



DISEÑO DE PROYECTO PILOTO INTEGRAL DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS Cómo prolongar la vida y aumentar el valor de un área marginal en el Golfo San Jorge

María Eugenia Peyrebonne Bispe, Capex, mariaeugenia.peyrebonnebispe@grupocapsa.com.ar;
Martín Villambrosa, Capex, martin.villambrosa@grupocapsa.com.ar; Mayra Goldman, Capex,
mayra.goldman@grupocapsa.com.ar, Capex; Darío Benítez, dario.benitez@grupocapsa.com.ar,
Capex; Federico Ponce; Petrominera del Chubut SE; fponce@pmch.com.ar

Palabras claves

Polímeros, Cuenca del Golfo San Jorge, EOR.

Resumen

El objetivo de este trabajo es presentar el diseño y propuesta de un proyecto piloto de inyección de polímeros que comenzará durante el año 2020 en un bloque maduro llamado “La Guitarrita”, en el que se ha inyectado agua durante más de 30 años y donde múltiples reservorios poseen muy altos volúmenes porales inyectados (VPI) de agua, por encima de 3 VPI. El bloque está ubicado al sudeste del área Pampa del Castillo – La Guitarra, en el flanco norte de la cuenca del Golfo de San Jorge, Provincia del Chubut, Argentina.

La producción de petróleo en el yacimiento al 30 de junio de 2019 fue de 702 m³/d, con 215 pozos productores activos y una inyección de 27.546 m³ de agua en 104 pozos. La producción total fue de 28.396 m³/d, 97,5% de corte de agua y 39 m³/m³ de RAP. La superficie del área es de 120 km².

Para este proyecto se seleccionó una zona marginal del yacimiento de 3 km² con 11 pozos inyectoros y 21 productores.

Un buen indicador de la marginalidad es la relación agua – petróleo producidos (RAP). La RAP promedio en la Cuenca del Golfo de San Jorge (CGSJ) es de 16 m³/m³, mientras que en el área de interés la RAP es de 80 m³/m³ (más de 4 veces mayor), y la proporción de pozo productor/pozo inyector es de 1,9 (2 veces mayor que el promedio de la cuenca). Con estas características, el futuro cercano del área seleccionada es el abandono debido a que ya llegó a su límite económico o intentar, mediante una fuerte inversión, mejorar la eficiencia volumétrica de barrido para reducir el agua de inyección/producción y aumentar la productividad a través de la inyección de polímero.

Algunos de los desafíos que presenta el área son la inyección de geles y químicos adecuados para un petróleo pesado de densidad 20°API, de alta viscosidad in-situ, la salinidad y la alta dureza del agua de formación y la temperatura de los reservorios a inundar (80 °C).

A la fecha se efectuaron pruebas con varios polímeros y se determinó que dos de ellos son adecuados para este tipo de reservorio. Mediante la utilización de polímeros más robustos, se investigará otro tipo de tecnología en la Cuenca con nuevas oportunidades para revitalizar los yacimientos con altas temperaturas y salinidades que no son adecuados para la inyección de polímero convencional HPAM.

De resultar exitoso este proyecto, podría extenderse esta metodología de trabajo a vastos sectores de la Cuenca.

Abstract

The objective is to implement a Polymer Flooding pilot during 2020 in an area within a mature water flood of more than 30 years (with reservoirs having very high injected pore volumes), called “La Guitarrita”, located in the south east of Pampa del Castillo – La Guitarra field, in San Jorge’s Gulf Basin, Chubut province, Argentina. The current field oil production is 624 m³/d with 220 producer wells and 29.011 m³ water injection with 106 wells. Total liquid rate production is 29.681 m³/d, 98% water cut and 47 m³/m³ WOR. The dimension of the field is around 120 km². A good indicator of marginality is the produced water - oil ratio (WOR). San Jorge’s Gulf Basin WOR is around 16 m³/m³, while in the area of interest the WOR is 82 m³/m³ (more than 4 times), and a ratio producer well/injector well of 1.1 (3 times higher than basin average).

Due to these reasons, the immediate next step is to improve the volumetric sweep efficiency in order to stop the inefficient water cycling and increase the oil recovery thru polymer flooding.

Some of the challenges of the area are conformance control and the design of a proper chemical flooding for 20°API oil, water reservoir salinity and temperature conditions (80°C). The future pilot includes 11 injector wells and 21 producer wells in a 3 km² area. The potential of the pilot is to extend the project to the area beside, adding 21 injectors and 40 producers in 8 km² area.

In this area the reservoirs of interest are deeper than in the analog fields used to estimate the increased oil production, with higher temperatures and different water conditions that had made the formulation of the product to be injected a challenge and a risk at the moment of implementing the project.

Screening of several polymers were performed, resulting in two suitable candidates for this type of reservoir conditions. Start a polymer pilot using more robust polymers, will probe other kind of polymer technology in the Basin, giving new opportunities for revitalize fields with high temperature and salinities that are not suitable for conventional HPAM flooding.

Introducción

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 (Fig. 1). La producción acumulada de petróleo en la CGSJ es de 780 MMm³. De este volumen, 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 actual 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.

Ubicación:

El yacimiento Pampa del Castillo - La Guitarra, se encuentra ubicado 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. La estructuración del área permite dividirla en siete bloques principales, centrándose el presente trabajo en el bloque más meridional denominado La Guitarrita. (Fig. 1)

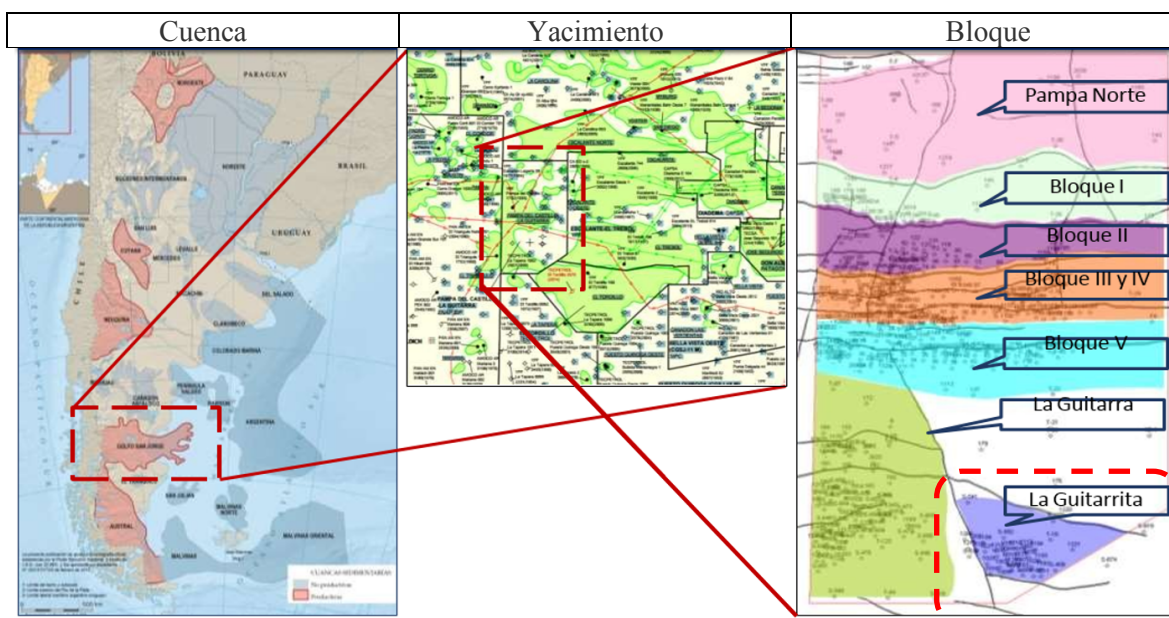


Fig. 1 –Ubicación

Historia de producción en la Cuenca del Golfo San Jorge

Desde el año 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 MMm³ de petróleo y 5,5 Tcf de gas. Diariamente se producen 581 Mm³ de líquido y 37 Mm³ de petróleo. Del caudal total de crudo obtenido, un 49% corresponde a métodos de recuperación secundaria y solo 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: (Fig.2)

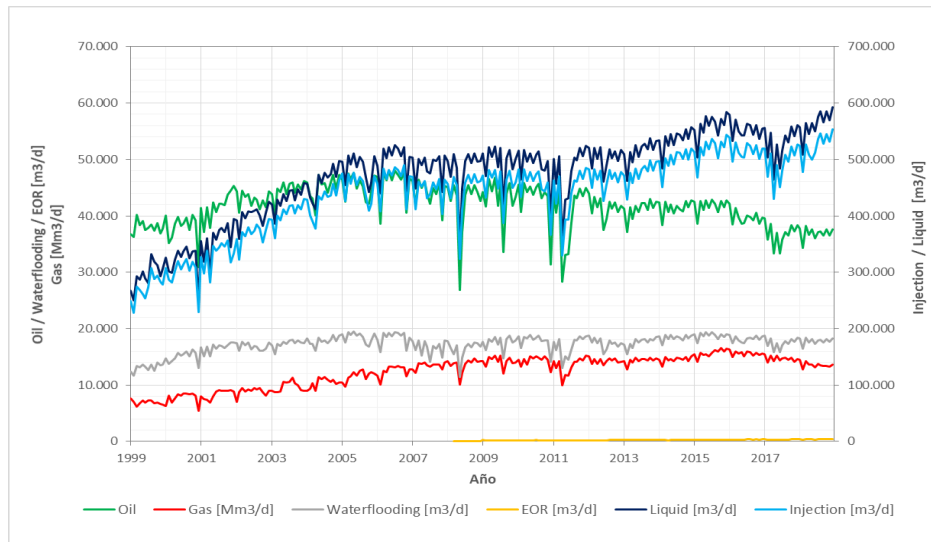


Fig. 2 – Historia de producción en la Cuenca del Golfo San Jorge

Historia de producción de La Guitarrita

Desde su pico de producción en 1998 (Fig. 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 1,1:1.

Esta área con recuperación secundaria madura es hoy una zona marginal. Con el agregado de que si un pozo presenta problemas mecánicos, permanecerá en *stand-by* debido a las condiciones de marginalidad del bloque.

Tabla 1-Comparación Producción Cuenca Golfo San Jorge - La Guitarrita			
Indicador	Unidades	CGSJ	La Guitarrita
Producción de petróleo (recuperación secundaria)	m3/d	190,000	40
Producción de líquido (recuperación secundaria)	m3/d	284,690	3,300
Producción por recuperación asistida	m3/d	394	-
Inyección	m3/d	538,000	3,500
RAP	m3/m3	15	80
Relación pozos productores/inyectores	un/un	4	2

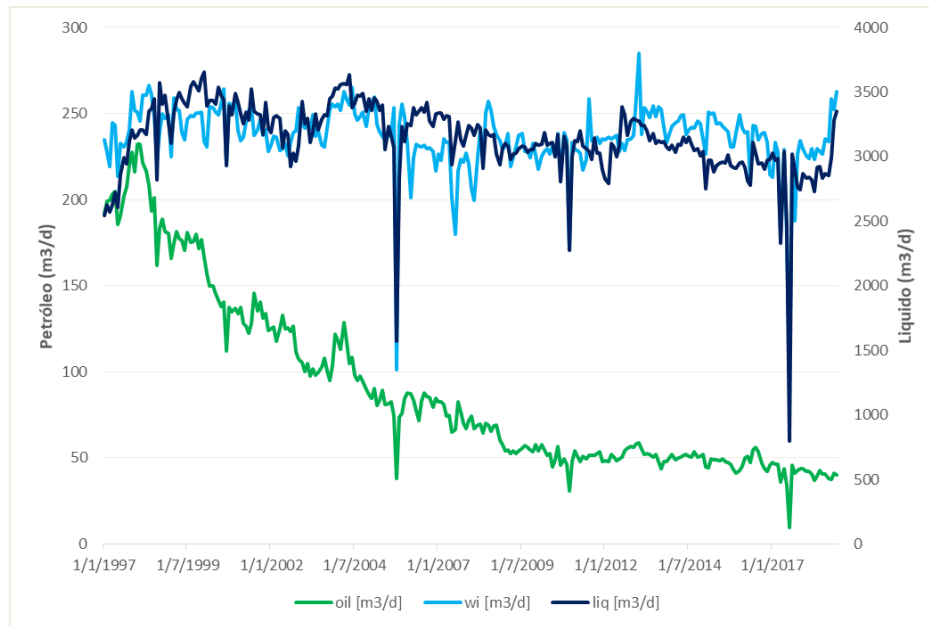


Fig. 3a – Historia de producción de La Guitarrita desde 1997

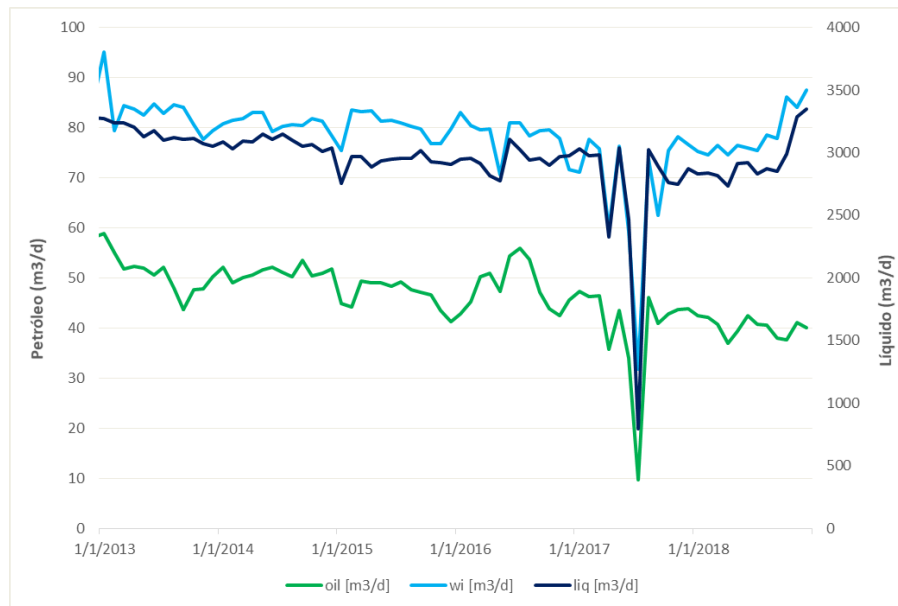


Fig. 3b – Historia de producción de La Guitarrita de los últimos 6 años

Debido al agotamiento por recuperación secundaria o a la baja productividad, el bloque La Guitarrita ha llegado 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 arealmente. 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

	Tabla 2 - 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	

Marco geológico:

La zona de estudio se encuentra en la porción norte de la CGSJ, 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 subsidencia termal por carga de sedimentos 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 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 volcánoclasticos de edad jurásica. El desarrollo de una potente columna sedimentaria de ambiente principalmente continental alcanza los 3.500 metros en sus sectores más potentes.

(Columna estratigráfica de la Fig. 4) 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 evento volcánico patagónico (cretácico inferior alto), son frecuentes las intercalaciones volcanoclásticas 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.

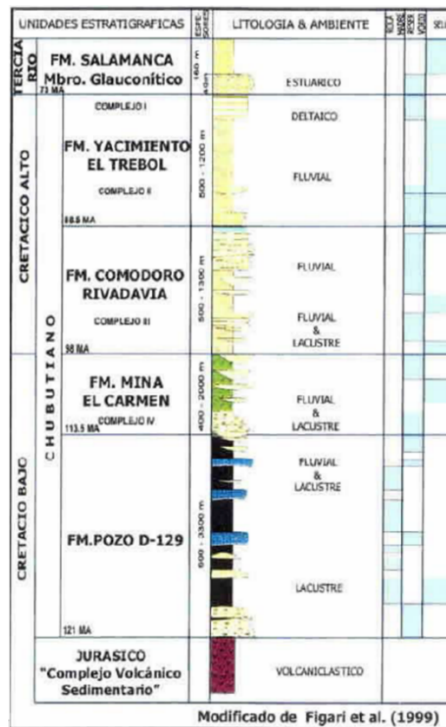


Fig. 4— Columna estratigráfica

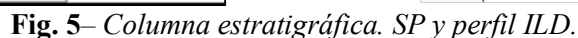
La formación Comodoro Rivadavia, objetivo principal en el ámbito de estudio, está constituida por pelitas de prodelta gradando a areniscas de frente deltaico con secuencias de origen fluvial, y ha sido dividida en dos miembros: el miembro arenoso en la base y el miembro lutítico al tope. En el primero 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 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 metros 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

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. (Fig. 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. (Señalados en las Figs. 6 y 7).

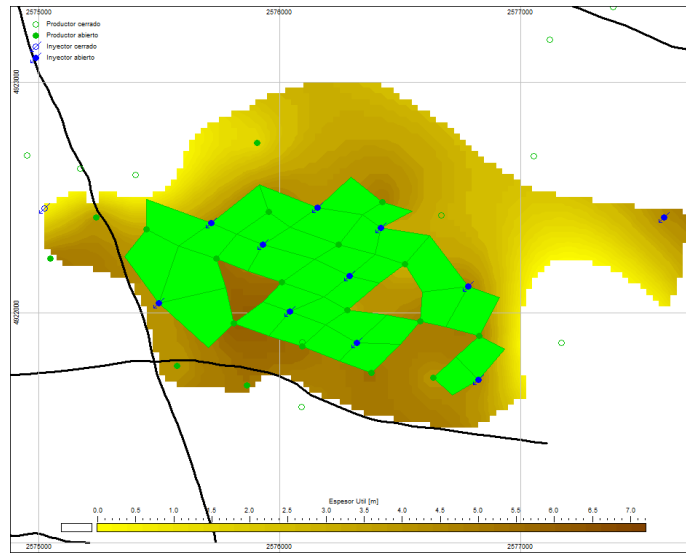


Fig. 6– Continuidad areal de una de las capas seleccionadas para la inyección de polímero.

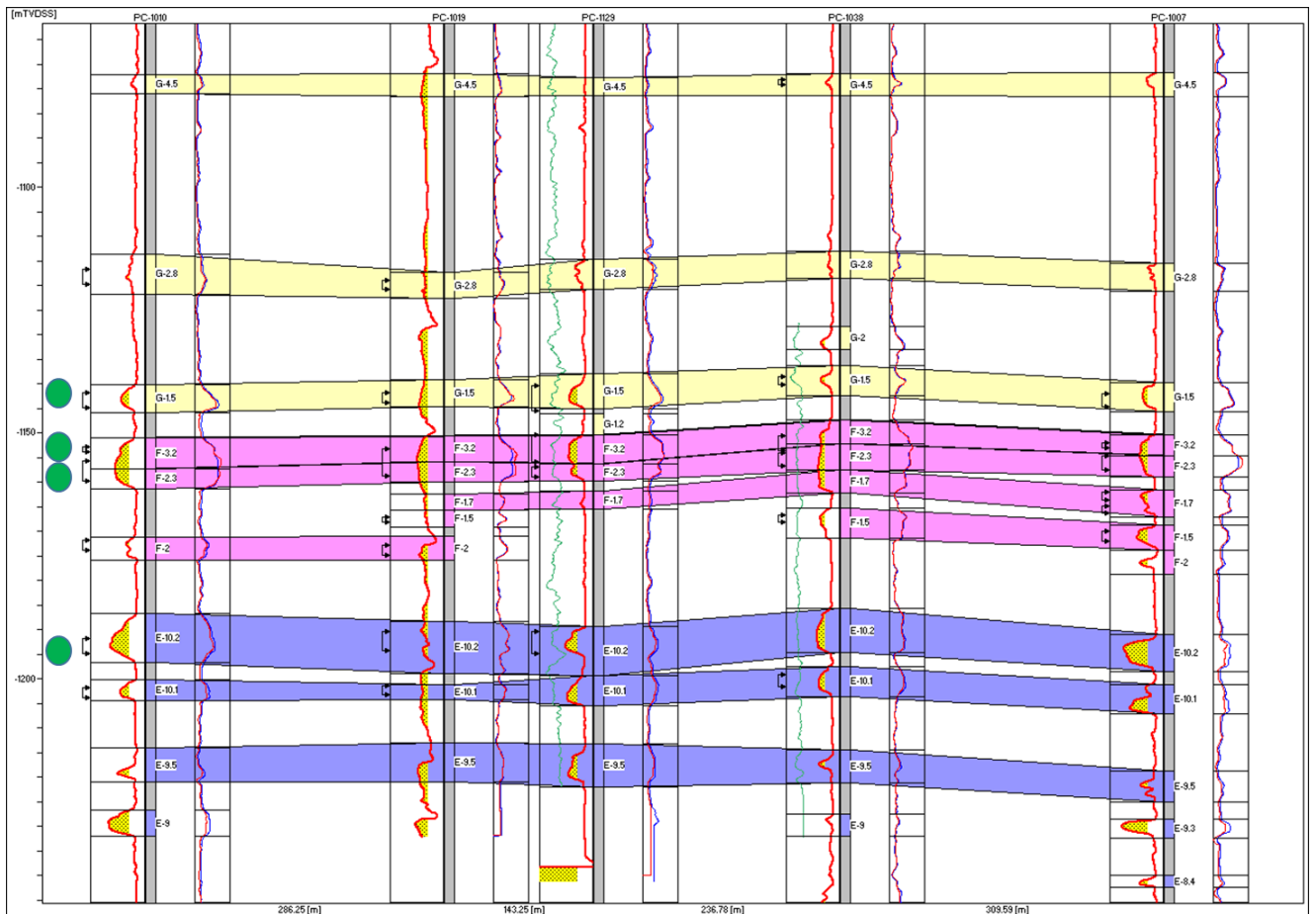


Fig. 7– Corte 1 pozo inyector – 4 pozos productores. Conectividad de los capas de interés.

Condición de los reservorios:

Habiendo descrito 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. (Fig. 7). 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 ver 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 1500mD. Promedio 400mD. (Fig. 8).
- Alta viscosidad: 100 cp in-situ, petróleo densidad 20° API
- Multicapa: 4 reservorios en estudio.
- Profundidad del reservorio: de 1700 a 1900 m.
- Alta temperatura: aprox. 80/85°C.
- Porosidad promedio: 25%
- Espesores útiles: entre 10 a 12 m
- Presente el 60% del petróleo original in situ.

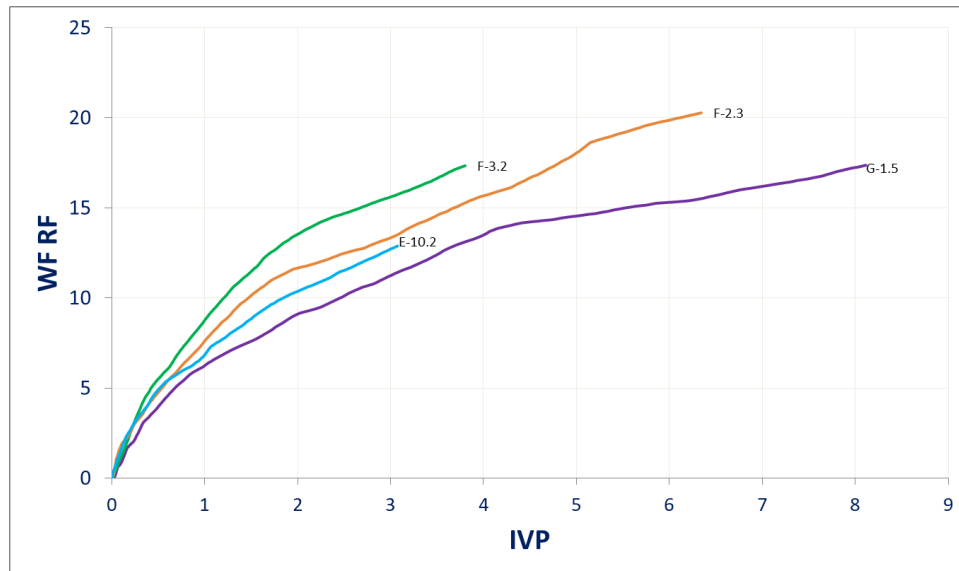


Fig. 7– FR recuperación secundaria vs. VPI por cada capa.

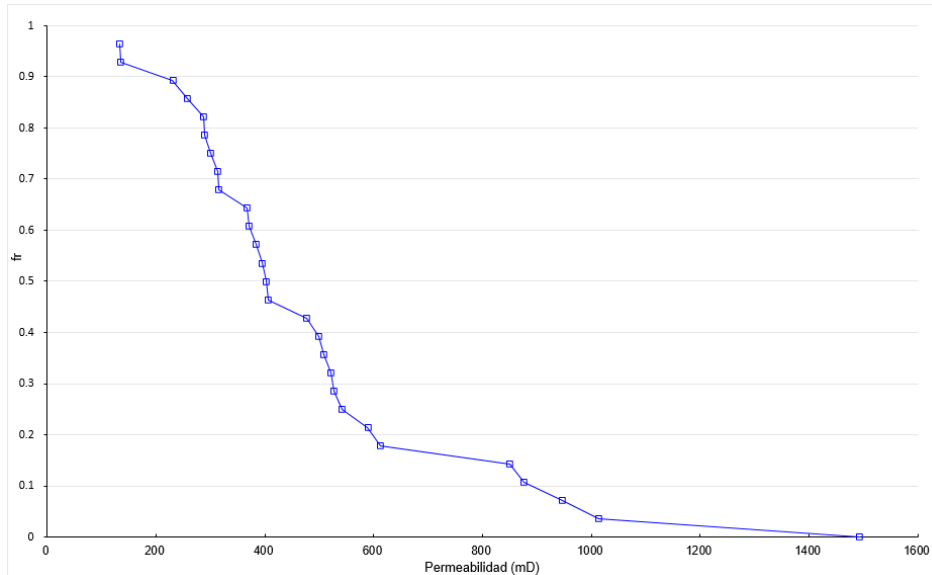


Fig. 8– Dispersión de la permeabilidad vertical

Estrategia de desarrollo del proyecto

Teniendo en cuenta el diagnóstico de la situación actual de producción de La Guitarrita, se implementará un proyecto integral de recuperación terciaria que tendrá comienzos durante el primer cuatrimestre del año 2020.

Etapas del proyecto:

1. Estudio de factibilidad de aplicación de tecnología de recuperación terciaria y análisis de riesgo
2. *Screening* de polímeros y geles
3. Implementación del proyecto:
 1. Proceso licitatorio
 2. Acondicionamiento de instalaciones y pozos
 3. Prueba de inyektividad
 4. Inicio campaña de geles e inyección continua de polímeros
4. Análisis de resultados y evaluación de masificación del proyecto a otros bloques.

1. Estudio de factibilidad de aplicación de tecnología de recuperación terciaria.

La producción de hidrocarburos está dividida en 3 etapas:

1. Producción Primaria: depletación
El petróleo es naturalmente producido gracias a la energía inicial almacenada dentro del yacimiento;
2. Producción Secundaria
Con el fin de mantener la producción y la presión del yacimiento, agua (o ciertas veces gas) es inyectado para empujar los hidrocarburos;
3. Producción Terciaria
Inyección de sustancias específicas para incrementar el recobro (gas, químicos, vapor,...). Aproximadamente el 35 % del petróleo original en sitio (OOIP) es producido después de las etapas de producción primaria y secundaria, esto quiere decir que el 65% del petróleo

remanente después de la recuperación por producción secundaria se encuentra atrapado dentro de los poros por diferentes fuerzas.

La inyección de polímeros es una rentable técnica de EOR probada por más de 40 años en aplicaciones comerciales permitiendo un recobro de petróleo adicional del 5 al 15%.

Los criterios de selección de proyectos para inyección de polímeros son los siguientes:

Tabla 3 - Criterios de selección	
Propiedades del reservorio	Condiciones preferenciales
Permeabilidad	de 50 mD a 10 D
Temperatura	hasta to 120°C
Litología	arenisca
Viscosidad del petróleo	desde 10 cP a 10,000 cP
Gravedad API del petróleo	> 15° API
Salinidad	< 250,000 TDS
Saturación de petróleo	> 20%
Inyectividad de agua	buena

En el caso del Bloque La Guitarrita, la recuperación por producción secundaria ha llegado a su límite y es factible la aplicación de esta tecnología ya que se cumplen los requisitos indicados en la Tabla 3. A continuación se comparan los parámetros de selección:

Tabla 4 - Criterios de selección vs Condiciones La Guitarrita		
Propiedades del reservorio	Condiciones preferenciales	Condiciones del Bloque La Guitarrita
Permeabilidad	de 50 mD a 10 D	300-400 md promedio de permeabilidad
Temperatura	hasta to 120°C	80°C
Litología	arenisca	arenisca
Viscosidad del petróleo	desde 10 cP a 10,000 cP	100 cp
Gravedad API del petróleo	> 15° API	20° API
Salinidad	< 250,000 TDS	4600
Saturación de petróleo	> 20%	35%
Inyectividad de agua	buena	buena

2. *Screening* de polímeros y geles

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

Aumenta la vida productiva de los pozos (tanto inyectoras como productoras), reduce costos operativos y de mantenimiento, y minimiza el agua a disposición, entre otros beneficios. La siguiente figura esquematiza las diferencias entre un agente de bloque (gel) y un agente de control de movilidad (polímero):

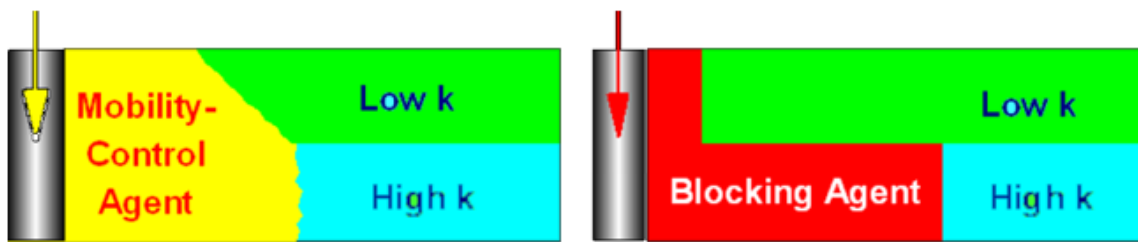


Fig. 9– Perfil de inyección vertical que muestra las diferencias entre la inyección de polímeros (izquierda) y de geles (derecha) en dos zonas con permeabilidades diferentes. En verde, la zona de baja permeabilidad y, en celeste, la zona de alta permeabilidad. Fuente: Seright.

<http://www.prrc.nmt.edu/groups/res-sweep/>

La formulación química de los tratamientos de geles presenta como desafíos encontrar polímeros y agentes entrecruzadores estables en las condiciones del reservorio y con cinética controlada para localizar el tratamiento. Los geles más utilizados en la industria son geles inorgánicos: PAM crosslinkada con un metal multivalente (Sydansk, 1988). El debilitamiento de la unión iónica entre la carga negativa del grupo carboxilato de la cadena de poliacrilamida hidrolizada y el catión metálico, y la velocidad de entrecruzamiento a altas temperaturas, imposibilita usar estos geles a las condiciones de Pampa Del Castillo (80°C).

Los polímeros son modificadores reológicos: se adicionan al agua inyectada para incrementar la viscosidad y ayudar a barrer el petróleo con mayor eficiencia. Principalmente, se utilizan polímeros sintéticos solubles de alto peso molecular.

El valor de adición de polímero al agua de inyección puede ser explicado considerando la ecuación de radio de movilidad con el objetivo de alcanzar un valor lo más cercano de 1 de modo que el petróleo y el agua tengan la misma movilidad dentro del reservorio.

Los proyectos de inyección de polímeros utilizan menor cantidad de agua que los proyectos de recuperación secundaria (requieren menos cantidad de agua para recuperar la misma cantidad de petróleo) y producen también menor cantidad de agua (baja la RAP de los pozos productores).

Las condiciones preferibles para la inyección de polímero son petróleos ligeros, de baja salinidad y dureza, de media a alta permeabilidad del yacimiento y bajas temperaturas. Condiciones diferentes requieren el uso de polímeros más robustos, y por lo tanto más costosos (50%).

En Pampa del Castillo, como se indica en la Tabla 5, el petróleo pesado a movilizar (20° API, 100 cp en condiciones de reservorio) y las condiciones de alta temperatura (80 °C) son limitantes para desarrollar viscosidad utilizando el agua de producción de los pozos (salmuera de 4400 ppm TDS salinidad, 660 ppm dureza):

Tabla 5. Parámetros de calidad de agua de inyección. Promedio de análisis de agua correspondiente al mes de febrero 2019.		
Propiedad	Unidad	Valor
Na ⁺	ppm	1434
Ca ⁺⁺	ppm	245
Mg ⁺⁺	ppm	10
Ba ⁺⁺	ppm	20
Fe	ppm	0.5
Cl ⁻	ppm	2590
SO ₄ ⁼	ppm	15
HCO ₃ ⁻	ppm	125
pH		7.1
Densidad	-	1.003
O ₂	ppb	2.5
H ₂ S	ppm	300
Hidrocarburo en Agua	ppm	10
SST	ppm	20

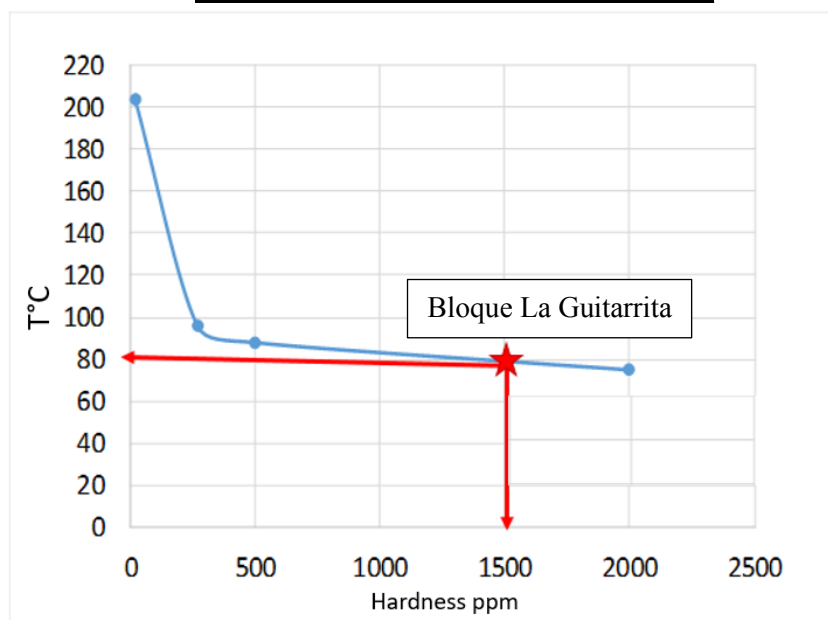


Fig. 11– Temperatura vs. dureza, agua producida en pozo en La Guitarrita, curvas basadas en información experimental Moradi-Araghi & Doe, 1987.

La química del polímero necesita ser cuidadosamente seleccionada teniendo en cuenta las características de la salmuera, la interacción polímero-solvente, la interacción polímero-roca, la

degradación del polímero (los polímeros son sensibles a degradación química, mecánica, térmica y biológica).

Las poliacrilamidas sintéticas (PAM), ampliamente usadas a nivel mundial, se hidrolizan por encima de los 60°C, generando un aumento de la anionicidad y precipitación del polímero si el agua de inyección utilizada es dura (la mayoría de los proyectos de terciaria logran la economicidad evitando reciclar agua de producción). Por lo que las alternativas son las poliacrilamidas mejoradas (funcionalizadas utilizando ciertos monómeros como ATBS o NPV para que puedan resistir alta salinidad y temperatura), asociativos y biopolímeros (polisacáridos producidos por procesos de fermentación de hongos o bacterias). El uso de estas tecnologías actualmente está restringido a escala piloto, o incluso solo a escala laboratorio (polímeros termo-responsivos).

Para Pampa del Castillo se ensayaron más de 10 polímeros de naturalezas químicas diferentes según las prácticas recomendadas por la norma API-RP 63 (“Recommended Practices for Evaluation of Polymers Used in Enhanced Oil Recovery Operations”). El trabajo se llevó a cabo en laboratorios locales. La selección del producto calidad EOR debe tener en cuenta el desarrollo de viscosidad, estabilidad térmica, filtrabilidad, factor de resistencia, entre otros aspectos.

La siguiente figura muestra resultados de performance de algunos de los productos evaluados: viscosidad desarrollada por los polímeros comerciales a diferentes concentraciones en las condiciones controladas de laboratorio análogas al reservorio Pampa Del Castillo.

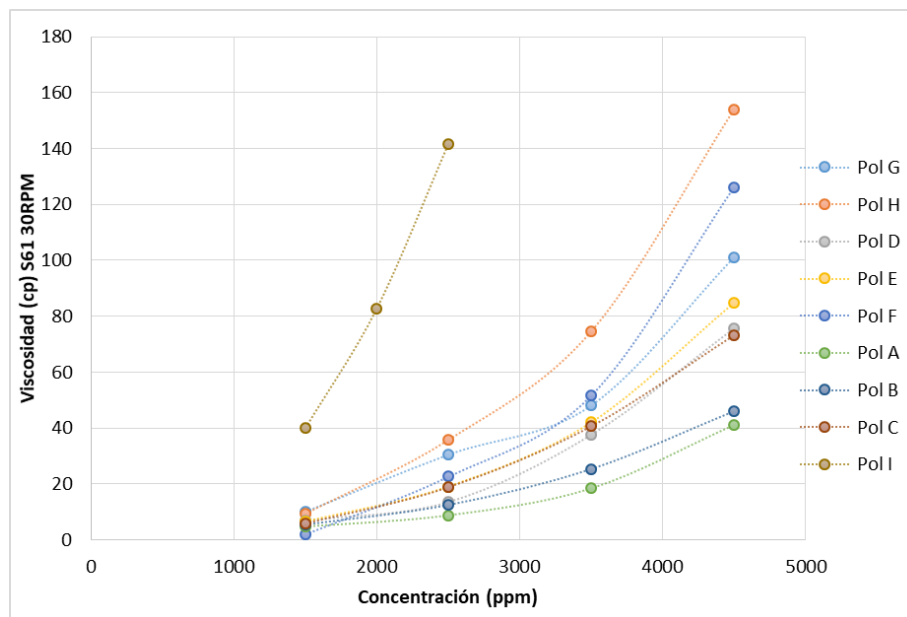


Fig. 12– Desempeño del polímero: desarrollo de viscosidad en distintas concentraciones del polímero.

3. Implementación del proyecto integral de inyección de geles y polímeros

1. Proceso Licitatorio

En paralelo al trabajo de laboratorio que se está llevando a cabo, las estimaciones del incremental de producción de petróleo esperado y caudales a inyectar para el dimensionamiento de las instalaciones, se ha iniciado un proceso licitatorio que incluye la construcción y provisión de planta de inyección

de polímero y geles y el desarrollo del polímero y gel que se ajusten a los requerimientos de los reservorios.

Lo que significa una importante apuesta para revitalizar un bloque que está al borde de ser abandonado por el grado de marginalidad de la misma.

2. Trabajo de acondicionamiento de pozos e instalaciones

Considerando la marginalidad del bloque y la falta de actividad por dicho motivo, es necesario acondicionar pozos tanto inyectoros como productores. Para ello se cuantificó la cantidad de pozos productores/inyectores que deben ser intervenidos con Workover para reactivar, reparar antes de comenzar con el proyecto para que la respuesta del mismo no se vea afectada por el impacto de posibles problemas mecánicos futuros.

En relación de los sistemas extractivos, considerando la disminución de producción de líquido como consecuencia de la inyección de polímero (en una primera instancia se estima llevar el caudal de líquido a 2400 m³/d de los 3500 m³/d actuales) se está evaluando cuál sería el mejor diseño de fondo para los pozos productores de polímeros. Hoy, debido a los altos caudales producidos de líquido, como método extractivo se utilizan bombas electrosumergibles ECS por lo que se está investigando si, producto del movimiento de un fluido que posea mayor viscosidad y en presencia de polímero (100-150 cp, 80° condición de fondo), existe algún problema en la utilización de este tipo de bombas.

La disposición de agua sobrante por la disminución de agua inyectada será absorbida por la optimización de la recuperación secundaria en el resto del yacimiento.

3. Inyección de geles:

Los reservorios objetivos tienen un alto volumen poral inyectado (VPI) y alta heterogeneidad de la permeabilidad vertical. Para mejorar la eficiencia del barrido, se iniciará el proyecto con inyección de gel para luego continuar con polímero a alta viscosidad (similar al petróleo).

Se calculó el volumen de gel que será inyectado estimando en primera instancia el volumen de las canalizaciones de los reservorios de alta permeabilidad. Se detalla la metodología de cálculo a continuación:

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

$$VP = A * H_k * \emptyset \quad \text{Ecuación 1}$$

Referencias:

VP: Volumen poral, Mm³

A: área (m²), es la superficie barrida dentro de la superficie de influencia 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 en las zonas canalizadas está en alrededor del 100%.

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

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

En función de la experiencia de más de 10 años realizando tratamientos de geles por administración, los volúmenes *target* para los tratamientos se indican en la Tabla 5.

Tabla 5 – Rangos de volumen de tratamiento		
SI $1 < \text{VPI} < 2$	se inyectan	2.5% de VP
SI $2 < \text{VPI} < 3.5$	se inyectan	5% de VP
SI $3.5 < \text{VPI} < 6$	se inyectan	7.5% de VP
SI $6 < \text{VPI} < 8$	se inyectan	10% de VP

Luego de realizar este cálculo para cada reservorio y para cada uno de los 11 pozos inyectoros, se determinó que es necesario efectuar 24 tratamientos. En la Tabla 6 se detalla como ejemplo cómo es el ejercicio de cálculo.

Tabla 6 – Cálculo de volumen de gel a inyectar por pozo por capa por pozo por capa									
Pozo	Capa	VPI (fr)	Area (m2)	Hk (m)	Porosidad (fr)	VP por capa por pozo (Mm3)	Volumen de tratamiento acorde con VPI	Volumen Final (Mm3)	Volumen Final (bbl)
PI-1	1	6.98	113,000	2.50	0.30	85	10% VP (Mm3)	8.48	53,308
	2	3.47	113,000	1.50	0.20	34	5% VP (Mm3)	1.53	9,595
	3	3.38	36,000	4.00	0.18	26	5% VP (Mm3)	1.17	7,337

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

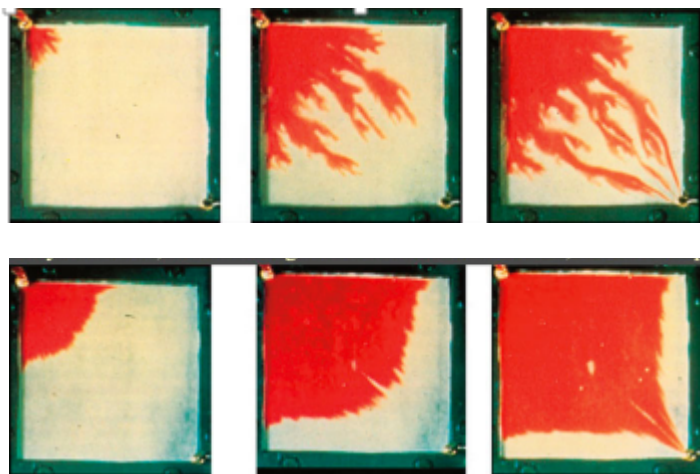
La tendencia de la presión es un indicador de la eficiencia del tratamiento. Si la presión aumenta, significa que el gel está bloqueando el canal de alta permeabilidad. Si la presión no se incrementa, es necesario evaluar si se requiere aumentar el volumen del gel y/o modificar el diseño del tratamiento.

No se conocen antecedentes locales de proyectos de *EOR* a las profundidades mencionadas, tampoco conocemos el comportamiento de los reservorios de interés frente a la inyección de fluidos de alta viscosidad. Por este motivo, como paso previo a la inyección de geles para el bloqueo de los canales de alta permeabilidad, serán realizadas pruebas de inyectividad con las mismas instalaciones y planta que se utilizará para el proyecto.

4. 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: En ambos casos son celdas con 1 pozo inyector y 3 pozos productores asociados.



a. Situación actual: $M > 100$
(Inyección de agua)
Índice de movilidad muy
desfavorable > 1

b. Objetivo del proyecto: $M < 5$
(Inyección de polímero)
Índice de movilidad favorable < 1

Fig. 10– Células 2D de simulación de desplazamiento. Fuente: Surtek.

- a. En el primer caso, se inyecta agua con avance en aquellas zonas de alta permeabilidad dejando entrampado petróleo sin barrer en las zonas de menor permeabilidad.
- b. En el segundo caso, se inyecta polímero generando un barrido homogéneo y logrando inundar y barrer de manera pareja todo el reservorio.

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 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.

Se inyectarán aproximadamente 2.000m^3 diarios de solución polimérica, lo que significa disminuir el caudal de inyección de agua actual en un 40% con la consecuente disminución de los costos de manejo de agua en superficie.

5. Resultados esperados

Se utilizó un proyecto análogo para estimar el petróleo incremental en función del polímero inyectado. Se espera incrementar la producción actual en un 150% aproximadamente en un plazo de 9 meses, siendo el aumento del factor de recuperación esperado de 8 a 10% (Fig. 13).

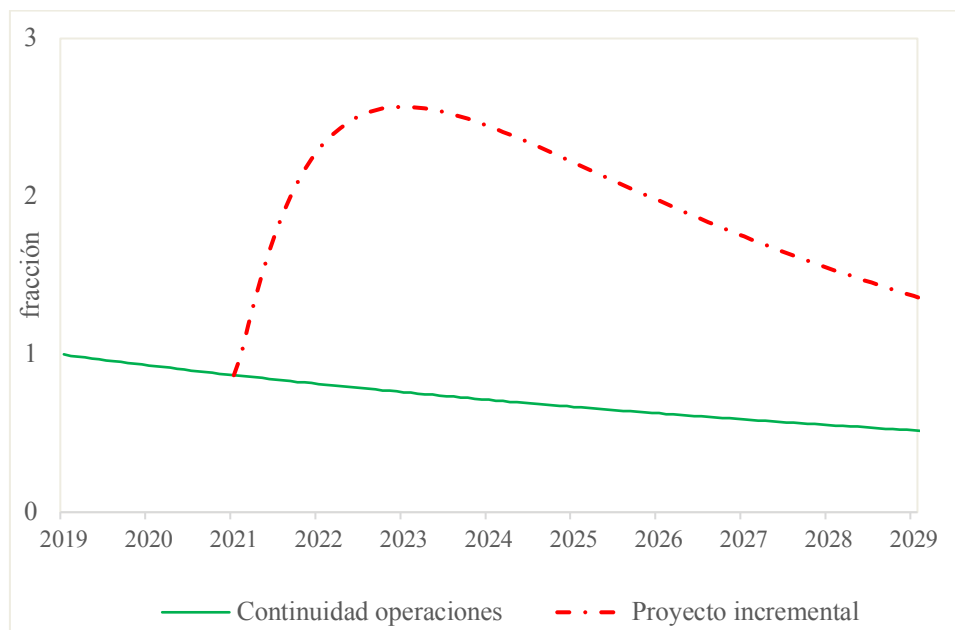


Fig. 13– Producción incremental de petróleo relativa a producción inicial

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 (Fig. 14). Esto generará una importante disminución de la producción del agua con la consecuente disminución de los costos en instalaciones de superficie.

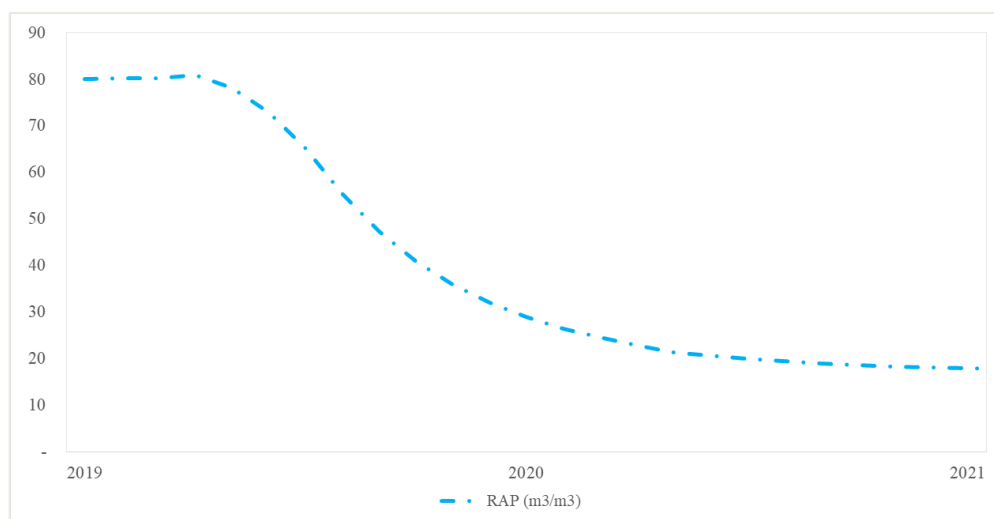


Fig. 14– Curva de RAP esperada con la implementación del proyecto.

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, el 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 riesgos están presentes pero que, gracias a la experiencia en implementación de proyectos de terciaria, se pondrán a disposición para su desarrollo todas las lecciones aprendidas, la curva de aprendizaje y todo su conocimiento para llevarlo a cabo y afrontar las dificultades que se puedan presentar.

Ya se comenzaron con los trabajos de acondicionamiento de pozos y superficie, y comenzó el proceso licitatorio de suministro de planta móvil y polímero. Se estima comenzar la prueba de inyectividad a partir de septiembre de 2019. 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 estima aumentar la producción en un 150% con una disminución progresiva del RAP de 80 m³/m³ a 20 m³/m³ e incrementando el FR en el orden del 8 a 10%.

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

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 donde actualmente la temperatura es una limitante para el desarrollo de viscosidad de los polímeros tradicionales., extendiendo la vida útil debido a la recuperación terciaria.

La aplicación de recuperación terciaria en la CGSJ es incipiente y representa apenas un 1% de la producción actual.

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

Wu, Y., Mahmoudkhani, A., Watson, P., Fenderson, T. R., & Nair, M. (2012, January 1). Development of New Polymers with Better Performance under Conditions of High Temperature and High Salinity. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/155653-MS

Reservoir Sweep Improvement. Section Head: Dr. Randall Seright.
<http://www.prrc.nmt.edu/groups/res-sweep/>

Sorbie, K. S., Yuan, M. D., Todd, A. C., & Wat, R. M. S. (1991, January 1). The Modelling and Design of Scale Inhibitor Squeeze Treatments in Complex Reservoirs. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/21024-MS

Sydansk, R. D., & Southwell, G. P. (1998, January 1). More Than 12 Years of Experience with a Successful Conformance-Control Polymer Gel Technology. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/49315-MS

Breve CV:

María Eugenia Peyrebonne Bispe, Ing Industrial. Universidad Tecnológica Nacional – FRBA.
Ingeniera de Reservorios en Capex SA.