



Diseño de proyecto piloto integral de inyección de polímeros Cómo prolongar la vida y aumentar el valor de un área marginal en el Golfo de San Jorge

Por **María Eugenia Peyrebonne Bispe**, **Martín Villambrosa**, **Mayra Goldman**, **Darío Benítez (Capex)** y **Federico Ponce** (Petrominera del Chubut SE)

Este trabajo fue premiado como 1º Mejor Trabajo Técnico de las 6º Jornadas de Recuperación Mejorada de Petróleo EOR, realizadas en el marco del 7º Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas, realizado por el IAPG en noviembre, 2019 (Mar del Plata).

Este trabajo presenta el diseño y la propuesta de un proyecto piloto de inyección de polímeros que comenzará durante 2020 en el bloque maduro “La Guitarrita” (provincia del Chubut), donde se ha inyectado agua durante más de 30 años.

solo el 0,13% corresponde a métodos de recuperación asistida, que contribuyen a un 1% de la producción actual. La importancia que tienen los proyectos de recuperación asistida (EOR) reside en la posibilidad de extenderlos a todas las zonas maduras bajo recuperación secundaria de la CGSJ con el fin de maximizar la recuperación de hidrocarburos y reducir los costos operativos a escala regional.

La inyección de polímeros y geles obturantes son métodos comprobados destinados a incrementar el factor de recuperación entre un 5% y un 8%. En las áreas de la CGSJ, con un factor de recuperación de alrededor del 20%, las reservas declaradas (335 MMm³) y la producción acumulada histórica descrita anteriormente, el incremento del 1% del factor de recuperación implicaría un volumen adicional de 55 MMm³, equivalente a 4 años de producción.

En los últimos años, la RAP ha mostrado un incremento sostenido de 4% anual. A medida que este índice aumenta y los yacimientos llegan a sus límites productivos, los métodos de recuperación asistida serán decisivos para obtener costos aceptables. Existen ejemplos exitosos en los que se triplicó la producción de petróleo mientras que la RAP decreció unas tres veces debido a la recuperación asistida.

El yacimiento Pampa del Castillo posee bloques bajo recuperación secundaria madura, donde se producen importantes volúmenes de agua en un proceso de inyección ineficiente. El diseño de un proyecto piloto de inyección de polímeros y su posterior implementación permite poner en valor nuevamente zonas marginales del yacimiento y replicar la experiencia en zonas vecinas.

La CGSJ es una de las cuencas hidrocarburíferas más productivas de la Argentina. Se ubica entre los paralelos 44° y 47° Sur y los meridianos 63° y 72° Este, abarcando una superficie de 130.000 km² en la región central de la Patagonia (Figura 1). La producción acumulada de petróleo en la CGSJ es de 780 MMm³. De este volumen,

Ubicación

El yacimiento Pampa del Castillo - La Guitarra se ubica en el Flanco Norte de la Cuenca del Golfo San Jorge, al sudoeste de la provincia del Chubut y a 50 km al oeste de la ciudad de Comodoro Rivadavia.

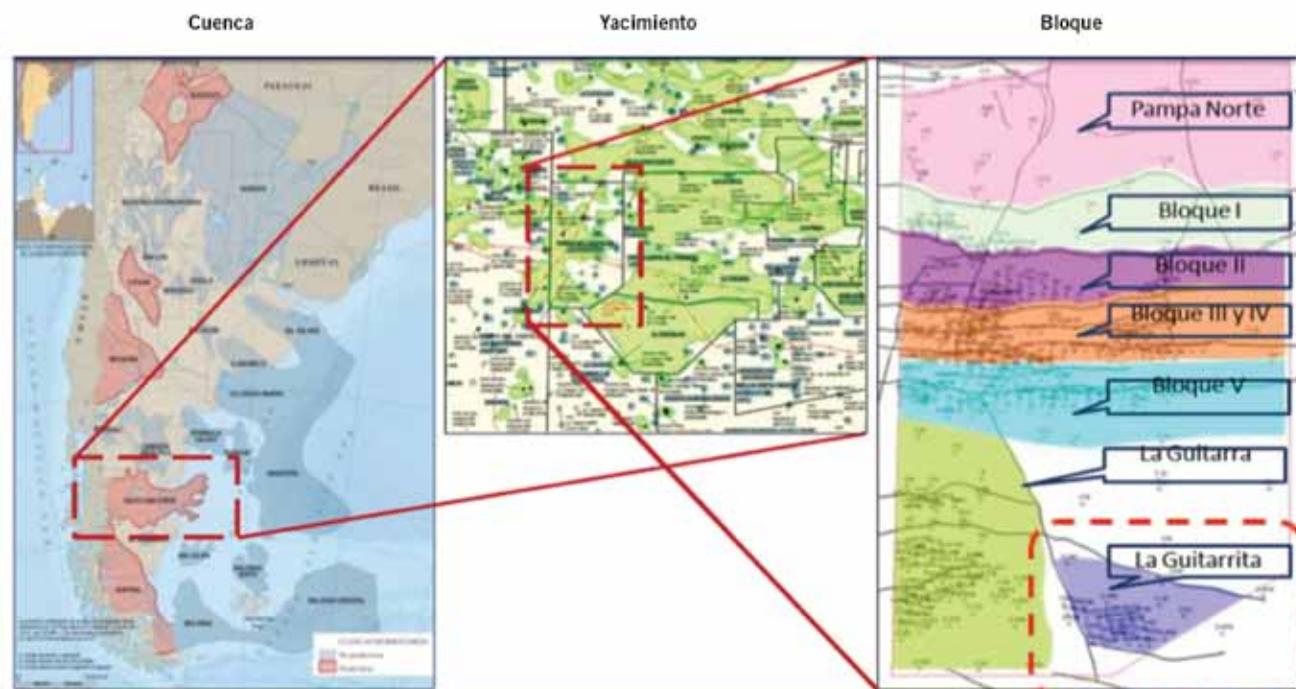


Figura 1. Ubicación.

La estructuración del área permite dividirla en siete bloques principales. Este trabajo se centra en el bloque más meridional denominado La Guitarrita (Figura 1).

Historia de producción en la Cuenca del Golfo San Jorge

Desde 1907 se perforaron 41.600 pozos en la CGSJ, de los cuales, a la fecha permanecen activos 13.300 como productores y 3.350 como inyectores.

La producción histórica supera los 780 Mm³ de petróleo y 5,5 Tcf de gas. Diariamente se producen 581 Mm³ de líquido y 37 Mm³/d de petróleo. Del caudal total de crudo obtenido, se asigna un 49% a métodos de recuperación secundaria y solo un 1% a EOR. Teniendo en cuenta los valores mencionados, la relación agua petróleo (RAP) es de 14,7 m³/m³ con un ratio de 4,1 entre pozos productores e inyectores.

A continuación se detalla la producción actual de la CGSJ para poner en contexto productivo el bloque de interés y realizar un diagnóstico comparativo (Figura 2).

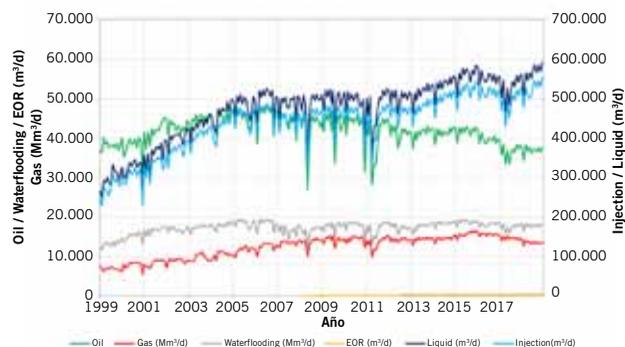


Figura 2. Historia de producción en la Cuenca del Golfo San Jorge.

Historia de producción de La Guitarrita

Desde su pico de producción en 1998 (Figura 3a), la producción de petróleo fue declinando durante 20 años, con una producción de agua en aumento y la necesidad de inyección de agua en un proceso altamente ineficiente, en el que se producen 80 m³/d de agua por cada 1 m³/d de petróleo con una proporción de pozo productor-inyector de 1:1.

Esta área con recuperación secundaria madura es hoy una zona marginal.

Con el agregado de que si un pozo presenta problemas mecánicos, permanecerá *stand-by* debido a las condiciones de marginalidad del bloque.

A causa del agotamiento por recuperación secundaria o a la baja productividad, el bloque La Guitarrita ha llegado

Comparación de Producción Cuenca Golfo San Jorge - La Guitarrita

Indicador	Unidades	CGSJ	La Guitarrita
Producción de Petróleo	Mm ³ /d	37	40
Producción de Líquido	Mm ³ /d	581	3.3
Producción por recuperación asistida	m ³ /d	394	0
Inyección	Mm ³ /d	538	3.5
RAP	m ³ /m ³	14.7	80
N° pozos productores/inyectores		4.1	1.9

Tabla 1

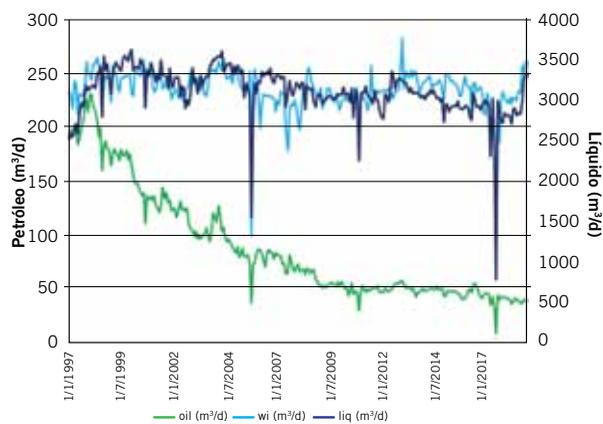


Figura 3a. Historia de producción de La Guitarrita desde 1997.



Figura 3b. Historia de producción de La Guitarrita de los últimos 6 años.

a sus límites productivos, por lo tanto es necesario mejorar el proceso de recuperación mediante la implementación de proyectos de Recuperación Terciaria.

Para dimensionar el área y estimar, entre otras variables, el petróleo original por capa, se creó un modelo analítico utilizando un software de análisis de reservorios.

Con dicho modelo, se evaluó a su vez el comportamiento y la eficiencia de barrido de la inyección vertical como la respuesta esperada de producción tanto vertical como arealente. De este modo, se resuelve que el petróleo original *in situ* del bloque es de 6.902 Mm³ con un espesor útil de 29 m y un FR del 28%. En la tabla 2 se indica con mayor detalle cómo está distribuido el petróleo *in situ* por secuencia.

Marco geológico

La zona de estudio se encuentra en la porción norte de la cuenca del Golfo San Jorge, una cuenca intracratónica que ha sufrido dos fases tectónicas de gran importancia: entre el jurásico temprano y el cretácico temprano la identificó una etapa inicial con un desarrollo tectónico tipo rift y esfuerzos extensionales con dirección predominante N-S, seguido por una fase tectónica de SAG entre fines del cretácico temprano y el cretácico tardío, en la que dominaron esfuerzos en dirección E-O que provocaron nuevos juegos de fallas antitéticas y sintéticas.

En líneas generales, las características de origen extensional confirieron a esta región la posibilidad de desarrollar

Diagnóstico productivo por secuencia

	Reservorio		Acumuladas y FR			Inyección	Producción		
	VP	POIS	FR Prim	FR Sec	FR Total	VPI	Oil	Liq	Ainy
	[Mm³]	[Mm³]	%	%	%	fr	[m³/d]	[m³/d]	[m³/d]
CR1 - H	1,142	631	7%	5%	12%	1.2	4.4	242	482
CR1 - G	372	199	17%	0%	17%	0.2	0.2	2	0
CR2 - G	1,552	979	26%	13%	39%	5.2	9.8	739	647
CR2 - F	2,849	1,849	30%	16%	46%	3.8	14.5	1,066	1110
CR2 - E	2,767	1,757	12%	9%	21%	2.4	12.3	797	819
CR2 - D	109	68	10%	0%	10%	-	0.0	2	0
CR3 - D	1,283	767	14%	0%	14%	0.0	0.7	7	0
CR3 - C	472	283	22%	0%	22%	-	0.5	3	0
MEC - A	675	370	5%	0%	5%	-	2.1	6	0
	11220	6902	19%	9%	28%	2.40	45	2,865	3,058

Tabla 2

un gran espacio de acomodación y, sumado a las importantes tasas de subsidencia asociadas, se dio lugar a un marco excepcional para la depositación de facies lacustres, fluviales y deltaicas, que rellenaron los depocentros extensionales desarrollados sobre los complejos volcánicoclásticos de edad jurásica. El desarrollo de una potente columna sedimentaria de ambiente principalmente continental alcanza los 3.500 m en sus sectores más potentes.

La formación Pozo D-129, de edad cretácica inferior, conforma la parte basal de la columna estratigráfica de interés, correspondiente al Grupo Chubut. Si bien es alcanzada por solo un pozo, su porción superior cobra importancia debido a su rol fundamental como roca madre de los hidrocarburos en este sector de la cuenca y por su atractivo exploratorio. Se trata de depósitos lacustres de ambiente anóxico caracterizados por potentes sucesiones de pelitas oscuras ricas en materia orgánica, dentro de las cuales pueden identificarse de manera intercalada miembros tobáceos y calcáreos oolíticos y, en menor medida, delgadas lentes arenosas.

Por encima yace la formación Mina El Carmen que, junto con la suprayacente formación Comodoro Rivadavia, conforma los reservorios más importantes de la cuenca. Está constituida predominantemente por facies finas, de planicies aluviales y lacustres, con intercalaciones arenosas, previamente interpretadas por distintos autores como sublacustres, originadas por flujos de turbidez. Debido al

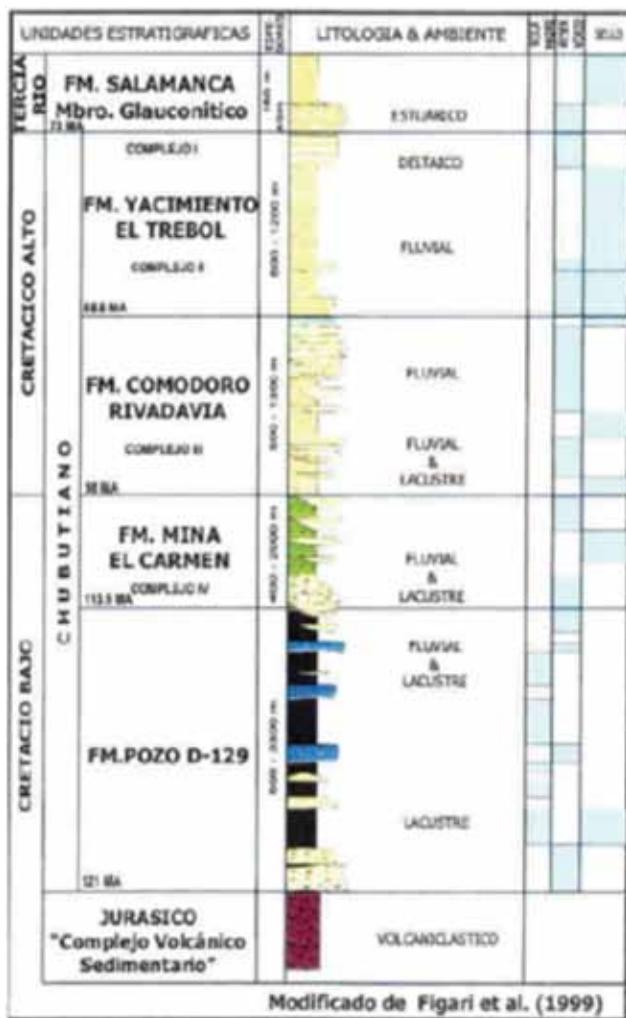


Figura 4. Columna estratigráfica.

evento volcánico patagónico (cretácico inferior alto), son frecuentes las intercalaciones volcánicas en esta formación, representadas por tobas y arcillitas tobáceas, que se hacen menos presentes hacia el techo de la unidad. Esta disminución es acompañada con un mayor predominio de miembros arenosos, estableciendo un pasaje progresivo hacia la formación Comodoro Rivadavia (Figura 4).

La formación Comodoro Rivadavia, objetivo principal en el ámbito de estudio, está constituida por pelitas de pro-delta gradando a areniscas de frente deltaico con secuencias de origen fluvial y ha sido dividida en dos miembros: el miembro arenoso en la base y el miembro lutítico al tope. En el primero, la proporción de arenas es más importante que en la formación Mina del Carmen, compuesta por una alternancia de areniscas tobáceas de grano medio y de arcillitas de planicie aluvial. Los principales niveles productores se encuentran al tope del miembro arenoso. El mayor espesor y porcentaje de clásticos es registrado en el flanco norte de la cuenca. Esta sugiere un comportamiento activo de este borde norte.

El miembro lutítico, en cambio, es más pobre en arenas. Solo algunas lentes arenosas están presentes en la base y techo pero sin gran extensión ni continuidad.

El bloque en estudio tiene un espesor promedio de alrededor de 1000 me y su mineralización resulta debido a

una trampa de tipo estructural/estratigráfico combinado con un importante componente estructural.

Los mecanismos naturales de producción predominantes antes del comienzo de la inyección de agua, deducidos de la historia de producción y presiones, fueron la expansión monofásica del fluido subsaturado en un comienzo, según resultados de ensayos PVT y la posterior expansión del gas en solución con una leve entrada de agua (que se intuye a partir del aumento sostenido y suave del corte de agua durante la etapa de producción primaria).

A los fines de este proyecto, el reservorio en estudio se encuentra en las secuencias CR-G, CF-F, y CR-E, debido a que más del 65% del OOIP se encuentra en dichos reservorios (Figura 5, Tabla 2).

Para la correcta implementación de un proyecto de recuperación terciaria es determinante la buena continuidad de las arenas a ser inyectadas. En este caso, existe buena conectividad de los reservorios de interés tanto vertical como arealmente (Figuras 6 y 7).

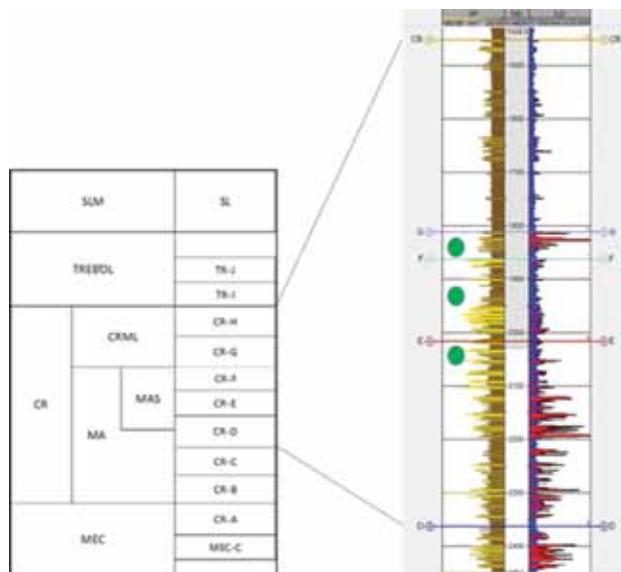


Figura 5. Columna estratigráfica. SP y perfil ILD.

Condición de los reservorios

Luego de describir la formación en la que se desarrollará el piloto, a continuación se explicará el estado de los reservorios:

- Volumen poral inyectado (VPI): entre 3 y 7 VPI. (Figura 7 y 7 bis). Dos de los reservorios de interés se encuentran en un estado terminal de la recuperación secundaria, visualizando la misma tendencia en las otras capas. A su vez, podemos observar que difiere la eficiencia de barrido entre ellas, evidenciando la alta heterogeneidad vertical y alta relación de movilidades.
- Alta heterogeneidad de la permeabilidad vertical: entre 100 y 1500 mD. Promedio 400 mD (Figura 8).
- Alta viscosidad: 20° API petróleo 100 cp.
- Multicapa: 4 reservorios en estudio.
- Profundidad del reservorio: de 1700 m a 1900 m.
- Alta temperatura: aprox. 80/85 °C.

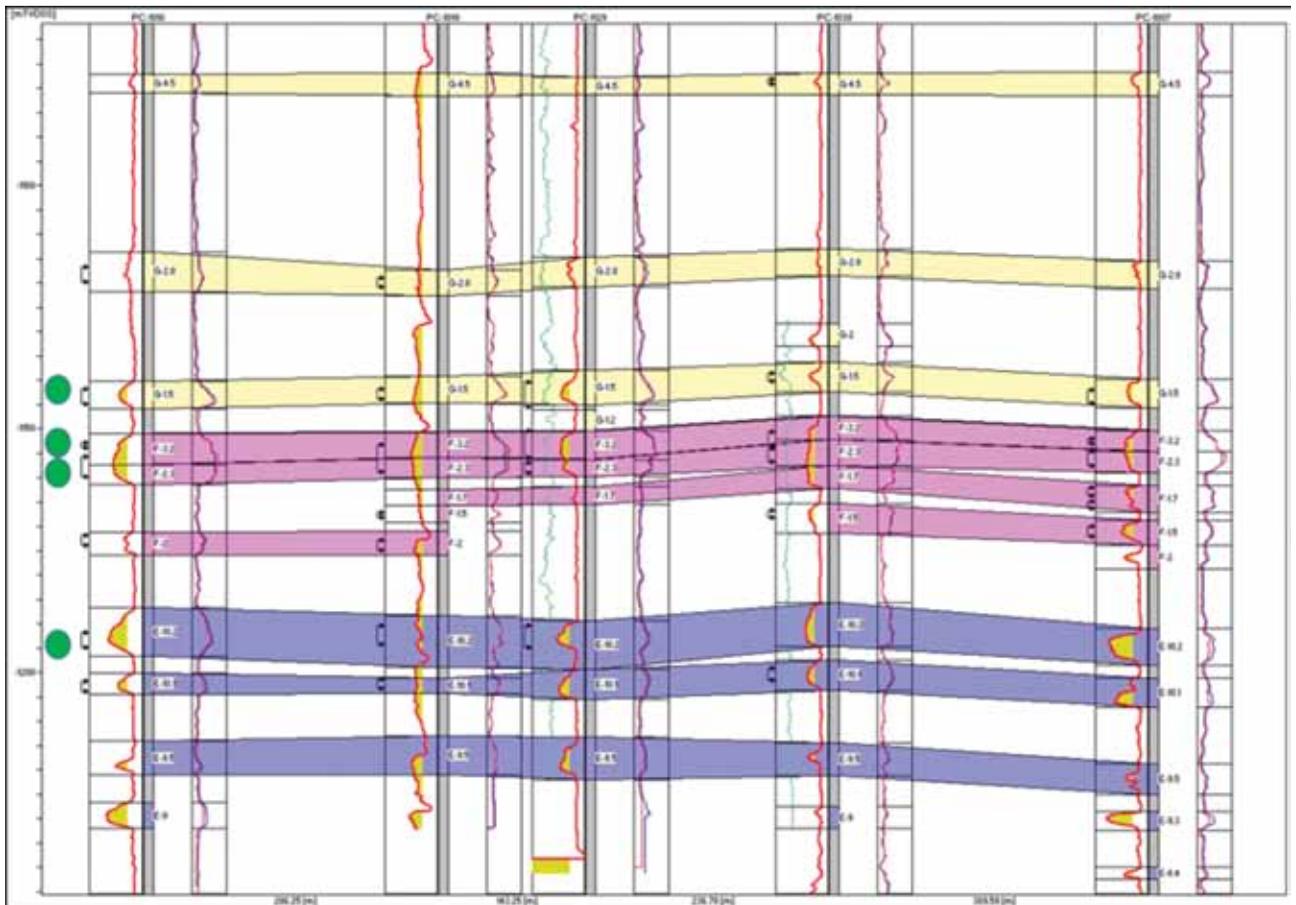


Figura 6. Corte 1 pozo inyector – 4 pozos productores. Conectividad de los capas de interés.

Por último, a la hora de implementación del proyecto, se estimó que se encuentra presente el 60% del petróleo original *in situ*.

Descripción del proyecto

Teniendo en cuenta estas características, se evalúa la implementación de un proyecto integral de recuperación

terciaria para mejorar la eficiencia de barrido volumétrico, que incluye:

- Proyecto integral de inyección de polímeros.
- Construcción de una planta de inyección de polímeros.
- En caso de que dé buenos resultados, la extensión del proyecto a otro bloque del yacimiento.

Proyecto integral de inyección de polímeros

1. Inyección de geles

Los reservorios objetivo tienen un alto volumen poral inyectado (IPV) y alta heterogeneidad de la permeabilidad vertical. Para mejorar la eficiencia del barrido, se iniciará

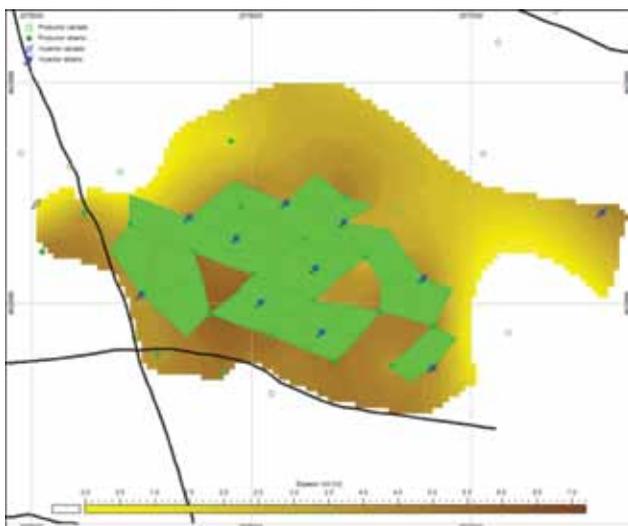


Figura 7. Continuidad areal de una de las capas seleccionadas para la inyección de polímero.

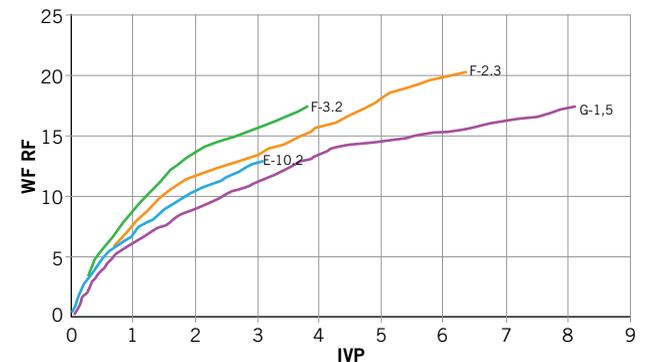


Figura 7 bis. FR Recuperación secundaria versus IPV por cada capa.

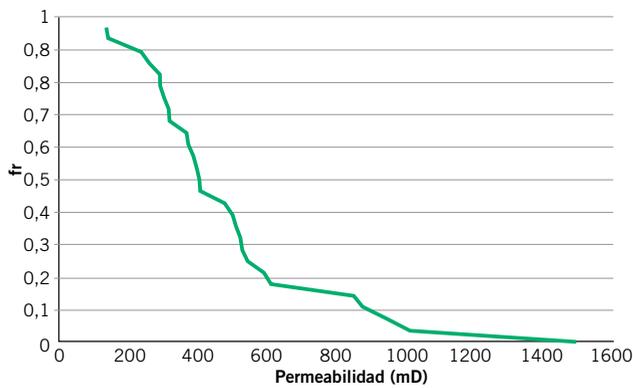


Figura 8. Dispersión de la permeabilidad vertical.

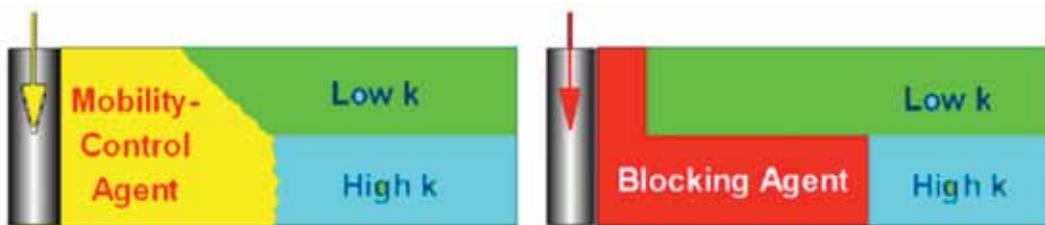


Figura 9. Perfil de inyección vertical que muestra las diferencias entre la inyección de polímeros (izquierda) y de geles (derecha) en dos zonas con permeabilidades diferentes. En verde, la zona de baja permeabilidad y, en celeste, la zona de alta permeabilidad. Fuente: Seright. <http://www.prrc.nmt.edu/groups/res-sweep/>

el proyecto con inyección de gel para luego continuar con polímero a alta viscosidad (similar al petróleo).

La inyección de geles es un tratamiento corto para bloquear o reducir la admisión en zonas canalizadas del reservorio con el objeto de mejorar la recuperación y contactar más petróleo al comienzo de la inyección de polímero.

La formulación química de los geles que se utilizarán en los tratamientos es un gran desafío. Encontrar el polímero adecuado y un agente reticulante estable con la cinética controlada para este tipo de reservorio es un trabajo desafiante.

Volumen del gel: el volumen a inyectar depende del volumen de las canalizaciones de los reservorios canal.

El volumen poral es el resultado del producto de área, H_k y porosidad (Ecuación 1).

$$\text{Ecuación 1: } VP = A * H_k * \phi$$

Referencias:

VP: Volumen Poral, Mm^3

A: área (m^2) es la superficie barrida dentro de un pozo inyector y sus pozos productores asociados. Se considera que, como hablamos de un bloque de más de 20 años de recuperación secundaria, la eficiencia del barrido de agua está en alrededor del 100% en las zonas con mayor permeabilidad en que se canaliza el agua.

H_k : espesor permeable en las zonas de alta permeabilidad >1000 mD.

Una vez que se calcula el volumen poral, y teniendo en cuenta el IVP por capa, podemos estimar el volumen de gel a inyectar.

En función de la experiencia del operador, que lleva más de 10 años realizando tratamientos de geles por administración, los volúmenes target para los tratamientos se indican en la tabla 3.

Luego de realizar este cálculo por cada capa y para cada uno de los 11 pozos inyector, se concluyó que es necesario efectuar 24 tratamientos con un volumen total de 16 mbbl de gel que se a inyectar. En la tabla 4 se detalla cómo es el ejercicio de cálculo.

Rangos de volumen de tratamiento

SI 1 < VPI < 2	se inyectan	2.5% de VP
SI 2 < VPI < 3.5	se inyectan	5% de VP
SI 3.5 < VPI < 6	se inyectan	7.5% de VP
SI 6 < VPI < 8	se inyectan	10% de VP

Tabla 3.

Durante la inyección de geles, se realizará un continuo monitoreo de los parámetros de inyección como caudal de inyección y presión (*hall plots*) para poder efectuar cambios a demanda en función de la respuesta de los reservorios.

La tendencia de la presión da una indicación de la eficiencia del tratamiento. Si la presión aumenta, significa que el gel está bloqueando el canal de alta permeabilidad. Si la presión no se incrementa, es necesario evaluar si se requiere aumentar el volumen del gel y/o modificar el diseño del tratamiento.

2. Inyección de polímeros

Una vez efectuada la inyección de geles, se continuará con la de polímeros.

A continuación se muestra la diferencia en eficiencia de barrido al inyectar agua y polímero en reservorios heterogéneos:

El objetivo principal para el agregado de polímero es el aumento de la viscosidad del agua; sin embargo, agregar polímero también hace que mejore la eficiencia del

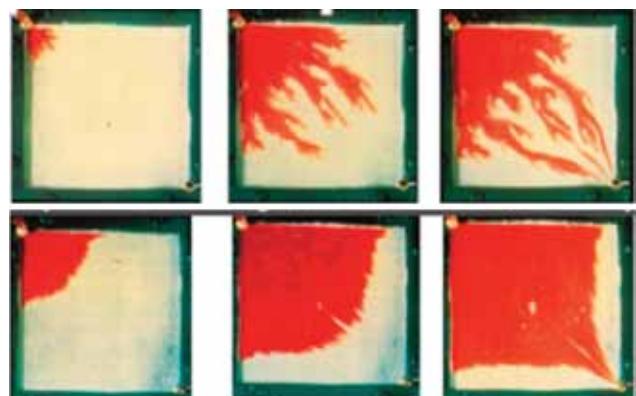


Figura 10. Células 2D de simulación de desplazamiento. Fuente: Surtek.

Cálculo de volumen de gel a inyectar por pozo por capa

Pozo	Capa	VPI (fr)	Area (m ²)	Hk (m)	Porosidad (fr)	VP por capa por pozo (Mm ³)	Volumen de tratamiento acorde con VPI	Volumen final (Mm ³)	Volumen final (bbl)
PI-1	1	6.98	113,000	2.50	0.30	85	10% VP (Mm ³)	8.48	53,308
	2	3.47	113,000	1.50	0.20	34	5% VP (Mm ³)	1.53	9,595
	3	3.38	36,000	4.00	0.18	26	5% VP (Mm ³)	1.17	7,337

Tabla 4.

barrido al reducir la permeabilidad de los canales de alta permeabilidad.

Iniciar la inyección de polímero con alta viscosidad es otro desafío del proyecto, porque además de favorecer el índice de movilidad en la inyección de agua, buscamos superar el contraste de permeabilidades.

3. Screening polímeros

La alta temperatura (80 °C) de los reservorios y las características del agua de producción a utilizar (salmuera de 4.700 ppm salinidad TDS, dureza de 1500 ppm) (Figura 11) para la preparación de la solución polimérica por inyectar, constituyen una limitación al desarrollo de viscosidad.

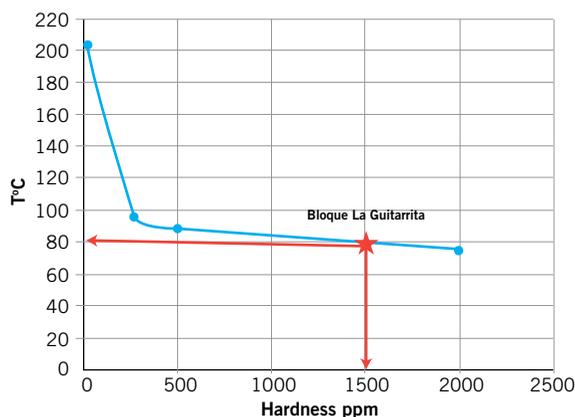


Figura 11. Temperatura versus dureza, agua producida en pozo en La Guitarrita, curvas basadas en información experimental Moradi-Araghi & Doe, 1987.

Es necesario seleccionar cuidadosamente la composición química del polímero teniendo en cuenta las características de la salmuera, la interacción polímero-solvente, la interacción polímero-roca y la degradación del polímero (los polímeros son sensibles a la degradación química, mecánica, térmica y biológica).

Se probaron más de 10 polímeros de características químicas diferentes de acuerdo con las prácticas recomendadas por la norma API-RP 63 ("Prácticas recomendadas para la evaluación de polímeros utilizados en EOR"). La selección del producto de calidad deberá tener en cuenta el desarrollo de la viscosidad, la estabilidad térmica, la filtración y otros parámetros.

A continuación se muestran los resultados del desempeño de algunos de los productos evaluados (Figura 12), representando la viscosidad desarrollada por polímeros comerciales en distintas concentraciones en condiciones análogas en La Guitarrita.

El polímero se seleccionará a través de un proceso licitatorio para obtener el mejor rendimiento de costo por

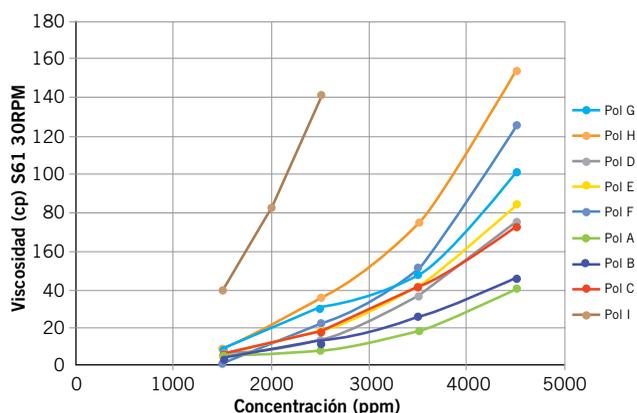


Figura 12. Desempeño del polímero: desarrollo de viscosidad en distintas concentraciones del polímero.

metro cúbico de tratamiento. Para estas condiciones de reservorio, se debe tener en cuenta la estabilidad térmica y el cloud point de los polímeros.

4. Proyecto integral de EOR. Resultados estimados

Se utilizó un proyecto análogo para estimar el petróleo incremental en función del polímero inyectado. El tiempo de respuesta se espera que sea entre los 6 a 12 meses. Los resultados fueron los siguientes: se espera incrementar la producción actual en un 150% aproximadamente. Esto representa un incremento de 8 a 10% del factor de recuperación (Figura 13).

Sumado a que, debido al incremento de la producción de petróleo, y como resultado directo de la inyección de polímeros, se traduce en una disminución del RAP, como se muestra a continuación. Se espera que el RAP disminuya 4 veces (Figura 14). Esto generará una importante disminución de la producción del agua con la consecuente disminución de los costos en instalaciones de superficie.

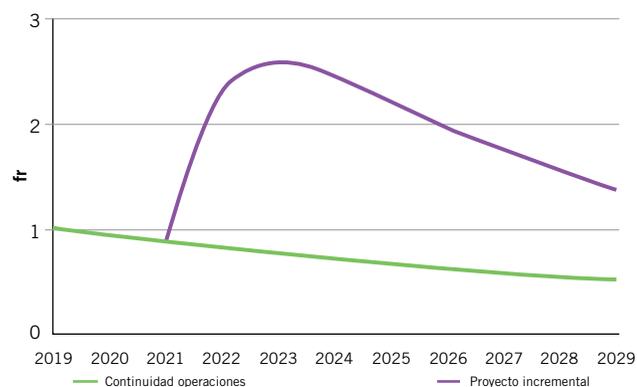


Figura 13. Producción incremental de petróleo relativa a producción inicial.

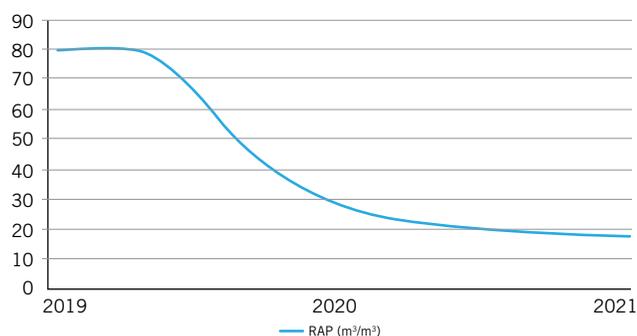


Figura 14. Curva de RAP esperada con la implementación del proyecto.

Conclusiones

La Guitarrita es un bloque donde se evidencia petróleo remanente por extraer pero donde hoy el proceso de recuperación secundaria implementado hace más de 30 años significa recircular agua sin obtener el resultado productivo esperado.

Por encontrarse en los límites de su economicidad, pozo que tiene problemas mecánicos, etc., queda parado, haciendo más ineficiente el proceso y afectando aún más la curva de producción.

El objetivo es revalorizar el activo con la implementación de un Piloto de un Proyecto Integral de EOR, donde los desafíos y los riesgos están presentes pero que gracias a la experiencia en implementación de proyectos de terciaria, se pondrá a disposición para su desarrollo todas las lecciones aprendidas, curva de aprendizaje y todo su conocimiento en llevarlo a cabo y afrontar las dificultades que se puedan presentar.

Se realizarán 24 tratamientos de geles de conformance con el fin de contactar más petróleo al inicio de la inyección de polímero.

De esta forma, la producción se aumentará en un 150% con una disminución progresiva del RAP de $80\text{m}^3/\text{m}^3$ a $20\text{m}^3/\text{m}^3$ y un aumento del FR en el orden del 8 a 10%.

Para disminuir los riesgos es de suma importancia el conocimiento de las características del agua que se inyectará (salinidad, dureza, etc.) porque definirá como variable de

gran importancia el polímero que se podrá utilizar, teniendo en cuenta además que será inyectado en reservorios de importante profundidad y temperatura con la consecuente pérdida de viscosidad a medida que es inyectado en caso de no seleccionar el polímero adecuado para dichos reservorios y agua.

Al desconocimiento de antecedentes locales de proyectos de EOR a las profundidades mencionadas, se suma que también desconocemos el comportamiento de los reservorios de interés frente a la inyección de fluidos de alta viscosidad. Por este motivo, previamente a la inyección de geles para el bloqueo de los canales de alta permeabilidad, se realizarán pruebas de inyectividad con las mismas instalaciones y planta que se utilizará para el proyecto.

Este proyecto no es solo un primer paso para la reactivación de un bloque en estado de marginalidad, sino también el punto inicial para implementar este tipo de proyectos en la Cuenca, extendiendo la vida útil gracias a la recuperación terciaria.

Permitiría además replicar la experiencia en zonas profundas de la Cuenca donde actualmente la temperatura es una limitante para el desarrollo de viscosidad de los polímeros tradicionales.

La aplicación de recuperación terciaria en la Cuenca del Golfo es incipiente y apenas 1% de la producción actual.

El incremento en los FR por estos métodos es fundamental para lograr el desarrollo de los recursos remanentes, además tiene el potencial de ser una de las grandes fuentes de incorporación de reservas a futuro.



Referencias

- Buciak, J. M., Fondevila Sancet, G., & Del Pozo, L. (2015, February 1). *Polymer-Flooding-Pilot Learning Curve: Five-Plus Years' Experience To Reduce Cost per Incremental Barrel of Oil*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/166255-PA.
- Moradi-Araghi, A. & Doe, P. H. (1987, May 1). *Hydrolysis and Precipitation of Polyacrylamides in Hard Brines at Elevated Temperatures*. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/13033-PA
- Reservoir Sweep Improvement. Section Head: Dr. Randall Sright. <http://www.prrc.nmt.edu/groups/res-sweep/>