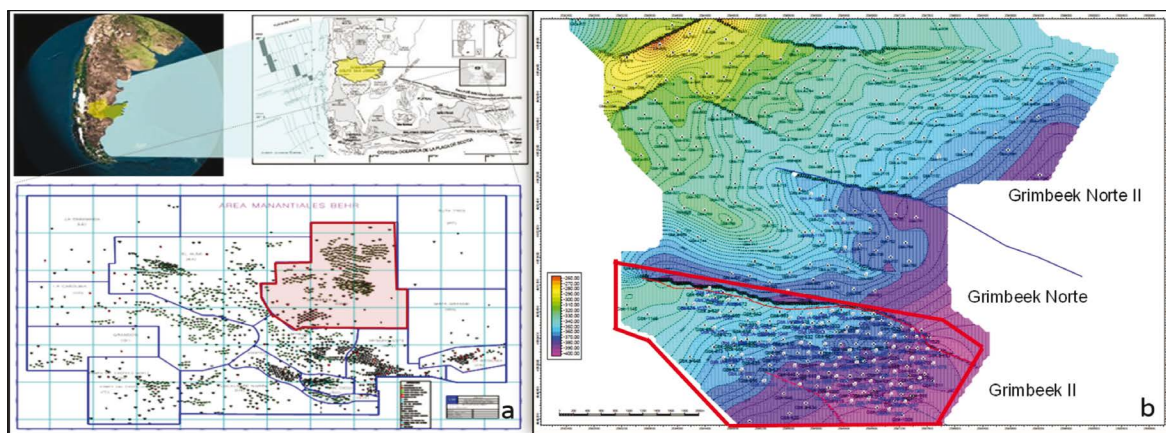


Figura 2. Ubicación Geográfica. a) Ubicación Campo Grimbeek. b) Mapa Yacimiento Grimbeek y los bloques que lo componen, destacando el área de estudio Grimbeek II.

El yacimiento está compuesto por bloques separados total o parcialmente por fallas. De sur a norte se identifican tres bloques: Grimbeek II, donde se desarrolla el presente estudio, Grimbeek Norte y Grimbeek Norte II (Fig 2b).

Estos campos producen de los reservorios alojados en el Miembro basal de la Formación El Trébol, denominado Miembro San Diego o CII. Se trata de depósitos multiepisódicos, una sucesión de areniscas (roca reservorio) y fangolitas (roca sello) intercaladas que se originaron en ambientes fluviales de moderada sinuosidad. Dependiendo de la ubicación estructural de los pozos, la profundidad del CII se encuentra entre 980 y 1000 mbbp, cuyo espesor promedio es de 100 m y presenta de tres a cuatro capas productivas por pozo.

METODOLOGÍA

Descripción del piloto

El Bloque Grimbeek II comenzó su explotación del CII a partir del año 2002. La campaña de primaria finalizó hacia el año 2006. Entre el año 2010 y 2011 se inicia una campaña de perforación de pozos infill con el objetivo de implementar un proyecto de inyección de agua masificado en todo el bloque y un proyecto piloto de inyección de polímeros.

La inyección de agua comenzó en enero del 2012 en los cuatro pozos inyectoros del piloto de polímeros (con el objetivo de acelerar el llenado de la zona preparándola para la posterior inyección de polímeros), ampliando la inyección al resto de los pozos durante dicho año. Durante el año 2015, se dio inicio al piloto 1 de inyección de polímeros con una rampa paulatina de incremento en la concentración de polímeros hasta alcanzar el nivel objetivo en Julio del mismo año.

Los cuatro pozos inyectoros del piloto confinan a un pozo productor central y tienen asociados 9 pozos productores periféricos, estos últimos clasificados en función de su cercanía a los pozos Inyectores (Fig 3).

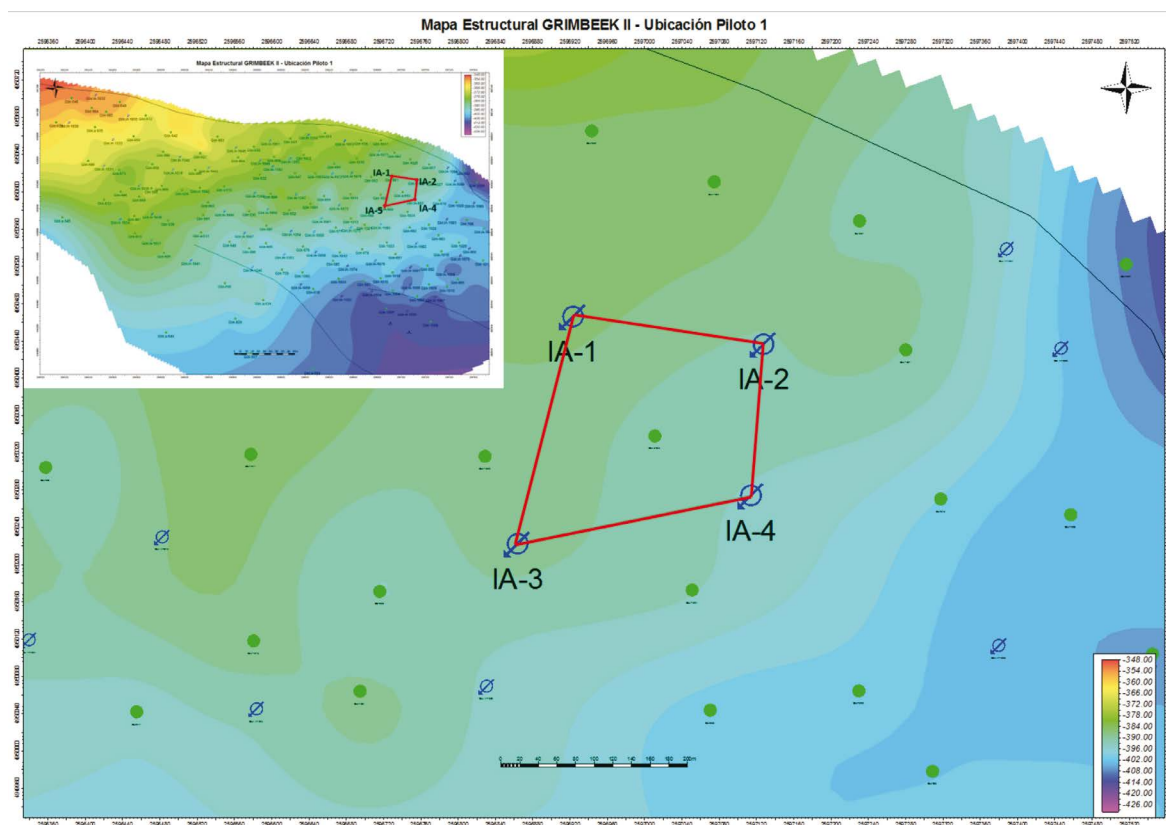


Figura 3. Mapa estructural al tope del CII con la ubicación del Piloto 1 Polímeros- GBKII.

Selección de pozos

Los pozos seleccionados para el programa fueron los 4 inyectores que conforman el esquema *five spot* de inyección del piloto. Todos los pozos fueron perforados en 8 1/2 pulgadas y entubados con *casing* de 5 1/2 pulgadas. La zona de interés abarca un intervalo promedio de 30 metros y se caracteriza por un diseño de instalación de inyección simple. Cabe destacar que estos pozos cuentan con gran cantidad de datos tal como coronas, ensayos de laboratorio, control geológico y conjunto de perfiles completos, lo cual permitió definir un modelo petrofísico robusto (Fig 4)

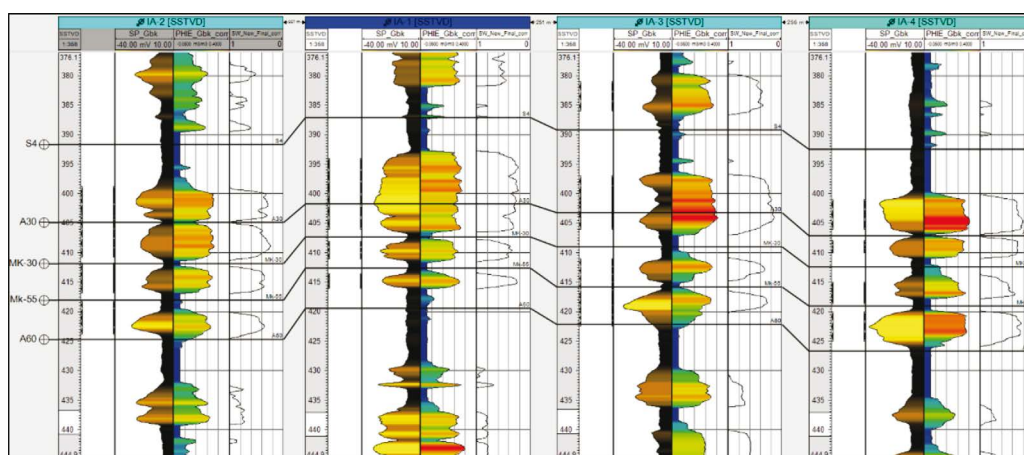


Figura 4. Corte estratigráfico señalando profundidad de punzados, curva de potencial espontáneo (SP) y la interpretación a partir del modelo petrofísico de porosidad efectiva ($Phie$) y Sw para los pozos IA-1, IA-2, IA-3 y IA-4 OH.

Análisis C/O

Los perfiles de neutrón pulsante son frecuentemente aplicados para distinguir petróleo de agua detrás de la cañería en zonas donde la salinidad del agua es conocida y generalmente superior a las 65 miles de partes por millón-kppm. Cuando el agua de formación tiene baja salinidad o salinidad desconocida, la técnica recomendada para el análisis de la saturación de agua es la de Carbono Oxígeno, ya que es independiente de la salinidad del agua Elshahawi *et al.*, (2002).

La herramienta de neutrones pulsantes utilizada es de 1 11/16 pulgadas de diámetro externo, consta de un generador de neutrones de alta energía (14.2 mega electrón-volt-MeV) y tres detectores que discriminan en diferentes canales los rayos gamma en intervalos de tiempo y energía. La interacción de los neutrones con la materia de los alrededores del pozo, es decir, formación, fluidos, cemento y cañería, da lugar a la generación de rayos gamma que tendrán distinta energía y aparecerán en distintos intervalos con respecto al disparo de la fuente, de acuerdo con el mecanismo de interacción que predomine y a la clase de átomo con el que interactúa. De acuerdo con la energía de los rayos gamma producidos por colisión directa del neutrón con los agentes de la formación durante el encendido de la fuente, se producen los eventos del campo inelástico cuyo

espectro está relacionado con los átomos de Carbono, Oxígeno, Silicio y Calcio.

El análisis consiste en medir la relación Carbono respecto del Oxígeno del espectro de energía en sus respectivos canales. De este modo se correlaciona la relación C/O a la relación de petróleo respecto del agua en la formación (Fig 5a).

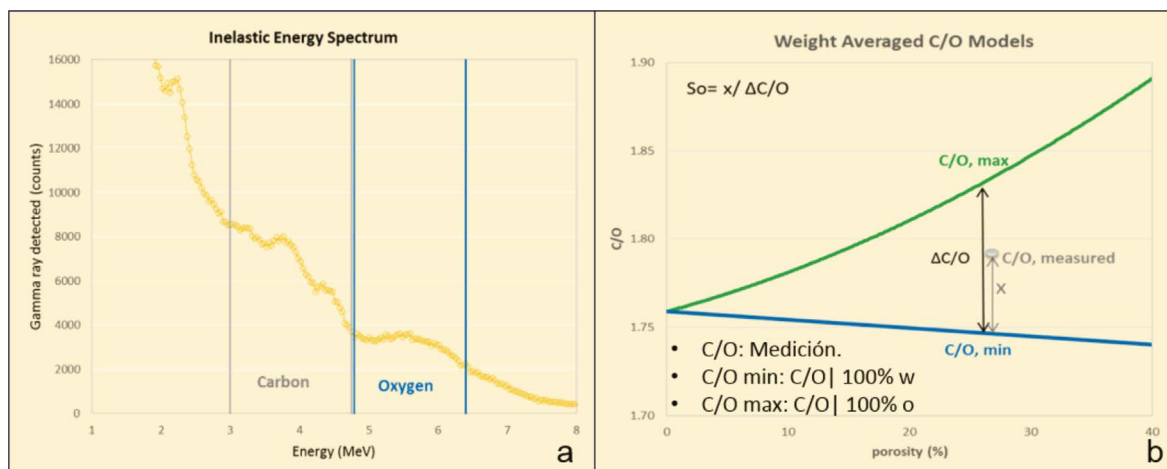


Figura 5. a) Espectro de energía de los rayos gamma registrados de eventos inelásticos y los respectivos canales asociados al carbono y al oxígeno. b) Modelo predictivo C/O.

Finalmente, la determinación de la saturación de petróleo mediante la relación C/O consiste en calibrar la extensión de dicha relación C/O a la máxima separación de las curvas que ocurriría para el reservorio 100% saturado de agua y 100% saturado de petróleo, de modo que la medición C/O actual en el pozo es la variable que determina analíticamente el valor de la saturación como proporción de la distancia a la que se encuentra de ambas curvas.

$$S_o = \frac{CO - CO_{min}}{\Delta CO}$$

Para ello se aplica un modelo predictivo (Fig. 5b) donde la respuesta C/O en función de la porosidad, es dinámicamente generada para cada nivel de profundidad del registro basado en un modelo no lineal que simultáneamente computa las variaciones debidas al diseño de la completación, diámetro del pozo, mineralogía, los fluidos del reservorio y en el pozo.

Construcción del Modelo predictivo C/O

El modelado de la respuesta dinámica C/O consiste en un modelo estadístico de Monte Carlo, donde inicialmente se crea un modelo genérico de construcción del pozo y fluidos. El programa crea neutrones de alta energía que son enviados hacia la formación a un tiempo determinado en direcciones aleatorias, las colisiones entre los núcleos y la producción de rayos gamma se pueden

predecir en base a funciones probabilísticas. El resultado es la respuesta teórica C/O como función del pozo y la formación para cada nivel de profundidad.

Optimización de detectores

El método de procesamiento que se implementó fue el de detector dual (dual detector), ya que este modo optimiza la resolución y la precisión de ambos detectores, minimizando el error en el cálculo de la saturación respecto a la utilización de cada detector por separado. Cabe destacar que el detector más cercano a la fuente tiene mejor precisión estadística pero menor resolución, por lo que para balancear la relación resolución-precisión y así reducir el error estadístico en el cálculo de la saturación, se utiliza una combinación de ambos detectores. Dicho análisis es empleado de modo que la saturación es producto de la combinación de ambos detectores y el factor de peso empleado depende principalmente de la velocidad de perfilaje, la porosidad y el diámetro del pozo Hilchrist *et al.*, (1999) (Fig 7).

Diámetro del pozo	8.5"
Diámetro externo del casing	5.5"
Diámetro interno del casing	4.95"
Anular	Cemento
Litología	Areniscas lítico-feldespáticas
Salinidad del agua	8 kppm NaCl equivalente
Gravedad específica	20 (°API)

Figura 7. Modelo predictivo-Parámetros para la simulación del modelo Grimbeck II

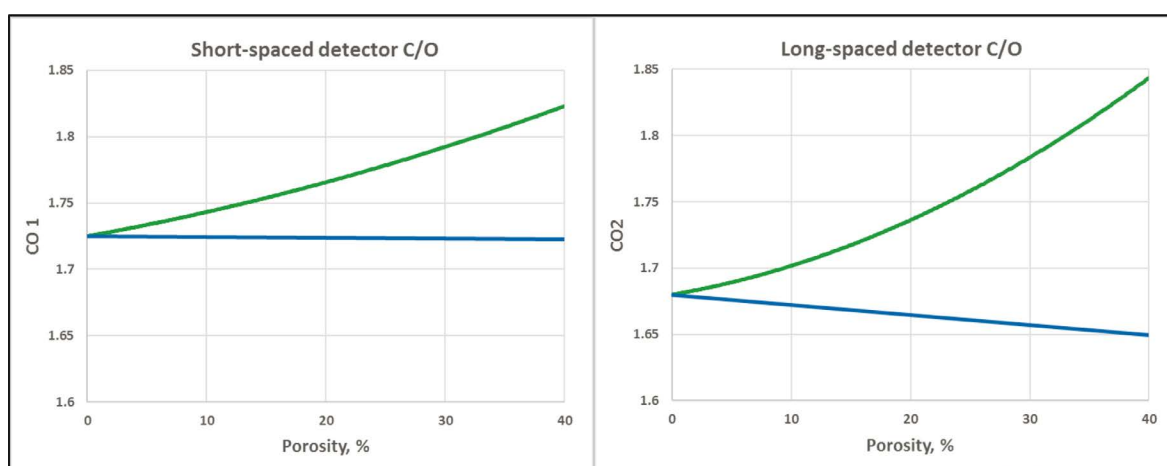


Figura 8. Modelos C/O para los detectores Short-spaced y long-spaced Grimbeck II.

La figura 8 ilustra el modelo generado para los detectores *short-spaced* C/O y *long-spaced* C/O. La lectura del *short-spaced* C/O es mejor que la del *long-spaced*, sin embargo, la resolución es mejor en el detector *long-spaced* respecto al *short-spaced* C/O. Por ello se utiliza para el análisis un modelo promediado por peso entre ambos detectores.

Saturación de agua mediante el análisis de curvas time-lapse

El análisis consistió en monitorear la variación de la S_w del reservorio en distintos períodos de tiempo. Esta metodología implicó computar la S_w en primera instancia en condiciones originales con perfiles OH y una vez entubado, con tecnologías de registro CH, fue computada en diferentes períodos conforme avanzó el proceso de inyección. De este modo se monitoreó la saturación sobre los cuatro pozos inyectores que conforman el esquema de inyección five spot con la tecnología de perfilaje CH mencionada de C/O.

Las mediciones en distintos períodos fueron tres en total:

- 2011: Cálculo de saturación de agua original con perfiles OH.
- 2015: Análisis de saturación de agua CH con C/O al comienzo del piloto.
- 2017: Análisis de saturación de agua a pozo entubado con C/O tras dos años de inyección.

Consideraciones del programa de perfilaje

El perfilaje fue diseñado de modo de registrar además de la zona de interés donde se encuentran los reservorios productivos con hidrocarburos, una zona no punzada con saturación de agua ubicada por debajo del contacto agua-petróleo, cuyas arenas de alta saturación de agua comprobada sirvieron para comparar la saturación de agua C/O contra la saturación de agua OH en cada uno de los cuatro pozos del piloto. Las figuras 7,8 y 9 corresponden a los inyectores IA-1, IA-2 e IA-4 respectivamente, en ellas pueden observarse (por debajo de 'A'), como los volúmenes de agua computada OH y CH tienen buena correlación en ambos registros.

La respuesta predictiva a la formación cien por ciento saturada de agua y petróleo a cada profundidad son presentadas en azul y verde respectivamente. Las líneas de agua y petróleo basadas en el modelo predictivo forman un sistema de envolventes que es función de la litología, el volumen de arcilla (V_{cl}) y la porosidad efectiva (Ph_{ie}). La S_w es calculada a partir de la comparación de la C/O medida y teórica de la envolvente; la posición relativa de C/O medida en el interior de la envolvente C/O_{water} - C/O_{oil} determina las saturaciones. La S_w OH es comparada a la saturación C/O señalando a lo largo de la zona punzada un incremento en la saturación de agua producto de la producción de petróleo. Los reservorios por debajo de los punzados (por debajo de 'A') muestran buena correlación entre la saturación de agua para las correspondientes mediciones OH y CH.

Monitoreo de la saturación de agua en un yacimiento bajo inyección de polímeros
a partir del registro carbono oxígeno a pozo entubado

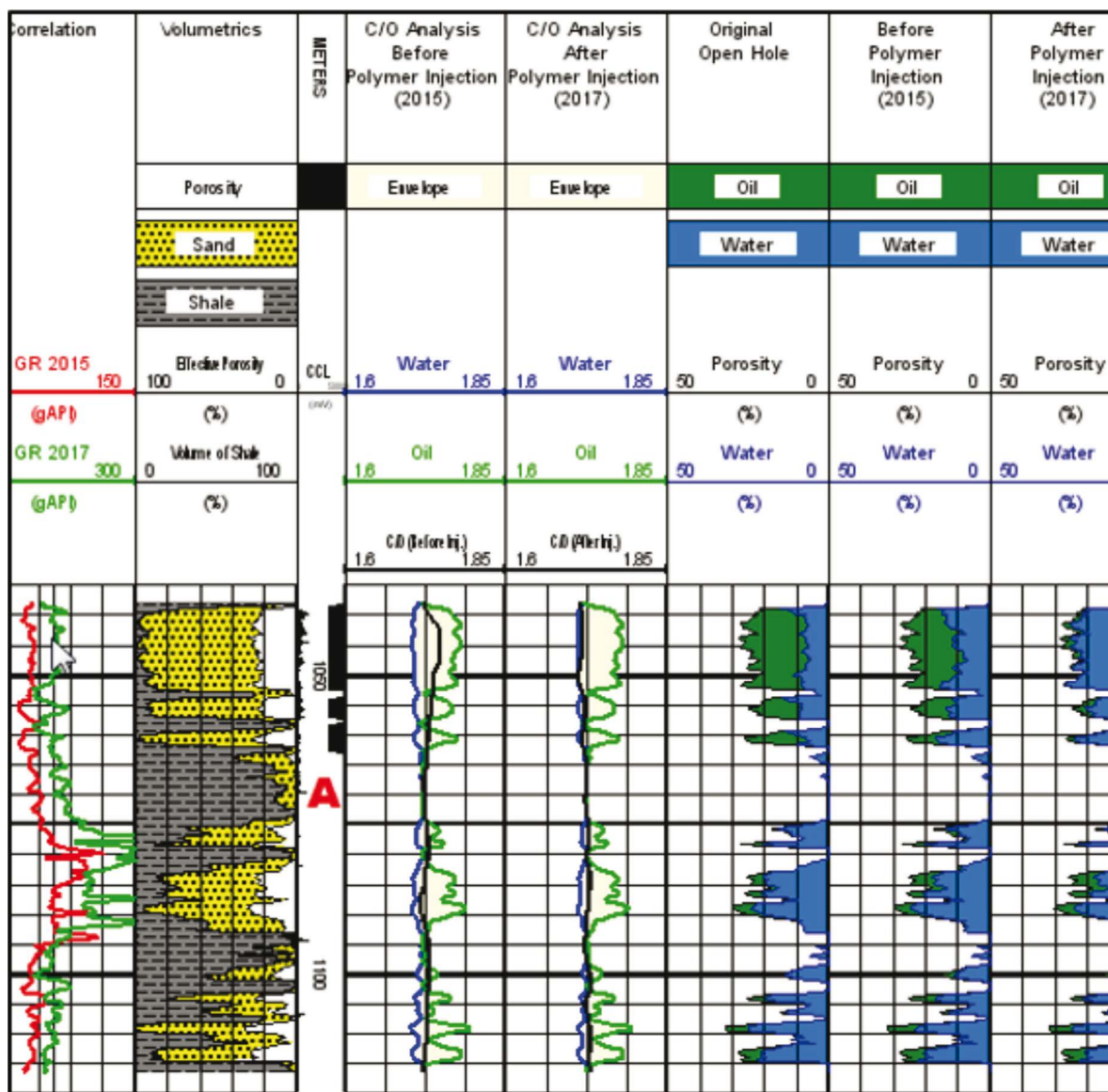


Figura 9. Monitoreo de la saturación de agua C/O para el pozo IA-1. *Track 1*: gamma ray OH y CH. *Track 2*: Vcl, litología y Phie interpretada OH. *Track 3*: profundidad, punzados (recuadros negros) y reservorios por debajo del contacto (zona A). *Track 4 y 5*: curva long-spaced and short-spaced C/O antes y después de la inyección de polímero. *Tracks 6, 7 y 8*: volumen saturado de agua (azul) y petróleo (verde) en las distintas etapas de monitoreo.

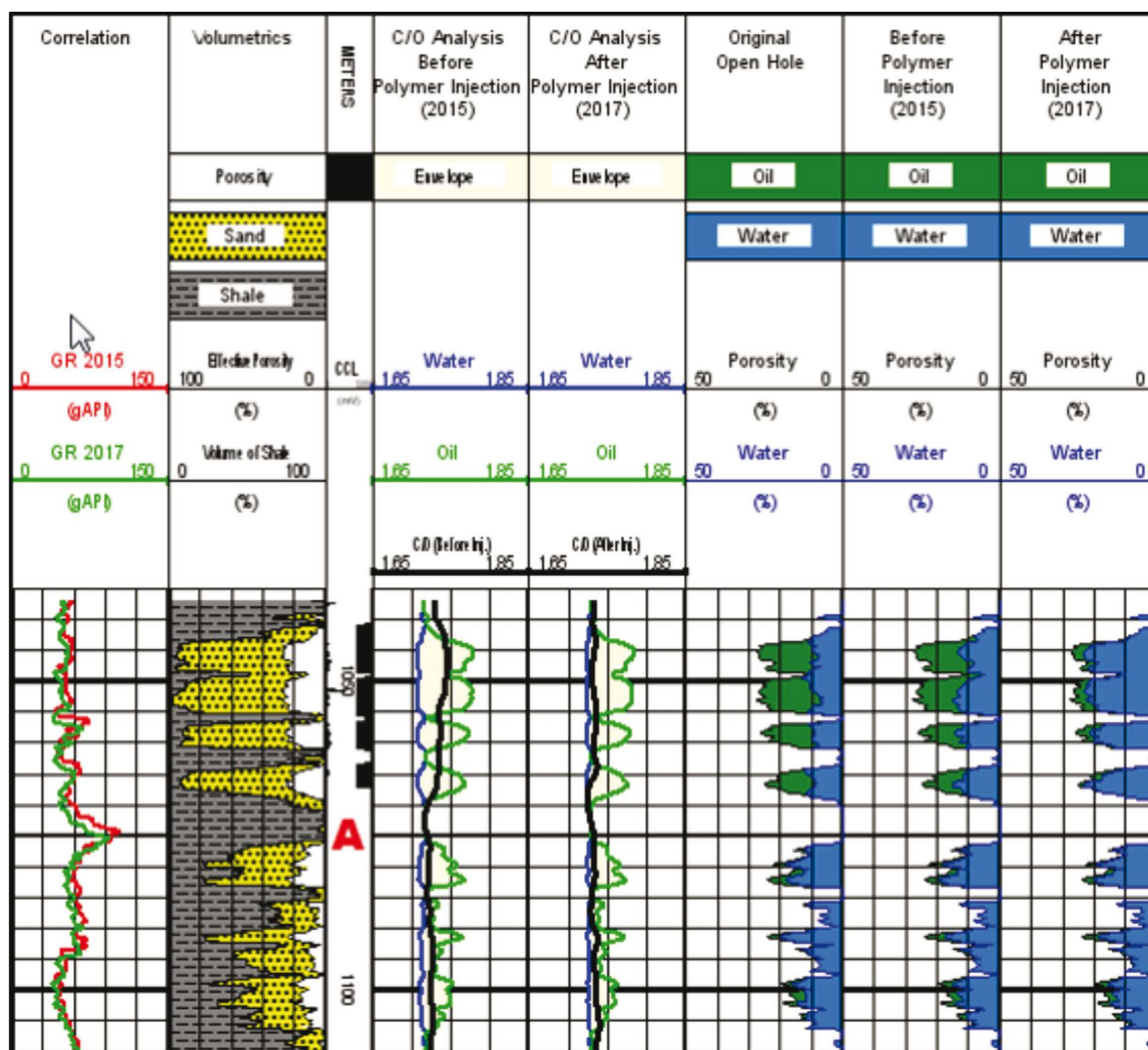


Figura 10. Monitoreo de saturación de agua C/O para el pozo IA-2, *Track 1*: gamma ray OH y CH. *Track 2*: Vcl, litología y Phie interpretada OH. *Track 3*: profundidad, punzados (recuadros negros) y reservorios por debajo del contacto (zona A). *Track 4 y 5*: curva long-spaced and short-spaced C/O antes y después de la inyección de polímero. *Tracks 6, 7 y 8*: volumen saturado de agua (azul) y petróleo (verde) en las distintas etapas de monitoreo.

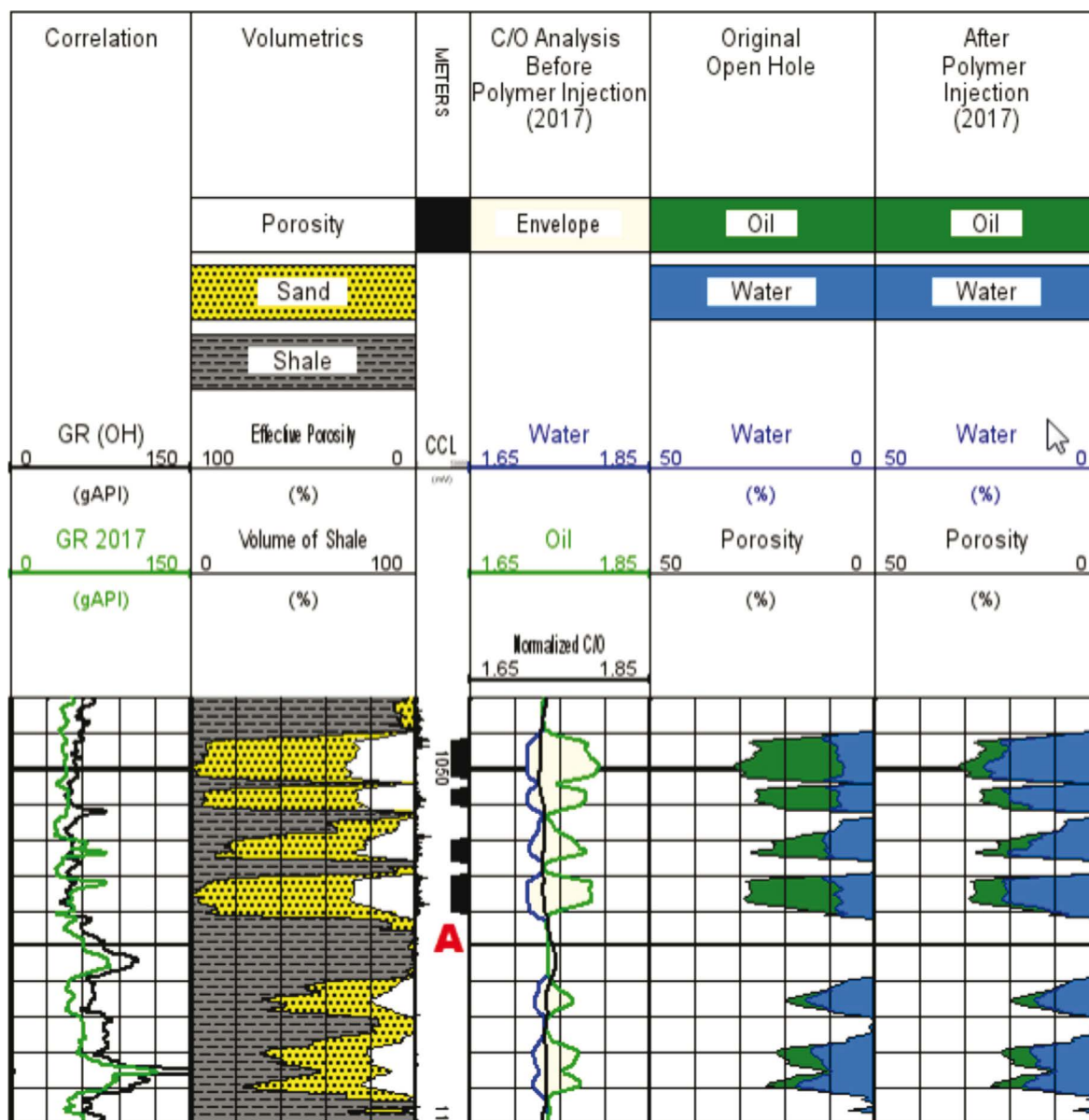


Figura 11. Monitoreo de saturación de agua C/O para el pozo IA-4. *Track 1:* gamma ray OH y CH. *Track 2:* Vcl, litología y Phie interpretada OH. *Track 3:* profundidad, punzados (recuadros negros) y reservorios por debajo del contacto (zona A). *Track 4:* curva long-spaced and short-spaced C/O. *Tracks 5 y 6:* volumen saturado de agua (azul) y petróleo (verde) en las distintas etapas de monitoreo.

Modelo petrofísico de entrada

La mineralogía en cuestión responde a areniscas lítico-feldespáticas. La Phie y Vcl utilizados en cada uno de los pozos responden a un modelado petrofísico Bernhardt *et al.*, (2014) interpretado a partir de los perfiles OH potencial espontáneo (SP), Resistividad (RT), Densidad (DEN) y Neutrón (NEU). En las figuras 7, 8 y 9 se muestran en el segundo *track* las volumetrías del modelo petrofísico de entrada. La Sw inicial como función de la Phie fue calculada en condiciones iniciales a partir del perfil de inducción y el modelo de doble agua.

RESULTADOS

El análisis de la Sw en el tiempo se realizó aplicando la lectura de la curva C/O medida para los períodos 2015-2017, utilizando el mismo modelo predictivo y criterios de calibración, de modo que el computo de saturaciones fuera comparable. El monitoreo de la saturación en tres períodos de tiempo programado, pudo concretarse por completo en los pozos IA-1 e IA-2 en tanto que en los pozos IA-3 e IA-4 se realizó una sola instancia de monitoreo de saturación CH. El IA-3 se registró C/O solo en 2015 previo a la inyección de polímeros y el IA-4 fue registrado en 2017 tras dos años de inyección. Las figuras 7, 8 y 9 corresponden al análisis C/O de los inyectores IA-1, IA-2 e IA-3 para el monitoreo de la Sw original inicial OH, Sw C/O al 2015 y Sw C/O al 2017.

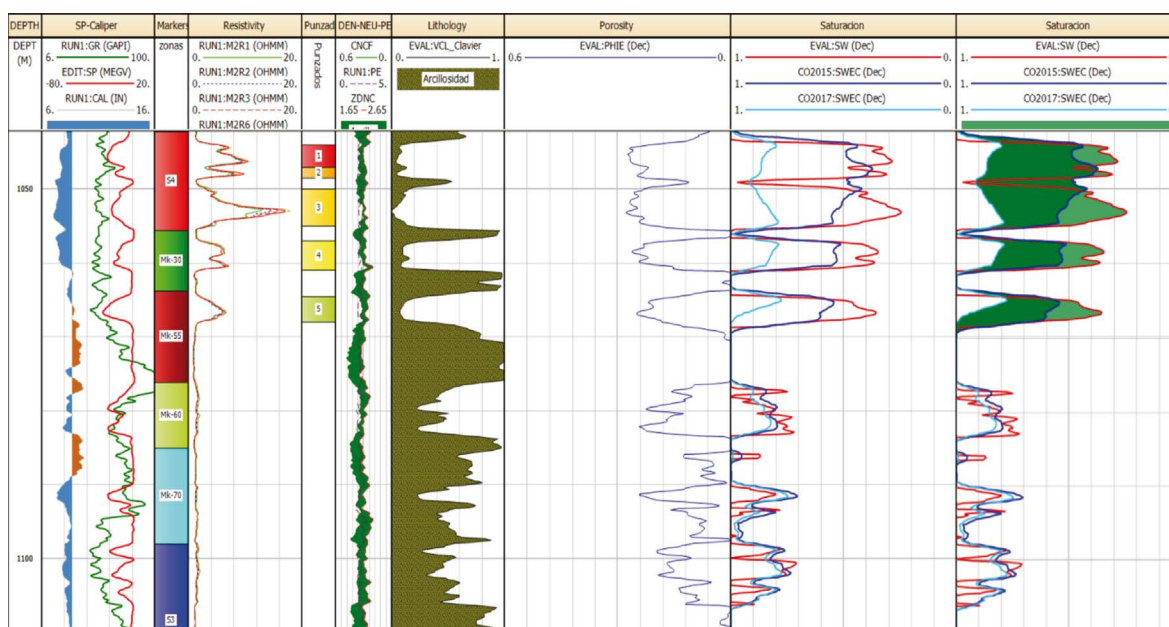


Figura 12. Monitoreo de saturación de agua C/O para el pozo IA-2. *Track 1:* Profundidad. *Track 2:* Caliper, Gamma Ray y SP OH. *Track 3:* Zonas reservorio. *Track 4:* RT OH. *Track 5:* Punzados. *Track 6:* DEN y NEU OH. *Tracks 7 y 8:* VCL y Phie interpretada. *Track 9:* Sw inicial OH (curva roja), C/O2015 Sw post inyección de agua, previo inyección polímeros (curva zul) y C/O2017 Sw post inyección de 2 años polímero (curva turquesa). *Track 10:* Diferencia de Sw OH respecto de C/O2015 Sw (área verde clara) y diferencia de C/O2015 respecto de C/O2017 (área verde oscura)

Tanto en el caso del IA-1 y IA-2, podemos observar gráficamente (Fig. 10) como las curvas de *time-lapse* muestran un incremento de S_w muy contrastante entre las distintas instancias de monitoreo. Por lo que surgió la necesidad de realizar un cálculo que permita cuantificar o categorizar de alguna manera el rendimiento de ambos fluidos. Para ello calculamos la eficiencia de barrido promedio local Juri *et al.*, (2015) como la variación promedio de saturación (S_w OH - S_w C/O 2015) dividida por el agua acumulada inyectada ($W_i=103350 \text{ m}^3$), y lo mismo para el período post inyección de polímero calculando variación promedio de saturación (S_w C/O2015 - S_w C/O2017) dividida por la solución (polímero + agua) inyectada ($W_i=75524 \text{ m}^3$). Finalmente obtenemos de un modo cualitativo el rendimiento de los fluidos inyectados (agua y polímero), mostrando que la capacidad de barrido del polímero es 3 veces superior a la del agua de inyección.

Cabe destacar que a partir del comportamiento de las curvas *time-lapse* en el pozo IA-2 (Fig. 10, *track* 9) y, considerando que cuenta con instalación de inyección simple, se puede observar un valor de saturación uniforme luego del avance de la inyección de polímero, lo que indicaría una mayor eficiencia vertical favoreciendo al factor de recobro.

CONCLUSIONES

- El monitoreo de la saturación realizado en el proyecto Piloto I del Bloque Grimbeek II a partir de la correlación en el tiempo de curvas de *time-lapse* es una buena herramienta para representar cualitativamente el avance de la saturación de agua en los reservorios.
- El registro de intervalos con reservorios acuíferos es fundamental para realizar la correcta calibración con nuestra curva interpretada de saturación OH y así lograr comparar la respuesta calculada del C/O.
- A través del arreglo de las curvas *time-lapse* podemos inferir un valor de saturación uniforme durante el avance de la inyección de polímero, lo que indicaría una mayor eficiencia vertical favoreciendo al factor de recobro.
- Mediante la relación $\Delta S_w/W_i$ podemos obtener el rendimiento de los fluidos inyectados (agua y polímero) de un modo cualitativo, mostrando que la capacidad de barrido del polímero es 3 veces superior que la del agua de inyección.
- Es fundamental la interacción constante entre los reservoristas y la compañía de servicios para poder consolidar la información del reservorio dentro del modelo previo a la realización del perfil C/O. El intercambio de información permite tener resultados consistentes.
- Es importante utilizar la misma herramienta para las sucesivas mediciones que se realicen durante la etapa de monitoreo, ya que las calibraciones pueden variar de una a otra.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a las empresas YPF S.A. y Baker Hughes & GE Company la autorización para la publicación de este trabajo. A J. Juri y P. Vázquez por el soporte en la preparación del trabajo, A. D'odorico y D. Astesiano por las enriquecedoras discusiones petrofísicas, E. Breda por su aporte en el análisis e interpretación de los perfiles y al grupo de estudio EOR por sus comentarios y recomendaciones.

REFERENCIAS CITADAS

- R.L. Nutt, M. Watfa, 1989, "Time-Lapse Saturation Monitoring and Its Application to Time-Lapse Mapping", Middle East Oil Show Bahrain, Society of Petroleum Engineers, p. 483-484.
- Poellitzer, S., Florian, F., Clemens, T., 2009, "Revitalising a Medium Viscous Oil Field by Polymer Injection, Pirawarth Field, Austria", EUROPEC/EAGE Conference and Exhibition, 8-11 June, Amsterdam, The Netherlands, Society of Petroleum Engineers, p. 6-7.
- Martino, L. A., Fernandez Righi, E., Gandi, S., Thompson, A., Giaquinta A. D., 2017, "Surveillance and Initial Results of an Existing Polymer Flood: A Case History From The Rayoso Formation", SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina, Society of Petroleum Engineers, p. 2-3.
- Bernhardt, C., Breda, E., Astesiano, D., Juri, J. E., Ruiz, A. M., 2016, "Evaluación de Saturación de Agua a través del *Casing* en EL Complejo II Yacimiento Grimbeek, Segundas Jornadas Geológicas de la Cuenca del Golfo San Jorge, Comodoro Rivadavia.
- Elshahawi, H., Naguib, M., Hasan, A., 2002, "Enhanced C/O Saturation Monitoring Aids Water Flood Management - Case Studies from the Gulf of Suez", Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, 8-10 October, Melbourne, Australia, Society of Petroleum Engineers, p. 1-2.
- W.A. Gilchrist, Jr., E. Prati, R. Pemper, M.W. Mickael, and D. Trcka, 1999, "Introduction of a New Trough- Tubing Multifunction Pulsed Neutron Instrument", Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, Society of Petroleum Engineers, p. 2-4.
- Bernhardt, C., Astesiano, D., Pedersen, G., Nicolini, L., 2014 "Caracterización de heterogeneidades Grimbeek", IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, IAPG, Trabajos Técnicos, Mendoza, Argentina.
- Juri, J. E., Ruiz, A. M., Hernandez, M., Kaminszczik, S., 2015, "Estimation of Polymer Retention from Extended Injectivity Test" Asia Pacific Enhanced Oil Recovery Conference, Kuala Lumpur, Malaysia, p. 12-13.
- Juri, J. E., Ruiz, A. M., Pedersen, G., Pagliero, P., Blanco, H., Eguia, V., Vazquez, P., Bernhardt, C., Schein, F., Villarroel, G., Tosi, A., Serrano, V., 2017, "Grimbeek2: First Successful Application Polymer Flooding in Multilayer Reservoir at YPF. Interpretation of Polymer Flooding Response", 2017, Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina, Society of Petroleum Engineers, p. 3-6.