PETROTECNIA

Revista del **Instituto Argentino del Petróleo y del Gas** | ISSN 0031-6598 - AÑO LXIV - 1 | **2024**

EOR. Recuperación mejorada de petróleo

Media sponsor de:

3° Workshop de Medición en Upstream y Downstream de Petróleo y Gas IAPG

5° Congreso de Integridad y Corrosión en la Industria del Petróleo y del Gas IAPG

J(R)ED3 JORNADAS REVOLUCIÓN DIGITAL PARA PETRÓLEO Y GAS

AAOG ARGENTINA OIL&GAS PATAGONIA

Abrimos el primer número de este año 2024 habiendo cerrado un año vertiginoso en que las posibilidades eleccionarias disparaban las opciones de nuestro sector a varios escenarios diferentes.

Ya promediando el primer cuatrimestre y con varios ejes encaminados, la industria del petróleo y del gas trabaja intensamente, con Vaca Muerta remontando su producción y el offshore cada vez más cerca de ser una realidad en las nuevas áreas comenzando a ser prospectadas u operadas.

El verdadero desafío lo tiene sin embargo la producción convencional, la cual se esfuerza al máximo para competir con las demás opciones y por ello dedicamos este número a la Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR).

En estas páginas desplegaremos lo último en la materia, expuesto recientemente en la 7º Jornadas de Recuperación Mejorada de Petróleo –EOR, desarrollada en el marco del 8º Congreso de Producción y Desarrollo de Reserva del IAPG.

En tanto, adelantamos lo que nos espera este año. Empezando en el mes de agosto, el 15 y 16 llega el 3º Workshop de Medición en Upstream y Dowstream de Petróleo y Gas. Del 3 al 5 de septiembre, mientras tanto, hemos organizado el 5º Congreso de Integridad y Corrosión en la industria del Petróleo y del Gas.

Con asistencia más masiva estamos preparando, sin embargo, del 23 al 25 de octubre, la Argentina Oil & Gas Patagonia, la expo más importante que se realiza en la zona sur, donde se esperan al menos 12.000 visitantes, entre profesionales del sector y proveedores de la industria, con los últimos avances del sector. La realidad es que los espacios de la Expo ya han sido vendidos hace meses con todo éxito.

Allí celebraremos conjuntamente las 3º Jornadas de Revolución Digital para Petróleo y Gas.

Nos esperan meses intensos con el solo objetivo de llevarles a nuestros profesionales la actualidad de esta industria que no se detiene.

¡Hasta el próximo número!

Ernesto A. López Anadón

Sumario

EOR. Recuperación mejorada de petróleo

Estadísticas

07 **Los números del petróleo y del gas**

Tema de tapa

08 **EOR: en busca de la eficiencia y la rentabilidad**
Por Vanesa Paredes Muñoz y Soledad González.
Una revisión de las recientes más prestigiosas conferencias acerca de la recuperación mejorada de petróleo realizadas en el país.

12 **Inyección de polímero en El Corcobo Norte utilizando streamlines**
Por M. C. Perea García, D. Manfre Jaimes, R P Batycky y M R Thiele
La simulación optimizada (SLS) ofrece un método poderoso para modelar y evaluar la inyección del polímero. En este artículo se revisan y discuten las ventajas del SLS del método, aplicado al yacimiento El Corcobo Norte (Corcobo), Argentina.

26 **Adecuación de facilities en plantas de tratamiento de agua para recuperación terciaria**
Por Marina Herrero Segura y Carlos Fabián Morandini.
Este trabajo describe los procesos evolutivos y la adecuación de instalaciones que hicieron posible la migración de la instalación de inyección de agua Desfiladero Bayo Mendoza, a una planta de tratamiento que cumple con los parámetros de calidad.

38 **Yacimiento Grimbeek: Resultados y desafíos a cuatro años de la insyección de polímeros**
Por Viviana Paola Serrano, Ana Maria Ruiz y Paula Guillen.
Se exponen aquí los resultados satisfactorios tras realizar en este yacimiento ubicado en la provincia de Chubut, un trabajo conjunto entre el equipo de estudios y el de monitoreo, que pudieron tomar decisiones y realizar los cambios necesarios en la estrategia de desarrollo.

48 **Armado artificial de muestras de formación Vaca Muerta para el ensayo de recuperación de petróleo por imbibición de surfactantes**
Por Esteban González, Jessica Jara, Ricardo Prado, Jorge Montané, Sergio Abrigo, Laura Fernández, Malvina Frigerio y Florencia Toschi.
En este trabajo se presenta una metodología para la reconstrucción, a partir de cuttings, de muestras de la formación Vaca Muerta a ser utilizadas para ensayos de laboratorio de recuperación de petróleo por imbibición de surfactantes.

56 **Metodología de selección de sistemas surfactantes para procesos de recuperación mejorada de petróleo en reservorios no convencionales tipo *shale***
Por Alvaro Campomenosi, Catalina Ruzzante, Ezequiel Gonzalez Pelegri y Diana Masiero y Ana Marlats
El presente trabajo tiene como objetivo seleccionar un sistema surfactante que pueda utilizarse en un proceso de recuperación mejorada de petróleo en un play de black oil. Para tal propósito se diseñó un workflow experimental que permitió evaluar la potencialidad de diversos agentes surfactantes tanto fuera como dentro de un medio poroso.

68 **Monitoreo y seguimiento EOR: de la escala piloto a la masificación**
Por Aldana Boonstra y Mariana Perea.
Una cronología y resultados del camino realizado por Pluspetrol en el yacimiento Río Colorado.

Notas técnicas

72 **Un nuevo enfoque para el análisis modal de fallos y efectos**
Por Luis A. Mazursky y Hernán Mazursky
Se analiza aquí una herramienta de análisis de procesos de calidad, gestión de calidad y estandarización para todo tipo de industrias, desde dispositivos médicos, farmacéutica, militar, gas y petróleo.

78 **Seguridad de Procesos aplicado a Pozos de Gas y Petróleo.**
Por Sebastián Rivas Johnson, Naae Vazquez y Guillermo Ceballos
A lo largo de la vida del pozo, la configuración y estado de integridad de sus componentes, así como las condiciones operativas y composición de los fluidos, varía de manera permanente. Por ello, es necesario contar con un sistema de gestión de integridad que considere el diseño y construcción de pozo, la evaluación y mitigación de riesgos y la operación y mantenimiento, entre otros aspectos.

Novedades

86 **Congresos y jornadas.**
Los que fueron. Los que vendrán.

88 **Noticias de la Industria**

96 **Noticias del IAPG**

98 **Cursos**

100 **IAPG Houston**

Petrotecnia es el órgano de difusión del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.
Maipú 639, (C1006ACG) - Buenos Aires, Argentina
Tel./fax: (54-11) 5277 IAPG (4274)
prensa@iapg.org.ar / www.petrotecnia.com.ar

facebook.com/IAPGinfo twitter.com/IAPG_Info youtube.com/IAPGinfo plus.google.com/113697754021657413329

Staff

Director: *Ernesto A. López Anadón*

Editor general: *Martín L. Kaindl*
Editora: *Guisela Masarik, prensa@petrotecnia.com.ar*
Asistentes del Departamento de Comunicaciones y Publicaciones: *Mirta Gómez y Romina Schommer*
Departamento Comercial: *Daniela Calzetti y Graciela Nubile*
publicidad@petrotecnia.com.ar
Estadísticas: *Roberto López – Mayra Pollano*

Comisión de Publicaciones
Presidente: *Eduardo Fernández*
Miembros: *Jorge Albano, Silvia Barredo, Jorge M. Buciak, Rubén Caligari, Carlos Casares, Martín L. Kaindl, Alberto Khatchikian, Guisela Masarik, Vicente Serra Marchese, Gabino Velasco*

Diseño, diagramación y producción gráfica integral
Cruz Arcieri & Asoc. www.cruzarcieri.com.ar

PETROTECNIA se edita los meses de marzo, junio, agosto y noviembre, y es gratuita para las empresas relacionadas con las industrias del petróleo y del gas asociadas al **Instituto Argentino del Petróleo y del Gas** y a sus asociados personales.

Año LXIV N° 1 - 2024
ISSN 0031-6598

Los trabajos científicos o técnicos publicados en *Petrotecnia* expresan exclusivamente la opinión de sus autores.
Agradecemos a las empresas por las fotos suministradas para ilustrar el interior de la revista.

Adherida a la Asociación de Prensa Técnica Argentina.
Registro de la Propiedad Intelectual Nº 041529 - ISSN 0031-6598.
© Hecho el depósito que marca la Ley 11.723.
Permitida su reproducción parcial citando a *Petrotecnia*.

Premio Apta-Rizzuto

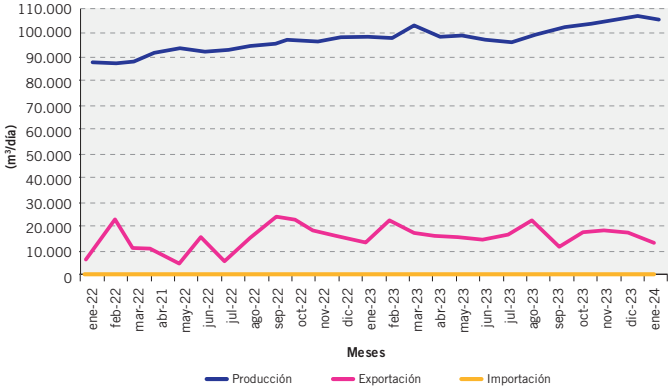
- 1º Premio a la mejor revista de instituciones 2006, 2014
- 1º Premio a la mejor nota técnica-CONICET 2011, 2012, 2015, 2018
- 1º Premio a la mejor nota científica 2010, 2011
- 1º Premio al mejor aviso publicitario 2010, 2011
- 1º Premio a la mejor nota técnica-INTI 2018, 2010, 2008, 2007
- 1º Premio a la mejor revista técnica 1993 y 1999
- Accésit 2003, 2004, 2008, 2012, 2015, en el área de producto editorial de instituciones
- Accésit 2005, en el área de diseño de tapa
- Accésit 2008, 2012, 2013, nota periodística
- Accésit 2009, 2013, 2014, en el área publicidad
- Accésit 2009, nota técnica
- Accésit 2010, 2011, 2012, 2013, 2018 notas de bien público
- Accésit 2010, 2012, 2013, 2014, 2015, 2018 notas técnicas-INTI
- Accésit 2011, notas técnicas-CONICET
- Accésit 2014, notas científicas
- 2º Accésit 2010, 2011, 2012, notas de bien público
- 2º Accésit 2010, en el área de revistas pertenecientes a instituciones
- 2º Accésit 2018, notas científicas
- 2º Accésit 2018, avisos publicitarios

Comisión Directiva 2023-2025

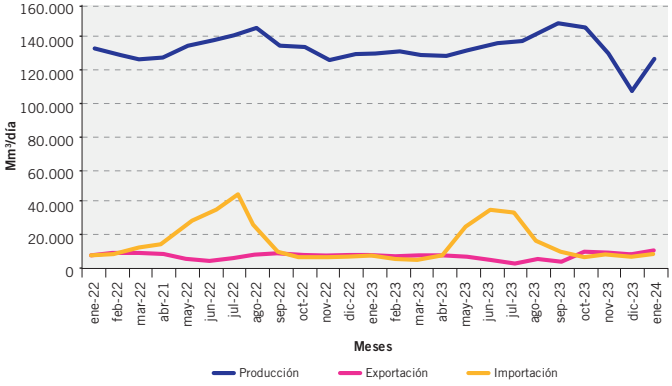
Cargo	Empresa	Titular
Ernesto	López Anadón	Presidente
Gonzalo Martín	López Nardone	Vicepresidente
Rodolfo Eduardo	Berisso	Vicepresidente Upstream Petróleo y Gas
Andrés	Cavallari	Vicepresidente Downstream Petróleo
Iván	Hansen	Vicepresidente Downstream Gas
Diego Rubén	Lachter	Vicepresidente Perforación y Terminación de Pozos
Gustavo	Astie	Vicepresidente Servicios de pozos
Diego Ariel	Schabes	Vicepresidente Fabricación de Equipos y Materiales
Matías Domingo	Szapiro	Secretario
Ricardo Lorenzo	Seeber	Pro-Secretario
María Gabriela	Roselló Warren	Tesorero
Verónica Lorena	Staniscia	Pro-Tesorero
Oscar José	Sardi	Vocal Titular
Martín Norberto	Yáñez	Vocal Titular
María Inés	Sainz	Vocal Titular
María Julia Rita	Martínez Novello	Vocal Titular
Adrián Osvaldo	Vila	Vocal Titular
Tomás Martín	Córdoba	Vocal Titular
Mauricio	Cordiviola	Vocal Titular
Adolfo Fernando Joaquín	Storni	Vocal Titular
Pablo Alejandro	Chebli	Vocal Titular
Gabriela	Aguilar	Vocal Titular
Anibal Fernando	Rearte	Vocal Titular
Diego	Martínez	Vocal Titular
Angel Rubén	Carrillo Castillo	Vocal Titular
Margarita Perla	Esterman	Vocal Titular
Marcelo Ernesto	Irusta	Vocal Titular
Dante Alejandro	Dell'Elce	Vocal Titular
Jorge Hilario	Schneider	Vocal Titular
Walter	Fernández Cicco	Vocal Suplente
Emilio Juan	Cafoncelli	Vocal Suplente
Iván	Lanusse Noguera	Vocal Suplente
Juan Miguel	Maldonado	Vocal Suplente
Gustavo Eduardo	Brambati	Revisor Cuentas Titular
Daniel Alberto	Santamarina	Revisor Cuentas Titular
Carlos Alberto	Williams	Revisor Cuentas Titular
Muriel Liliana	Miller	Revisor Cuentas Suplente
Edy Liliana	Girata Martín	Revisor Cuentas Suplente

LOS NÚMEROS DEL **PETRÓLEO Y DEL GAS**

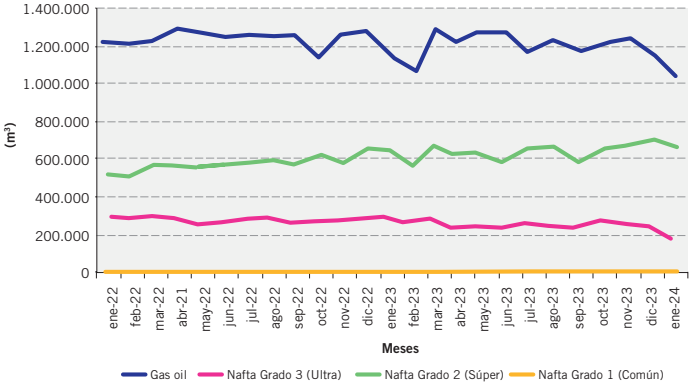
Producción de petróleo *versus* importación y exportación



Producción de gas natural *versus* importación y exportación

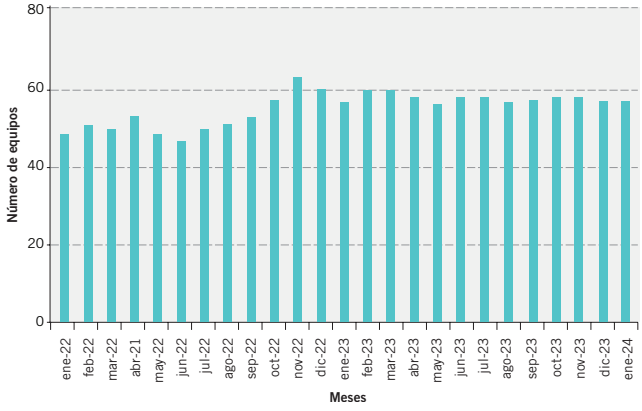


Ventas de los principales productos

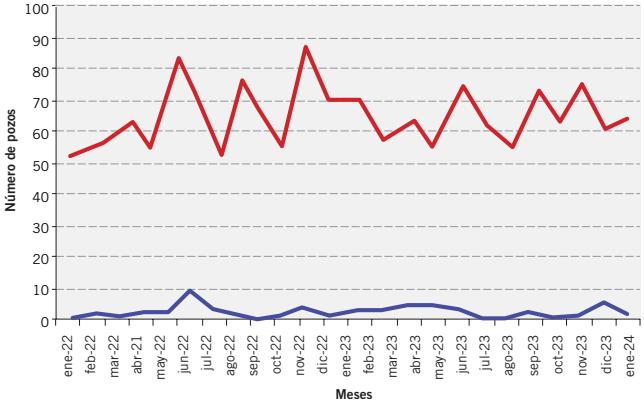


Precio del petróleo de referencia WTI

Cantidad de equipos en perforación



Pozos perforados



EOR: en busca de la eficiencia y la rentabilidad

Por ***Vanesa Paredes Muñoz*** y ***Soledad González*** (Miembros del Comité Organizador de las 7° Jornadas de Recuperación Mejorada de Petróleo, Subcomisión EOR del IAPG)

Una revisión de las recientes más prestigiosas conferencias acerca de la recuperación mejorada de petróleo realizadas en el país.

En el marco del 8° Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas, celebrado del 7 al 9 de noviembre últimos en el Sheraton Hotel de Buenos Aires, se llevaron a cabo las 7° Jornadas de Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR) organizadas por el comité de la Subcomisión de EOR del IAPG, bajo el lema "El camino hacia la producción eficiente".

La convocatoria para la presentación de trabajos superó ampliamente las expectativas del comité, con más de 40 trabajos recibidos, provenientes de al menos 18 instituciones y empresas. Esto no sólo refleja el crecimiento de la EOR en Argentina en los últimos años, sino también el interés en participar en estos eventos, que tanto enriquecen a nuestra comunidad.

En esta edición, con una asistencia en la sala casi completa, pudimos nutrirnos con los trabajos de diversos profesionales a través de 20 presentaciones y ocho posters seleccionados. Además, tuvimos el honor de contar con cinco conferencias virtuales de profesores y expertos internacionales que compartieron su conocimiento con el auditorio. Estas conferencias se dividieron en dos grandes bloques: "Nuevos desarrollos y tendencias de EOR" con Nicolas Gaillard (Poweltec) y Farid Bernard Cortes Correa (Universidad Nacional de Colombia); y "En camino hacia la masificación de proyectos EOR" con Dawood Mahruqi (PDO), Eric Delamaide (IFP-Canada) y Guillaume Dupuis (SNF).

Además, contamos con una mesa plenaria con la participación de directivos de las principales operadoras (Jorge López Kessler, YPF; Jorge Buciak, CAPSA/Capex; Mauricio Russo, Oilstone Energía; Christian Rojas, CGC) quienes nos ofrecieron su visión para acelerar el desarrollo de los proyectos en campos maduros enfatizando la recuperación mejorada EOR.

La calidad y cantidad de trabajos recibidos, la participación durante y después de cada presentación, nos enorgullecen como comité. Esto nos impulsa a seguir adelante con la organización de futuras jornadas, siempre buscando fomentar el debate, el intercambio de ideas y la interacción entre profesionales.

No podemos ignorar el principal desafío que enfrentará la recuperación mejorada en la Argentina en los próximos años, donde el crecimiento exponencial del sector no convencional traccionará las principales inversiones. Encontrar las mejores prácticas y desarrollar nuevas tecnologías que nos permitan continuar avanzando en la eficiencia y rentabilidad en la producción de hidrocarburos del país, será nuestro compromiso.

Seguinos en nuestras redes

INSTITUTO ARGENTINO
DEL PETROLEO Y DEL GAS

www.iapg.org.ar

Inyección de polímero en El Corcobo Norte utilizando *streamlines*

Por ***M. C. Perea García*** (Pluspetrol); y ***D. Manfre Jaimes, RP Batycky*** y ***MR Thiele*** (Streamsim Technologies Inc.)

La simulación optimizada (SLS) ofrece un método poderoso para modelar y evaluar la inyección del polímero. En este artículo se revisan y discuten las ventajas del SLS del método, aplicado al yacimiento El Corcobo Norte (Corcobo), Argentina.

La Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR, por su sigla en inglés de *Enhanced Oil Recovery*) agregando un polímero al agua inyectada se ha discutido ampliamente en la literatura. Para una discusión reciente sobre EOR químico, consulte Delamaide (2020) y las referencias allí contenidas. La física principal de la inyección de polímeros se centra en aumentar la viscosidad del agua inyectada agregando el polímero, reduciendo así la relación de movilidad y mejorando la eficiencia del barrido local. Sin embargo, para garantizar un retorno de la inversión (ROI) positivo, es necesario ajustar una serie de parámetros de diseño mediante una combinación de experimentos de laboratorio y modelos numéricos.

En este artículo describimos la parte de simulación del flujo del yacimiento de dicho diseño aplicado al yacimiento petrolero El Corcobo ubicado en la Cuenca Neuquina, Argentina. En 2018, Hyrc et al. presentó un análisis del mismo yacimiento pronosticando un aumento del 7% en la recuperación de petróleo en comparación con la inyección de agua pura, mediante la inyección de polímero a 500 ppm para una tasa total de 7000 m3/d en 78 pozos inyectores, que afectan a 126 productores. La economía se consideró atractiva y con riesgo limitado.

Este trabajo retoma el trabajo de Hyrc et al. (2018) cinco años después. utilizando SLS combinado con un flujo de trabajo basado en conjuntos (EVOLVE) propuesto por Thiele y Batycky (2016).

Yacimiento El Corcobo

El área es operada por Pluspetrol e incluye los yacimientos Jagüel Casa de Piedra y CNQ7 (en la provincia de Mendoza, Argentina) y CNQ7A y GAIII (en la provincia de La Pampa, Argentina). Las formaciones productivas son el Miembro Superior Centenario (campos Jagüel Casa de Piedra y Cerro Huanul Sur) y el Miembro Inferior Centenario (campos El Corcobo Norte, El Renegado y Puesto Pinto). Ambos miembros tienen propiedades petrofísicas similares. El embalse es de arenisca no consolidada con un espesor máximo de 17m y 600 m de profundidad. Se divide en capas que están amalgamadas o tienen de 2 a 3 m de separación. La permeabilidad varía entre 0,5 y 4 Darcies y la porosidad entre 27 y 33%. El petróleo es de 18° API y tiene una viscosidad in situ de 160 a 270 cp.

El desarrollo del campo comenzó en 2005. La mayor parte del campo se desarrolló siguiendo un patrón invertido de siete puntos con un espaciado de 280 m. Debido a la alta humectabilidad y la baja presión hidrostática (30 kg/cm^2 inicial), se ha experimentado una excelente respuesta a la inyección de agua. Se ha estimado un factor de recuperación final del 26 al 30%. Se estima que la recuperación mediante la producción primaria oscila entre el 8 y el 10 %.

El mecanismo de producción utilizó una producción de petróleo pesado en frío con arena (CHOPS) y los pozos productores se completan sin restricción alguna para la producción de arena.

Los polímeros se han venido inyectando en una zona piloto desde 2012, compuesta por 6 inyectores y sus productores asociados, a una concentración de 500 ppm. Hacia finales de 2020, la inyección de polímeros se amplió a 4 áreas más, agregando 50 inyectores de polímeros adicionales.

Objetivos de modelado

Los objetivos de este trabajo fueron reevaluar el potencial de recuperación incremental asociado con la extensión de la inundación de polímero a todos los pozos en AOI (un total de 331) que se muestran en la Figura 1.

Además, un requisito importante como parte de la reevaluación fue asociar una estimación de la incertidumbre asociada con cada pronóstico para ayudar a cuantificar el riesgo económico con una expansión de la inundación de polímero a todos los pozos AOI.

Figura 1. **Ubicación de los pozos AOI (331) mostrados en naranja en relación con todos los pozos (1527) en el yacimiento El Corcobo a partir de 2022. Los triángulos indican inyectores y los puntos indican productores.**

Simulación basada en optimización/ *streamline*

Thiele *et al*. presentaron la simulación simplificada aplicada específicamente a la inyección de polímeros (2010) y posteriormente aplicado por AlSofi y Blunt (2010), Clemens et al. (2011) y Choudhuri et al. (2015) entre otros. Se puede encontrar una colección útil de artículos que resumen los detalles y la aplicación de SLS en la serie Getting Up to Speed de SPE sobre *Streamline Simulation* (2011).

Una poderosa característica de SLS es la capacidad de capturar pares de inyector/productor y su comportamiento dinámico a través del tiempo como resultado de cambios en las condiciones operativas, como las tasas de pozo y las concentraciones de inyección de polímero. El beneficio del SLS para capturar métricas de inundaciones ha sido ampliamente discutido en la literatura y no se repetirá aquí. Se remite al lector interesado a las referencias citadas en este artículo para obtener detalles y discusiones.

Sin embargo, una métrica específica que vale la pena analizar es el factor de utilidad (UF), que se puede extraer fácilmente por patrón cuando se utiliza SLS. La UF es una métrica de eficiencia expresada como la relación entre la masa de polímero inyectada y la recuperación de petróleo debido a la inyección de polímero incremental a la inundación de agua (Clemens et Alabama. 2011, Zhang et al. 2019): masa de polímero inyectado

Un criterio de diseño razonable puede ser mantener la UF por debajo de 3,0 kg/STB (19 kg/sm^3), aunque no existe un consenso universal sobre un buen umbral. La UF se puede traducir en una métrica de eficiencia económica, pero eso depende de los costos de CAPEX y OPEX locales, así como de los impuestos, para obtener una estimación confiable del precio neto por barril de petróleo producido. En este artículo, preferimos utilizar la eficiencia incremental del polímero (IPE), que es simplemente la inversa de la UF: IPE=1/UF. Mayores eficiencias incrementales implican un mejor uso del polímero, lo que es una interpretación más intuitiva de la eficiencia.

La estimación de la recuperación incremental de petróleo utilizando enfoques de modelado tradicionales se puede calcular a nivel de campo haciendo dos pronósticos (uno con y otro sin polímero) y luego restando los dos. Estimar el IPE para cada patrón requiere de tantas simulaciones de diferencias finitas como patrones haya, considerando cada patrón, uno a la vez. En cambio, SLS puede modelar eficientemente todo el campo y capturar la producción de petróleo compensada asociada con cada inyector por construcción y el IPE de todos los patrones se puede calcular con solo dos simulaciones de pronóstico: el caso base de agua pura y el escenario de inyección de polímero. Luego, la UF se puede utilizar como métrica de detección y optimización, ya que resulta fácil identificar patrones ineficientes (UF altas, IPE bajas) frente a patrones eficientes (UF bajas, IPE altas) en comparación con un umbral deseado.

Modelado de conjuntos

El uso de un conjunto de modelos para pronosticar permite a los ingenieros generar una distribución de probabilidad asociada con las predicciones del pronóstico, lo que a su vez puede ayudar a los operadores a gestionar

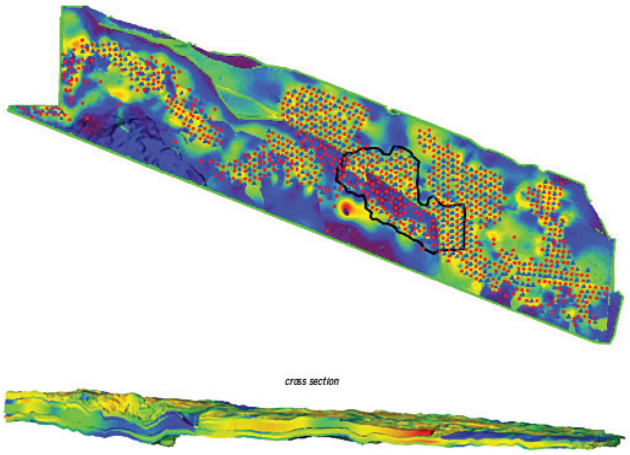


Figura 2. **Modelo Corcobo de campo completo con 253x1171x9=2,666,367 células totales (986,928 activas), incluidos 1078 productores y 449 inyectores. Los puntos rojos son productores, los triángulos azules son inyectores y los puntos verdes representan límites abiertos (no se muestran en la sección transversal). El AOI está delineado en negro. El color representa la saturación de petróleo inicial para una realización con el rojo asociado con áreas de alta saturación de petróleo y el azul asociado con áreas de baja saturación de petróleo.**

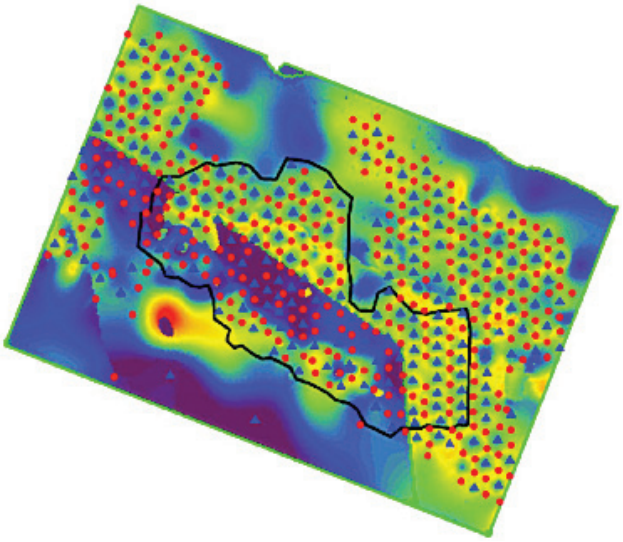


Figura 3. **Modelo AOI con el número de celdas activas reducido de 986.928 a 277.733, lo que lleva a una aceleración computacional de 4,3 en comparación con el modelo de campo completo. El color representa la saturación de aceite inicial para una realización.**

el perfil de riesgo de sus carteras. En este trabajo, utilizamos un enfoque de modelado basado en conjuntos (Evolve) presentado por Thiele y Batycky en 2016.

El flujo de trabajo Evolve es un flujo de trabajo lineal compuesto de 4 pasos: (1) detección y selección de modelos geológicos; (2) calibración de modelos utilizando datos de campo; (3) calibración de modelos utilizando datos de pozos individuales; y (4) previsión económica. Cada paso comienza con un conjunto inicial de modelos que se reduce a un subconjunto representativo de modelos para usar en el siguiente paso. Para obtener detalles sobre la metodología, consulte Thiele y Batycky (2016). No es necesario seguir los 4 pasos y también es posible omitir un paso. Por ejemplo, si solo hay un modelo geológico disponible, la evaluación y selección inicial de modelos geológicos no es aplicable y se omite. En el caso específico de Corcobo, el conjunto de modelos se construyó como parte del paso de calibración a nivel de campo de los períodos históricos de inundación de agua e inundación de polímero únicamente.

El modelo El Corcobo

El modelo Corcobo de yacimiento completo incluye 1078 productores y 449 inyectores utilizando una cuadrícula de tamaño 253x1171x9 = 2,666,367 celdas en total, de las cuales 986,928 están activas. Aéreamente DX=DY=30m mientras que verticalmente DZ cambió para seguir la parte superior e inferior de cada una de las 9 capas como se muestra en la Figura 2. El AOI está delineado en negro.

Para reducir el costo numérico del estudio, el modelo de campo completo se recortó para centrarse en el piloto de polímero y las áreas que rodean al piloto al hacer que las regiones fuera del AOI sean inactivas, como se muestra en la Figura 3. Al hacerlo, el número de celdas activas en el modelo AOI se reduce a 277.733. Tener en cuenta que los puntos verdes indican que el modelo AOI está abierto para fluir en los cuatro lados. La diferencia en los tiempos de ejecución usando 4 núcleos en un conjunto de chips Intel Core i9-11950H de 11.a generación fue de 12 minutos para el modelo de campo completo frente a 3 minutos para el modelo AOI, una aceleración de 4 veces.

Creando un conjunto de modelos para el AOI

Para crear un conjunto inicial de 40 modelos, se muestrearon las entradas de cinco distribuciones de parámetros utilizando un sampler Latin Hypercube:

1. Saturación inicial de aceite/agua. El modelo Corcobo AOI se inicializó con mapas de saturaciones para cada una de las 9 capas existentes el 01.10.2005. Además, las capas 7-9 (las capas prominentes en el AOI) se modificaron mediante la introducción de ocho límites superiores máximos de saturación de agua: Swmax=0,15, 0,20, 0,25, 0,30, 0,35, 0,40, 0,45 y 0,50, lo que resulta =1– en un total de 8 posibles iniciales mapas de saturación de agua. La saturación de petróleo es entonces simple. La variación de la saturación de agua para las capas 7-9 se muestra en la figura 4.
2. Saturación de agua connata (SWCO). Distribución uniforme (0,15 a 0,40)
3. Exponente del petróleo de Corey (oilExp). Distribución uniforme (0,5 a 5)
   - Exponente de agua de Corey (watExp). Distribución uniforme (0,5 a 5)

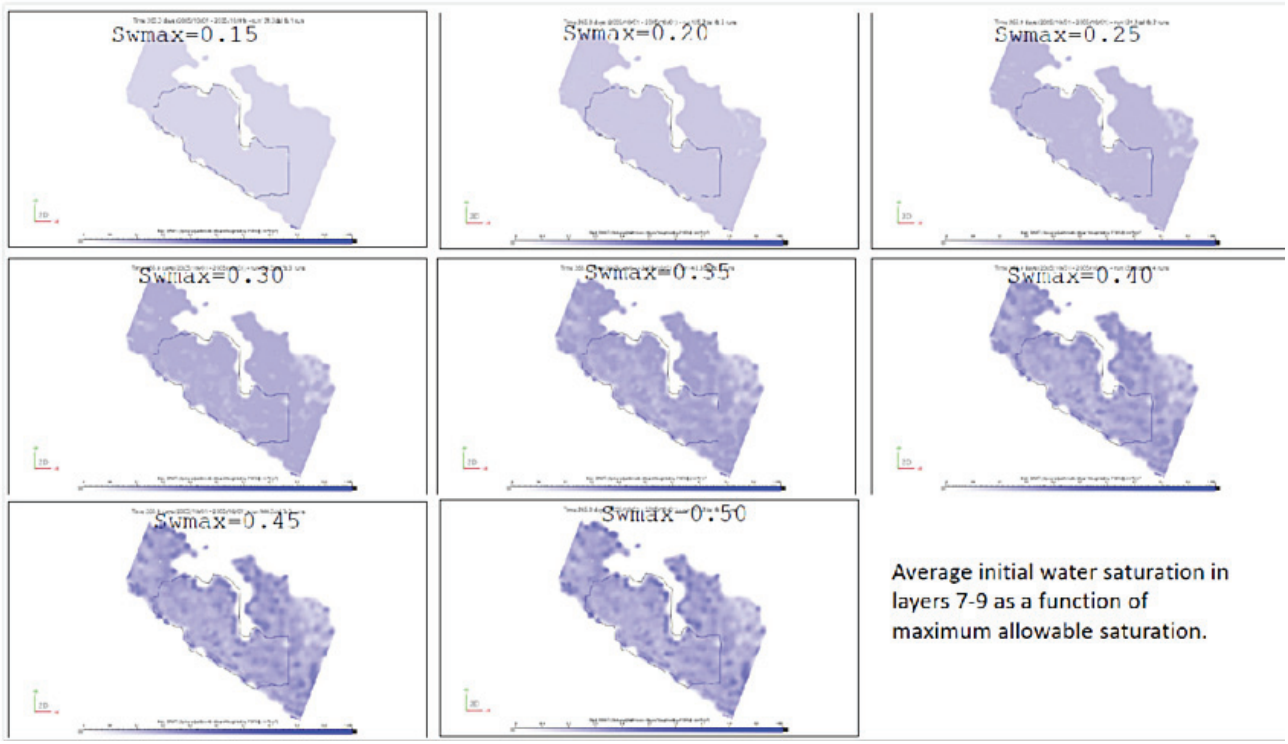


Figura 4. **Distribución promedio inicial de saturación de agua en las capas 7-9 en función de la saturación de agua máxima permitida (misma escala de color [0,1] utilizada para todos los casos).**

- Saturación de aceite residual en agua (SORW). Distribución uniforme (0,1 a 4)
- Permeabilidad relativa máxima al agua (krwmax). Distribución uniforme (0,1 a 0,4).

Las seis distribuciones de parámetros anteriores se muestrearon utilizando el muestreo Latin Hypercube para crear 40 combinaciones de parámetros discretos y, por lo tanto, 40 modelos de simulación (iniciales). La Figura 5 muestra los valores de los parámetros para 10 de los 40 modelos de simulación. Por ejemplo, el primer modelo (run131) utiliza el mapa de saturación de agua inicial que tiene un máximo de saturación del 15%, krwmax=0,3176, exponente de petróleo de Corey=1,405, la saturación de petróleo residual es 0,3417, la saturación de agua connata es 0,2281 y un mapa de saturación de agua inicial es 0,3417. Exponente del agua=3.080.

Luego se simularon los 40 modelos hasta el final de la historia (01.05.2022) para cuantificar la distribución de la respuesta del petróleo en el AOI (figura 5). Para este muestreo inicial, la tasa máxima de petróleo osciló entre casi 5000 m³/día y 500 m³/d. La producción histórica

Runs	krwmax	oilExp	sinit_cuttoff	sorw	swco	watExp
Latin Hypercube 1						
run131	0.3176	1.405	15	0.3417	0.2281	3.080
run132	0.3545	3.006	15	0.2371	0.1843	3.395
run133	0.1484	4.053	30	0.2437	0.2436	2.023
run134	0.1760	1.813	25	0.2046	0.2070	3.264
run135	0.1967	1.953	20	0.2494	0.2485	2.116
run136	0.2106	1.335	30	0.3733	0.3379	0.6521
run137	0.3057	4.626	20	0.3620	0.2976	3.597
run138	0.2694	4.464	40	0.3274	0.2621	4.892
run139	0.1864	2.799	40	0.2129	0.3101	4.370
run140	0.2210	0.6542	45	0.3510	0.2132	3.947

Figura 5. **Valores de los seis parámetros muestreados para 10 de los 40 modelos de simulación iniciales.**

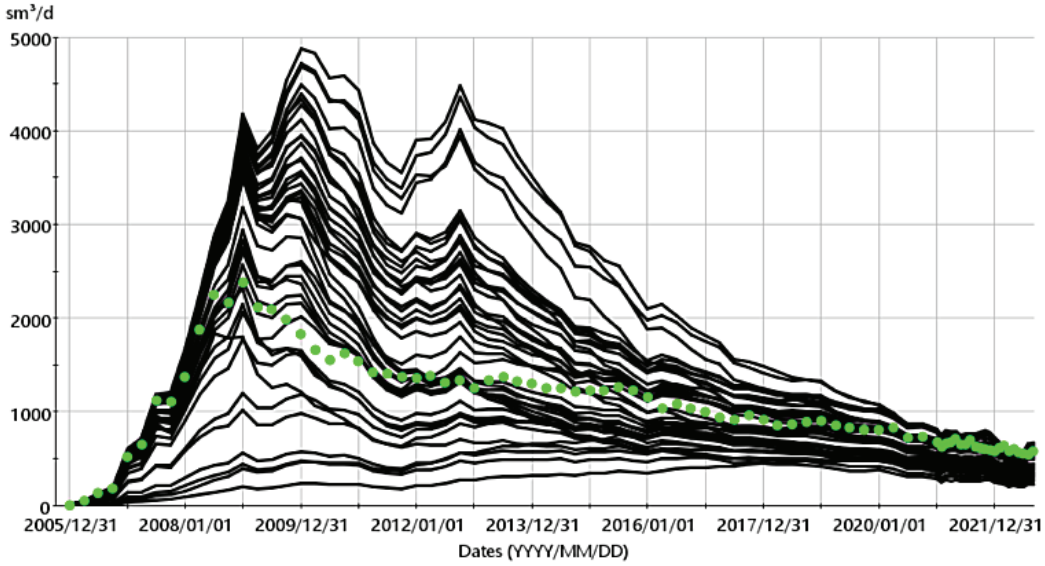


Figura 6. **Respuesta del petróleo de los pozos de área de interés para los 40 modelos de simulación iniciales en comparación con la tasa histórica del petróleo (puntos verdes).**

de petróleo se muestra con las viñetas verdes. Dado un conjunto inicial de combinaciones de 40 parámetros, el siguiente paso es utilizar los datos históricos para reducir el rango de incertidumbre en la respuesta del petróleo actualizando los valores de los parámetros. Este paso de calibración (coincidencia histórica) se realiza mediante un enfoque de optimización global llamado evolución diferencial (DE).

Evolución diferencial

DE es un algoritmo de optimización (Price *et al*. 2005) que imita el proceso de selección natural y evolución para encontrar la solución óptima utilizando una población de soluciones candidatas y mejora iterativamente las soluciones a lo largo de múltiples generaciones. Los pasos clave de DE son (1) inicialización, (2) mutación,

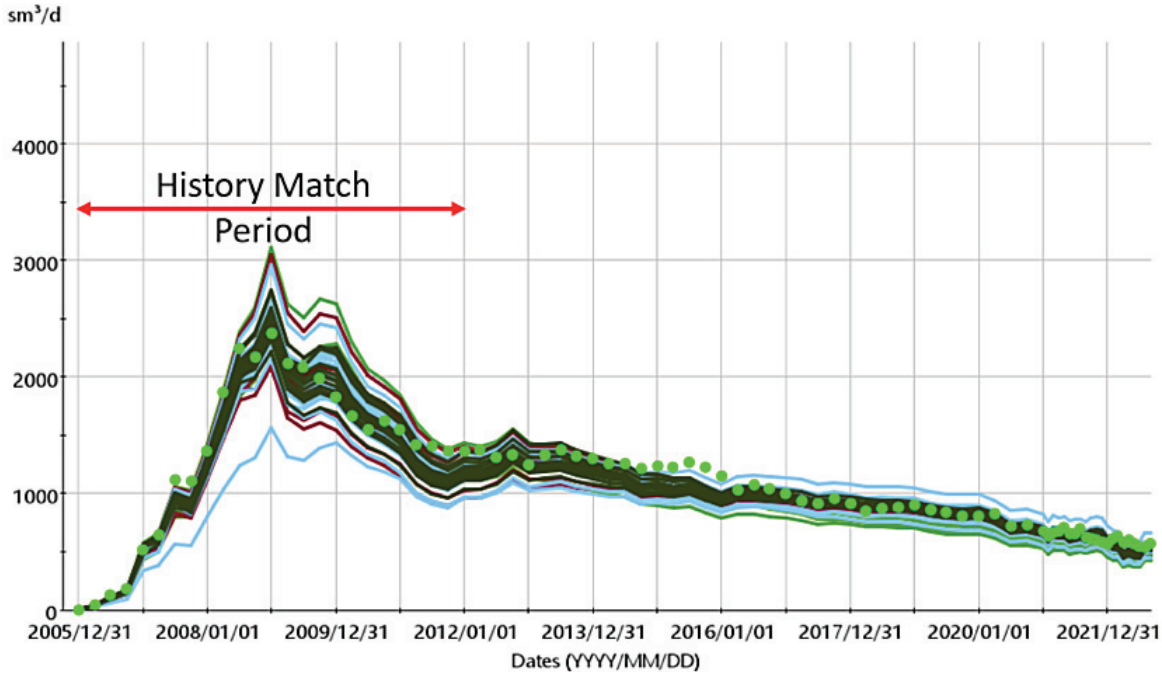


Figura 7. **Tasa diaria de petróleo para los pozos AOI para la generación 7 (40 modelos) después de aplicar la evolución diferencial para mejorar la coincidencia histórica de solo inyección de agua.**

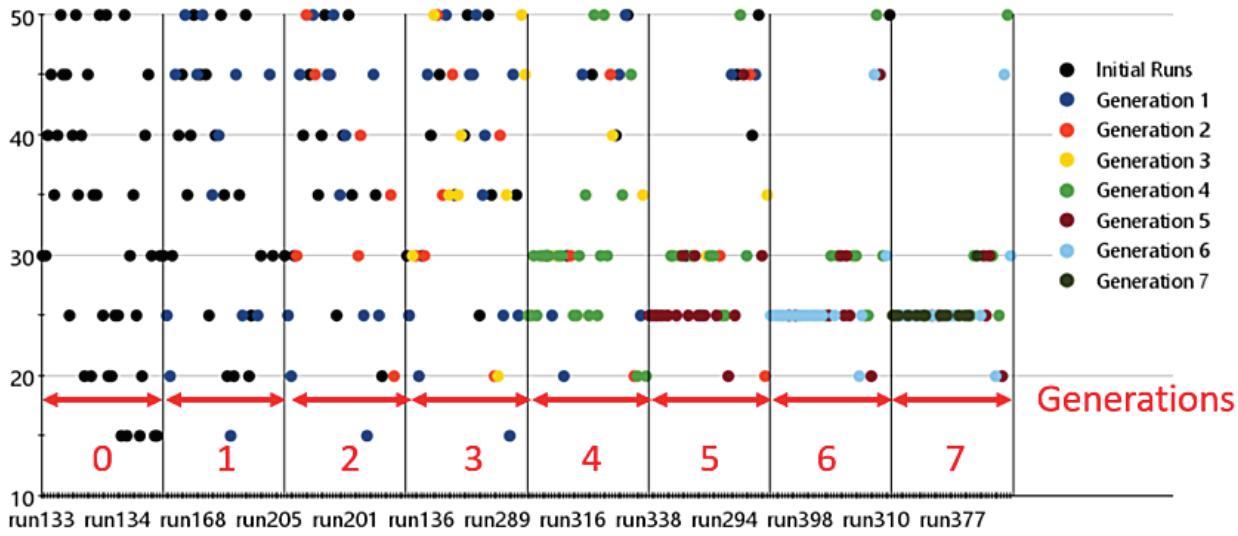


Figura 8. **Distribución de los modelos según su corte de saturación de agua dentro de cada generación. Para la séptima generación, el modelo de corte del 25% es el más probable, mientras que los modelos con cortes del 15% 35% y 40% no sobrevivieron. Los colores representan la generación en la que se introdujo un modelo.**

(3) cruce y (4) selección de valores de parámetros.

En el paso de inicialización, se genera una generación inicial mediante una selección aleatoria de las distribuciones de cada parámetro. Una suposición importante es que se supone que los parámetros son independientes entre sí. Los pasos de mutación y cruce permiten generar nuevos miembros así como combinar (cruzar) valores de parámetros de miembros existentes en una generación. Finalmente, el paso de selección crea una nueva generación impulsada por la función objetivo.

Coincidencia del historial de inyección de agua del nivel AOI de 2005 a 2012

El primer paso en la calibración del AOI es centrarse en el período de inyección de agua (2005-2012) antes de la inyección del polímero. La función objetivo global utilizada como parte de DE es la suma de desajustes en cada tasa de petróleo del pozo, Qo,w en cada paso de tiempo i en los 231 productores en el AOI de 2005 a 2012, como se muestra en la ecuación 1.

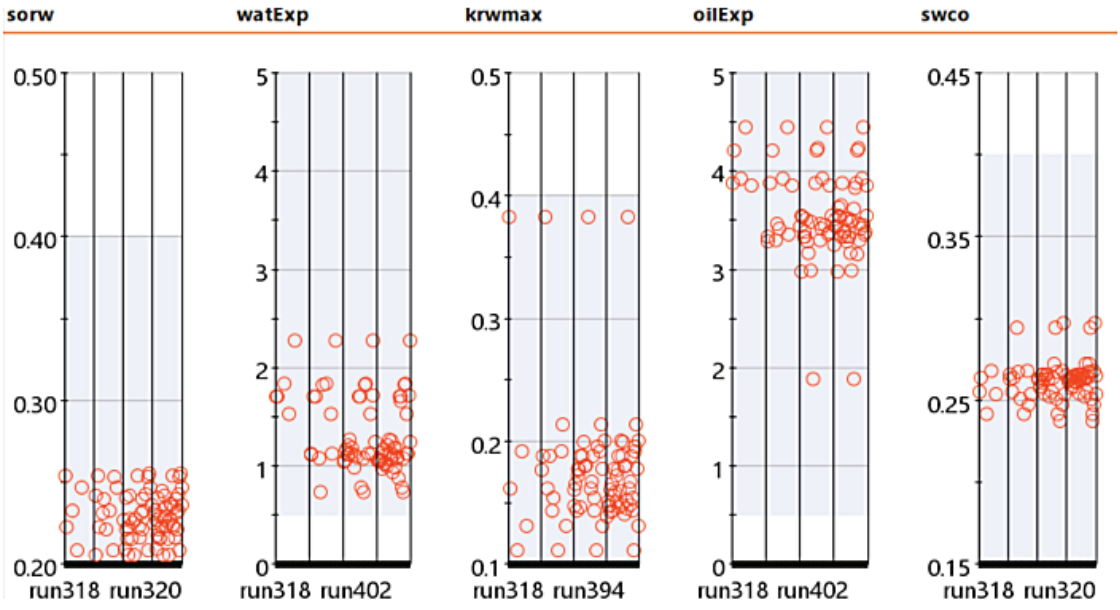


Figura 9. **Combinaciones de los valores de los otros cinco parámetros al final de la generación 7, lo que da como resultado el conjunto de modelos para el AOI y la coincidencia de la tasa de petróleo asociada para el período de inundación que se muestra en la figura 7.**

A continuación, aplicamos DE durante 7 generaciones para actualizar cada uno de los seis parámetros y mejorar la coincidencia del historial de inundación del conjunto de 40 modelos. La figura 7 muestra la respuesta de la tasa de petróleo diaria del AOI para los 40 modelos al final de la generación 7. Ver cómo el diferencial en la tasa de petróleo se ha reducido en comparación con la figura 6 para el período de coincidencia histórica y más allá del período de coincidencia histórica, aunque este último período fue no se utiliza explícitamente en el paso de calibración. Esto es de esperarse, ya que la mayoría de los pozos del AOI permanecieron bajo inyección de agua desde 2012 hasta la actualidad.

A lo largo de cada generación, es posible mostrar cómo cambia la distribución de cada uno de los seis parámetros como parte de los pasos de optimización global (generaciones). Por ejemplo, hubo 8 distribuciones de agua iniciales igualmente probables con un límite de saturación máxima que oscilaba entre el 15 % y el 50 % (eje vertical de la Figura 8), pero en la generación 7 dos modelos tenían un límite de 20 % y seis modelos tenían un límite de 30 %. %, y un modelo cada uno para un límite de 45% y 50%.

La distribución de los puntos en la generación 7 muestra que el corte del 25% tiene la probabilidad posterior más alta, lo que significa que es el valor más probable dados los datos históricos y las distribuciones de parámetros asociados con las curvas de permeabilidad relativa para el petróleo y el agua. En la Figura 9 se muestra un resumen de los parámetros restantes para la generación 7. Por ejemplo, mientras que la distribución inicial de la saturación de petróleo residual (Sorw) en la columna uno de la figura 7 osciló entre 0,2 y 0,4, el rango de generación final se redujo a 0,2 para 0,26.

Historial del piloto de inyección de polímeros desde 2012 hasta la actualidad

La inyección de polímero comenzó en 2012 en 6 inyectores en un área piloto en el centro del AOI utilizando una concentración de inyección de 500 ppm en cada inyector. Para modelar la física del desplazamiento del polímero, los parámetros de entrada del simulador de yacimientos incluyen (1) el multiplicador de la viscosidad del agua en función de la concentración del polímero; (2) volumen de poros inaccesible (IPV); (3) máxima adsorción de polímeros; (4) factor de reducción de la permeabilidad relativa al agua (FRR); y (4) adelgazamiento por cizallamiento del polímero. Con el fin de calibrar el

En la respuesta del polímero a la tasa de petróleo, se supuso que solo los primeros 3 parámetros (multiplicador de viscosidad, IPV y adsorción máxima) tenían un impacto sustancial en la tasa de petróleo. Los rangos utilizados para los parámetros del polímero se eligieron como sigue:

1. Se definió una tabla de viscosidad efectiva del agua versus concentración de polímero para un rango de concentraciones de 0 a 1400 ppm. Los siguientes cinco multiplicadores diferentes para las viscosidades efectivas del agua en la tabla se definieron como 0,2x, 0,5x, 1x, 2x y 5x. Esta información se presentó en forma de cinco tablas de viscosidades efectivas del agua frente a concentraciones de polímeros.
2. El IPV osciló entre 0 y 0,3 con una distribución uniforme.
3. La adsorción máxima osciló entre 1E-9 kg.capa/kg.roca hasta 1E-2 kg.capa/kg.roca en potencias de 10 (8 valores).

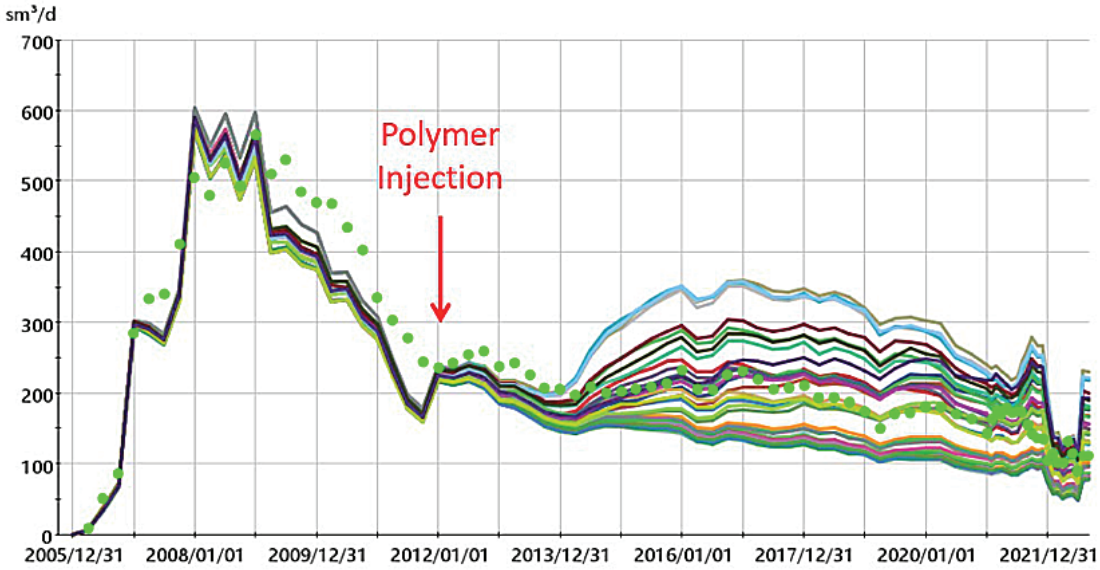


Figura 10. **Tasa de petróleo para productores del área piloto de polímeros para 40 nuevos modelos que tienen variabilidad tanto en los parámetros de simulación de inundación de polímeros como de inundación con agua. La inyección de polímeros se inició desde 2012 hasta la actualidad.**

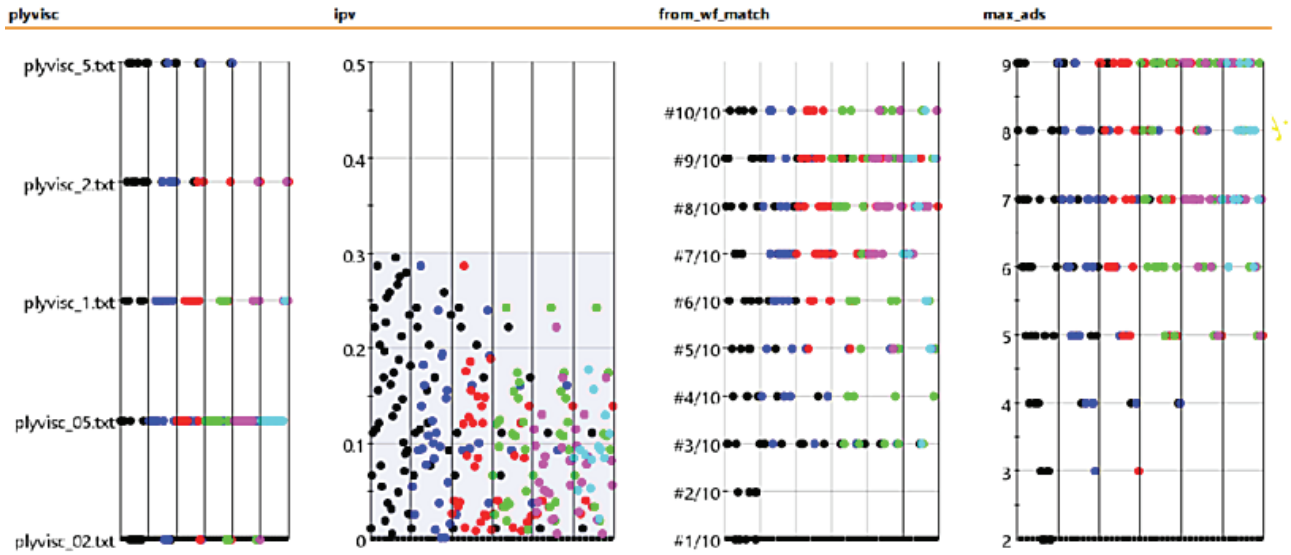


Figura 11. **Distribución de los 5 parámetros y sus valores para la generación inicial y 5 generaciones posteriores. Los valores nuevos y supervivientes de cada generación están representados por un color único (gen0=negro, gen1=azul, gen2=rojo, gen3=verde, gen4=púrpura, gen5=azul claro).**

Estos tres nuevos parámetros se muestrearon junto con las 10 combinaciones de parámetros que dieron como resultado la función objetivo más baja para el período de inundación de agua (10 mejores ejecuciones de la generación 7 anterior). Como en el caso anterior, extraemos nuevamente 40 nuevas combinaciones de parámetros entre los cuatro nuevos parámetros (tres parámetros de polímero más un parámetro que representa las combinaciones de las 10 mejores ejecuciones del período de inundación de agua) para usar en DE y calibrar contra el período de inundación de polímero.

Definimos una función objetivo similar a la Ecuación 1, aunque la lista de pozos ahora solo incluye 33 productores dentro del área piloto que están compensados con los seis inyectores de polímero. El horizonte temporal es desde 2012 hasta la actualidad. La Figura 10 muestra la respuesta del petróleo para el área piloto en 40 nuevos modelos que representan la generación inicial en DE.

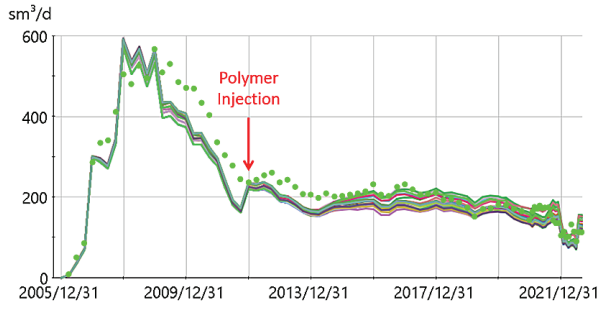


Figura 12. **Tasa de petróleo para los productores del área piloto de polímeros en el conjunto de 40 modelos de la generación 5 de evolución diferencial.**

Para estos modelos, la respuesta del polímero comienza aproximadamente 1 año después de la inyección del polímero; algunos modelos muestran una respuesta demasiado optimista en comparación con la historia, mientras que otros modelos muestran una respuesta mínima a la inyección del polímero.

Para calibrar la respuesta a la inundación de polímeros con respecto a los datos históricos, se utilizaron cinco generaciones de DE. La figura 11 muestra la evolución de los parámetros a lo largo de las 5 generaciones.

Por ejemplo, los multiplicadores de la viscosidad efectiva frente a la concentración de polímero de 0,2x y 5x fueron eliminados por la generación 5 (imagen de la izquierda), mientras que el rango de IPV sólo se redujo ligeramente de 0,0-0,3 (en gen0) a 0,0-0,24 (en gen5) mientras que para las combinaciones de parámetros coincidentes de inyección de agua (imagen más a la derecha), hubo 10 combinaciones para gen0, mientras que sólo 8 combinaciones sobrevivieron en la generación 5, siendo las combinaciones #8 y #9 las que tienen la mayor probabilidad. Tenga en cuenta que solo se utilizaron 5 generaciones ya que la reducción de la función objetivo mostró poca mejora después de la generación 4.

La respuesta de la tasa de petróleo del conjunto de generación final se muestra en la figura 12. Tenga en cuenta que la tasa de petróleo inicial (preinyección de polímero) es baja en comparación con la historia. Esto se debe a que la coincidencia del historial de inyección de agua se realizó utilizando una función objetivo de todos los pozos en el nivel AOI, no solo en el subgrupo de pozos utilizados en la Figura 12. Después de la inyección del polímero, hay claramente un impacto de los parámetros del polímero, como se ve en el gran rango en las respuestas del aceite. Debido a esta baja tasa de pe-

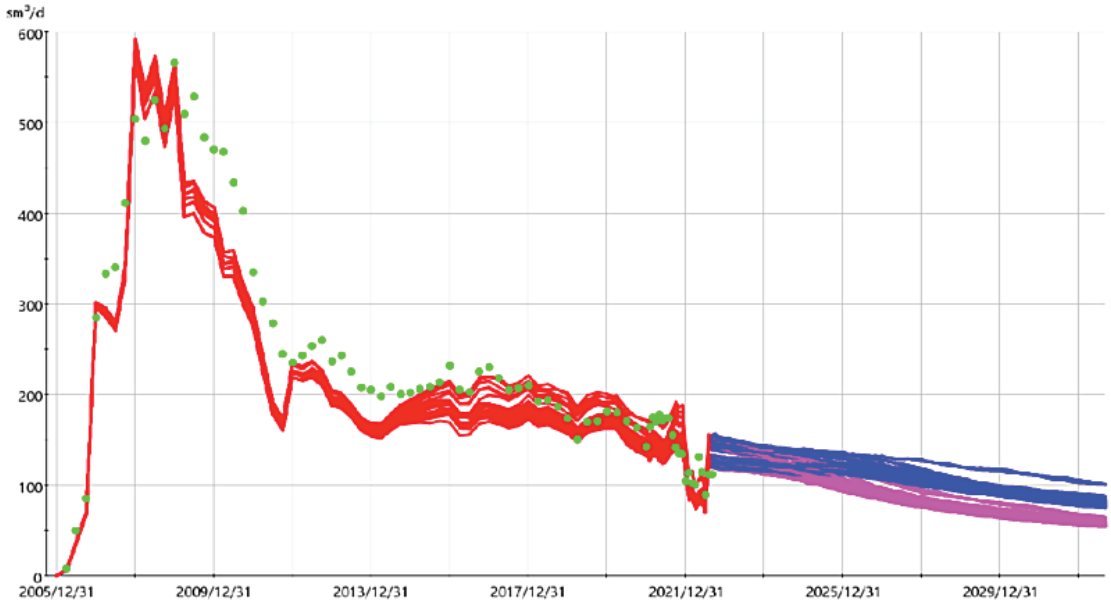


Figura 13. **Pronóstico de 10 años del área piloto de polímeros en el conjunto de 40 modelos para la inyección continua de polímeros (azul) y la reversión a inyección de agua únicamente (rosa).**

tróleo inicial en el conjunto, la producción de petróleo acumulada del conjunto (para los pozos del área piloto) es ligeramente baja en comparación con la acumulada histórica. Esto también significa que el petróleo restante en el área piloto es algo optimista, lo que puede resultar en pronósticos demasiado optimistas en la siguiente sección del documento.

En este punto, ahora tenemos un conjunto de 40 modelos con 40 combinaciones únicas de parámetros tanto de la combinación de inyección de agua de los pozos

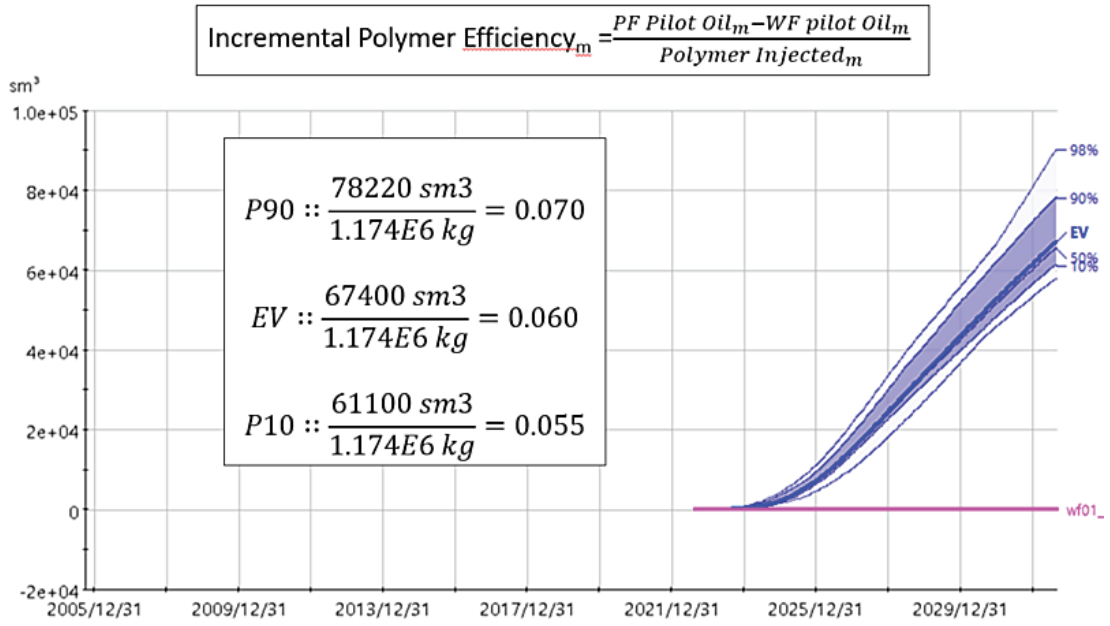


Figura 14. **Respuesta acumulativa incremental del petróleo para el área piloto para un pronóstico de 10 años para los 40 modelos. La eficiencia incremental del polímero se calcula para las respuestas P10, EV y P90.**

AOI como de la combinación de inundación de polímero de los pozos piloto. Recordemos que los partidos históricos son a nivel de grupo. Los pozos individuales no han sido comparados históricamente. Un siguiente paso obvio sería hacer coincidir la historia de cada uno de los 40 modelos a nivel de productor individual, pero esto se haría modificando la geología local (porosidad y permeabilidad) entre pares de pozos, en lugar de modificar los parámetros globales. Como sigue siendo una tarea costosa y que requiere mucho tiempo, este paso se omite por ahora. Saltarse la calibración de pozos individuales implica que los pronósticos que utilizan el conjunto de 40 modelos pueden ser confiables a nivel de AOI y de grupo piloto, pero no necesariamente a nivel de patrón por inyector o productor.

Previsión y optimización

Previsión del área piloto de polímeros

Como ocurre con todos los esquemas de inyección de polímeros, la respuesta incremental del aceite debido a la inyección de polímero disminuirá con el tiempo, y una pregunta válida es: "¿Cuándo dejar de inyectar el polímero?" Aquí respondemos a esta pregunta simulando dos escenarios de pronóstico para el conjunto final de 40 modelos:

(1) un escenario base donde la inyección de polímero se mantiene en 500 ppm; y

(2) un escenario en el que la concentración de inyección de polímero se establece en cero.

Los inyectores se ajustan a su tasa de inyección de agua final al final de la historia, para eliminar la disminución en las tasas de inyección y, por lo tanto, compensar las tasas de producción, ya que la movilidad total de la inyección disminuye con la inyección adicional de polímero. Los productores están programados para su último control de BHP al final de la historia para permitir cambios menores en las tarifas a medida que el polímero sale del depósito. Estos dos conjuntos de pronósticos se muestran en la figura 13 para los productores del área piloto para un período de pronóstico de 10 años.

Ver que inicialmente no hay diferencia en los dos pronósticos conjuntos, lo cual se espera ya que hay un retraso en la respuesta del aceite de inyección de polímero. Sin embargo, para el año 2024, la inyección continua de polímeros es mejor que volver a usar solo agua, lo que indica que la respuesta del petróleo todavía se beneficia de la inyección de polímeros. Este proceso de previsión debería repetirse cada año para justificar la inyección continua de polímeros en lugar de volver a la inyección solo de agua.

Para el área piloto de polímero también podemos cuantificar la respuesta incremental debido a la inyección continua de polímero para este conjunto restando primero la respuesta del escenario de pronóstico del polímero de la respuesta de solo agua para cada par de escenarios de pronóstico (un par tiene los mismos parámetros de entrada de simulación), repitiéndose para todos los pares de pronósticos y luego mostrándose como respuesta incremental del petróleo versus tiempo para todas las ejecuciones en el conjunto.

La figura 14 muestra una representación probabilística de la respuesta del aceite de los 40 modelos, donde la respuesta acumulativa incremental del aceite debido a la inyección continua de polímero después de 10 años

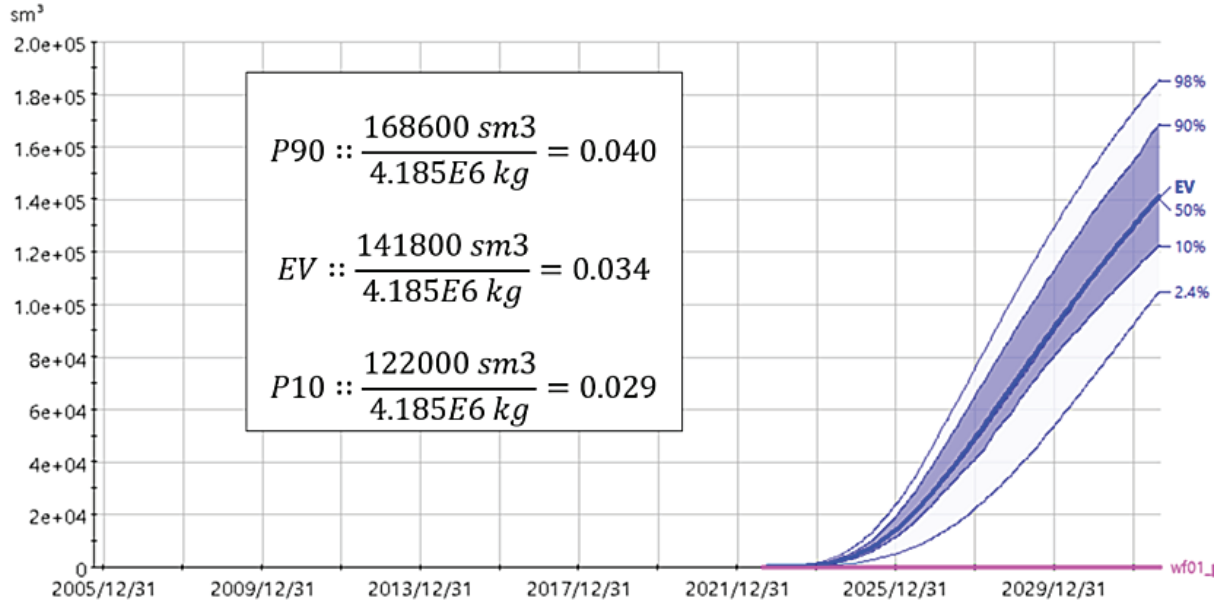


Figura 15. **Producción acumulada incremental de petróleo de una nueva área de inyección de polímeros para un pronóstico de 10 años para los 40 modelos. La eficiencia incremental del polímero se calcula para las respuestas P10, EV y P90.**

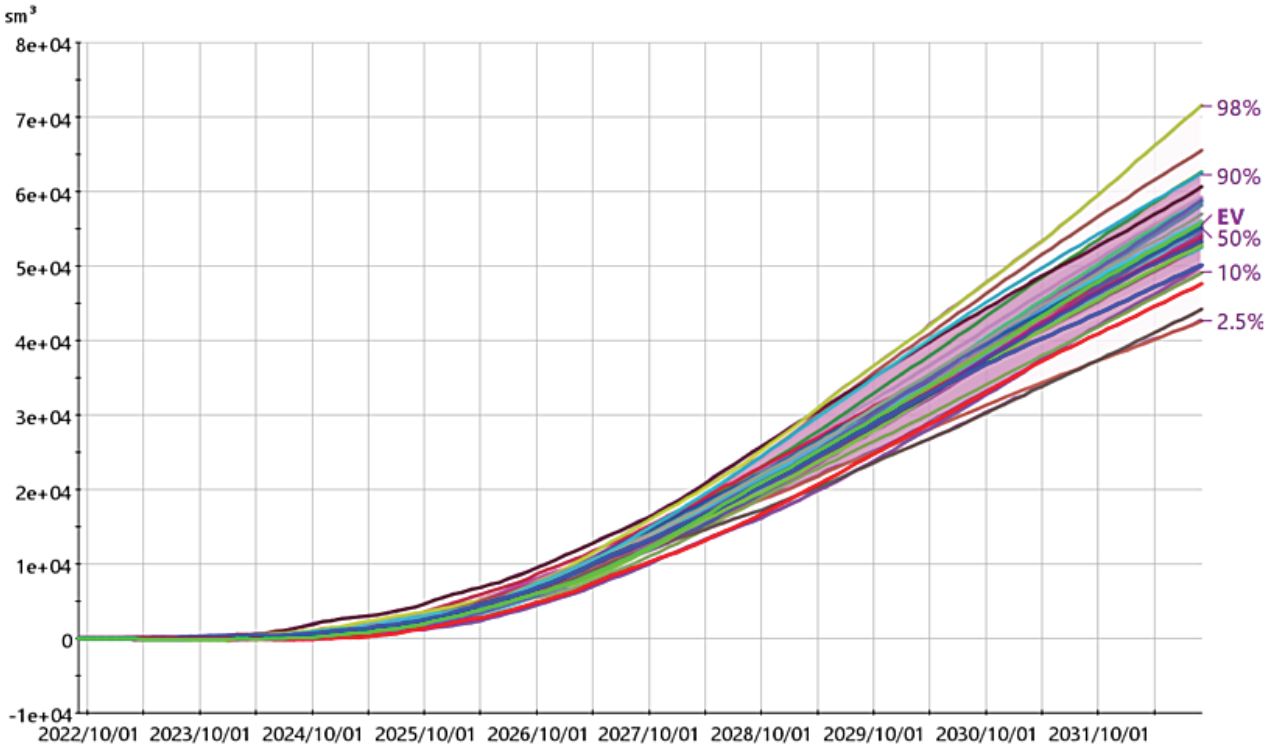


Figura 16. **Petróleo acumulativo incremental producido para el escenario de 800 ppm en relación con el escenario de 0 ppm para el área piloto para los 40 modelos. Las etiquetas son para la representación probabilística del conjunto.**

varía desde un valor de 61100 (P10) a 78220 sm^3 (P90) con un valor esperado de 67400. sm^3.

También se muestra en la figura 14 un resumen de los IPE para el área piloto en todo el conjunto al final del pronóstico. Las eficiencias incrementales varían desde un mínimo de 0,055 sm^3/kg (UF=18 kg/sm^3) hasta un máximo de 0,070 sm^3/kg (UF=14 kg/sm^3) con un valor esperado de 0,060 sm^3/kg (UF=16 kg/sm^3). El IPE se puede utilizar al comparar nuevos inyectores o grupos de pozos para implementar polímero o al comparar qué inyectores dentro del grupo actual tienen eficiencias incrementales menores o mayores dentro del grupo piloto. Recuerde que debido a la cantidad ligeramente optimista de petróleo restante en el área piloto, se supone que estas eficiencias incrementales para el conjunto son optimistas.

Previsión de la nueva zona de inyección de polímeros

La mayor parte de este campo no está bajo inyección de polímero, pero el éxito del área piloto muestra que se puede lograr una respuesta incremental del petróleo debido al polímero. De hecho, la inyección de polímeros se implementó en 50 inyectores más a finales de 2020.

Utilizando el enfoque descrito en este trabajo, es posible clasificar la respuesta al lanzamiento de polímeros en los cinco subgrupos restantes del AOI. La figura 15 muestra el escenario de pronóstico incremental de 10 años (incremental hasta volver a la inyección de agua pura) para un grupo diferente de inyectores y sus productores de compensación. Al igual que con el área piloto, queremos cuantificar el beneficio de la inyección de polímero en comparación con la inyección de solo agua, que se puede resumir calculando el IPE. En este caso, la eficiencia incremental del polímero oscila entre 0,029 (UF=34kg/sm^3) y 0,040sm^3/kg (UF=25kg/sm^3).

También vale la pena comparar el desempeño de la nueva área con el desempeño del área piloto. Aquí, la eficiencia incremental es menor que en el área piloto actual, a pesar de que el área piloto ha tenido más de 10 años de inyección de polímero hasta la fecha. Esto se espera porque el petróleo restante en el lugar al final de la coincidencia histórica para el área piloto (aunque ligeramente optimista debido a la coincidencia histórica poco satisfactoria en el área piloto) es sustancialmente mayor que el petróleo restante en el lugar para esta nueva área. , incluso después de la inyección de polímero hasta la fecha. Dada la mayor eficiencia incremental del área piloto, la implicación es que, si un operador solo tuviera una cantidad finita de polímero para inyectar, entonces la recomendación tendría que ser continuar con la inyección de polímero en el piloto en lugar de implementar este nuevo grupo de inyectores.

Pronóstico de la respuesta del petróleo a la concentración de inyección de polímero

En esta sección consideramos el impacto de la concentración de inyección de polímero en el área piloto existente. La inyección actual de polímero en el área piloto es de 500 ppm, aunque las instalaciones de superficie permitirán hasta 1500 ppm. Consideramos 9 escenarios de concentración de inyección que van de 0 a 1500 ppm para los 6 inyectores del área piloto. Todos los demás inyectores en el AOI permanecen en sus tasas y concentraciones de inyección actuales (800 ppm), que es el mismo pronóstico del caso base de la sección anterior.

Además, para eliminar la reducción en las tasas de inyección de agua (y las tasas de producción) debido a la disminución de la inyectividad con el aumento de la concentración de polímero, todos los inyectores para todos los escenarios de pronóstico se configuraron para mantener sus últimas tasas de inyección durante los 10 años previstos. Al mantener constantes las tasas de inyección, cualquier cambio en la producción de petróleo se debe únicamente a cambios en la eficiencia de desplazamiento del polímero. Luego restamos la producción acumulada de petróleo del caso de inyección de cero ppm de cada uno de los otros escenarios de pronóstico de concentración de inyección, para cada uno de los 40 modelos.

La figura 16 muestra el incremento de petróleo acumulado producido para cada uno de los 40 modelos para el caso de 800 ppm en relación con el caso de cero ppm. Observe que la producción incremental de petróleo para cada modelo es cercana a cero durante los primeros dos años, lo que sugiere que la respuesta del polímero inyectado a la tasa de petróleo demora aproximadamente dos años. A continuación, cada conjunto de escenarios se representa como una distribución probabilística con valores de P10, valor esperado (EV) y P90 para calcular el rango de IPE a 800 ppm. Estos pasos se repiten para cada escenario de concentración de inyección y se resumen en la figura 17.

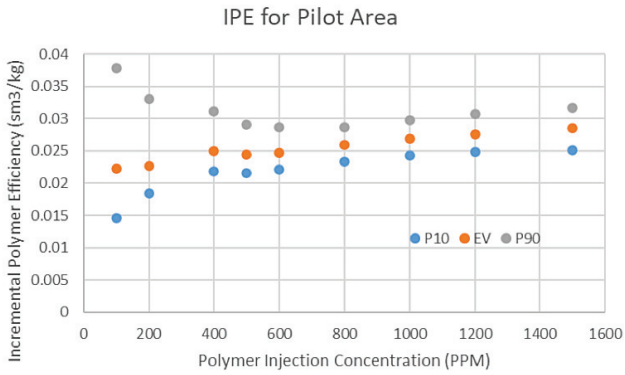


Figura 17. **Eficiencia incremental del polímero (IPE) para los inyectores del área piloto en relación con un escenario de inyección de solo agua (0 ppm) en función de la concentración de inyección del polímero. En cada valor de concentración de inyección, se pronosticaron 40 modelos y se determinó el P10, el valor esperado y el P90 del aceite acumulativo incremental, que luego dieron los valores de IPE.**

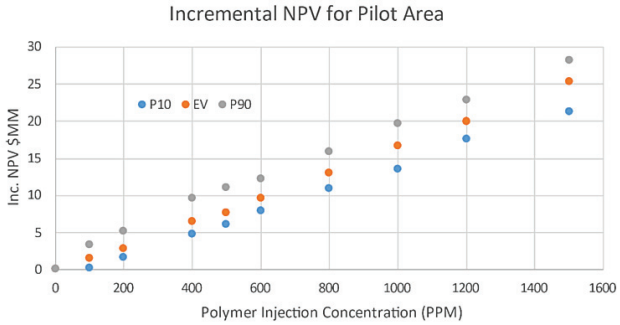


Figura 18. **VPN incremental, relativo al caso sin inyección de polímero (0 ppm), para el área piloto para diferentes concentraciones de inyección de polímero.**

El valor esperado de IPE (puntos naranjas) aumenta ligeramente a medida que aumenta la concentración de inyección, lo que significa que gradualmente hay un beneficio continuo al aumentar las concentraciones (ignorando los problemas de inyectividad) hasta el máximo. de 1500 ppm. Tenga en cuenta también que el rango de incertidumbre en el IPE disminuye a medida que aumentan las ppm, lo que se debe a las mayores recuperaciones incrementales absolutas de petróleo en relación con el diferencial en la recuperación de petróleo, particularmente a ppm muy bajas.

El último paso en el análisis de pronóstico es convertir cada escenario en cifras económicas. Aquí calculamos los valores presentes netos incrementales (VAN) en relación con el caso de inyección de agua pura (0 ppm) suponiendo un precio del petróleo de 60 dólares EE.UU./bbl, 3 dólares EE.UU./kg de polímero, 1 dólar EE.UU./m^3 de costo de procesamiento de agua, a un costo del 10%. tasa de descuento y tasa de inflación del 6%. Ignoramos cualquier impuesto o regalías.

En todos los escenarios, la tasa total de inyección de agua es la misma y el recuento de pozos es fijo, lo que significa que podemos todos los demás costos operativos al calcular los números incrementales, ya que estos se cancelarán. Los números del VPN incremental se muestran en la figura 18 y sugieren que el aumento de la concentración de inyección de polímero da como resultado un aumento casi lineal del VPN incremental. Se espera un aumento lineal ya que el IPE es casi constante para cualquier concentración de inyección. Recuerde, sin embargo, que los cambios en las tasas de inyección y producción con una inyectividad decreciente (aumentando las PPM) no se tienen en cuenta. La disminución de las tasas de inyección y producción con PPM crecientes tendría un impacto significativo en los valores incrementales del VPN.

Discusión

Hay otros escenarios de pronóstico que se pueden considerar con el conjunto de 40 modelos. Por ejemplo, al aumentar la concentración de inyección de polímero

en el área piloto, podríamos haber incluido efectos reducidos de inyectividad y productividad, y luego calcular nuevas eficiencias incrementales y compararlas con la eficiencia pronosticada actual en el piloto. O, de manera similar al área piloto, podemos probar concentraciones óptimas de inyección de polímero en cada área nueva para cuantificar si se pueden mejorar las eficiencias incrementales en comparación con los resultados de la Figura 15.

Al igual que con las diferentes eficiencias de polímeros entre diferentes áreas de inyectores (área piloto versus área nueva), existen diferentes eficiencias incluso dentro del área piloto a nivel de patrón por inyector. Choudhuri et al. 2015 mostró tales resultados para una inundación de polímero maduro en Omán, mostrando claramente que algunos patrones ya no respondían a la inyección continua de polímero, mientras que se pronosticaba que otros patrones continuarían teniendo una buena respuesta. La clave de sus resultados, aunque solo se basaron en un modelo de yacimiento único, fue que su modelo coincidía históricamente a nivel de pozo individual. En otras palabras, el siguiente paso con este conjunto de 40 modelos será cuantificar la calidad de la coincidencia histórica a nivel de pozo y luego, si es necesario, mejorar las coincidencias mediante cambios a nivel por modelo y por pozo.

Conclusiones y recomendaciones

La inyección de polímeros es una opción viable para Corcobo con un retorno económico positivo para todas las áreas consideradas en este estudio. Usando un enfoque de modelado basado en conjuntos, el pronóstico económico a 10 años del área piloto original que permanece en una concentración de inyección de polímero de 500 ppm muestra un VPN incremental (en comparación con volver a la inyección de agua pura) esperado de 8 US$MM y un rango de incertidumbre asociado dado por un P10 VAN de 6 US$MM, y un P90 VAN de 11 US$MM.

Para todos los casos considerados aquí, cuanto mayor sea la concentración de inyección de polímero, mayor será el retorno económico, lo que sugiere que la restricción más importante para el retorno económico es la inyectividad de los pozos individuales.

Desde una perspectiva de modelización, el rendimiento económico previsto es principalmente una función del petróleo restante en el lugar (ROIP) al inicio del pronóstico y la concentración inyectada utilizada para desplazar el ROIP. Para este estudio, los modelos se calibraron utilizando la respuesta histórica de los grupos de pozos asociados con varias áreas, en lugar de pozos individuales. Un esfuerzo de calibración utilizando respuestas de pozos individuales probablemente produciría un mapa de ROIP y un pronóstico de VPN más confiables de cada modelo en el conjunto y debería considerarse en trabajos futuros.

Otra mejora recomendada para trabajos futuros es incluir la variabilidad geológica como un parámetro adicional al construir un conjunto de modelos. Tener más de un modelo geológico mejoraría significativamente la cuantificación de la incertidumbre asociada al VAN esperado.

Referencias

AlSofi, A.M. and Blunt, M.J. 2010. Streamline-Based Simulation of Non-Newtonian Polymer Flooding. SPEJ 15 (4): 895-905. SPE-123971-PA. https://doi.org/10.2118/123971-PA.

Chiotoroiu, M., Peisker, J., Clemens, T., and Thiele, M.R. 2017. Forecasting Incremental Oil Production of a Polymer-Pilot Extension in the Matzen Field Including Quantitative Uncertainty Assessment. SPE Res Eval & Eng 20 (4): 894-905. SPE-179546-PA. https://doi.org/10.2118/179546-PA.

Choudhuri, B., Thakuria, C., Belushi, A.A., Nurzaman, Z., Hashmi, K., and Batycky, R.P. 2015. Optimization of a Large Polymer Flood With Full-Field Streamline Simulation. SPE Res Eval & Eng 18 (3): 318-328. SPE-169746-PA. https://doi.org/10.2118/169746-PA.

Clemens, T., Abdev, J., and Thiele, M.R. 2011. Improved Polymer-Flood Management Using Streamlines. SPE Res Eval & Eng 14 (2): 171-181. SPE-132774-PA. https://doi.org/10.2118/132774-PA.

Delamaide, E. "Is Chemical EOR Finally Coming of Age?" Paper presented virtually at the SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition originally scheduled to be held in Perth, Australia, 20–22 October 2020. https://doi.org/10.2118/202276-MS.

Hryc, A., Hochenfellner, F., Ortíz Best, R., Maler, S., and Freedman, P. "Development of a Field Scale Polymer Project in Argentina" Paper presented at the SPE Improved Oil Recovery Conference held in Tulsa, Oklahoma, USA, 14-18 April 2018. https://doi.org/10.2118/190326-MS.

Price, K.V. Storn, R.M., and Lampinen. 2005. Differential Evolution: A Practical Approach to Global Optimization (Natural Computing Series). Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg.

Thiele, M.R. and Batycky, R.P. "Evolve: A Linear Workflow for Quantifying Reservoir Uncertainty" Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in Dubai, UAE, 26-28 September 2016. https://doi.org/10.2118/181374-MS.

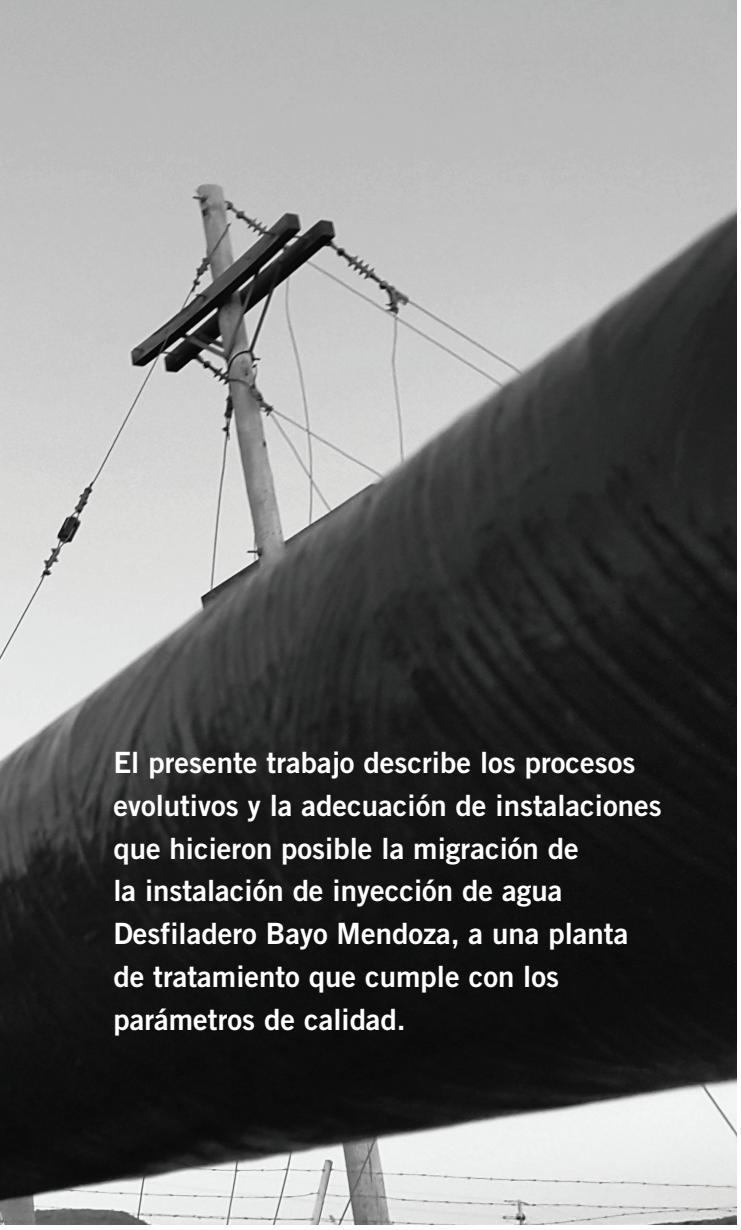
Thiele, M.R., Batycky, R.P. Poellitzer, S., and Clemens, T. 2010. Polymer Flood Modeling Using Streamlines. SPE Res Eval & Eng 12 (2): 313-322. SPE-115545-PA. https://doi.org/10.2118/115545-PA.

Thiele, M.R., Gerritsen, M., and Blunt, M.J. Streamline Simulation. 2011. Getting Up To Speed Series, SPE.

Zhang, Z., Datta-Gupta, A., and Delshad, M. "History Matching and Optimal Design of Chemically Enhanced Oil Recovery Using Multi-Objective Optimization" Paper presented at the SPE Reservoir Simulation Conference held in Galveston, TX, 10-11 April 2019. https://doi.org/10.2118/193860-MS.

Adecuación de *facilities* en plantas de tratamiento de agua para recuperación terciaria

Por ***Marina Herrero Segura*** y ***Carlos Fabián Morandini*** (YPF)



El presente trabajo describe los procesos evolutivos y la adecuación de instalaciones que hicieron posible la migración de la instalación de inyección de agua Desfiladero Bayo Mendoza, a una planta de tratamiento que cumple con los parámetros de calidad.

La Planta de Tratamiento de Agua de Desfiladero Bayo Mendoza (DBM) tiene como objeto cumplir los parámetros de calidad de agua de inyección para recuperación secundaria y terciaria requeridos por Ingeniería de Reservorios.

En el presente trabajo se describirán los procesos evolutivos y la adecuación de instalaciones que hicieron posible la migración de una instalación de inyección de agua a una planta de tratamiento que cumple con los parámetros de calidad.

Para llevar a cabo el objetivo, se planteó una estrategia de tres etapas, las cuales se describen a continuación:

1) Adecuación de las instalaciones de superficie, optimizando los equipos existentes e incorporando una nueva tecnología de filtrado y pulido.
2) Incorporación de un proceso de tratamiento de efluentes para eliminar del sistema los sólidos y el residual de polímero.
3) Definición de un plan específico de tratamiento químico:
   - Agua de inyección: en el cual se analizó la compatibilidad de los productos en función del polímero utilizado en la solución madre.
   - Agua a ser tratada: el cual consiste en la degradación del residual de polímero para evitar la deposición del mismo en el sistema.

Como conclusión, se observa que las medidas adoptadas permiten alcanzar la calidad de agua objetivo y que las adecuaciones en el tratamiento químico mejoran notablemente la performance de las instalaciones evitando el fouling en el sistema a causa de residual de polímero.

Introducción

Inicialmente en la zona sólo se realizaba inyección de agua dulce para producción secundaria de petróleo.

Luego de los estudios realizados por la Gerencia de Reservorios, en los cuales se estudian las causas de baja inyectividad, se decide iniciar las acciones necesarias para migrar de inyección secundaria con agua dulce a inyección con agua de producción.

En el presente trabajo se detalla cómo han ido evolucionando las instalaciones hacia una Planta de tratamiento de agua para inyección de agua de producción y tratamiento de la misma para recuperación terciaria con polímero.

Adicionalmente, se formula un plan de tratamiento químico específico para el agua de inyección. Como resultado se obtienen los valores objetivos fijados en calidad de agua de inyección para recuperación secundaria y terciaria.

Parámetros	Desfiladero Bayo			Chachahuén
	DBE	DB Troncoso	DB Rayoso	DBE Rayoso
Solidos totales TSS [ppm]	10	5	20	7
Hidrocarburos HC [ppm]	<20	<25	<25 a 30	<15
BSR [caldos]	<3	<3	<3	<3
Oxigeno [ppb]	<20	<20	<20	<60
Remover partículas de sólidos [micrones]	>7	>10	>35	>5
Diámetro gargantas porales [micrones]	22	-	40	-
Salinidad [g/l de NaCl]	-	-	-	>10
Presión de boca de pozo [kg/cm^2]	-	-	-	100

Tabla 1. **Ensayos de testigos de corona en las distintas formaciones.**

Características del proyecto

El agua tratada en la PIA DB MZA tiene como destino distintas formaciones, por lo que para definir la calidad de agua objetivo se realizaron ensayos de testigos de corona en las mismas y se tomaron los parámetros más restrictivos en cada caso.

De esta forma, los parámetros adoptados son los siguientes:

Parámetros valor objetivo	
Solidos totales TSS [ppm]	5
Hidrocarburos HC [ppm]	<15
BSR [caldos]	<3
Oxigeno [ppb]	<20
Remover partículas de sólidos [micrones]	>5
Salinidad [g/l de NaCl]	>10
Presión de boca de pozo [kg/cm^2]	100

Tabla 2. **Calidad de agua requerida PIA DB Mendoza.**

Período 2010-2016: Transformación de PIA a PTA DB MZA

Esta instalación fue diseñada en un principio para inyección de agua dulce para recuperación secundaria, de manera que sólo se contaba con un tanque pulmón que recibía el agua de pozones de captación ubicados en el Río Colorado y bombas de inyección, obteniendo presión de salida de planta de 82 kg/cm$^{2.}$

A medida que la actividad se fue desarrollando en la zona, comienza a incrementarse el corte de agua en la producción de petróleo, por lo que una vez separada la misma en baterías se la envía a la planta de tratamiento de agua, pudiendo así ir disminuyendo el consumo de agua dulce y aumentando el agua a tratar.

Para incrementar la presión de inyección se incorpora otro sistema compuesto por bomba Booster + bomba de alta presión de manera de mantener la misma en 87 kg/cm^2.

Adicionalmente, se desafecta el tanque pulmón que existía y se reemplaza por otro que cumpla con los requerimientos de Integridad para agua de producción y con la normativa para agua con trazas de hidrocarburo.

Período 2017-2018: Incorporación de equipos para tratamiento de agua

En base a los requerimientos de mejorar la calidad de agua, surge la necesidad de incorporar equipos de tratamiento de agua.

Es por ello que en primer lugar se incorpora un tanque skimmer, cuyo diseño consta con platos de coalescencia para favorecer la separación hidrocarburo-agua por diferencia de densidades, de manera que el agua separada sea retirada por la parte inferior y las trazas de hidrocarburo por la parte superior.

Adicionalmente se incorpora una unidad de flotación por gas inducido (UFGI). En este equipo el objetivo principal es la remoción de los sólidos en suspensión. Se favorece el contacto del sólido con las burbujas que se forman producto del gas que ingresa por la parte superior y la agitación de las paletas en el interior del equipo. La espuma formada, rica en sólidos, es retirada del equipo mediante skimmers regulables ubicados a los lados del mismo, el agua avanza por cada una de las cámaras mejorando su calidad así su calidad.

Habiendo incorporado estos equipos que permiten la separación de hidrocarburos y sólidos surge la necesidad de disponer del agua residual que los contiene, por lo que adicionalmente se agrega un tanque de efluentes.

Para poder evaluar la efectividad de los cambios incorporados se incorpora un laboratorio tercerizado in situ y un medidor de hidrocarburo (HC) on line, cuyo principio de funcionamiento se basa en la pirólisis de la muestra para posterior medición del CO2.

Para optimizar la eficiencia de los equipos instalados se incorporan los siguientes químicos:

- Ingreso a tanque skimmer: Desemulsionante inversa/ Biocida

Calidad de agua de inyección

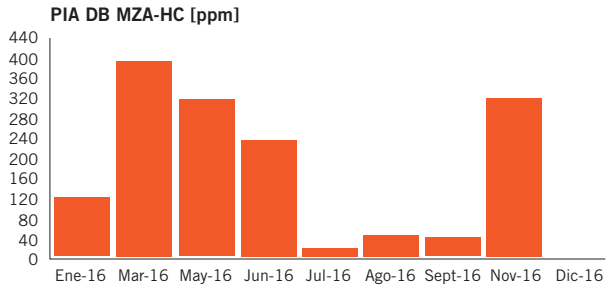


Figura 1. **Hidrocarburo en la salida de Planta**

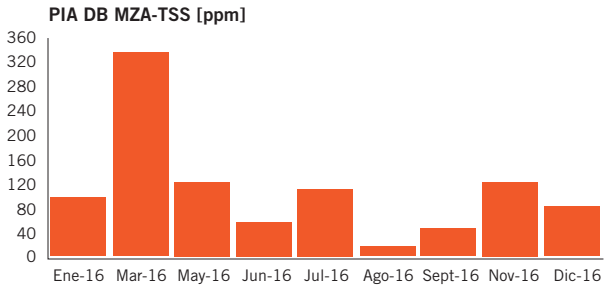


Figura 2. **Sólidos totales en suspensión en la salida de Planta**

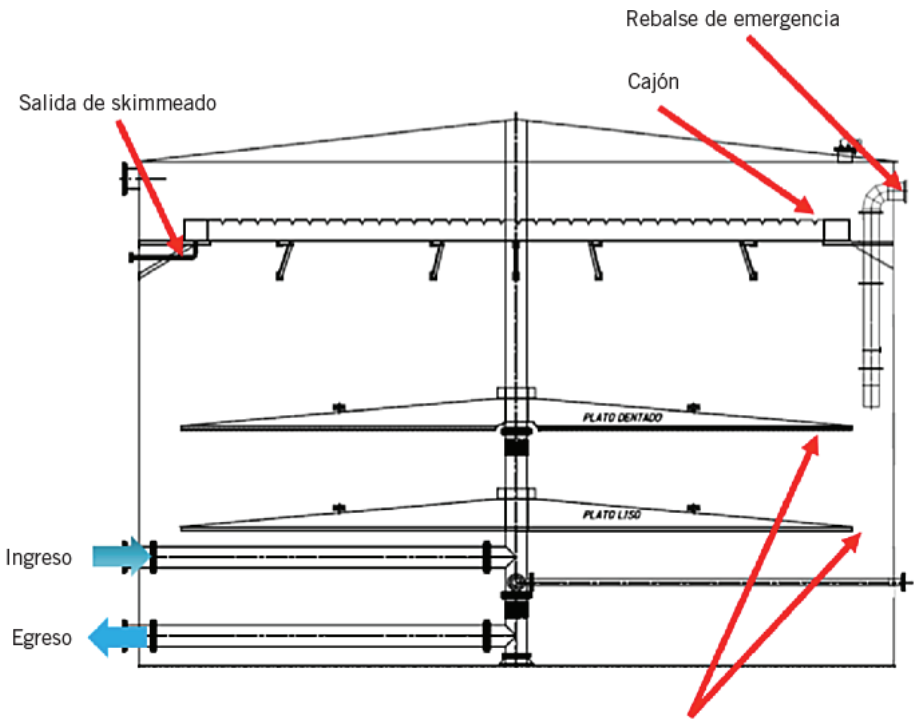


Figura 3. **Tanque skimmer.**

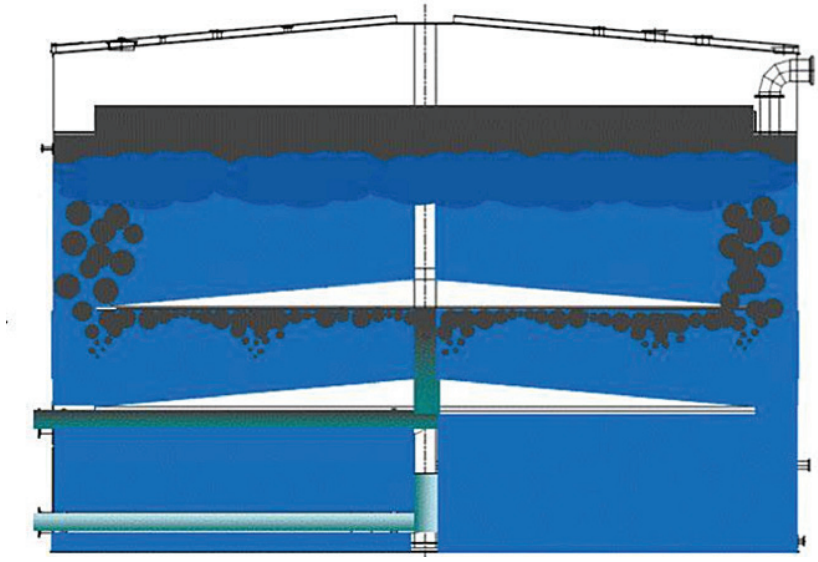


Figura 4. **Patrón de distribución de flujo en tanque skimmer.**

- Ingreso Unidad de flotación: Floculante
- Salida de Planta Chachahuén: Secuestrante de O2

Período 2019-2023: Incorporación de equipos para filtración, puesta en marcha de Plantas inyectoras de polímeros (PIU) y adecuación del tratamiento químico.

Si bien la calidad de agua de inyección se ve notablemente mejorada con la incorporación de los equipos de tratamiento y se alcanza el objetivo en el valor de hidrocarburo en agua, aún resta bajar aún más el contenido de sólidos totales en suspensión para cumplir con el requerimiento fijado inicialmente.

Ante esta necesidad se realiza un workshop con las tecnologías disponibles en el corto plazo y se decide

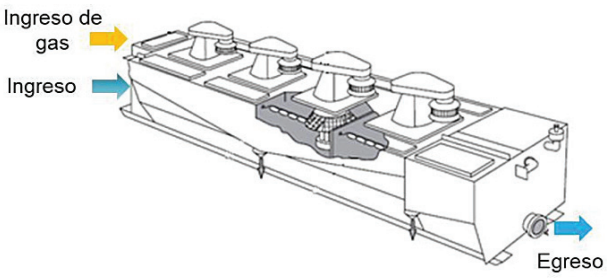


Figura 5. **UFGI. Fuente: Manual MOM AutoFlot A26 Whittier.**

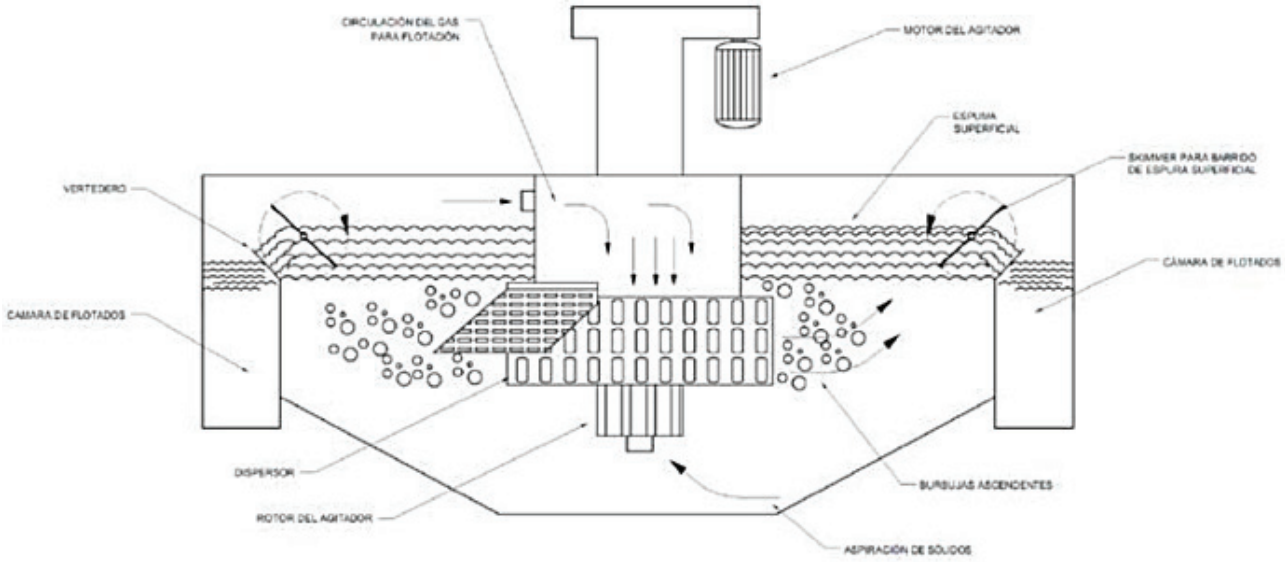


Figura 6. **Celda de la UFGI. Fuente: Manual MOM AutoFlot A26 Whittier.**

Figura 7. **Medidor de HC. Fuente: Manual_QuickTOCultra08E3814_rev.**

avanzar con una unidad de filtrado que no había sido utilizada nunca en el mercado.

La misma cuenta con filtros supersand, tanque pulmón y filtros bolsa.

Los filtros supersand son equipos que contienen un lecho filtrante de arena fluidizado. La alimentación es conducida desde la parte superior hasta por debajo de la zona media para ser distribuida a través de un caño ranurado para evitar canalizaciones, de esta manera el agua ingresante se mueve de manera ascendente a través del lecho, quedando absorbidos en la arena el hidrocarburo y el sólido. Luego se procede al lavado de la arena con una pequeña parte del agua filtrada, finalmente por un vertedero se separa el rechazo y por otro vertedero superior se descarga el agua a tanque.

Luego del sistema de filtrado, está la zona de los tanques pulmón y posterior bombeo hacia los filtros bolsa, los cuales poseen un housing y un filtro descartable.

Calidad de agua de inyección

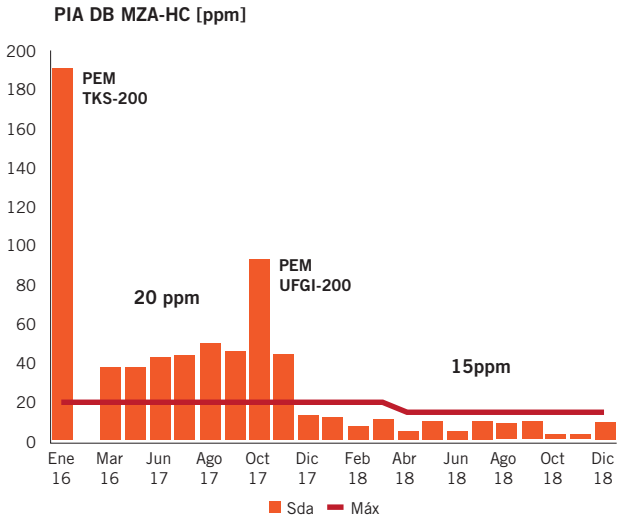


Figura 8. **Hidrocarburo en la salida de Planta.**

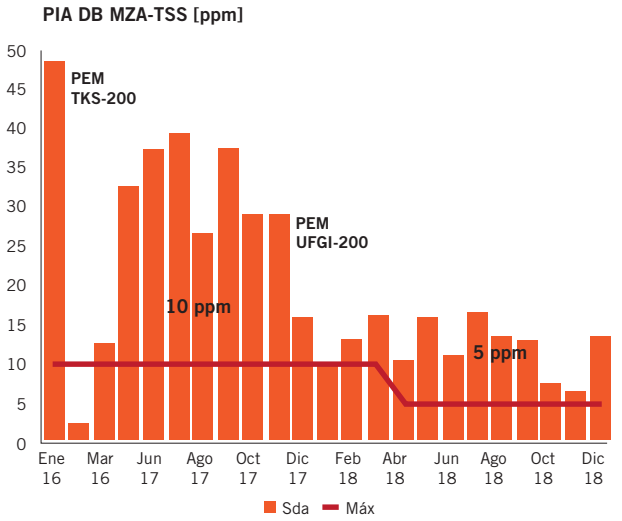


Figura 9. **Sólidos totales en suspensión en la salida de Planta.**

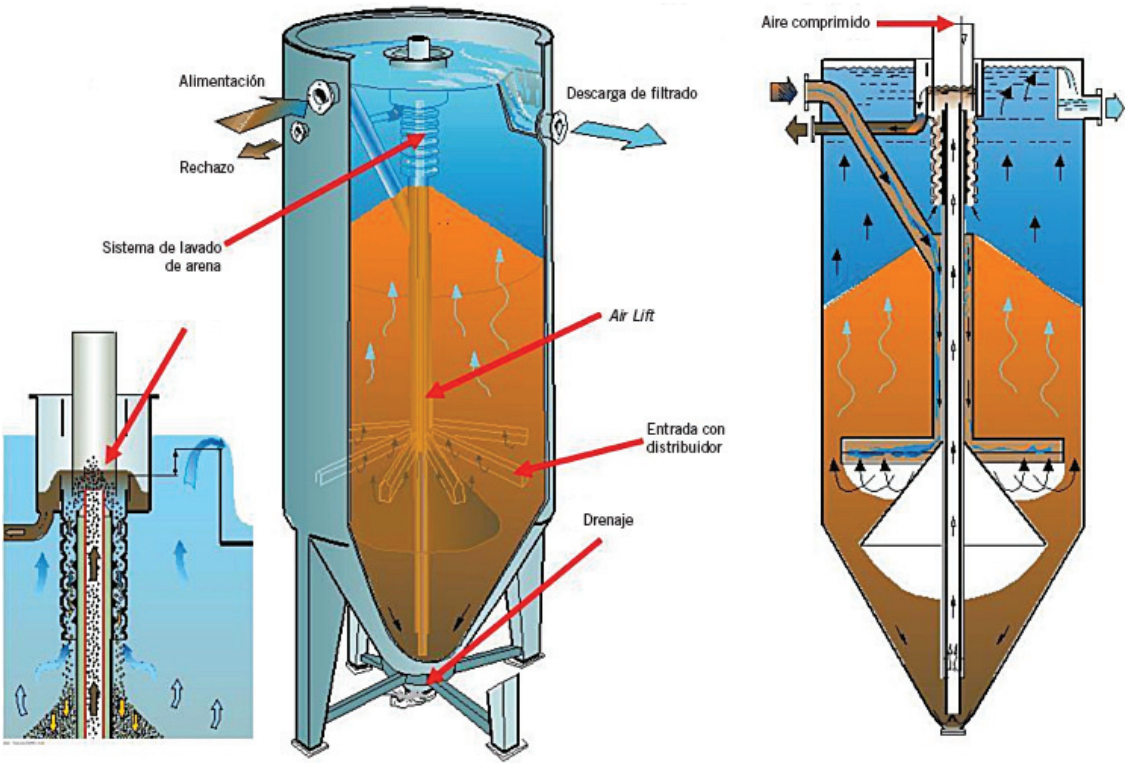


Figura 10. **Filtro supersand.**

Al incorporar la unidad de filtración a los equipos de separación (tanque skimmer y unidad de flotación), se genera una mayor cantidad de efluentes, por lo que resulta imprescindible el montaje de una planta de tratamiento de efluentes (PTE). La misma cuenta con tanques de recepción/ homogenización de producto y separadores centrífugos bifásicos, de manera de separar los sólidos definitivamente del sistema y darles disposición final.

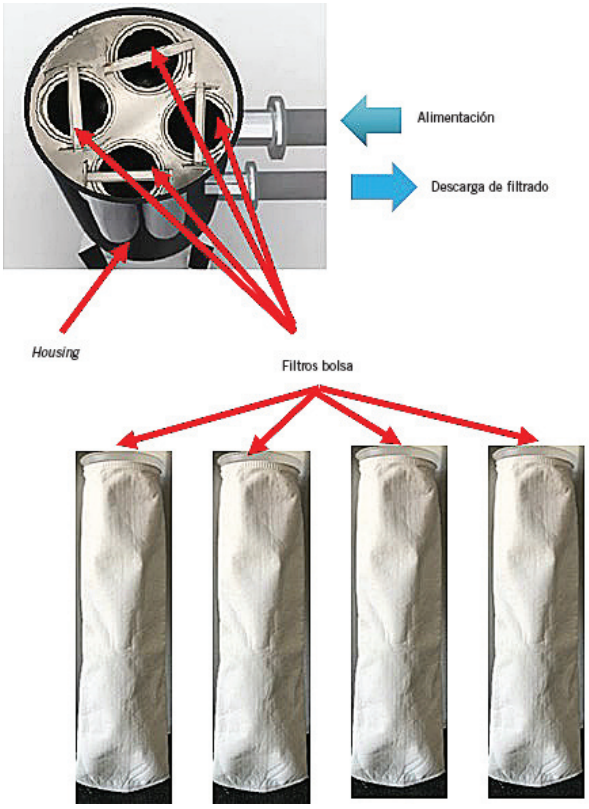


Figura 11. **Filtro bolsa.**

Debido a la necesidad de tener mayor precisión en los datos de salida de planta se incorpora un medidor de hidrocarburo (HC), sólidos totales en suspensión (TSS) y distribución de tamaño de partículas (DTP) on line. El método utilizado es la video microscopía, el cual da mayor precisión. Adicionalmente se incrementa la frecuencia de muestreo y se incorporan laboratorios especializados para agregar análisis de precisión de manera de tener mayor confiabilidad en las determinaciones realizadas.

Al tratamiento que se realizaba anteriormente, se le agregan nuevos puntos de dosificación:

- Ingreso a tanque skimmer: Desemulsionante inversa/ Biocida/ Secuestrante de sulfhídrico
- Ingreso Unidad de flotación: Floculante
- Ingreso filtros supersand: Coagulante / Secuestrante de sulfhídrico/ Oxidante
- Ingreso tanques pulmón unidad de filtración: Sec. de O2
- Ingreso separadores centrífugos: Aglutinante/ ácido tipo paracético
- Ingreso tanque pulmón: Biocida
- Salida de Planta Desfiladero: Sec. de O2
- Salida de Planta Chachahuén: Secuestrante de O2
- Salida de tanques de efluentes: Biocida
- Ingreso a Planta de Batería Chachahuén/ Desfiladero Bayo 01: Oxidante y desemulsionante inverso aniónico
- Entrada de tanques de efluentes: Oxidante

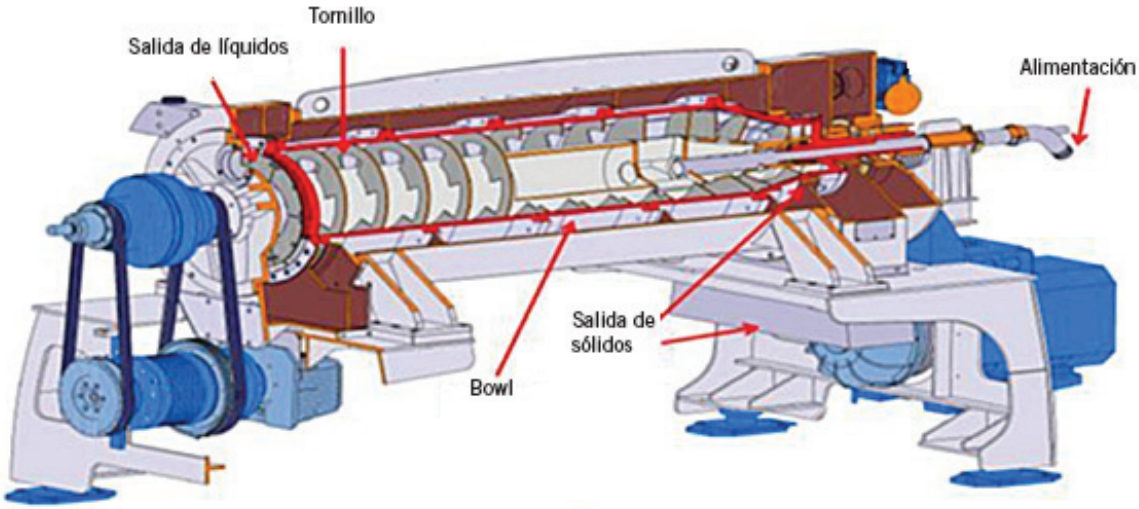


Figura 12. **Separador centrífugo. Fuente: manual Pieralisi**

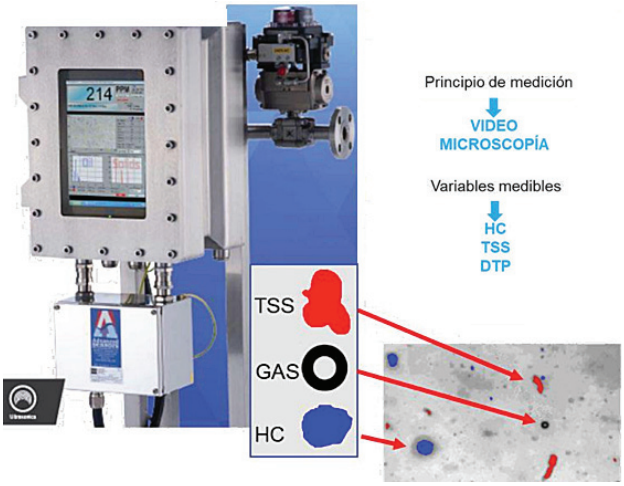


Figura 13. **Medidor de HC, TSS y DTP. Fuente: Advanced sensors limited Operation Manual.**

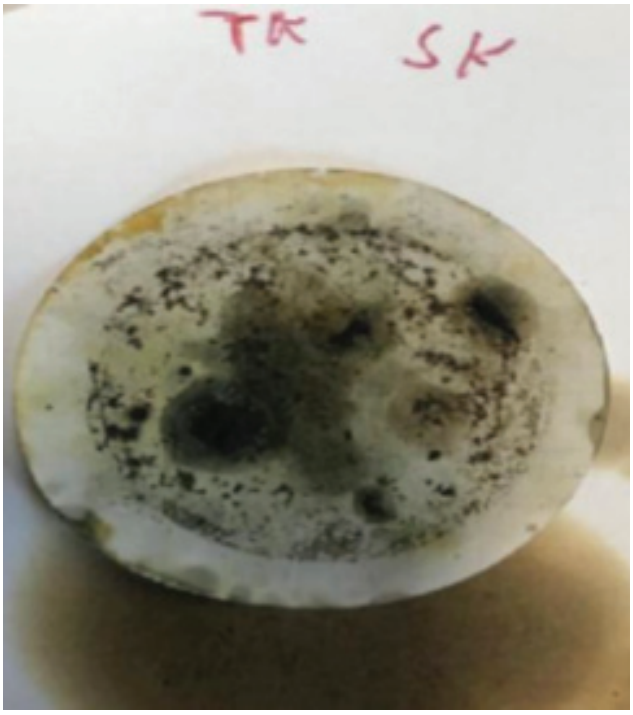


Figura 15. **Muestra de laboratorio obtenida de tanque skimmer.**

Interacción del polímero en la calidad de agua

Detección y caracterización del polímero en el sistema

En un paro de planta programado por mantenimiento se encuentra un aumento de fouling en el sistema, detectándose una mayor afectación en el tanque skimmer, la UFGI y las cañerías de la PTE.

Figura 14. **Muestras de ensuciamiento encontrado en las instalaciones de planta.**

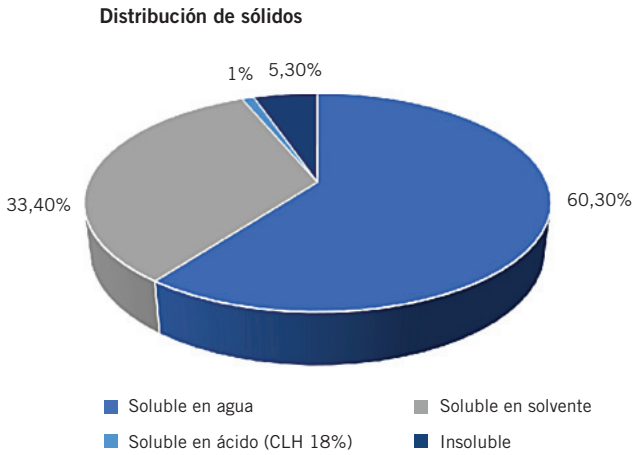


Figura 16. **Resultado de la Caracterización de la muestra de sólido del tanque skimmer.**

Fases obtenidas por centrifugación	Porcentaje [w/w]	Norma
Parafina	0,51	ASTM D-6560/ UOP 614
Asfaltenos	6,96	ASTM D-6560
Residuo	1,78	ASTM D-6560

Tabla 3. **Caracterización de la fase sólida del tanque skimmer**

Fases obtenidas por centrifugación	Porcentaje [v/v]
Fase Sobrenadante - oleosa negra	44%
Fase Acuosa con pequeños sólidos suspendidos	55%
Fase Sólida - sedimentado negro	1%

Tabla 4. **Fases obtenidas por centrifugación.**

Fases obtenidas por centrifugación	Porcentaje [v/v]
Soluble en pentano	57,9%
Soluble en tolueno	7,4%
Soluble en HCL 18% (v/v)	34%
Residuo	0,7%

Tabla 5. **Caracterización de la fase sólida**

Para poder determinar la naturaleza del fouling, se toma como referencia el tanque skimmer del cual se extrae una muestra para su caracterización.

Adicionalmente, se envía una muestra a un laboratorio especializado para profundizar el análisis.

Una vez centrifugada la muestra, se obtienen 3 fases:

Para determinar el origen de los sólidos, se procede con la caracterización de la fase sedimentada.

Luego se analiza la fase acuosa para determinar la composición de la misma. Ver tabla 6.

Figura 17. **Muestra recibida del tanque skimmer.**

Figura 18. **Muestra decantada en una ampolla.**

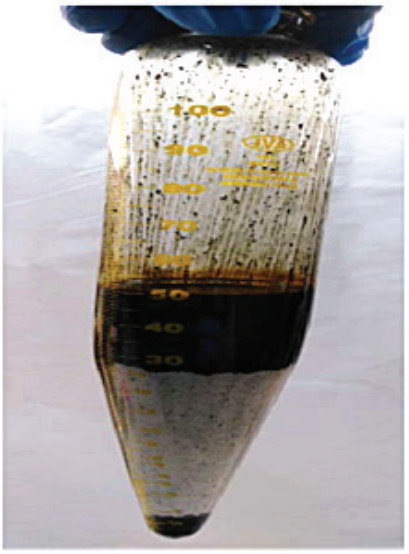


Figura 19. **Muestra centrifugada (tres fases).**

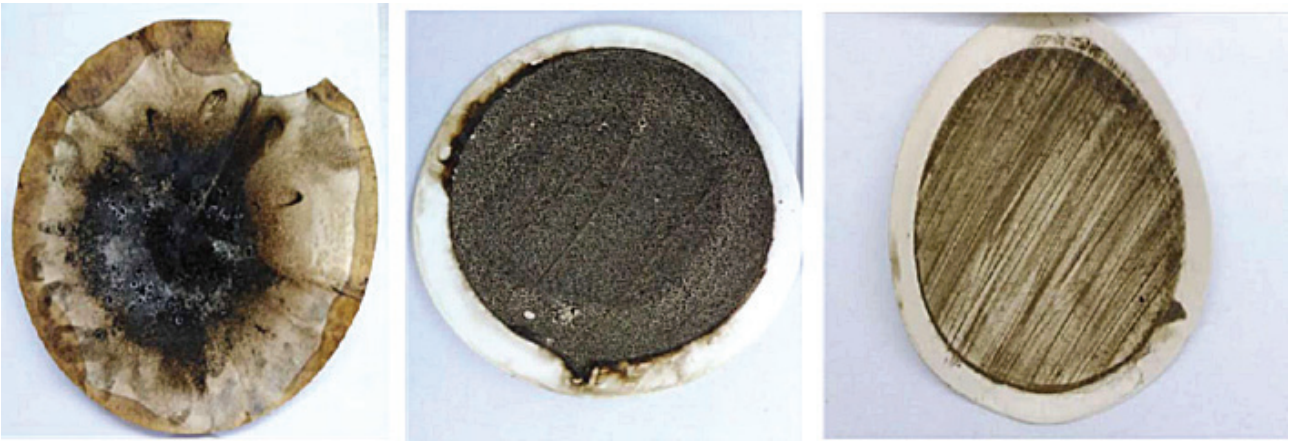


Figura 20. **Membranas utilizadas en la caracterización**

Determinación	Resultados	Unidades	Tratamiento	Determinación
Poliacrilamida	33,38	Mg/l	Filtración	Método de Hyamine

Tabla 6. **Resultado de análisis de laboratorio fondo de tanque skimmer**

Plan de acción

Monitoreo

En función de la muestra caracterizada y los resultados encontrados se implementa un plan de monitoreo en el cual se mide frecuentemente el polímero residual que ingresa a la PTA, de manera de identificar el origen del mismo.

Punto de muestreo /Fecha	Jun 22	Jul 22	Ago 22	Sep 22	Oct 22	Nov 22	Dic 22	Ene 23	Feb 23	Mar 23	Abr 23	May 23	Jun 23	Jul 23
Sda agua BAT 01 DB										28	5,97	6	9,23	<5
Sda agua BAT 03 DB														<5
Sda agua BAT 01 CHA										18	<5	<5	<5	36,42
Eda Skimmer PTA	<50	<50	<50	7	20	9	<5	10	<5	7,5	9	6,48	6,31	<5

Tabla 7. **Seguimiento del polímero residual [mg/l]**

Análisis de compatibilidad

Adicional al plan de monitoreo se implementa un estudio de incompatibilidad entre cada uno de los productos químicos utilizados en la Planta de Tratamiento de Agua y el polímero.

Se mezcla cada una de las muestras con solución polimérica (de 2500 ppm) en una relación 1:1 y se incorpora el producto químico utilizado en la planta con una concentración de 15ppm. Se realizan tratamientos de agitación y calentamiento (hasta 55°C), se mide el pH y viscosidad.

En las pruebas se observaron la formación de flóculos en dos productos químicos, los cuales son utilizados en el ingreso de la UFGI y en el ingreso a los filtros, los mismos fueron separados, secados a 105°C en estufa y caracterizados por espectroscopia de infrarrojo por transformada de Fourier. Los espectros de los flóculos coincidieron con los espectros de los productos puros de poliacrilamida SNF y BASF, por lo que se concluye que los mismos corresponden a poliacrilamida químico (P1) después del tratamiento físico a 55°C. Se observa la formación de flóculos.

Figura 21. **M12 P1: Mezclas de bruta M12, solución de poliacrilamida (2500 ppm) y producto.**

De este análisis, se detectan dos productos incompatibles con el polímero.

- Incompatibilidad en la muestra de salida de TK Skimmer con el producto químico (Floculante catiónico) en la planta de tratamiento e inyección de agua PIA. El componente principal es una poliacrilamida catiónica en emulsión
- Incompatibilidad en la muestra de salida de unidad flotación con el producto químico (Coagulante) en la planta de tratamiento e inyección de agua PIA. El componente principal del (Coagulante) es policloruro de aluminio.

Adecuación del tratamiento químico

Una vez identificados los químicos incompatibles con el polímero residual se procede con el análisis de tratamientos químicos alternativos.

Se realiza un jar test de los productos que generan incompatibilidad en la PTA con productos aniónicos y la solución polimérica utilizada en terciaria.

- Acorde con lo observado en los ensayos de jar jest y con el aumento de temperatura se puede concluir

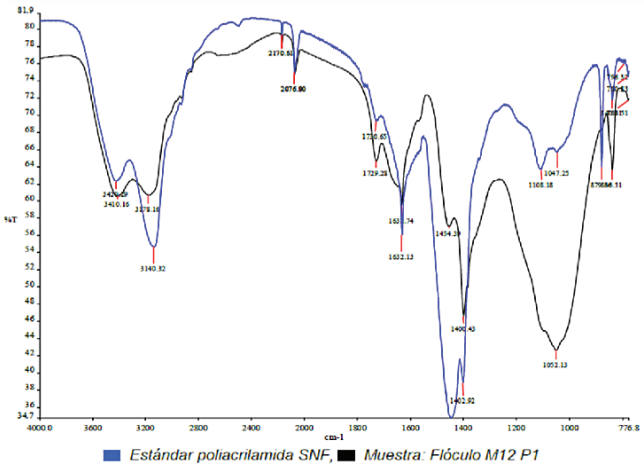


Figura 22. **Espectro obtenidos por espectroscopia de infrarrojo por transformada de Fourier (FTIR) para el estándar de poliacrilamida y muestra.**

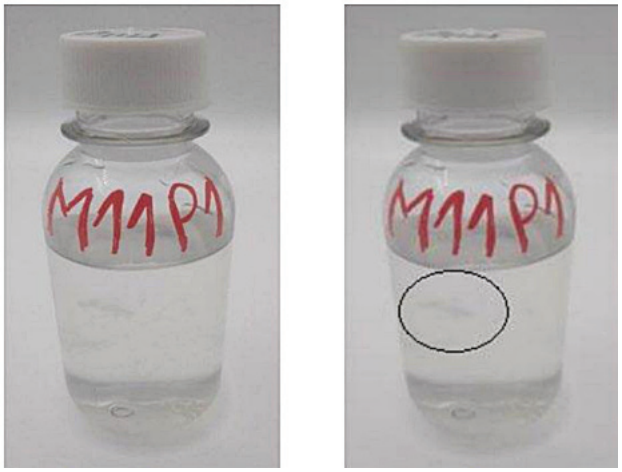


Figura 23. **M11 P1: Mezclas de bruta M11, solución de poliacrilamida (2500 ppm) y producto químico (P1) después del tratamiento físico a 55°C. Se observa la formación de flóculos.**

Figura 25. **Jar test de productos químicos Puesta en Marcha de Plantas Inyectoras de Polímeros (PIU).**

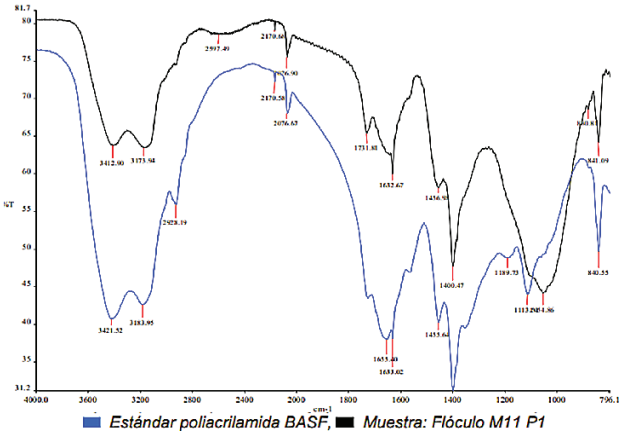


Figura 24. **Espectro obtenidos por espectroscopia de infrarrojo por transformada de Fourier (FTIR) para el estándar de poliacrilamida y muestra.**

que, para ambas concentraciones de solución polimérica empleada en la composición de la muestra: No se registran incompatibilidades al realizar las mezclas y al dosificarlas con las distintas concentraciones de (floculante aniónico) solicitadas. Si se observa que, al emplear una dosis de 15ppm de floculante, la muestra se torna levemente opalescente propio de la sobredosificación de este producto.

- No se registran incompatibilidades al aplicar temperatura hasta los 55°C;se observa una leve mejora en el aspecto en lo que a clarificación respecta

Inicialmente se contaba con dos PIUs que se alimentaban exclusivamente de agua dulce en DBM y una planta con agua de producción.

Luego de las mejoras incorporadas, fue posible instalar cuatro PIUs adicionales en Chachahuén que se abastecen con agua de producción cumpliendo las viscosidades objetivos en las mismas.

Calidad de agua de inyección

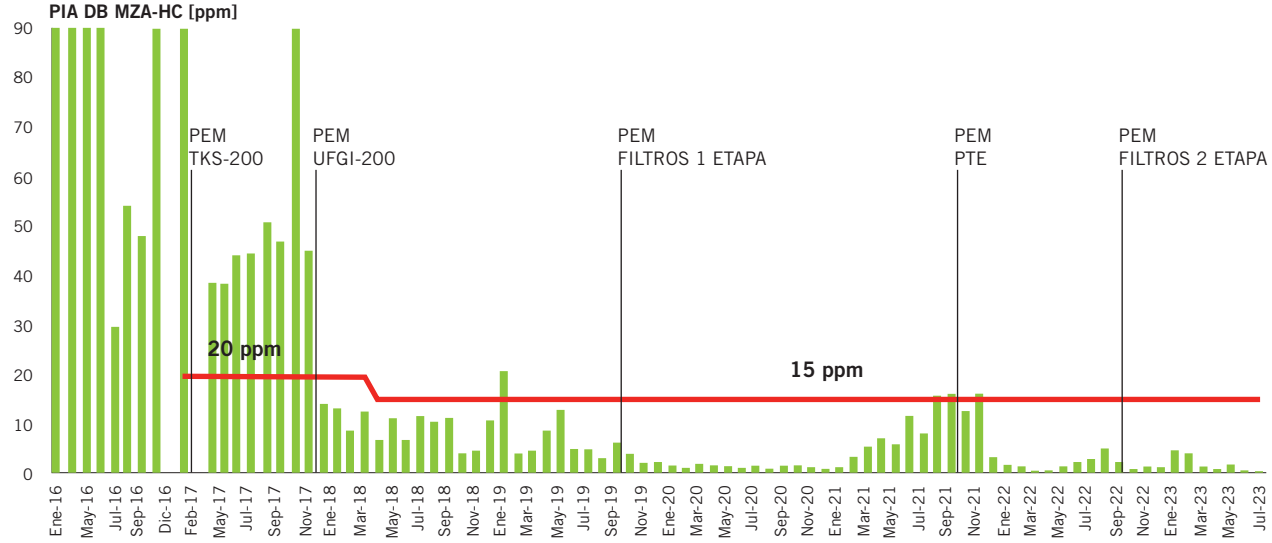


Figura 26. **Hidrocarburo en la salida de Planta.**

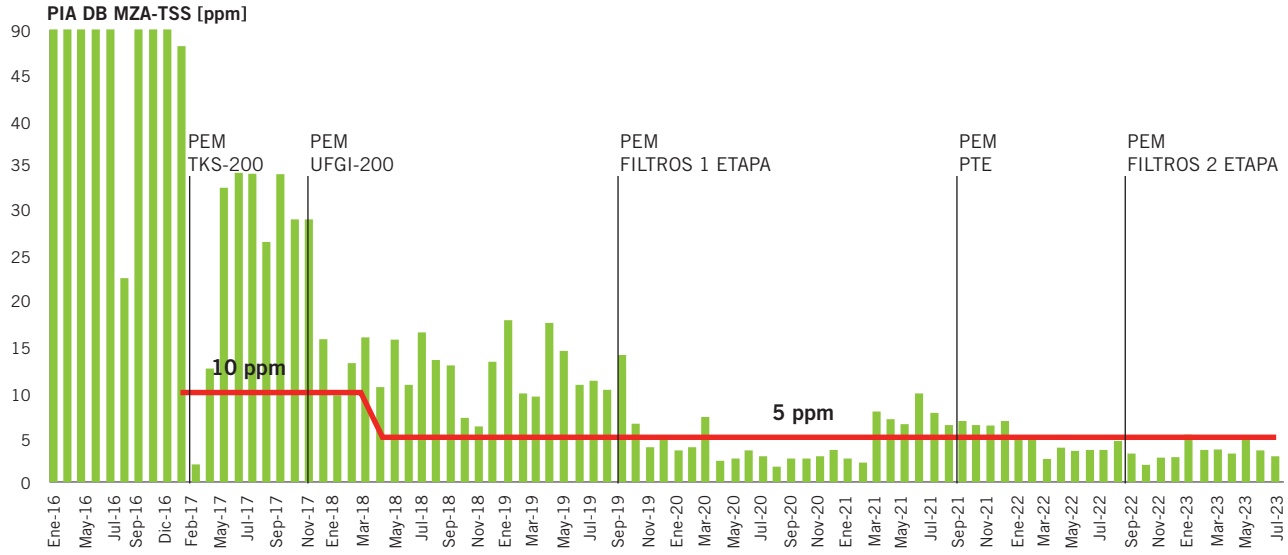


Figura 27. **Sólidos totales en suspensión en la salida de Planta.**

Conclusiones

Luego de haber realizado las mejoras en una instalación diseñada inicialmente para la inyección de agua dulce se obtiene una planta de tratamiento de agua de producción, cuya calidad permite que se continúe con la recuperación secundaria en la zona y se amplíe la recuperación terciaria.

Adicionalmente se pueden listar los siguientes hitos cumplidos:

- Disminución del consumo de agua dulce, bajando los costos de la misma y reduciendo el impacto ambiental.
- Estabilidad en la calidad de agua requerida con la incorporación de nuevos equipos de tratamiento de agua.
- Aumento de la producción asociada a secundaria y terciaria.
- Medicion On -Line de Calidad de agua la cual permite identificar los desvíos de forma inmediata de manera de poder tomar acción sobre los mismos.
- Reducción de intervenciones en pozos inyectores debidas al fouling, corrosión y sistema bacteriano.
- Adecuación del tratamiento químico en función de la compatibilidad con el polímero. En función de las incompatibilidades analizadas, se reemplazan productos catiónicos por aniónicos.
- Disminución del fouling en el sistema a causa de residual de polímero por medio de dos métodos: tratamiento químico (oxidantes) y tratamiento mecánico (decanter en planta de tratamiento de efluentes).

Referencias

Manual de producción del Upstream YPF S.A.
Manual MOM AutoFlot A26 Whittier
Manual de filtros Supersand DS 5000
Manual Pieralisi de Separador Centrífugo MAIOR HS
Applied Water Technology, Patton
Manual_QuickTOCultra08E3814_rev
Advanced sensors limited Installation Manual ASL-P409731-
Advanced sensors limited Operation Manual ASL-P409731-007
SNF. Water treatment considerations in polymer flooding projects. March 2021

Ensayos realizados en conjunto con el Laboratorio de Análisis instrumental /Laboratorio de efluentes líquidos / Laboratorio de fluidos complejos. Universidad Nacional de Cuyo

AAOG
ARGENTINA OIL&GAS

PATAGONIA

23 – 25 Octubre, 2024

Espacio DUAM, Neuquén

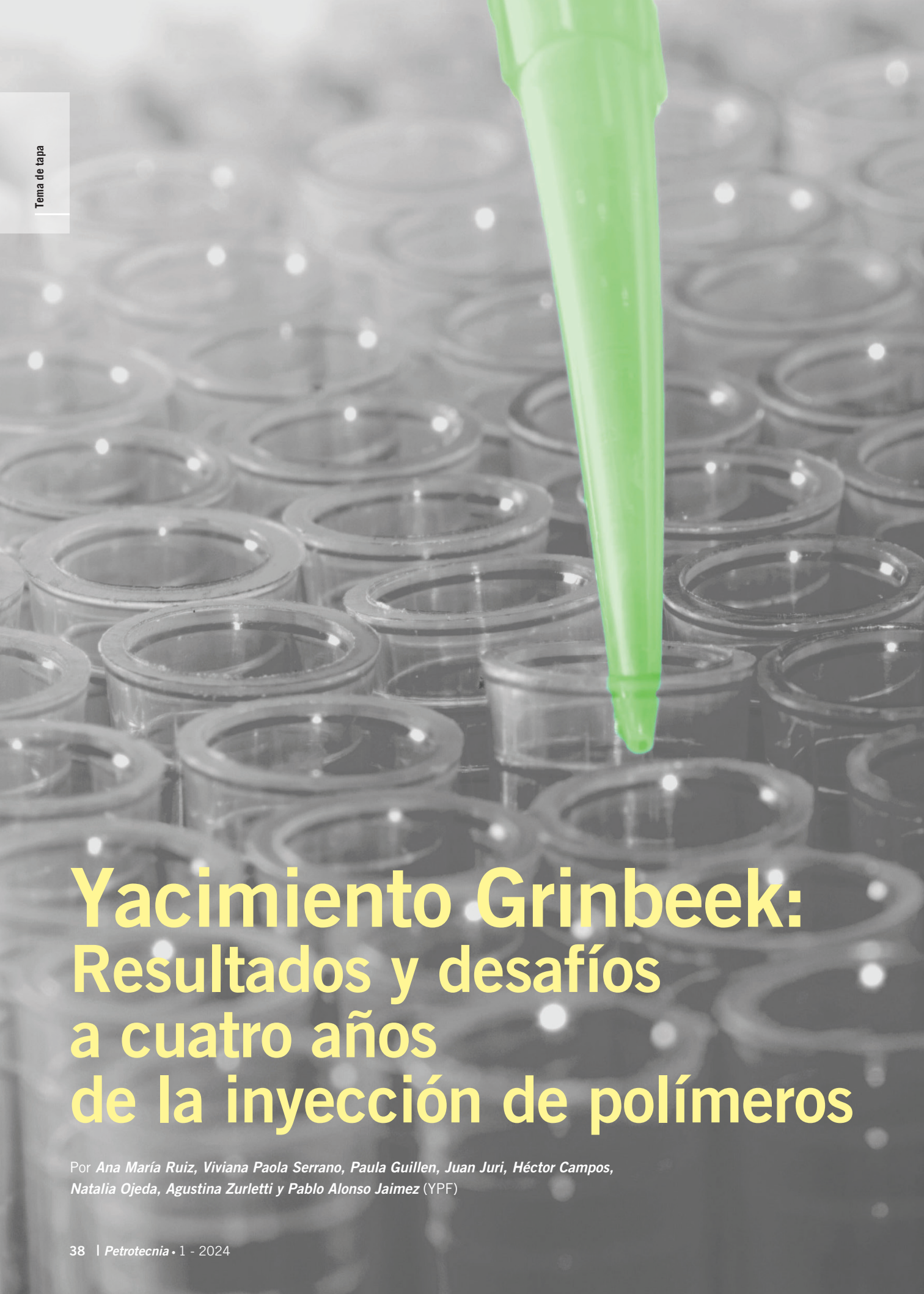
www.aogpatagonia.com.ar

Organiza:

INSTITUTO ARGENTINO DEL PETROLEO Y DEL GAS

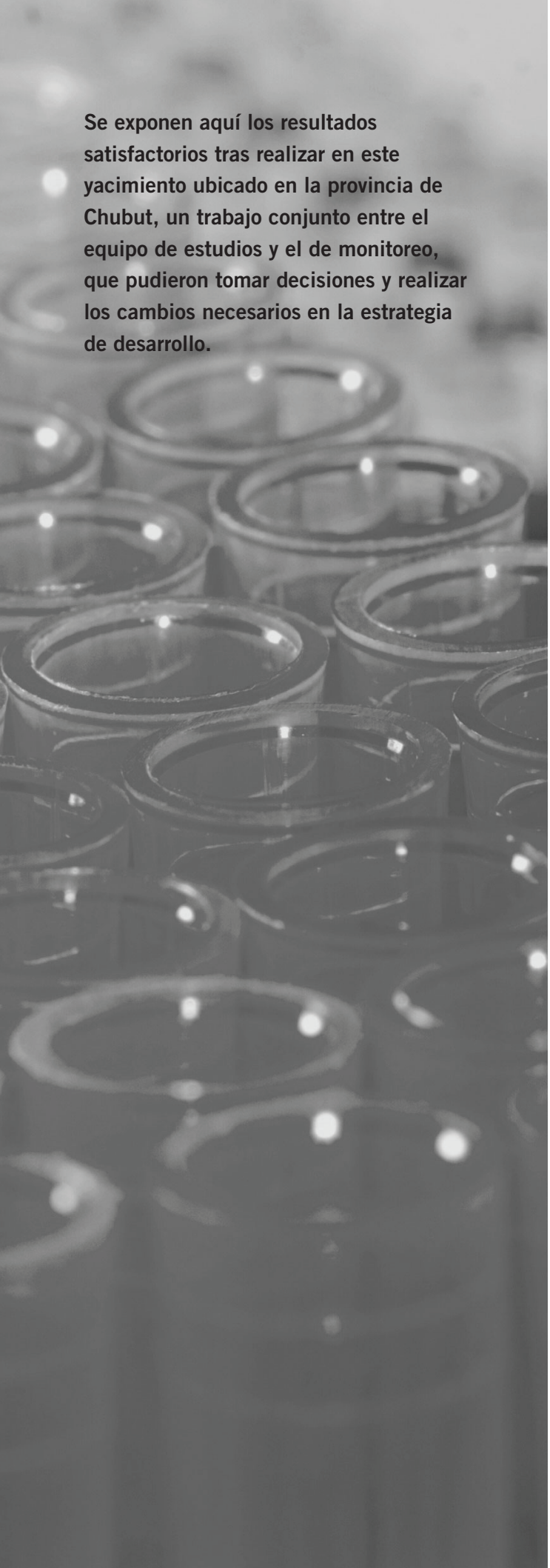
Realiza:

messe frankfurt



Yacimiento Grinbeek: Resultados y desafíos a cuatro años de la inyección de polímeros

Por ***Ana María Ruiz, Viviana Paola Serrano, Paula Guillen, Juan Juri, Héctor Campos, Natalia Ojeda, Agustina Zurletti y Pablo Alonso Jaimez*** (YPF)



Se exponen aquí los resultados satisfactorios tras realizar en este yacimiento ubicado en la provincia de Chubut, un trabajo conjunto entre el equipo de estudios y el de monitoreo, que pudieron tomar decisiones y realizar los cambios necesarios en la estrategia de desarrollo.

El Yacimiento Grimbeek se ubica en el sector centro norte del área de reservas Manantiales Behr, la cual se encuentra a aproximadamente 30 Km hacia el Norte de la ciudad de Comodoro Rivadavia en la Provincia de Chubut, Cuenca del Golfo San Jorge.

El yacimiento está compuesto por bloques separados total o parcialmente por fallas. De sur a norte se identifican tres bloques: Grimbeek II, Norte y Norte II. Estos campos concentran su producción de petróleo en los reservorios alojados en el Miembro basal de la Fm. El Trébol, denominado San Diego o Complejo II.

En el año 2015 se inició la inyección de polímeros en el piloto de GBK II. Es tomando como punto de partida los resultados de este piloto que se realiza el análisis y ejecución de una expansión de inyección de polímero en el Yacimiento.

Tras el inicio de la masificación de la inyección de Polímeros en 2019, la cual contempló llevar de 4 a 86 la cantidad de pozos inyectores de polímero, el objetivo de esta presentación es compartir con la comunidad Técnica los resultados obtenidos a cuatro años del inicio de la inyección de polímeros, haciendo foco en las acciones de monitoreo que llevamos a cabo y como se fue delineando el plan de monitoreo para los próximos proyectos de inyección de polímero a implementarse en la regional.

Queremos compartir cómo el trabajo en conjunto, de manera sostenida y en constante retroalimentación entre el equipo de estudios y de monitoreo nos permitió obtener excelentes resultados y poder tomar las decisiones y cambios en la estrategia de desarrollo a raíz de los datos obtenidos en el día a día.

En el transcurso del presente trabajo veremos los siguientes puntos:

- Plan de desarrollo original vs plan de desarrollo "real". Concentraciones y caudales de inyección planificados vs reales.
- Variables de seguimiento e impacto en la toma de decisiones del proyecto
- Principales desafíos transitados: pozos problemas, cambio diseño de instalaciones de fondo. Mejora en el índice de intervenciones. Logística.
- Trabajo interdisciplinario con el mapeo de variables que afectan el proceso del AdR. Problemas en el proceso de deshidratación, calidad de agua. Cambios en los tratamientos químicos.

Introducción

Antecedentes

El bloque de Grimbeek (Fig 1) ubicado en el yacimiento Manantiales Behr en la provincia de Chubut, Argentina está compuesto principalmente por reservorios de origen fluvial entrelazado a meandroso de carga mixta, con areniscas intercaladas con fangolitas que actúan como sello. La profundidad promedio es de 1000/1150 metros bajo boca de pozo (mbbp) posee entre 3-7 secuencias estratigráficas y un petróleo con una viscosidad de 120 cp, permeabilidades por encima de los 2D, porosidades en el orden de 25-28% y temperaturas

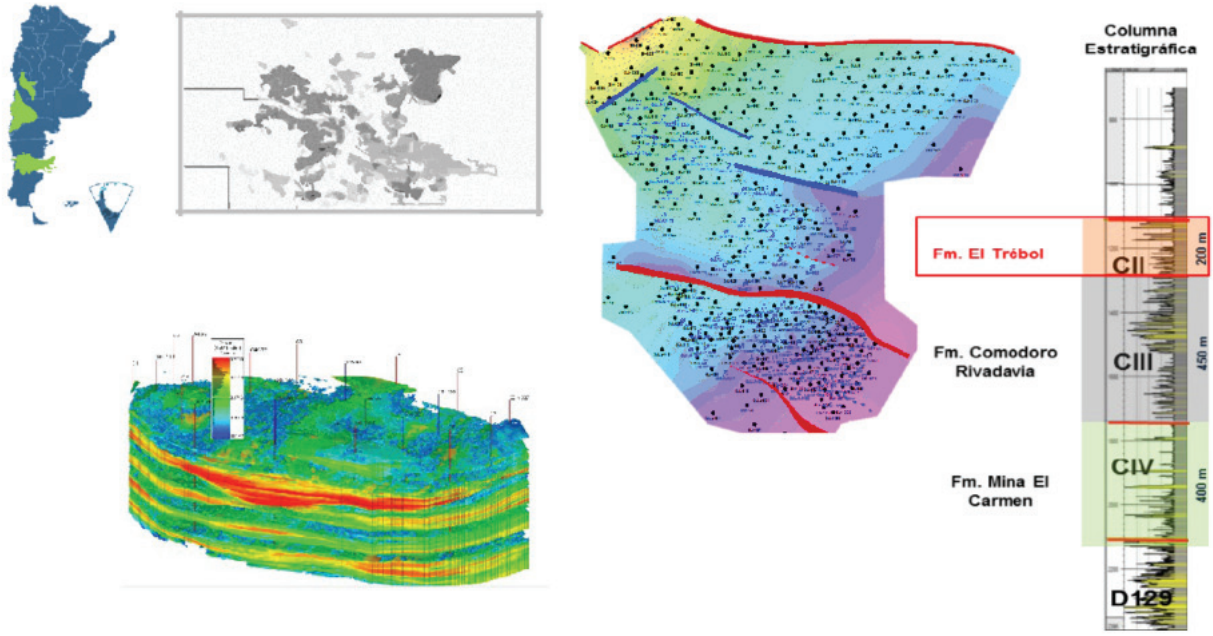


Figura 1. **Ubicación y características Bloque Gbk.**

que rondan los 60°C. La combinación de estos factores lo convierte en un excelente candidato para la inyección de polímeros.

En el año 2015 se dio inicio al piloto de inyección de polímero en el bloque Gbk II, este piloto fue diseñado con 4 pozos inyectores, un pozo central confinado y 9 pozos periféricos de primera línea Juri et al (2017) sus resultados promisorios, derivaron en una estrategia de expansión que no tiene antecedentes en la industria, al resto del yacimiento mediante una expansión modular mediante el concepto de plantas móviles, donde a través de la sectorización del potencial y siguiendo una secuencia óptima de inyección se buscó maximizar la respuesta de petróleo, reducir los tiempos de implementación, disminuir los riesgos operativos orientando el desarrollo a maximizar la eficiencia de CAPEX y OPEX Juri et al (2020).

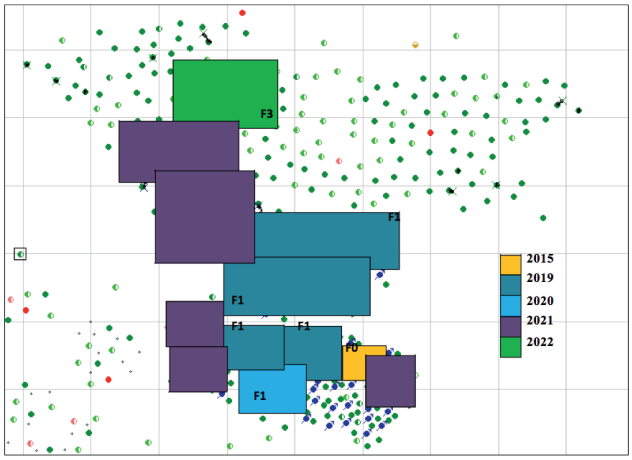


Figura 2. **Fases de desarrollo inyección de polímero Yac. Grimbeek.**

Esta forma de inyección modular reduce la dependencia de una sola instalación central permitiendo adaptar la estrategia a los resultados obtenidos en cada fase secuencial. Si una zona no arroja los resultados esperados, es posible rápidamente ajustar y continuar el desarrollo en otra zona buscando maximizar la respuesta obtenida minimizando el costo operativo en el consumo de polímero.

Primera etapa de expansión

La inyección en la expansión comenzó en Agosto/septiembre 2019 con las dos primeras plantas de inyección de polímero (PIU) ubicadas en el Bloque de Grimbeek II.

En Octubre/noviembre 2019 se marcharon las siguientes dos PIUs en el bloque de Gbk Norte completando la primera etapa de expansión con la quinta PIU ubicada también en el bloque Gbk II.

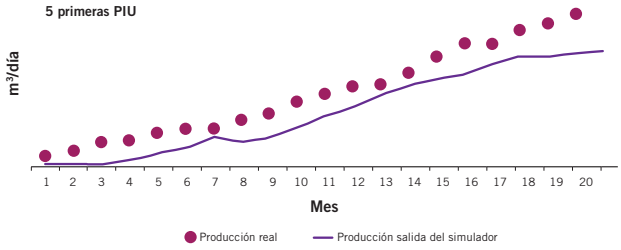


Figura 3. **Producción petróleo real vs pronosticado.**

Durante 2021 se completó la implementación del bloque Gbk Norte con 2 plantas adicionales y actualmente la fase 3 del desarrollo de encuentra en implementación en el bloque Gbk Norte II.

Alcanzando un total de 47 pozos inyectores de polímero.

Resultados de la expansión de la inyección de polímero

La primera etapa de expansión tuvo algunos desafíos relacionados con la calidad de agua de inyección disponible para el proyecto la cual se encontraba lejos de los valores óptimos requeridos según los estudios previos realizados. Este inconveniente nos llevó a cambiar la estrategia de inyección aumentando la concentración de

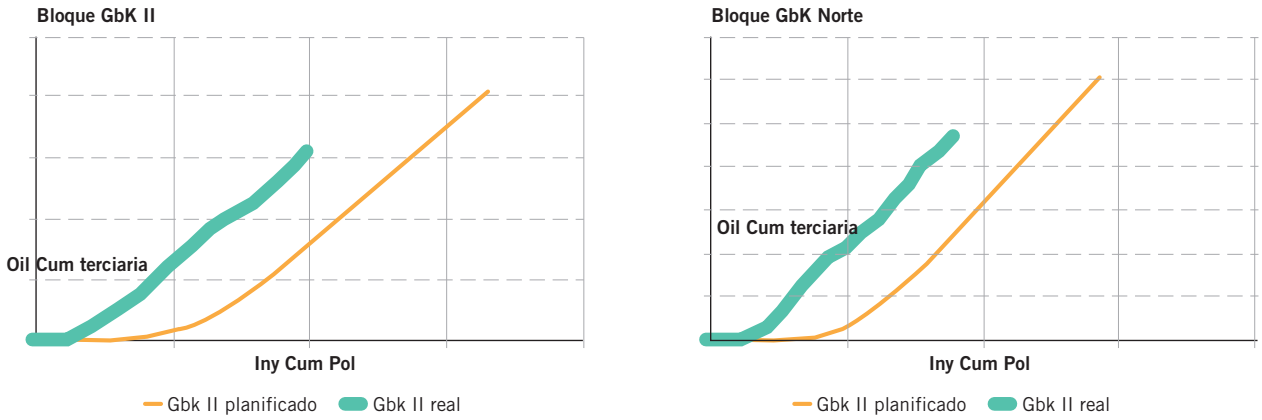


Figura 4. **Resultados preliminares. Inyección acumulada de polímero vs Producción acumulada incremental.**

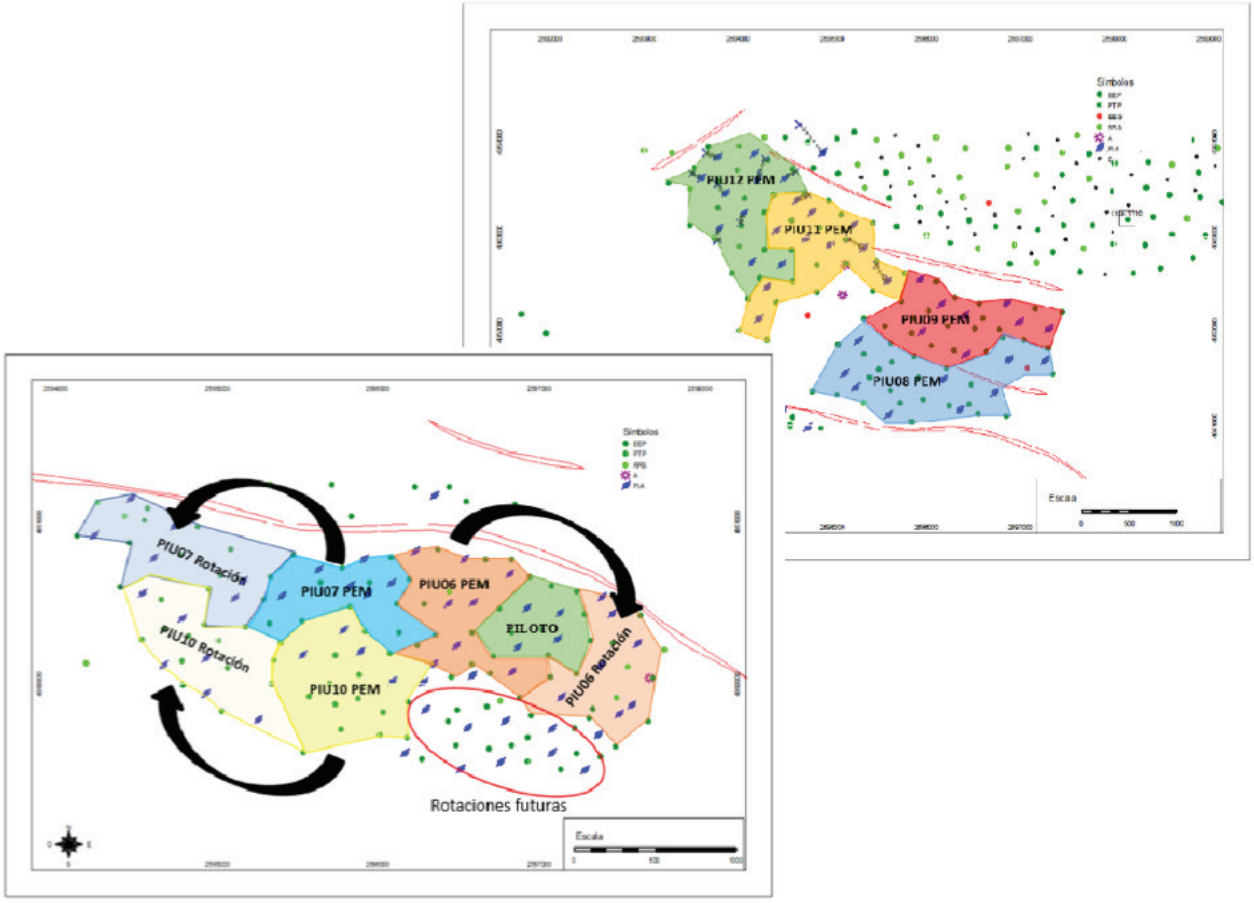


Figura 5. **Expansión de polímeros en bloques GBK II y GBKN.**

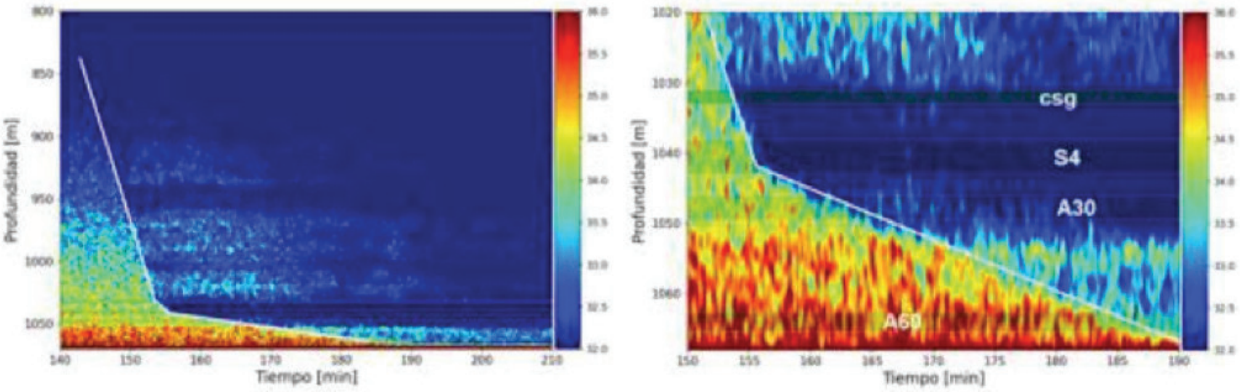


Figura 6. **Caudal de polímero en función del tiempo.**

la solución madre a los fines de compensar con mayor viscosidad este inconveniente en el agua disponible y a su vez reducir el caudal de inyección por pozo para que este aumento de concentración no se traduzca en un aumento en el consumo de polímero utilizado impactando de forma negativa en los gastos operativos programados.

Esta inyección con menor caudal, pero a mayor viscosidad, tuvo resultados favorables con una mejor eficiencia de barrido de reservorios fluviales de gran heterogeneidad al aumentar el ratio entre viscosidad de polímero y viscosidad de petróleo, permitiéndonos actualizar nuestros modelos de simulación y confirmar nuestra estrategia de expansión modular barriendo los diferentes "Sweet Spot" identificados en los modelos estáticos / dinámicos 3D.

Segunda etapa de expansión

Estos resultados permitieron continuar con el plan de expansión, instalando 2 nuevas PIU en el bloque Gbk Norte y rotando las primeras 3 PIUs ubicadas en Gbk II (Fig 3), y dar continuidad a la estrategia de desarrollo del bloque.

Variables de seguimiento del proyecto

La implementación mediante plantas modulares, incluyo un esquema de inyección que permite tener control de caudales y presiones de inyección de manera precisa mediante la utilización de una bomba dedicada por pozo, lo que garantiza la capacidad de mantener un caudal constante y dar seguimiento en tiempo real de tendencias de evolución de presión y control del caudal a nivel pozo.

De igual manera el plan de monitoreo incluye mediciones diarias de viscosidad y mediciones de chequeo periódicas de concentración para asegurar la calidad de la solución inyectada y un seguimiento de la evolución de inyectividad en cada uno de los pozos.

A nivel subsuelo, resulta de vital importancia poder contar con información de la distribución de inyección a nivel capa/secuencia en este tipo de reservorios heterogéneos y donde la inyección se realiza en varios niveles productivos,

En proyectos como Grimbeek donde la combinación de caudales y viscosidad de solución inyectada convive con dificultades para utilizar las herramientas convencionales para la medición de caudales por capa en pozos inyectores (Transito de Fluidos – con trazador radiactivo), debido al régimen de flujo (laminar) que impide una dispersión adecuada del trazador, lo que resulta en detecciones anómalas que impiden una interpretación acertada de las mediciones, estas respuestas han sido asociadas a una baja/mala dispersión de trazador radioactivo y frecuentemente a problemas de eyección de las herramientas en estas condiciones. Bragg et al (1982), Roesner et al (1983), Zheng et al (2006)

El desafío tecnológico fue poder medir el caudal de polímeros admitido en cada punzado. Este parámetro contribuye a optimizar la eficiencia del proceso de recuperación mejorada, permitiendo evaluar la admisión por capa y su evolución en el tiempo. Al inicio del proyecto se realizó una prueba piloto de medición de perfil de inyección de polímeros con mediante la utilización de sistemas DTS y DVS a través de mediciones con Fibra Óptica, que permitió validar el uso de la tecnología en las condiciones específicas de inyección del proyecto.

El procedimiento empleado para efectuar las mediciones consiste en intercalar un volumen de agua en el polímero que se inyecta en cada uno de los pozos. El slug de agua llega hasta el fondo del pozo sin mezclarse con el polímero que lo rodea generando un trazador tanto térmico como de vibraciones asociados al cambio en el régimen de flujo entre ambos fluidos. El flujo es laminar durante la inyección de polímero y turbulento durante la inyección de agua. El contraste se verifica por un lado en una diferencia de temperatura en ambos fluidos ya que le régimen turbulento intercambia con mayor eficiencia calor con la formación, y por otro lado en vibraciones mecánicas en la interfaz polímero agua. Ambas señales son registradas por los sistemas DAS y DTS y procesadas para poder seguir la interfaz polímero agua en el tiempo

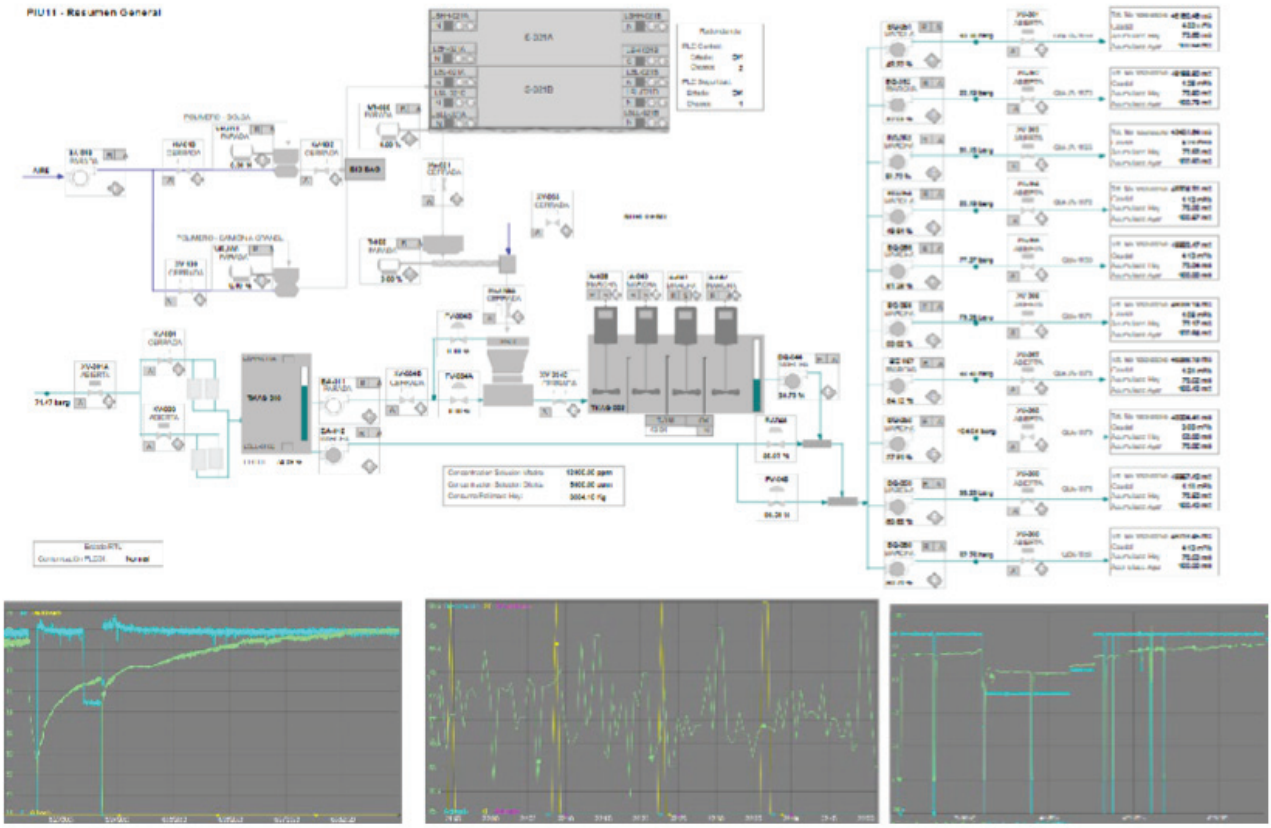


Figura 7. **Ejemplo visualización sistema monitoreo plantas inyección de polímero.**

y determinar la velocidad del fluido en cada sector de la cañería.

En los pozos productores además de la evolución de corte de agua, parámetro clave para detectar la respuesta a la inyección de polímero, se suma la medición trazas de residual de polímero en pozos productores (métodos colinita, hyamine y/o bleach en función de la madurez del proceso y los limites técnicos de cada método). Esto se realiza con frecuencia mensual por pozo y en nodos adicionales como colectores, batería y ramales con frecuencia semana. Este seguimiento nos permite realizar un balance de masa, entre el polímero inyectando con el objetivo de mejorar el entendimiento de la evolución de barrido en el reservorio.

Además de la importancia a nivel de subsuelo (para medir eficiencia y optimizar el barrido), la correcta cuantificación del polímero producido es importante para la gestión de los procesos de clarificación y deshidratación en las plantas de tratamiento.

Monitoreo de variables operativas en tiempo real

La posibilidad de poder contar con variables operativas monitoreadas en tiempo real ofrece numerosas ventajas al proporcionar instantánea y actualizada sobre las variables clave del proceso de dosificación, mezclado e inyección de polímeros. Brinda la posibilidad de tomar decisiones mas informada y ágilmente. Algunas ventajas para destacar:

- Detección temprana de problemas, identificando rápidamente desviaciones o anomalías. Esto ayuda a detectar problemas antes de que se conviertan en fallas mayores, lo que reduce tiempos de inactividad y costos de reparación.
- Optimización del rendimiento, Es posible identificar oportunidades de mejora y optimizar el rendimiento. Se pueden realizar los ajustes necesarios a tiempo para maximizar eficiencia y productividad en el proceso de inyección.
- Toma de decisiones basadas en datos, la disponibilidad de la información permite tomar decisiones más fundamentadas y basadas en datos. Asi como el acceso a datos históricos de todos los usuarios involucrados, representan una herramienta muy potente de análisis.
- Mantenimiento predictivo, Al monitorear variables como la temperatura, la presión, niveles o tiempos operativos, se pueden predecir problemas de mantenimiento, lo que facilita la planificación de as actividades de operación y mantenimiento evitando/disminuyendo interrupciones no planificadas prolongado la vida útil de los activos y manteniendo una inyección estable y controlada.

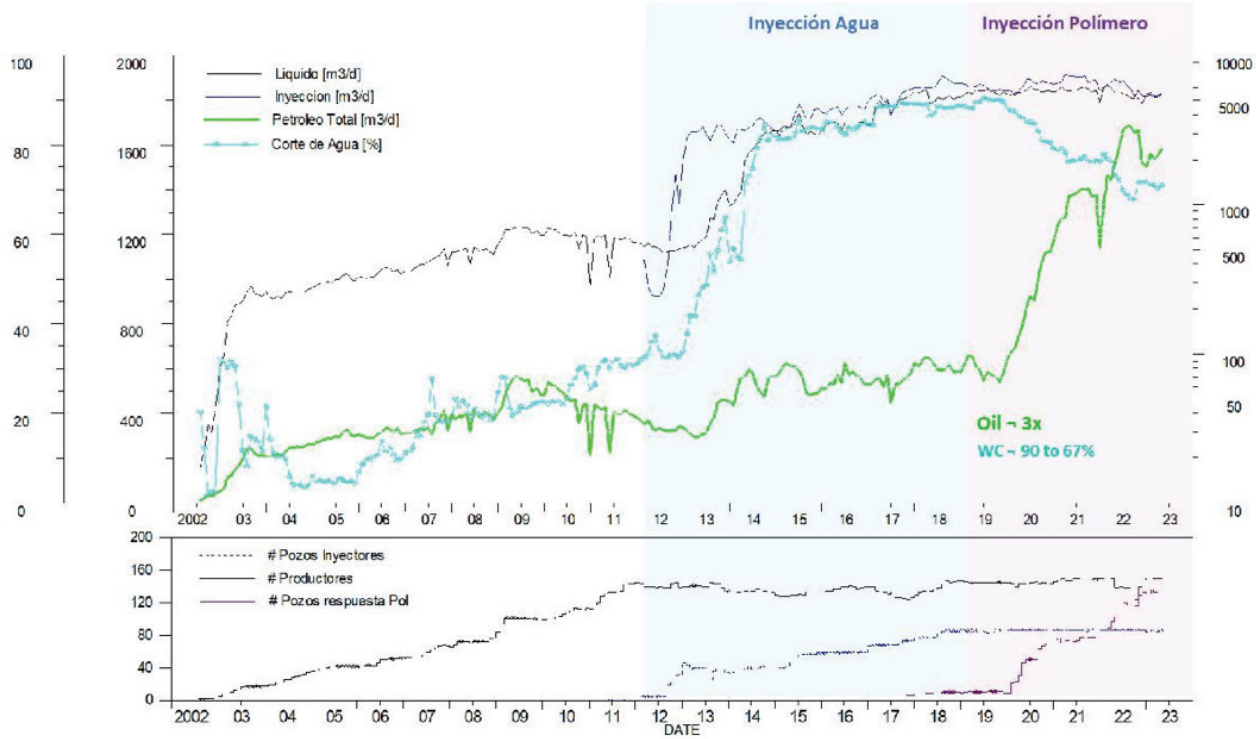


Figura 8. **Producción grupo de pozos afectados por la inyección de polímero.**

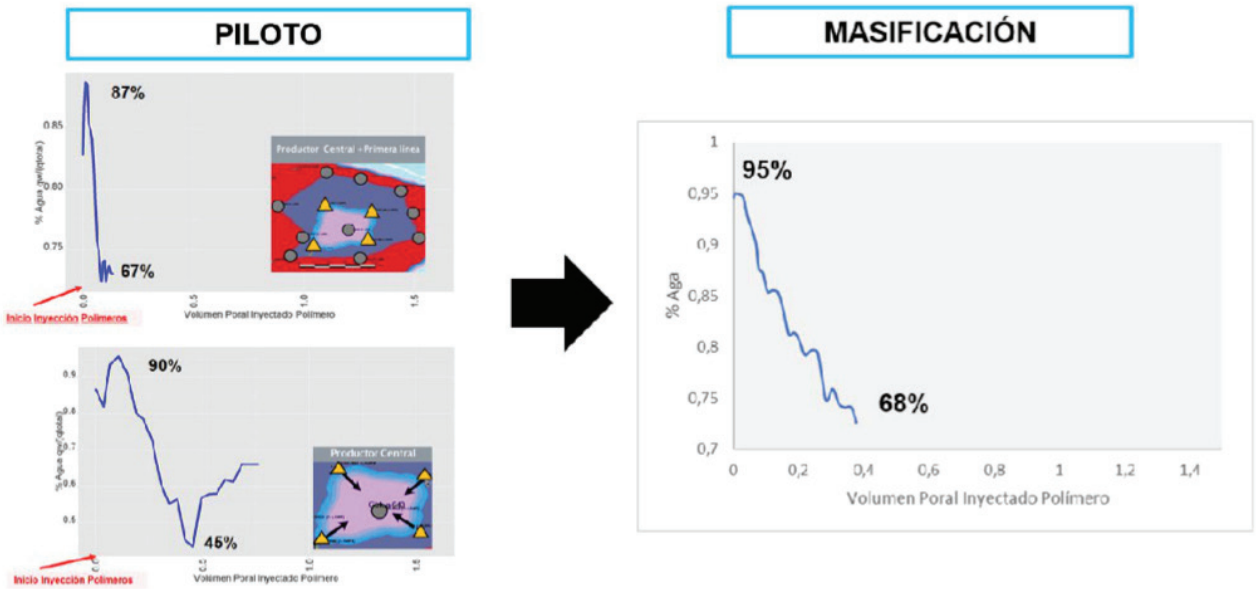


Figura 9. **Comparación comportamiento corte de agua vs VPI entre Piloto y Masificación**

Seguimiento de la producción

En el siguiente gráfico se muestra la producción total del grupo de pozos asociados a la inyección de polímero.

Hacia principios de 2013 se inició con la inyección de agua notándose un claro aumento en la producción de líquido y de neta.

Hacia mediados de 2019 inicia la inyección de polímeros y se puede ver cómo: con niveles estables de inyección y bruta, cambia notoriamente el corte de agua alcanzando una reducción de casi 30 puntos porcentuales a la fecha y obteniendo un incremental de petróleo de 890m^3/d respecto de la línea base de secundaria.

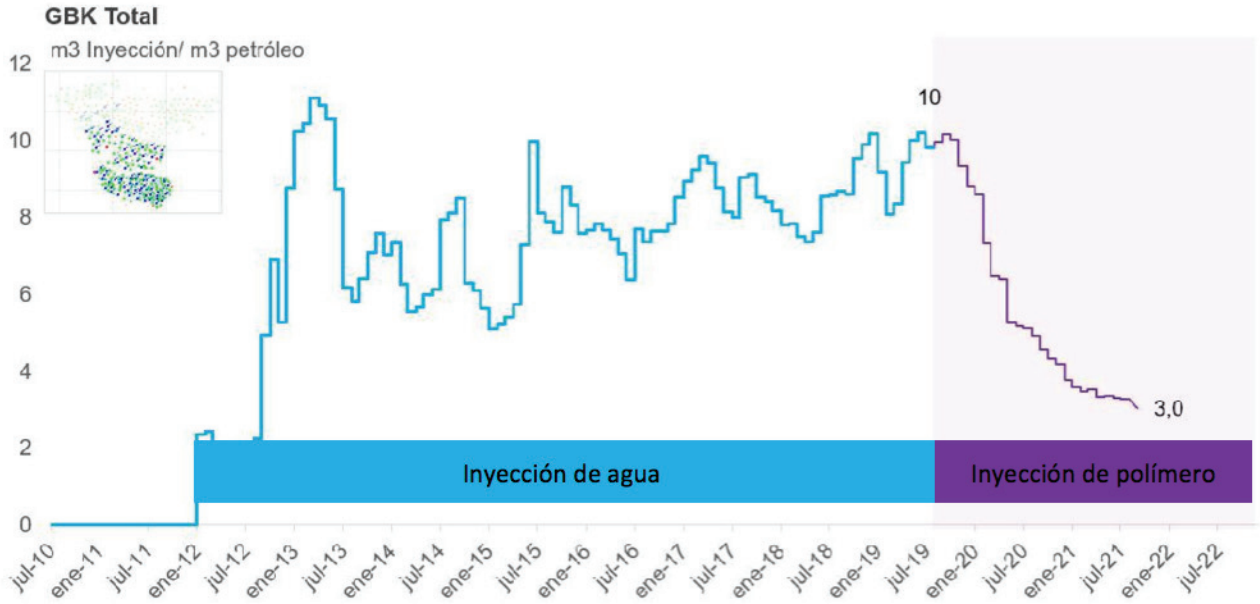


Figura 10. **Eficiencia de inyección.**

Este grupo de pozos desde que inicio la inyección de polímero triplicó su producción.

Si comparamos el comportamiento del corte de agua en función del volumen poral inyectado de polímero, podemos ver que la masificación hasta ahora responde con comportamiento similar al que tuvo el piloto original del 2015, logrando una reducción promedio de más de 20 puntos en el corte de agua.

El comportamiento del proyecto, también se puede analizar en términos de eficiencia de inyección. Este grafico lo que nos muestra es, en función del tiempo, la cantidad de metros cúbicos de agua que necesito para producir un metro cubico de petróleo.

En azul la fase de secundaria en violeta el periodo de inyección de polímeros.

Se puede ver que, la inyección de polímeros significo un incremento notable en eficiencia de barrido del fluido desplazante. Pasando de necesitar hasta 10 m^3 de agua para recuperar 1 m^3 de petróleo a necesitar solo 3 m^3. Triplicando la eficiencia de la inyección.

Principales desafíos

Todos los proyectos

Diseño sistemas de extracción

Las condiciones del yacimiento (tipo de fluidos, profundidad y naturaleza poco consolidada del reservorio) hacen que el sistema de extracción PCP sea el más adecuado y por ende el más utilizado para la producción del bloque.

Al comenzar con los procesos de inyección, tanto de agua como de polímero, el primer banco de petróleo que se mueve hacia los productores trae asociado un porcentaje alto de sólidos, esto es algo característico de este tipo de reservorios muy poco consolidados y en presencia de petróleo de alta viscosidad.

Esta condición genera una producción inicial de este primer banco de arena la cual fue identificada y mapeada utilizando las estadísticas de intervenciones con los equipos de Pulling donde se toma registro de los metros de relleno que se limpian entre cada intervención desde el inicio de la respuesta por inyección secundaria

Problemas asociados a manejo de arena:

- Incremento de fallos de hermeticidad de TBG por rozamiento.
- Aprisionamiento del sistema por solidos
- Reducción de aporte del pozo por solidos que alcanzan algunos intervalos punzados.

Con el objetivo de mejorar el índice de fallas y dar continuidad a la extracción se llevaron a cabo acciones interdisciplinarias como el mapeo de las zonas más problemáticas (con mayor aporte de sólidos y/o probabilidad de ocurrencia) para considerar la condición particular al momento del diseño de la bomba de cavidades progresivas. En estas zonas identificadas se utilizaron elastómeros soft, paddle rotor y ángulos chicos en los rotores. Además, esta identificación de zonas con mayor aporte nos permitió diferenciar estos pozos en sus condiciones de operación (régimen de extracción, nivel de sumergencia, etc.)

Además de la producción adicional de solido que acompañan la respuesta de petróleo incremental, se debe

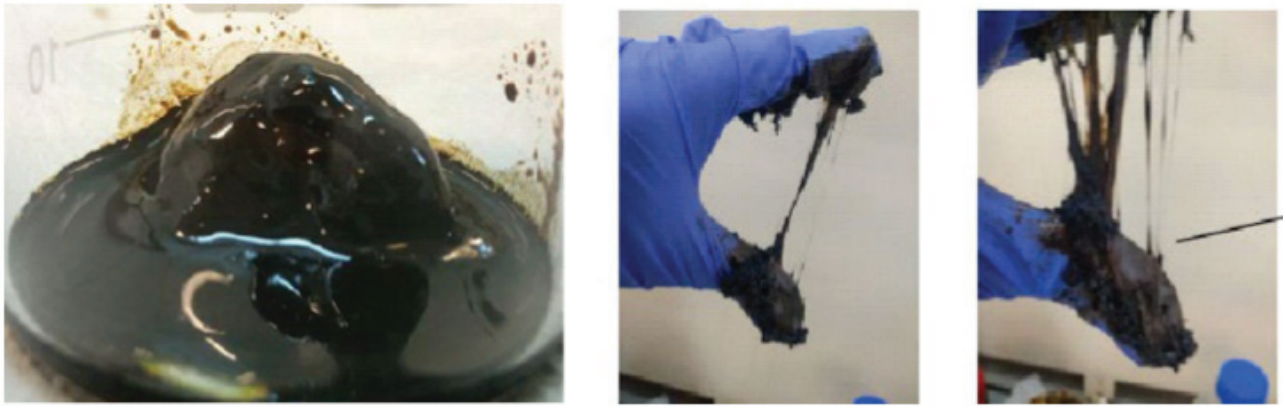


Figura 11. **Aspecto de sludge formado en el proceso de tratamiento**

tener en cuenta la probabilidad de aparición de trazas de polímero en el agua producida conforme avanza el proceso de barrido. Esta presencia de residual de HPAM produce un incremento en la fricción entre las varillas y el tubing provocando mayor rozamiento lo que ocasionaba fallas por perdida de hermeticidad en la cañería.

El estudio de estas condiciones de producción nos permitió llegar a una adecuación del diseño de sistema de extracción donde se contempla los cambios en la configuración de fluidos durante el ciclo de vida del pozo. (elastómeros, geometría rotor/estator, varillas de alta resistencia, refuerzo mecánico de los TBG mediante revestimiento para evitar rozamiento, rotadores de TBG, sensores de fondo y telemetría para análisis de datos en tiempo real).

Estos cambios en el diseño de fondo permitieron aumentar el run life de las bombas, pasando de 187 días a 580 días.

Producción de polímero e impacto en los procesos de separación

La compatibilidad entre el polímero inyectado y la composición de fluidos presentes en el circuito de proceso del yacimiento es esencial para evitar interacciones no deseadas entre los componentes del sistema.

Como parte crucial del trabajo interdisciplinario que venimos realizando, la preparación de las instalaciones y los tratamientos en las plantas de procesamiento de crudo para la posible llegada de trazas de polímero residual es un punto clave para poder minimizar el impacto que esto puede llegar ocasionar en este tratamiento, derivado de la interacción con las corrientes del sistema. Rambeau et al (2015)

Si bien durante la etapa de planificación y desarrollo del proyecto sea realizaron mediciones exhaustivas a nivel laboratorio es importante mencionar la importancia de un seguimiento continuo e interdisciplinario del proceso de manera continuada durante todas las fases del proyecto, con el fin de capturar a tiempo las modificaciones y ajustes necesarios que soporten de manera eficiente los procesos de clarificación y separación ante la aparición de polímero residual producido, ya que este es se convierte en un como componente adicional en las corrientes de fluido que debe ser considerado.

Dificultas identificadas en el proceso durante las distintas fases del proyecto.

- Aumento de solidos en la corriente de fluidos que entran a las plantas de tratamiento: producto del incremento en la producción de arena en los tiempos tempranos de respuesta de petróleo.
- Perdida de eficiencia en el proceso de clarificación con los productos químicos utilizados. (aumento de dosis, cambio de carga) y sus impactos: Desmejora de calidad de agua e incremento de dosis necesaria de clarificantes (previo a su reemplazo).
- Generación y precipitación de sludge (solido de aspecto gomoso y estable) producto de la interacción de cargas entre los productos químicos utilizados, la presencia de residual de polímero producido, sólidos y compuesto de parafinas y asfáltenos provenientes de corrientes que dificultaban la separación correcta de fases y propiciando la precipitación y acumulación del mismo.
- Impacto en sistema de control y protecciones por acumulación de solido/sludge

Plan de acción implementado

- Sludge: Caracterización y entendimiento del mecanismo de formación para mitigar y/o inhibir su aparición.
- Plan de evaluación de interferencias
- Pruebas de laboratorio con productos químicos compatibles existentes y nuevos (cargas aniónicas y/o neutras).
- Protocolos detallados: planificación, ejecución y evaluación.
- Modificación y ajustes en el proceso. Cambio de producto químico utilizado anteriormente por produc-

to compatibles con el residual de polímero presente. Productos químicos con carga aniónica.
- Adecuación del proceso de tratamiento del agua.
- Trabajo continuo de optimización.

Desafíos futuros

La innovación constante es fundamental para abordar desafíos actuales y futuros que permitan continuar dando pie al desarrollo de este tipo de proyectos.

Algunos de los temas en los que continuamos enfocando esfuerzos en virtud del potencial y crecimiento del proyecto son: optimización de costos (proveedores, logística, etc.), desarrollo de proveedores locales (servicios de medición especializados), agilidad para rotar y conectar plantas, desarrollo de productos con proveedores (procesos), optimización de logística de abastecimiento y aplicación de nuevas tecnologías.

Conclusiones

La obtención y análisis de información en tiempo real junto con la permanente interacción entre la operación, monitoreo, estudios y procesos es fundamental para lograr los objetivos planteados y poder detectar tempranamente las oportunidades de mejora en este tipo de proyectos en los cuales la experiencia en su implementación es relativamente baja para la compañía.

Dentro de los principales logros obtenidos podemos destacar:

Importancia de entender el proceso químico en su totalidad y evaluar el impacto de tener el residual como corriente adicional para tomar acción previa y compatibilizar los productos químicos utilizados. Convivir con trazas de polímero y adecuar procesos.

Adecuar rutinas operativas para priorizar la correcta operación, mantenimiento y optimización del proceso.

Un plan de monitoreo interdisciplinario y detallado para los pozos inyectores, productores, así como para puntos clave del proceso resulta de vital importancia para la evaluación resultados, riesgos e incertidumbres de un proyecto de inyección de polímero.

Referencias

Bragg, J. R., Roesner, R. E., & Strassner, J. E. (1982, January 1). Measuring Well Injection Profiles of Polymer-Containing Fluids. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/10690-MS.

Hemik G., Groen L., Deitrick G., Van Der Horst, J., 2016, "Fiber Optic Based Reservoir Surveillance for Injection Conformance Monitoring and Production Profiling in EOR Fields" Presented at the SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, March 2016.

Juri J. E., Ruiz A., Pedersen G., Bernhardt C., Vasquez P., Eguia V., Schein F., "Grimbeek -120cp Oil in a Multilayer Heterogeneous Fluvial Reservoir. First Successful Application Polymer Flooding at YPF". EAGE 19th European Symposium on Improved Oil Recovery, 24-27 April, Stavanger, Norway. 2017.

Juri J, Dupuis G, Pedersen G, Ruiz A.M, Serrano V., GuillénP., Schein F., Ylitch I., Ojeda, N., Gandi, S., Martino L., Lucero A., Pérez D., Vocaturro G., Campos H., Rivas C., Massaferro J.L., 2022, "Reemplazo del 30% de la producción básica por producción de recuperación terciaria en Manantiales Behr apoyados en una estrategia de plantas modulares" Paper presented at the 11º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. IAPG.

Odile Rambeau, Alves, M.H., Loriau, M., Molinier, V., Passade -Boupat, N., Lebas, G., 2015, "Chemical Solutions to Handle Viscosified Back Produced Water in Case of Polymer Flooding. Society of Petroleum Engineers. Paper presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference, Abu Dhabi, UAE, 9-12 November 2015.

Roesner, R. E., Sloan, M. L., & Turney, R. A. 1983, "New Logging Instruments For Polymer And Water Injection Wells". Society of Petrophysicists and Well-Log Analysts.

Zheng, H., & Liu, X., 2006, "Injection Profiling in Polymer Injectors in Daqing Oilfield". Paper presented at the International Oil & Gas Conference and Exhibition in China, December 5–7

Zhonghian, H., Gang, C., Lianyu, W., Mingzhan, C., Yuan, F., 2015, " Problem and Solution:

Artificial Lift Technology en Polymer Flooding" doi: SPE-174701-MS

Armado artificial de muestras de Formación Vaca Muerta para el ensayo de recuperación de petróleo por imbibición de surfactantes

Por ***Esteban González, Jessica Jara, Ricardo Prado, Jorge Montané, Sergio Abrigo, Laura Fernández, Malvina Frigerio y Florencia Toschi*** (Universidad Nacional del Comahue, Facultad de Ingeniería, Neuquén).

En este trabajo se presenta una metodología para la reconstrucción, a partir de cuttings, de muestras de la formación Vaca Muerta a ser utilizadas para ensayos de laboratorio de recuperación de petróleo por imbibición de surfactantes.

En la literatura técnica existe una extensa descripción de trabajos de investigación de laboratorio realizados sobre material de corona de reservorios no convencionales de tipo Shale. Las muestras utilizadas son plugs, trozos de corona, "crushed samples" o sandpacks preparados a partir del disgregado de las mismas.

Estas muestras son utilizadas en las caracterizaciones petrofísicas o ensayos especiales como imbibición espontánea o barridos con químicos o gases (CO_2) [7].

El presente trabajo se enfoca en el desarrollo de una metodología apropiada que pueda contribuir a sumar la utilización en laboratorio de muestras de *cutting* de este tipo de litologías, ya que se trata del material más abundante del que se dispone, y considerando que, en algunos casos, se carece de material de corona o es muy escaso o difícil el acceso a ellas.

Figura 1. ***Cutting*** **de la Fm Vaca Muerta, para el armado de los "cuttingpacks".**

Durante nuestras investigaciones realizadas en yacimientos convencionales enmarcadas en el Proyecto de investigación "Estrategias para controlar y mejorar la recuperación de petróleo con la inyección de productos químicos" hemos utilizado muestras de tipo sandpack con buenos resultados [1].

Esto nos llevó a considerar que una metodología similar podría ser utilizada en reservorios no convencionales de tipo Shale.

En el año 2022 fuimos seleccionados para trabajar en un proyecto PICTO (Proyectos de Investigación Científica y Tecnológica Orientados), convocatoria realizada por la Agencia Nacional de Promoción de la Investigación, el Desarrollo Tecnológico y la Innovación (Agencia I+D+i) y Fundación YPF. Este proyecto tiene como objetivo estudiar Metodologías para mejorar la producción en Yacimientos de Shale oil de la Fm Vaca Muerta, enfocando los ensayos en la utilización de surfactantes.

Como parte de este trabajo se incluyó el desarrollo de una metodología para la reconstrucción de muestras de tipo "*sandpack*" a partir de cutting de la Fm Vaca Muerta. Las mismas fueron denominadas "cuttingpacks".

El objetivo principal fue la incorporación de material de cutting como muestra confiable a ser utilizada en los ensayos de laboratorio del proyecto.

Como resultado del trabajo se obtuvieron muestras compactas, de forma y tamaño similar a los testigos rotados (plugs) extraídos de coronas, que pudieron ser utilizados en ensayos a diversas presiones y temperaturas en celdas triaxiales y copas Amott, sin evidenciar deformaciones, pérdidas de flujo y/o desarmado de las muestras.

Materiales y Procedimientos

Materiales

Para reconstituir las muestras en forma de "cuttingpacks" se trabajó con cutting (figuras 1 y 2) de un pozo en perforación, de los niveles productivos de petróleo de

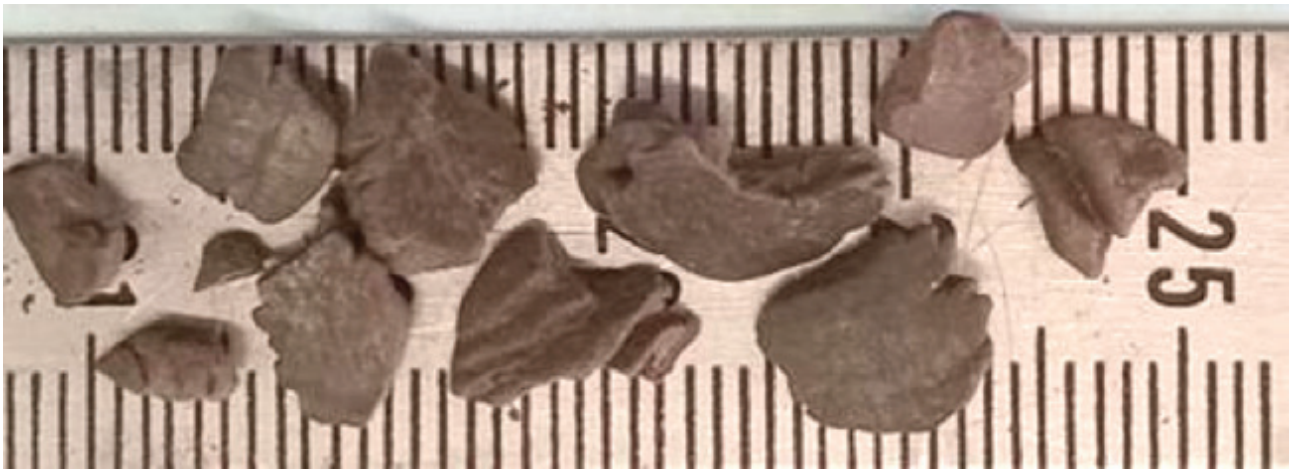


Figura 2. ***Cutting*** **de la Fm Vaca Muerta lavado, para el armado de los "cuttingpacks".**

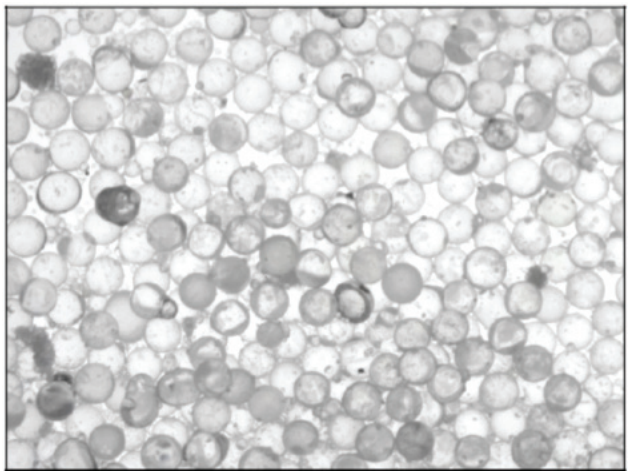


Figura 3. **Imagen obtenida con lupa de las esferitas de vidrio empleadas para los "cuttingpacks".**

la Fm Vaca Muerta, extraído de las piletas de retorno. Se realizaron ensayos de Difracción de Rayos X para determinar su composición mineralógica. Se identificaron y semicuantificaron los minerales mayoritarios, y se realizó un análisis de polvo total y de fracción menor de 2 micrones. Se determinó la presencia principalmente de minerales arcillosos (44%) y calcita (24%). En menor proporción se identificaron cuarzo (12%), feldespato de tipo plagioclasa (12%) y pirita (6%). En escasa proporción se observa feldespato potásico (2%). En la fracción arcilla se identificó como principal mineral arcilloso Illita (70%), en menor proporción Caolinita + Clorita (27%) y escaso Interestratificado Illita/Esmectita (I/S) (3%)

Debido a que el *cutting* contenía lodo de perforación, de tipo emulsión inversa, se procedió a realizar un lavado empleando gasoil. Se realizaron 3 lavados consecutivos sobre tamiz malla 20 utilizando un pincel suave para no dañar el material.

Se preservó el *cutting* lavado en envases de vidrio cerrados.

El *cutting* está constituido por pequeñas láminas entre 2 y 9 mm (0,002 y 0,009 m) de longitud y menos de 2 mm (0,002 m) de espesor, el mismo puede apreciarse en la figura 2. Para el armado de algunas de las muestras se utilizaron además esferas de vidrio tamaño de malla 100/30 (figura 3).

Se incluyeron estas esferas en el armado, para evitar la deformación del cuttingpack en la posterior compactación a presión.

Se armaron tres tipos de muestras utilizando estos materiales, unas con mezcla de cutting y esferas, otras con 100% de cutting y una muestra utilizada como blanco de 100% de esferas de vidrio.

La proporción utilizada para las muestras de "cutting + esferas" fue determinada posteriormente a la medición de espacios vacíos "entre las partículas de cutting" resultando 60% cutting y 40% de esferas en peso.

Procedimientos del armado de los "Cuttingpacks"

Para el armado de los cuttingpacks se ensayaron dos procedimientos. Las muestras obtenidas, fueron utilizadas posteriormente en los mismos ensayos de imbibición espontánea y forzada. De esta manera se compararon la eficacia y validez de cada metodología.

Para el primer procedimiento de armado se utilizaron cutting y esferas de vidrio. Las muestras fueron obtenidas compactándolas a presión en celdas triaxiales.

Para el segundo procedimiento sólo se utilizó cutting, la compactación se realizó con una prensa hidráulica a una presión axial tres veces mayor que la de la celda triaxial, está presión fue necesaria para que al extraer las muestras de la celda donde se prensaba las mismas no se desarmaran.

Armado de "Cuttingpack" por compactación en celda triaxial

Para cada muestra se obtuvo el peso del cutting y de las esferas de vidrio empleadas teniendo en cuenta el tamaño de las partículas que lo conformaban y los espacios vacíos entre ellas.

Las muestras se armaron mezclando cuttings y esferitas de vidrio en un recipiente de vidrio en proporción

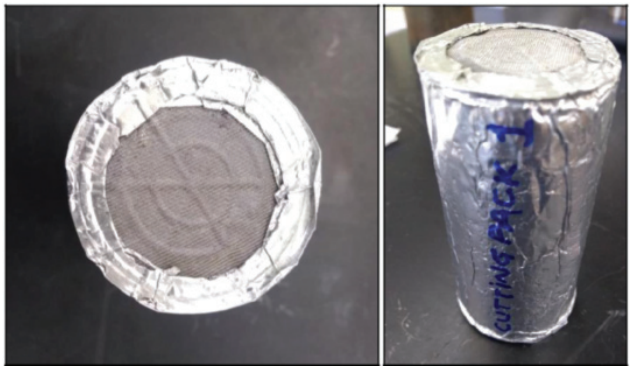


Figura 4. ***Cuttingpack* armado con la celda triaxial.**

Figura 5. ***Cuttingpack* armados con 100% de *cutting* en celda triaxial**

Figura 6. **Celda empleada para la saturación con petróleo de los *cuttingpacks*.**

Figura 8. **Prensa empleada para compactar los "cuttingpacks".**

60/40 en peso, luego la mezcla fue volcada en una camisa de goma de empaquetamiento de diámetro 38 mm (0,038 m), forrada en su interior con papel de aluminio y colocando cabezales de malla de acero en las caras de en-

Figura 7. **Cuttingpacks de cuttings y esferitas de vidrio, armados con celda triaxial.**

Figura 9. **Cuttingpack de cutting armado con prensa.**

trada y salida, para evitar el movimiento de las esferas de vidrio en el barrido inicial con salmuera. El material se compactó con presión triaxial de 6000 psi (41,37 MPa), posteriormente se extrajeron los cilindros envueltos en el papel de aluminio (figuras 4 y 5). Se armaron también dos blancos, uno con 100% cuttings y otro con 100% esferas de vidrio.

Todas las muestras se saturaron con petróleo proveniente de la Fm Vaca Muerta y permanecieron a temperatura 95 °C y presión de 2500 psi (13,79 MPa) durante 60 días, en celda de acero (figura 6).

La muestra blanco de cutting sufrió una deformación producto de los espacios "vacíos" existentes entre las partículas de cutting (figura 5), mientras que las muestras de "cutting+vidrio" conservaron la forma cilíndrica (figuras 4, 7). En todas se logró una buena compactación y quedaron aptas para poder ser ensayadas con los surfactantes seleccionados.

Armado de "Cuttingpack" por compactación con prensa

Estas muestras se armaron sólo con material de cutting utilizando una celda de contención de diámetro 38 mm, (0,038 m). El material se compactó en una prensa con una presión axial de 14000 psi (96,53 MPa) (figura

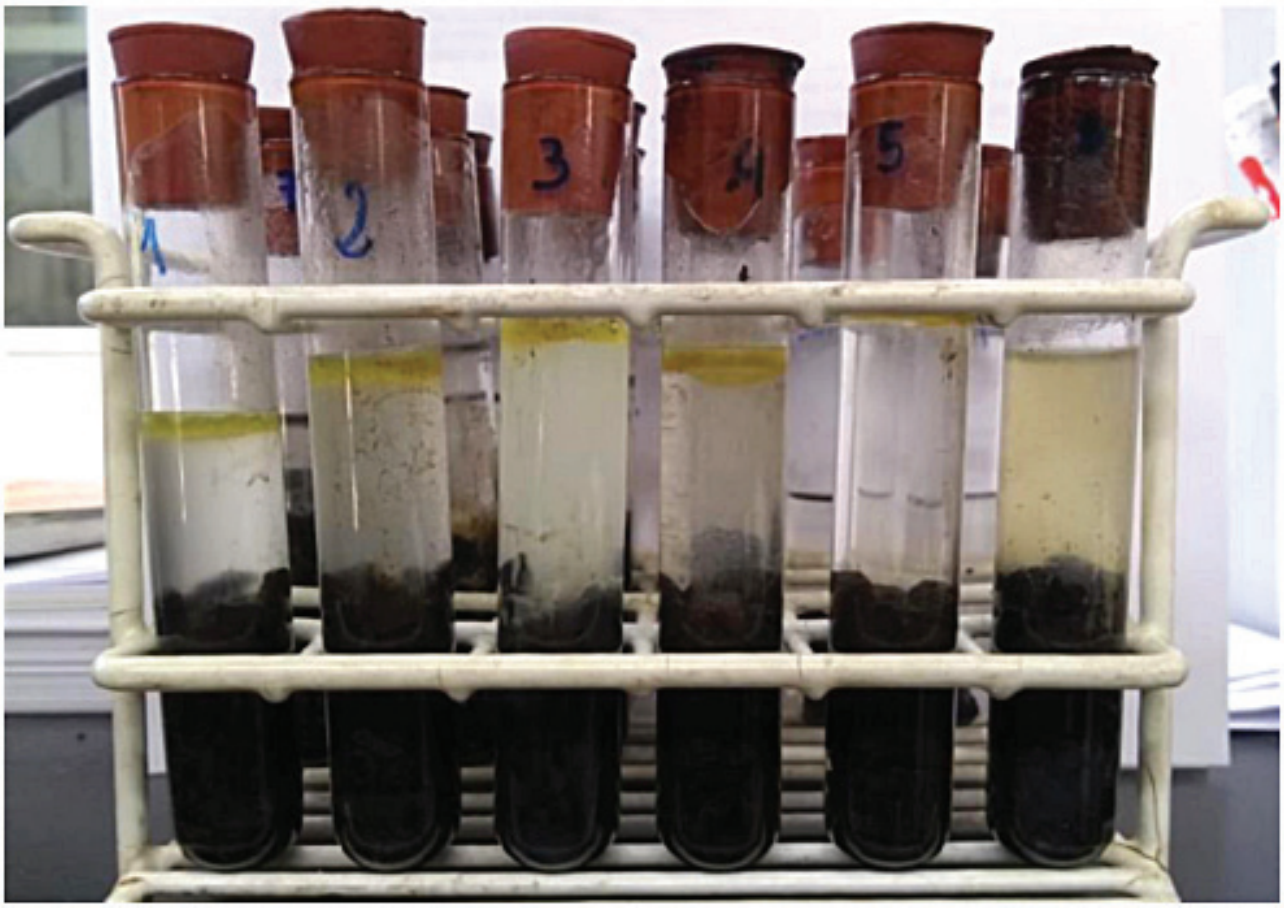


Figura 10. **Tubos de ensayo donde se contactó el cutting de la Fm Vaca Muerta con distintos surfactantes.**

8), esta presión fue necesaria para que las muestras no se desarmaran al extraerlas de la celda de contención, para ser ensayadas.

Las muestras quedaron compactadas, no sufrieron deformación y quedaron aptas para ser ensayadas (figura 9).

Ensayos sobre *cutting* y *cuttingpacks*

Antes de realizar los ensayos sobre los cuttingpacks se contactó el cutting lavado con gasoil con distintos surfactantes y a temperatura, para seleccionar los surfactantes candidatos a ser empleados en las muestras armadas (figura 10).

Las muestras armadas con cutting (tanto las armadas con esferas de vidrio, las prensadas y el blanco con 100 % de cutting) se ensayaron en copas Amott a presión atmosférica y 65 °C (figura 11), con salmuera sintética y con soluciones salinas con distintos surfactantes y concentraciones de los mismos. También se ensayaron dos muestras de cutting con esferas de vidrio en celdas triaxiales a presión de confinamiento de 3000 psi y 65 °C. Los resultados de estos ensayos se compararon con ensayos en copa Amott con trozos de corona preservada sin resaturar y con plugs de corona sin resaturar (figura 12). Así mismo, se hicieron ensayos en muestras de corona (*Plugs*) resaturados con petróleo de la FM Vaca Muerta.

En los trozos de corona y plugs sin resaturar no se produjo petróleo por imbibición espontánea en copa Amott.

Figura 11. **Ensayo de imbibición en copas Amott de los cuttingpacks, contactándolos con surfactantes y salmuera.**

En los ensayos con cuttingpack y plugs resaturados se obtuvo petróleo por imbibición espontánea en copa Amott y los resultados obtenidos son similares. Con algunos de los surfactantes y en determinadas concentraciones, los ensayos fueron prometedores, por lo que se están repitiendo los ensayos en celdas diseñadas especialmente para repetir los ensayos de imbibición a mayores presiones y temperaturas. (figura 13).

Conclusiones

Se presentaron dos metodologías de armado de muestras de *cutting*, una empleando cutting y esferitas de vidrio utilizando una celda triaxial para someter a las mismas a una presión de 6000 psi, y otra sólo con cutting empleando una prensa alcanzando una presión de 14000 psi.

Ambos tipos de muestras realizadas quedaron compactadas y manteniendo una forma cilíndrica, apropiadas para la realización de ensayos con fluidos y comparables a muestras consolidadas de corona.

Figura 13. **Ensayo de imbibición en plugs de corona preservada y resaturados, contactándolos con surfactantes y salmuera a presión y temperatura**

Figura 12. **Ensayo de imbibición en copas Amott de trozos de corona preservados sin resaturar contactándolos con surfactantes y salmuera.**

Se realizaron ensayos de imbibición espontanea en copa Amott sobre los cuttingpacks resaturados y plugs extraídos de coronas de la Fm Vaca Muerta resaturados y sin resaturar. Los ensayos fueron comparados y se observó resultados semejantes en los cuttingpacks resaturados y los plugs resaturados.

Analizando los resultados obtenidos, se puede concluir que las muestras de cutting denominadas "cuttingpack" son apropiadas para ser empleadas como primera instancia de análisis en reservorio tipo shale antes de realizar el mismo análisis con un testigo corona, ya que los resultados obtenidos son similares a una muestra real. Esto permite discriminar y seleccionar los fluidos a emplear en función a los resultados obtenidos sobre los cuttingpack, seleccionando los más apropiados y limitando de esta manera los ensayos sobre muestras reales de la formación.

Referencias

Abrigo S., Jara, J., Pinuer, E., García, R., Fernández, L., González, E., 2022 "Caracterización de tamaños y ensayos de petrofísica básica en sandpacks de arenas naturales" Resumen presentado en el Congreso Latinoamericano de Ingeniería y Ciencias Aplicadas CLICAP.

Alvarez, J. O., Schechtern, D. S., 2016 "Application of wettability alteration in the exploitation of unconventional liquid resources." Paper presented at the Petroleum Exploration and Development, 2016

Alvarez, J. O., Schechter, D. S., 2016 "Altering wettability in Bakken shale by surfactant additives and potential of improving oil recovery during injection of completion fluids." Paper presented at the SPE Improved Oil Recovery Conference, 2016

Alvarez, Johannes O.,Wayan Rakananda Saputra, I.,Schechter, D. S., 2017 "Potential of improving oil recovery with surfactant additives to completion fluids for the bakken." Energy & Fuels 31.6 (2017): 5982-5994.

Crotti, M., Labayén, I., 2014 "Inyección de Agua en Reservorios shale oil. El Impacto de los Fenómenos Capilares sobre la Producción." Trabajo presentado en el X CONEXPLO, IAPG, Mendoza diciembre 2014

Crotti M., Labayén I., Tuero F., 2015 "Recuperación mejorada en escenarios de shale oil",
Petrotecnia, octubre 2015, 46-58

Wang, D., Butler, R., Liu, H., Ahmed, S., 2011. Flowrate behavior and imbibition in shale. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 14(04), 505-512.

Wang, D., Dawson, M., Butler, R., Li, H., Zhang, J., Olatunji, K. 2016. Optimizing Water Chemistry to Improve Oil Recovery from the Middle Bakken Formation. Paper presented at the SPE Improved Oil Recovery Conference? (pp. SPE-179541). SPE.

Wang, L., Tian, Y., Yu, X., Wang, C., Yao, B., Wang, S., Winterfeld, P., Wang, X., Yang, Z., Wang, Y., Cui, J & Wu, Y. S., 2017. Advances in improved/enhanced oil recovery technologies for tight and shale reservoirs. Fuel, 210, 425-445.

Zeng, Tongzhou, Chammi S Miller, Kishore Mohanty., 2018 Application of surfactants in shale chemical EOR at high temperatures. Paper presented at SPE Improved Oil Recovery Conference, 2018.

INSTITUTO ARGENTINO DEL PETROLEO Y DEL GAS

En el Marco de

AAOG ARGENTINA OIL&GAS PATAGONIA

J(R)ED³

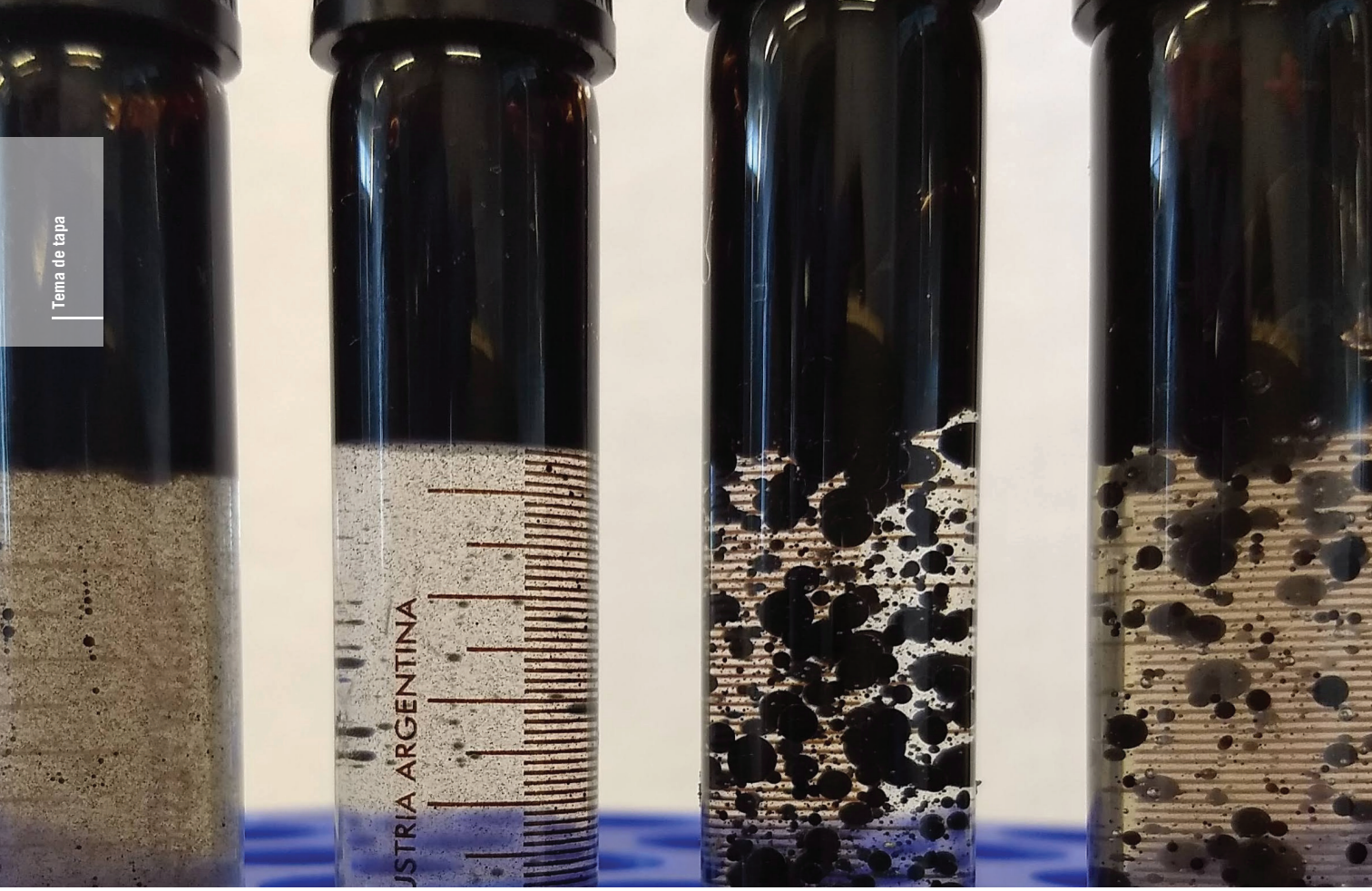
JORNADAS REVOLUCIÓN DIGITAL PARA PETRÓLEO Y GAS

23-24 OCT 2024, NEUQUÉN

INSTITUTO ARGENTINO DEL PETROLEO Y DEL GAS
Maipú 639 (C1006ACG) - Buenos Aires, Argentina
Tel: (54 11) 5277 IAPG (4274) - www.iapg.org.ar

Shale en ARGENTINA www.shaleenargentina.org.ar

OFFSHORE EN ARGENTINA offshoreenargentina.com.ar



Metodología de selección de sistemas surfactantes para procesos de recuperación mejorada de petróleo en reservorios no convencionales tipo *shale*

Por ***Alvaro Campomenosi, Catalina Ruzzante, Ezequiel Gonzalez Pelegri y Diana Masiero*** (YTEC) y ***Ana Marlats*** (YPF)

El presente trabajo tiene como objetivo seleccionar un sistema surfactante que pueda utilizarse en un proceso de recuperación mejorada de petróleo en un *play* de *black oil*. Para tal propósito se diseñó un *workflow* experimental que permitió evaluar la potencialidad de diversos agentes surfactantes tanto fuera como dentro de un medio poroso.

Los recursos no convencionales han transformado significativamente el panorama de la industria del petróleo en estos últimos tiempos. Sin embargo, la mayoría de los pozos de los yacimientos no convencionales sufren una drástica declinación en la producción en un corto período de tiempo. Dicha producción depende de la velocidad de transferencia de los fluidos entre la matriz de baja permeabilidad y la red de fracturas de alta permeabilidad (Al-Hadhrami y Blunt 2000). Diversos factores afectan la velocidad de transferencia de hidrocarburos, entre los cuales se destacan: la mineralogía de la roca reservorio, las complejidades geológicas (fallas, stress), la permeabilidad de la matriz, la estrategia de estimulación (volumen de fluido, tipo y cantidad de agente de sostén) y producción, etc.

Cuando la producción de petróleo cae por debajo de la línea económica, en el reservorio aún queda entre un 90-98 % del petróleo original en sitio (OOIP). Esta situación genera un escenario sumamente propicio para desarrollar e implementar metodologías que revitalicen los plays no convencionales que actualmente se encuentran en recuperación primaria. Una alternativa que se ha evaluado recientemente es la refracturación del reservorio a fin de mejorar la producción de petróleo. Sin embargo, este proceso es relativamente caro y solamente se puede restaurar la producción, de manera temporal, una o dos veces a lo largo de la vida del pozo (Asala 2016). Con el objetivo de incrementar el factor de recobro de petróleo, diversos investigadores han explorado técnicas de recuperación mejorada de petróleo (EOR, *Enhanced Oil Recovery*) que permitan acelerar el proceso de interacción matriz-fractura y, como consecuencia de ello, mejorar la vida útil económica de *tales plays* (Hatiboglu y Babadagli 2004; Balasubramanian 2018).

En el último tiempo diversos investigadores han estado investigando el uso de surfactantes con el propósito de mejorar el rendimiento de los tratamientos de fracturación hidráulica. Diversos resultados experimentales pusieron en evidencia que el uso de agentes tensoactivos, en el fluido de fractura, pueden inducir la alteración de la mojabilidad de la roca reservorio y, como consecuencia de ello, favorecer los procesos de imbibición espontánea (Alvarez 2014).

El proceso de imbibición espontánea está mayormente controlado por las fuerzas capilares. En presencia de dos fluidos inmiscibles, se genera una presión capilar la cual impacta en el proceso de imbibición. La presión capilar (Pc) se define como la diferencia entre la presión de un fluido no mojante (*Pnw*) menos la presión del fluido mojante (*Pw*) y se relaciona con la IFT (σ, *interfacial tension*), el ángulo de contacto (θ) y el radio poral (*r*) a través de la ecuación de Young-Laplace (Figura 1).

La mojabilidad definida como la "*tendency of one fluid to spread onto a solid surface in presence of other inmiscible fluid*" (Green and Willhite 1998) juega un rol importante en procesos de recuperación mejorada, ya que la distribución y flujo de los fluidos (petróleo y agua) en el reservorio durante el drenaje están fuertemente influenciados por la misma (Morrow 1990).

$$Pc = Pnw - Pw = \frac{2\sigma cos\theta}{r}$$

Figura 1. **Ecuación de Young-Laplace**

En un sistema *water-wet* el valor del ángulo de contacto (θ), medido desde la fase mojante, es menor a 90° indicando presionas capilares positivas de acuerdo con la figura 1. En un sistema *oil-wet* el ángulo de contacto (θ) es mayor a 90° resultando en presiones capilares negativas. Para que una roca absorba o imbiba agua, la presión capilar tiene que ser más alta que cero (Neog and Schechter 2016).

Para poder lograr la imbibición de agua en la matriz a fin de desplazar los hidrocarburos líquidos desde los poros de la misma, es necesario que la roca sea más water-wet, dando una presión capilar mayor que cero. Por lo tanto, la alteración de la mojabilidad cambia los valores de presión capilar de negativo a positivo, favoreciendo la imbibición espontánea y movilizando el petróleo con la ayuda de las fuerzas de gravedad (Alvarez et al. 2017)

Alvarez et al. (2017) evaluaron la performance de distintas familias de surfactantes y de un nanofluido complejos (CnF) en la alteración de la mojabilidad y recuperación de petróleo en muestras de roca de la Formación Bakken. Los resultados obtenidos, a partir de las medidas de ángulo de contacto, pusieron en evidencia que la alteración de la humectabilidad depende en gran medida de la mineralogía de la roca y de la naturaleza del surfactante utilizado. A su vez, los resultados de imbibición demostraron que los surfactantes tienen mayor capacidad de imbibición que el agua y, por lo tanto, una mayor capacidad de producción de petróleo. Por otro lado, Hashimah Alias et al. (2015) sugieren la utilización de nanoemulsiones en procesos de recuperación de petróleo en reservorios tipo shale ya que presentan excelentes propiedades tensoactivas, de alteración de mojabilidad y tamaños nanométricos que permiten penetrar en las gargantas porales de formaciones de baja permeabilidad. En relación a esto, Gupta et al. (2016) define a las nanoemulsiones como emulsiones, cinéticamente estables, con tamaño de gota del orden de 100 nm.

En el caso de los reservorios tipo *shale oil*, atendiendo a la particularidad de la roca *shale* (especialmente la Formación Vaca Muerta) cuya mojabilidad es mixta y en algunos casos preferencial al petróleo, uno de los métodos propuestos es inyectar algún sistema surfactante que reduzca la tensión interfacial (petróleo-agua) y modifique la preferencia de la roca a ser mojada por petróleo convirtiéndola en un sistema más water wet. Esto ayudaría al proceso de imbibición que se produce en la matriz a través de la reducción de las presiones capilares (Tuero et al. 2017).

Objetivos y alcance

El objetivo del presente trabajo radica en evaluar y seleccionar el mejor sistema surfactante que pueda utilizarse en un proceso de recuperación mejorada de petróleo (EOR) en un *play* de *Black Oil*.

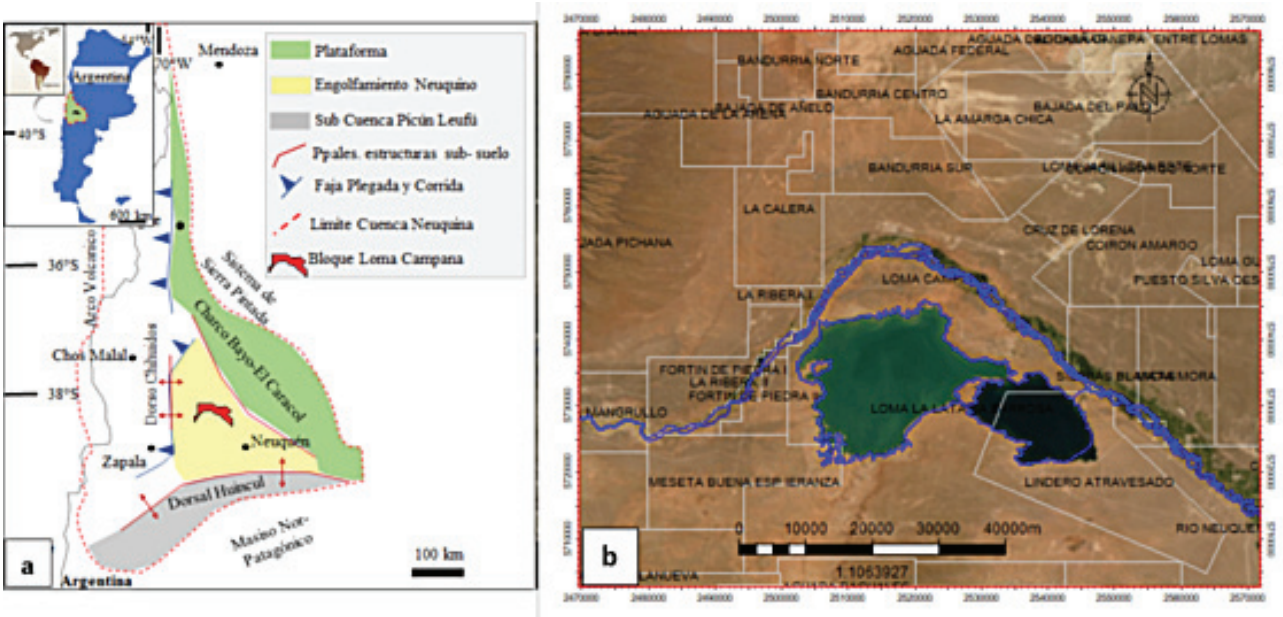


Figura 2. **a) Loma Campana dentro del marco morfoestructural de la Cuenca. b) Mapa de ubicación.**

La zona de referencia, para el desarrollo del estudio, fue el bloque Loma Campana. El mismo se localiza en el centro de la Cuenca Neuquina, en la región morfoestructural conocida como Engolfamiento Neuquino (Figura 2.a), al norte del área de reserva histórica de Loma La Lata-Sierra Barrosa (Figura 2.b) (Licitra *et al.* 2018).

Metodología experimental

En la figura 3 se presenta el flujo experimental desarrollado y ejecutado en el laboratorio. En primera instancia, se realizó el muestreo y caracterización de la roca reservorio y de los fluidos (petróleo, agua de fractura, agua de *Flow back*). Posteriormente, se llevó a cabo la caracterización de diversos sistemas surfactantes (surfactantes propiamente dichos, microemulsiones y nanoemulsiones) obtenidos de diversas compañías químicas. Por último, se evaluó la potencialidad de los sistemas surfactantes en un ensayo de recuperación de petroleo dentro de un medio poroso representativo de la zona de estudio.

Caracterización de la roca reservorio

Estudio mineralógico por difracción de Rayos X: roca total y fracción arcillas

Las muestras fueron acondicionadas mediante lavado a reflujo con Soxhlet, utilizando como solvente una mezcla de diclorometano/metanol 9/1. El procedimiento se realizó hasta no observar coloración de solvente.

La difracción de rayos X se realizó en un equipo Bruker D8 Advance. El barrido se hizo a 40kV y 40mA entre 5 y 70°2θ con un paso de 0,02°2θ y un tiempo de 0,5seg/paso. La identificación de las fases cristalinas se

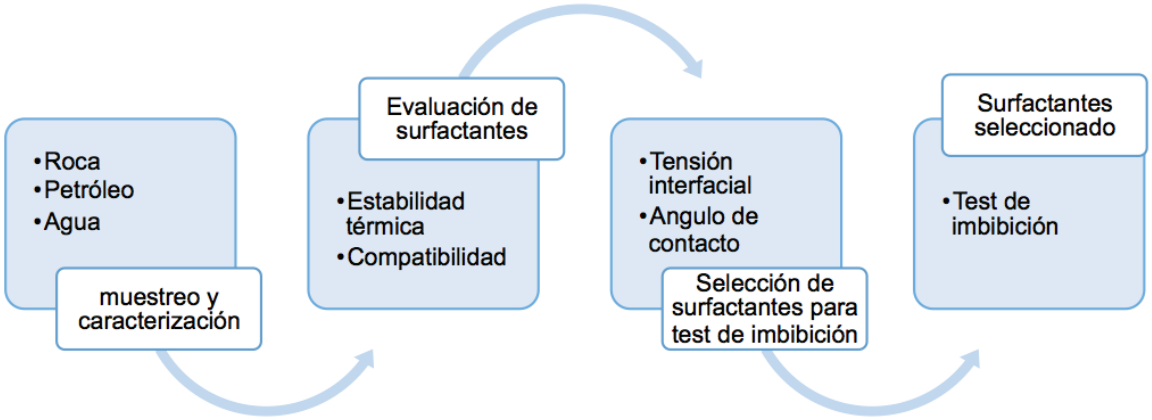


Figura 3. **Metodología desarrollada para selección de sistema surfactante.**

realizó con el programa X'Pert HighScore y la base de datos PDF-4+ de la International Centre for Diffraction Data (ICDD). La cuantificación de las fases (ej: cuarzo, calcita, feldespato) se llevó a cabo utilizando el programa TOPAS de refinamiento estructural, aplicando el método de Rietveld (Rietveld, 1969).

Roca total

Las muestras fueron analizadas mediante difracción de rayos-X por el procedimiento de polvos. Estos polvos se obtuvieron mediante molienda húmeda con etanol en un molino de bolas de mesada marca Restch MM400. La cantidad de muestra utilizada para la determinación de roca total fue de aproximadamente 1,5 g.

Fracción menor a 2 µm - Arcillas

Las muestras fueron disgregadas y tratadas con solución buffer de acetato de sodio y agua oxigenada para eliminar carbonatos y materia orgánica, respectivamente (Moore y Reynolds, 1997). Luego se pusieron en contacto con una solución de cloruro de calcio para intercambiar los cationes presentes en las arcillas por iones Ca^{+2}. Finalmente, para separar la fracción menor a 2 µm, se dispersó en agua con ayuda del agregado de un surfactante y sonicación y, por último, se separó por centrifugación.

La solución obtenida se volcó sobre vidrio portaobjeto y se dejó secar a temperatura ambiente para la obtención del agregado orientado secado al aire. La misma muestra fue sometida a una atmósfera de etilenglicol a 55°C para obtener el agregado orientado glicolado.

Estudio Petrofísico

La porosidad total fue determinada en las muestras *"as received"* empleando la metodología Y-TEC. La misma consiste en determinar el volumen *bulk* por picnometría con mercurio, luego el volumen de grano *"as received"* con un Porosímetro de Helio para cálculo del *Gas Filled Porosity* (GFP) y el resto de los fluidos usando la técnica de RMN con el equipo de Oxford Geospec 2.53 de baja frecuencia (2MHz).

Estudio Geoquímico

Los datos geoquímicos (COT, IH, Tmax, etc.) se obtuvieron por pirólisis en el Equipo RockEval 6

Caracterización de petróleo

Se seleccionaron muestras de petróleo libres de productos químicos (inhibidores de parafina y/o asfaltenos, inhibidores de corrosión, etc.) a fin de tener muestras representativas del fluido del pozo. Previo a la caracterización, las muestras se acondicionaron separando el agua libre y en emulsión presentes en ellas. Una vez acondicionadas, todas las muestras se mezclaron en una única muestra "genérica" la cual se denominó "*Mix Oil*". A esta muestra de petróleo genérica se le realizó la caracterización de densidad, viscosidad, TAN (*Total Acid Number*), WAT (*Wax Appearence Temperature*), *Pour Point*, análisis SARA y peso molecular medio.

Evaluación de sistemas surfactantes

Se evaluaron 6 productos químicos de tipo surfactantes con propiedades acordes a las condiciones fisicoquímicas del reservorio (temperatura y salinidad) y mineralogía de la roca reservorio. En la tabla 1 se detallan los productos utilizados.

Producto	Tipo	Gravedad Específica	pH
A	nano emulsión	0,924-0,984	s/d
B	nano emulsión	s/d	s/d
C	solución micelar	0,96 ± 0,02	s/d
D	micro emulsión	0,96	6,5-7,5
E	nano emulsión	1 ± 0,05	5-8
F	solución micelar	1,05	3-6

Tabla 1. **Productos químicos analizados.**

Ensayo de estabilidad térmica

Este ensayo se realizó con el propósito de evaluar la estabilidad de los surfactantes a condiciones de temperatura y salinidad. Para cada uno de los surfactantes se prepararon soluciones acuosas, a 2 gpt (*gallons per thousands*) de concentración, utilizando aguas sintéticas de símil composición al agua de *Flow Back* y al agua de fractura (tabla 2). Las soluciones se envejecieron en estufa durante treinta días a temperatura de reservorio (100 °C). Durante el proceso de evaluación, se observó el aspecto de las soluciones poniendo énfasis en la homogeneidad, turbidez, separación de fases, presencia de precipitado, etc.

Iones	Concentración	Agua de Flow Back	Agua de fractura
Na+	[ppm]	20.063	92
Ca2+	[ppm]	12.027	29
Mg2+	[ppm]	2.180	8
Cl-	[ppm]	57.999	110
HCO3-	[ppm]	550	81
SO4=	[ppm]	379	86
TDS	[ppm]	93.198	406

TDS: *total dissolved solids*

Tabla 2. **Composición iónica de aguas: Flow Back y Fractura.**

Muestra	Composición de fluido de fractura			
	Surfactante [gpt]	Reductor de fricción [gpt]	Biocida [gpt]	Ruptor PHPA [gpt]
1	2	1	0,25	0,5
2	2	2,5	0,25	1,25
3	2	4	0,25	2

Tabla 3. **Composición del fluido de fractura.**

Evaluación de compatibilidad con aditivos de fractura

Con el objetivo de evaluar la compatibilidad entre el surfactante y los aditivos utilizados típicamente en el fluido de fractura, se realizaron ensayos de estabilidad térmica de soluciones acuosas de surfactantes (2 gpt de concentración) en presencia de distintas concentraciones de biocida, reductor de fricción y ruptor de PHPA (*partially hydrolazed polyacrylamide)*. En la tabla 3 se muestra la composición de cada una de las muestras evaluadas (distintas etapas de la fractura).

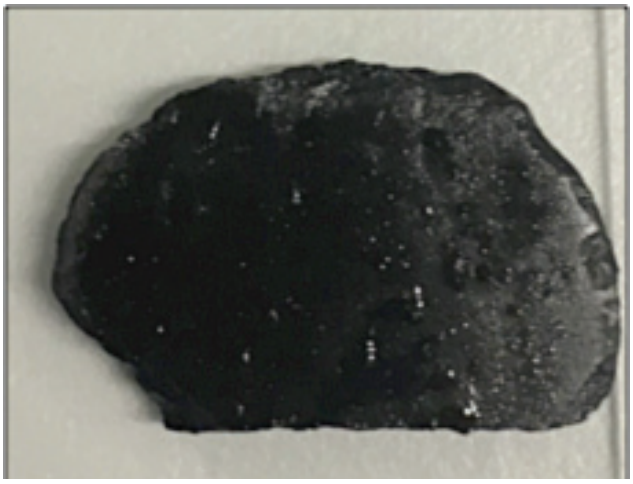
La evaluación de compatibilidad se realizó durante dos semanas a 100°C. Durante todo este periodo de tiempo, se realizaron inspecciones visuales con el fin de observar la calidad de las muestras (homogeneidad, turbidez, separación de fases, presencia de precipitados, etc.). A su vez, previo y post ensayo, se realizaron medidas de tensión superficial, a temperatura ambiente, de todas las muestras. Como criterio de compatibilidad se estableció que la tensión superficial de las soluciones acuosas (2 gpt de surfactante + aditivos), posterior al ensayo, no debían tener un desvío ± del 10% respecto de su valor de referencia (tensión superficial de solución acuosa de surfactante en ausencia de aditivos) y, además, que no presentasen precipitados a temperatura de reservorio.

Evaluación de tensión interfacial (IFT) y ángulo de contacto

Las evaluaciones de tensión interfacial y ángulo de contacto se realizaron solamente con aquellos surfactantes que pasaron las pruebas de estabilidad térmica y compatibilidad con los aditivos de fractura.

Las medidas de tensión interfacial se llevaron a cabo utilizando tensiómetros ópticos de gota colgante *"Pendant Drop"* (*One attension* modelo Theta) y de gota giratorio *"Spinning Drop"* (Kruss modelo SITE 100) a fin de asegurarse de que los valores obtenidos, para los distintos surfactantes, estén dentro del rango de fiabilidad del equipo. Para cada uno de los surfactantes se prepararon soluciones acuosas, en un rango de concentración de 0,02% - 0,2%, utilizando agua símil de fractura sin aditivos. Todas las medias de tensión interfacial petróleo/surfactante se realizaron a 30 °C. Como referencia se tomó el valor de tensión interfacial del sistema agua de fractura sin aditivo/petróleo, siendo de 25 mN/m a 30 °C.

Las evaluaciones de ángulo de contacto se realizaron con el propósito de evaluar el efecto de mojabilidad de los surfactantes sobre la roca reservorio. Para tal fin, se implementó la metodología de "gota colocada" haciendo uso de un tensiómetro óptico *One Attension* modelo Theta. Las medidas consistieron en depositar una gota de fluido, de un determinado volumen, sobre la superficie de un *chip* de roca reservorio. El ángulo de contacto es el ángulo formado entre el sólido y la tangente a la superficie de la gota. Dicho ángulo es determinado por el software del equipo a partir del análisis del perfil de la gota. Previo a realizar las medidas, las muestras de roca a ensayar (*chips*) se dejaron inmersas en crudo durante 30 días (Figura 4). Se realizaron medidas de ángulo de contacto, a temperatura de 25 °C, para los sistemas agua de fractura sin aditivo/roca, petróleo/roca y surfactante/roca.



Figuar 4. ***Chip* de roca reservorio 6-17-22 impregnada con petroleo.**

Ensayo de imbibición en celdas tipo Amott modificado

Las pruebas de imbibición, a temperatura de reservorio, se realizaron con aquellos surfactantes que presentaron la mejor *performance* en las pruebas de caracterización. Respecto al medio poroso, se utilizaron 3 grupos de roca (conformados por 2 plugs c/u y trozos de roca) seleccionados acorde a las características geoquímicas (COT).

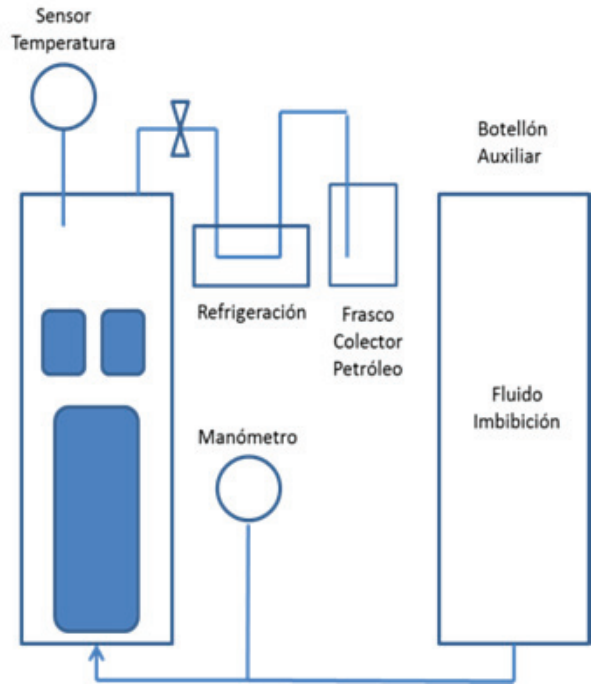


Figura 5. **Esquema del dispositivo experimental utilizado en el laboratorio.**

Muestra	Roca Total								
	Cuarzo	Feldespatos		Carbonatos		Pirita	Fluorapatita	Esfalerita	Filosilicatos
		Plagioclasas	Potásicos	Calcita	Dolomita				
	[wt%]	[wt%]	[wt%]	[wt%]	[wt%]	[wt%]	[wt%]	[wt%]	[wt%]
6-17-22	23	17	3	43		2			12
6-15-11	19	16	6	31		2			26
6-14-10	32	25	4	19		2			18
6-12-9	32	17	5	20		2			24
6-11-8	27	22	5	18		3			25
6-10-7	17	6	2	68	1	Tr			6
6-8-6	25	14	4	16	21	1			19
6-7-5	34	15	5	18		2	1		25
6-6-4	21	3	1	71	Tr	Tr		Tr	4
6-4-3	31	21	6	13		3	1		25
6-1-1	33	22	5	18		2			20

Tr: trazas

En primera instancia, las muestras de roca fueron saturadas con el petróleo "Mix Oil" previamente acondicionado, mediante vacío y posterior aplicación de presión (1000/2000 psi). La saturación se corroboró por gravimetría y en el caso de los plugs se verificó por técnicas de resonancia magnética nuclear (RMN 2MHz). Las rocas saturadas se colocaron en la celda de imbibición de acuerdo con el esquema presentado en la figura 5.

Posteriormente, el sistema surfactante se inyectó en la celda a una presión que evite la evaporación de los fluidos y se calentó hasta alcanzar la temperatura de reservorio, 100°C. Los ensayos de imbibición duraron entre 12 y 20 días, tomando muestras a distintos intervalos de tiempo.

Resultados experimentales

Caracterización de la roca reservorio

Estudio Mineralógico

En la tabla 4 se visualizan los resultados porcentuales para cada especie mineralógica obtenidos a partir del estudio de difracción de rayos X (Roca total y Fracción arcilla).

Se recalcularon al 100% los porcentajes de minerales de arcillas, cuarzo+feldespatos y calcita+dolomita obtenidos a partir del estudio de DRX (roca total) para obtener la clasificación composicional de las muestras según el diagrama ternario de Gamero-Díaz *et al.* (2012) Figura 10. Seis de las muestras (6-14-10, 6-12-9, 6-11-8, 6-7-5, 6-4-3 y 6-1-1) se localizan en el campo de las fangolitas silíceas mixtas (*mixed siliceous mudstones*), las muestras 6-10-7 y 6-6-4 se corresponden con el campo de las fangolitas carbonáticas ricas en sílice (*silica-rich carbonate mudstones*), las muestras 6-17-22 y 6-8-6 se localizan en el campo de las fangolitas silíceas carbonáticas (*carbonate/siliceous mudstones*) y la muestra 6-15-11 se corresponde con el campo de las fangolitas mixtas (*mixed mudstones*).

Muestra	Fracción Arcilla <2um		
	Interestratificado illita/esmectita	Illita/Mica	Clorita
	[wt%]	[wt%]	[wt%]
6-17-22	17	70	13
6-15-11	17	64	19
6-8-6	15	57	28
6-7-5	19	71	10
6-6-4	37	63	
6-1-1	14	60	26

El % de illita en el interestratificado es del 80% en todas las muestras.

Tabla 4. **Resultados del análisis mineralógico por DRX Roca Total y Fracción Arcillas.**

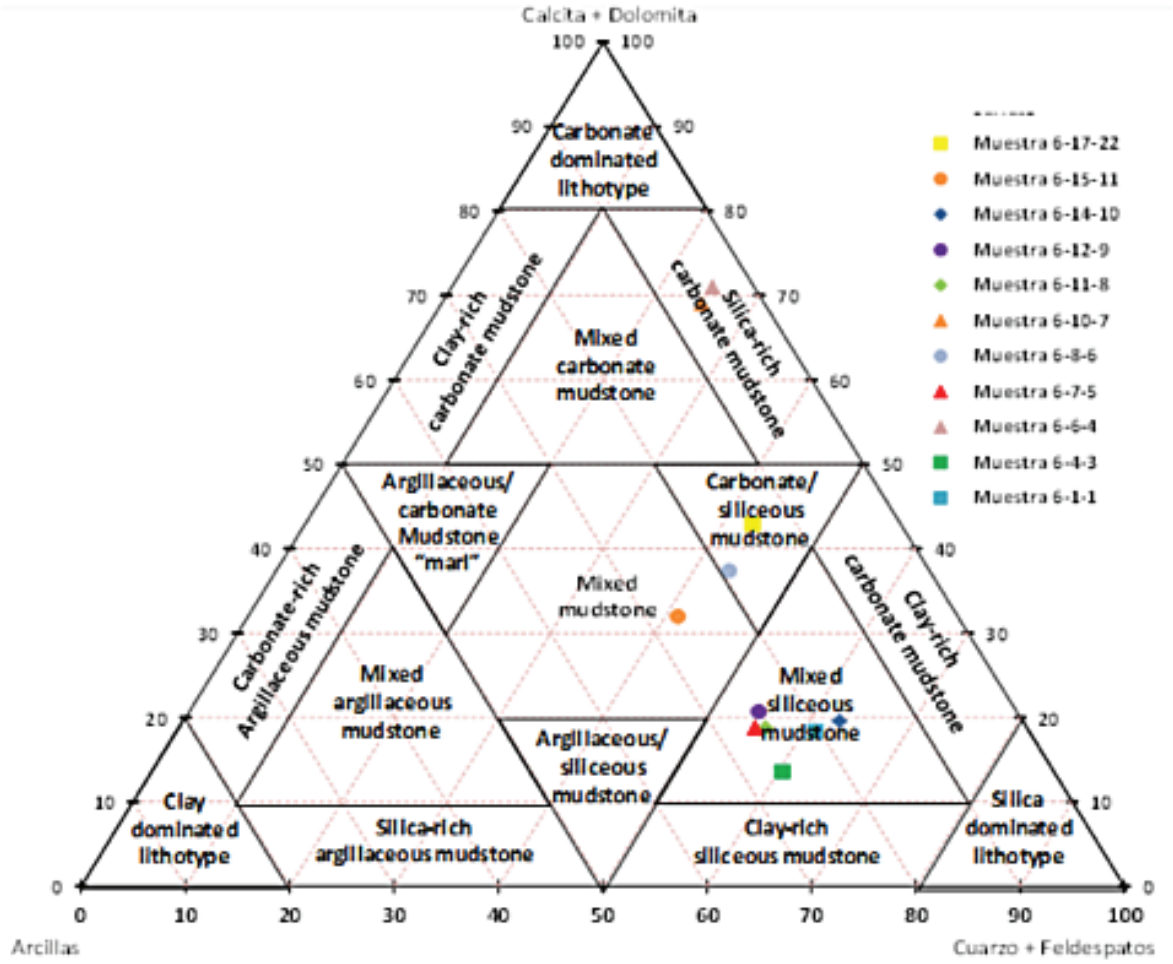
Estudio Petrofísico

Los resultados presentados en la tabla 5 arrojan valores de porosidad total acordes a lo esperado para el *target seleccionado de Vaca Muerta, ventana black oil.*

Muestra	Volumen Bulk [ml]	Densidad de grano "ar" [g/cc]	GFP "ar" [pu]	phi RMN "ar" [pu]	Porosidad Total GFP + RMN [pu]
6-17-22	7,55	2,49	2,66	5,90	8,56
6-15-11	6,96	2,47	3,38	6,30	9,68
6-14-10	8,44	2,45	4,15	7,40	11,55
6-12-9	10,41	2,46	3,24	6,40	9,64
6-11-8	20,05	2,48	1,87	7,20	9,07
6-10-7	16,92	2,58	1,03	4,00	5,03
6-8-6	12,71	2,58	1,41	5,50	6,91
6-7-5	11,26	2,48	3,25	6,80	10,05
6-6-4	14,10	2,61	2,57	3,20	5,77
6-4-3	16,19	2,40	6,36	7,90	14,26
6-1-1	15,96	2,46	4,22	7,80	12,02

ar: as receivedpu: porosity unit

Tabla 5. **Datos petrofísicos de las muestras analizadas.**



Figuar 5. **Diagrama ternario composicional obtenido a partir de DRX (Gamero-Díaz et al, 2012).**

Estudio Geoquímico

En la tabla 6 se presentan los resultados de pirólisis del RockEval 6. Los valores de T_{max} e IH indican que las muestras se encuentran en ventana de *oil temprano (Brisson et al. 2020)*

Muestra	COT [wt%]	S1 [mg/g]	S2 [mg/g]	S3 [mg/g]	Tmax [°C]	IH [mg HC/g COT]
6-17-22	4,84	7,73	12,24	0,28	449	253
6-15-11	4,85	7,62	13,11	0,35	453	270
6-14-10	4,94	7,7	13,34	0,28	451	270
6-12-9	5,1	9,02	13,15	0,30	450	258
6-11-8	5,64	8,28	14,36	0,22	451	255
6-10-7	1,48	3,6	4,12	0,14	450	278
6-8-6	2,76	4,5	7,32	0,23	453	265
6-7-5	5,81	9,53	14,63	0,23	451	252
6-6-4	1,69	3,75	4,4	0,11	450	260
6-4-3	8,08	11,72	19,79	0,21	451	245
6-1-1	4,34	7,89	11,01	0,15	452	254

Tabla 6. **Datos geoquímicos de las muestras analizadas.**

Caracterización del petróleo

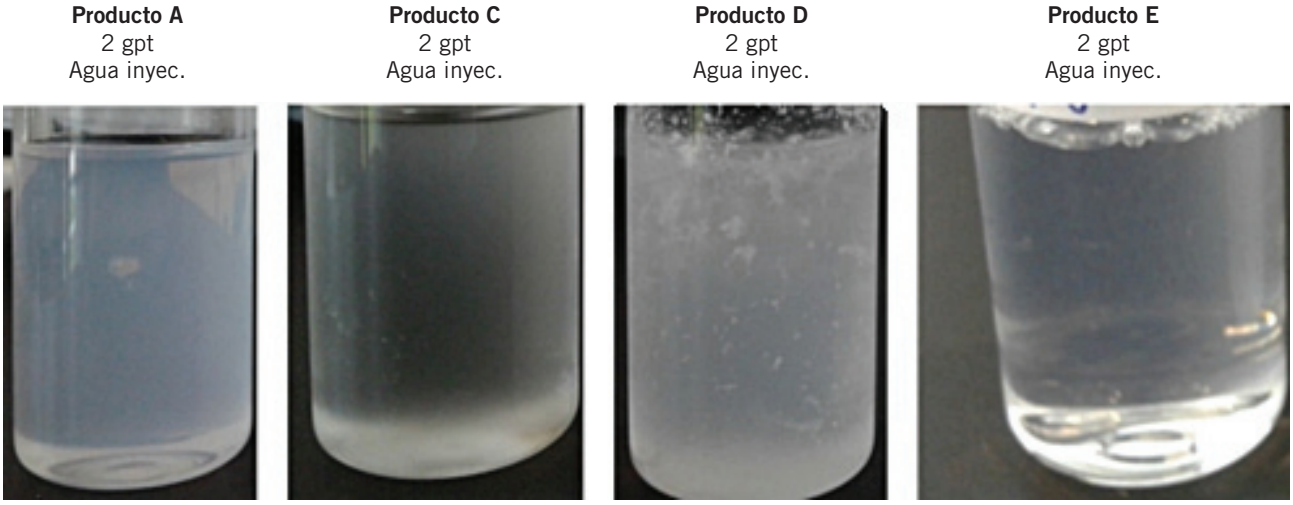
En la tabla 7 se presentan los resultados de la caracterización del petróleo *Mix Oil*.

Caracterización y selección de sistemas surfactantes

En la tabla 8 se muestran los resultados obtenidos del

Densidad @ 20 °C	[g/cc]	0,817
Viscosidad @ 20 °C	[cp]	5,44
°API		41,1
Peso Molecular		201
TAN	[mg KOH/g]	0,02
WAT	[°C]	20,4
Pour Point	[°C]	-15
Saturados	[%]	59,9
Aromáticos	[%]	28,3
Resinas	[%]	11,2
Asfaltenos	[%]	0,6

Tabla 7. **Principales propiedades del Mix Oil.**



Figuar 6. **Aspecto visual de las soluciones surfactante en agua de inyección.**

ensayo de estabilidad térmica. Se puede observar que el producto D no es estable a la condición de temperatura del reservorio (100 °C) independientemente de la salinidad del medio. Respecto a los productos B y F, se puede deducir que la estabilidad está influenciada por la salinidad del medio ya que, a temperatura de reservorio, en un agua de baja salinidad (agua de fractura) son estables mientras que en el agua salada (*flow back*) no lo son. A partir de estos resultados se descartó los productos B, D y F para las siguientes evaluaciones.

Producto	Agua Fractura		Agua Flow Back	
	0 días	30 días	0 días	30 días
A	√	√	√	√
B	√	√	√	x
C	√	√	√	√
D	x	x	x	x
E	√	√	√	√
F	√	√	√	x

√: estable x: inestable

Tabla 8. **Resultados de estabilidad térmica @ temperatura de reservorio (100°C).**

Producto	Muestra	Evaluación en tiempo		
		0 días Ten. Sup [mN/m]	7 días Ten. Sup [mN/m]	14 días Ten. Sup [mN/m]
A	1	33,6	34,0	34,8
	2	33,7	33,2	34,5
	3	34,2	33,6	34,4
C	1	32,2	32,1	33,4
	2	32,8	32,0	33,5
	3	31,9	33,4	33,9
E	1	30,0	32,0	32,2
	2	30,8	32,7	33,3
	3	31,0	32,7	32,0

Tabla 9. **Resultados de estudio compatibilidad sistemas surfactantes con aditivos de fractura.**

En la figura 6 se presentan los resultados obtenidos en el ensayo de compatibilidad para los 3 sistemas surfactantes seleccionados (A, C y E) con los distintos aditivos que componen el fluido de fractura en cada etapa de esta. A partir del criterio adoptado (variación no mayor a ± 10% de la tensión superficial de la muestra), todos los productos surfactantes pasaron de manera exitosa el test de compatibilidad.

En la tabla 9 se reportan los valores de tensión interfacial, a 30 °C y concentración igual a la concentración micro crítica (CμC), para los surfactantes A, C y E. La concentración micro critica (CμC) se define como la mínima concentración de surfactante a partir de la cual la tensión interfacial del sistema se hace independiente de la concentración. Los valores de concentración micro crítica (CμC) se tomaron como el valor "óptimo" de dosificación de surfactante.

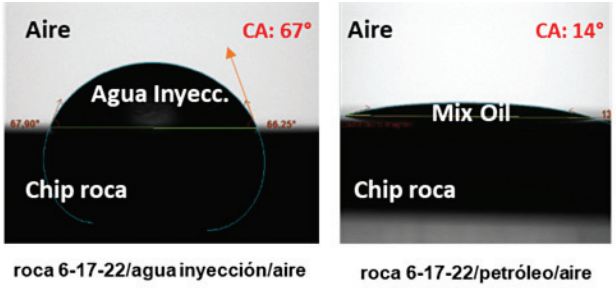


Figura 7. **Imagen de los sistemas trifásicos roca 6-17-22/fluido/aire.**

Producto	Concentración micro Crítica (CμC) [gpt]	Tensión Interfacial (IFT) [mN/m] @ CμC
A	1,5	2
C	2	8
E	1	1

IFT ref. petróleo-agua fractura @ 30°C: 25 mN/m
gpt: gallons per thousands

Tabla 10. **Tabla indicando la CμC e IFT obtenidas de cada producto.**

En la figura 7 se reportan los valores de ángulo de contacto de los sistemas agua de inyección /roca/aire y petróleo/roca/aire para las distintas muestras de roca reservorio. Al comparar, para cada muestra de roca, los ángulos de contacto obtenidos, se observó que el petroleo presentaba ángulos de contacto menores lo cual puso en evidencia que todas las muestras de roca del nivel estudiado eran preferencialmente mojables al petróleo, es decir que presentan un mayor carácter oleo humectable (*Oil wet*)

En la figura 8 se reportan los valores de ángulo de contacto obtenidos para el sistema roca/surfactante/aire para las distintas muestras de roca a concentración fija de surfactante de 1,5 gpt. Con fines comparativo, en la

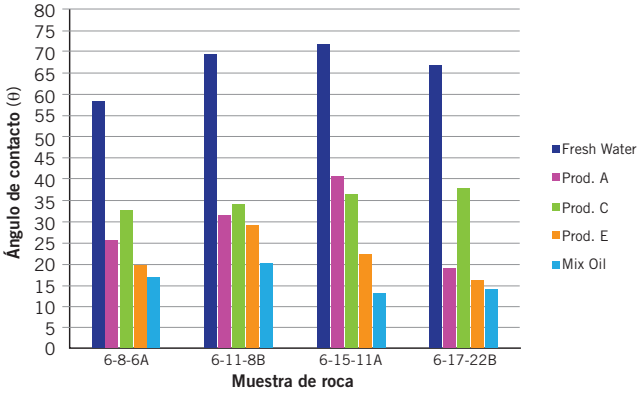


Figura 8. **Resultados de ángulo de contacto para los distintos productos químicos.**

Muestra de roca	Angulo de Contacto		Mineralogía de la roca [wt%]				Geoquímica	
	Petróleo	Agua	Filosilicatos	Cuarzo	Feldespatos	Carbonatos	COT [wt%]	IH [mg HC/g COT]
6-8-6	17°	59°	19	25	18	37	2,8%	265
6-11-8	20°	70°	25	27	27	18	5,6%	255
6-15-11	13°	72°	26	19	22	31	4,9%	270
6-17-22	14°	67°	12	23	20	43	4,8%	253

Tabla 11. **Resultados de ángulo de contacto para los distintos productos químicos.**

Producto	Estabilidad térmica 2 gpt, 100°C, agua fractura/Flow back		CμC	IFT petróleo/producto @ CμC, 30°C	Angulo de Contacto 1,5 gpt, aire, 25°C	Imbibición Agua Fractura + producto 1,5 gpt @ 100°C
	0 días	30 días	[gpt]	[mN/m]		
A	√	√	1,5	2,85	19°	SI
C	√	√	2	7,1	38°	SI
E	√	√	1,5	1	16°	SI

Tabla 12. **Resumen de resultados productos químicos evaluados.**

Muestras de roca	Mineralogía [wt%]				Geoquímica	
	Filosilicatos	Cuarzo	Feldespatos	Carbonatos	COT [wt%]	IH [mg HC/g COT]
Grupo A1						
6-17-22	12	23	20	43	4,8	253
6-15-11	26	19	22	31	4,9	270
Grupo A2						
6-11-8	25	27	27	18	5,6	255
6-12-9	24	32	22	20	5,1	258
Grupo B						
6-1-1	20	33	27	18	4,3	254
6-7-5	25	34	20	18	5,8	252

Tabla 13. **Características mineralógicas y geoquímicas de los plugs que integraron cada grupo de roca utilizados para ensayo de imbibición.**

	Grupo A1	Grupo A2	Grupo B
Producto surfactante	**E**	**A**	**C**
Peso inicial [g]	442.4	476.2	551.1
Volumen oil saturado [cm3]	4.610	8.244	7.032
Volumen aparente [cm3]	184.13	200.12	233.77
Área total [cm2]	289.19	681.25	528.77
Área específica [1/cm]	1.6	3.4	2.3
	Grupo A1	**Grupo A2**	**Grupo B**
Peso Inicial [g]	442,4	476,2	551,1
Volumen petróleo saturado [cc]	4,61	8,24	7,03
Volumen bulk o aparente [cc]	184,13	200,12	233,77
Superficie Total [cm2]	289,19	681,25	528,77
Superficie Específica [1/cm]	1,6	3,4	2,3

Tabla 14. **Características de los grupos de roca utilizados en ensayo de imbibición.**

misma gráfica, se incluyen los ángulos de contacto obtenidos para el petroleo y agua de inyección para las correspondientes muestras de roca.

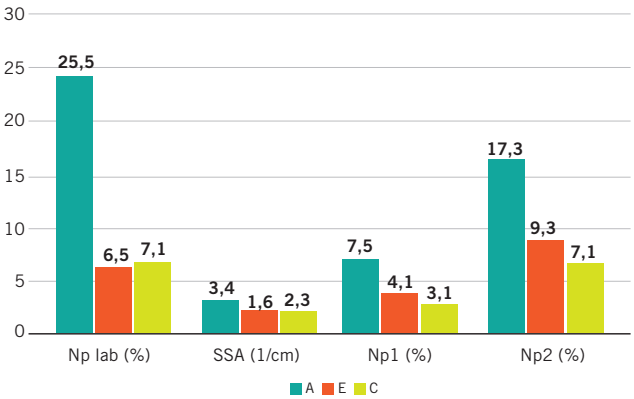


Figura 11. **Resultados de los ensayos de imbibición.**

En la figura 8 se puede observar que, para cada una de las muestras de roca, el producto E es el que presenta el menor y más cercano ángulo de contacto al del petroleo. Es decir que dicho producto es el de mayor carácter lipofílico y por ende, más afín a las superficies oleo humec-

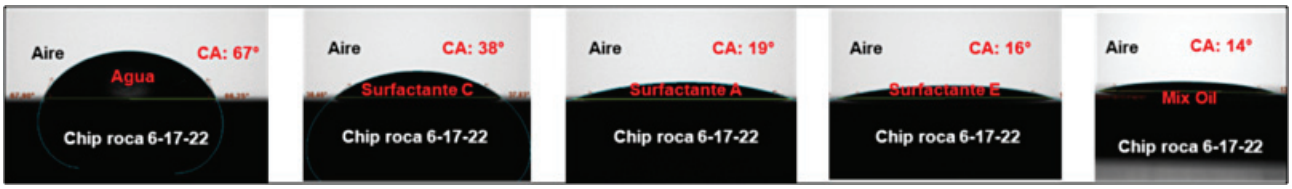
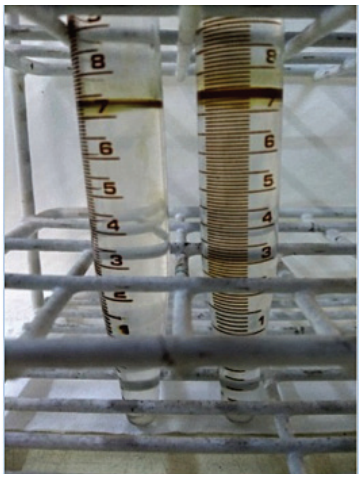


Figura 9. **Angulo de contacto de fluidos sobre substrato solido 6-17-22-**

Imbibición 1
Grupo A1
Producto E
Np acumulado [cc]
0,3



Petróleo producido Grupo A1

Imbibición 2
Grupo A2
Producto A
Np acumulado [cc]
2,1

Petróleo producido Grupo A2

Imbibición 3
Grupo B
Producto C
Np acumulado [cc]
0,5

Petróleo producido Grupo B

Figura 10. **Resultados de las 3 pruebas de imbibición @ 100°C.**

tables. En la figura 9 se muestra el ángulo de contacto de todos los fluidos evaluados (agua, petroleo, surfactantes) sobre la muestra de roca 6-17-22.

En la tabla 12 se muestra un resumen de los resultados obtenidos en la caracterización de los surfactantes. A, C y E. Particularmente, el producto C es un tipo de surfactante que habitualmente se utiliza en las operaciones de fractura en reservorios no convencionales (Alvarez *et al* 2017).

Ensayo de Imbibición en celdas tipo Amott modificadas

En la tabla 13 se detallan los 3 grupos de roca (A1, A2 y B) que se utilizaron para los ensayos de imbibición. Estos grupos estaban conformados por *plugs* y trozos de corona del mismo nivel. La selección de muestras, para cada grupo, se realizó considerando el valor de COT promedio del nivel estudiado (5%), indistintamente de su composición litológica, dado que todas las muestras presentaron mojabilidad preferencial al petróleo (*oil-wet*).

En la tabla 14 se presentan las características gravimétricas, geométricas y volumen de petróleo saturado para cada grupo de muestras de roca seleccionadas.

En la figura 10 se presentan los resultados obtenidos en los ensayos de Imbibición a 100 °C, donde el volumen de petróleo producido (Np) se reporta en centímetros cúbicos (cc)

En la figura 11 se muestran los resultados crudos de la recuperación de petróleo (Np lab) considerando el petróleo original *in situ* (POIS) al petróleo que ingresó en las muestras por saturación con vacío y presión.

Considerando que los grupos de roca empleados en la prueba de imbibición presentaba diferentes superficies específicas, las recuperaciones de petróleo se normalizaron aplicando dos métodos:

- **Método Np1**: producción de petróleo (Np) / superficie específica de la roca (SSA)
- **Método Np2**: producción de petróleo (Np) / superficie específica del grupo de rocas B (SSA_B).

En el método Np2 se tomó como referencia el grupo de roca B ya que en dicho grupo se utilizó el Surfactante C (utilizado actualmente en la fractura). Analizando los resultados normalizados de producción de petróleo (Método 1) el producto A produce un 140% más, mientras que el producto E sólo un 30% más, respecto a la producción obtenida con el producto C (actualmente en uso).

Conclusiones y recomendaciones

- Los parámetros petrofísicos determinados permitieron demostrar el alto potencial de la roca reservorio en este nivel y ubicación geográfica del *Play*. Los valores COT para las fangolitas promedian el 5,1 % de con un máximo de 8%, mientras que las porosidades comprenden un rango de 8,5 - 12%.

- El amplio espectro composicional mineralógico de los *plugs* analizados, evidencia el carácter heterogéneo de las rocas que componen este *target*. Queda representada de esta manera, la variabilidad de propiedades estáticas en las muestras sometidas a ensayos de imbibición, confiriéndole a los mismos un alto grado de representatividad del nivel.

- El producto químico "A" se comportó de manera robusta a las condiciones de temperatura (100°C) y salinidad (TDS 96.000 ppm) del reservorio. A su vez se pudo evidenciar su potencialidad en cuanto a la alteración de humectabilidad, disminución de tensión interfacial petróleo-agua e incremento en el factor de recuperación durante el ensayo de imbibición a temperatura de reservorio.

- El desarrollo de una metodología de evaluación robusta y la integración de los resultados obtenidos a partir de ésta, permitieron identificar el producto con *perfomance* óptima para un proceso de mejora de recuperación de petróleo en el nivel seleccionado del *Play* Vaca Muerta.

- Para un proceso EOR en un reservorio no convencional, se recomienda utilizar el surfactante "A" a una concentración de 2 gpt para asegurar, al menos, una concentración efectiva de 1,5 gpt en el reservorio.

Referencias

Al-Hadhrami, H. S., & Blunt, M. J., 2000. Thermally induced wettability alteration to improve oil recovery in fractured reservoirs. SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium. Society of Petroleum Engineers, Tulsa, Oklahoma, USA. SPE-59289-MS. https://doi.org/10.2118/59289-MS.

Alvarez, J. O., Neog, A., Jais, A., & Schechter, D. S., 2014. Impact of Surfactants for Wettability Alteration in Stimulation Fluids and the Potential for Surfactant EOR in Unconventional Liquid Reservoirs. SPE Unconventional Resources Conference. Society of Petroleum Engineers. The Woodlands, Texas, USA. SPE-169001-MS https://doi.org/10.2118/169001-MS.

Alvarez, J. O., Schechter, D. S., & Saputra, I. R., 2017. Potential of Improving Oil Recovery with Surfactant

Additives to Completion Fluids for the Bakken. Energy & Fuels, 5982-5994. dx.doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b00573

Alvarez, J. O., & Schechter, D. S., 2017. Wettability alteration and spontaneous imbibition in unconventional liquid reservoirs by surfactant additives. SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 20(01), 107-117. SPE 177057 MS

Asala, H., Ahmadi, M. & Dahi Taleghani, A., 2016. Why Re-Fracturing Works na Under What Conditions. SPE 181 516

Balasubramanian, S., Chen, P., Bose, S., Alzahabi, A., & Thakur, G. C., 2018. Recent Advances in Enhanced Oil Recovery Technologies for Unconventional Oil Reservoirs. Offshore Technology Conference. Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA. OTC-28973-MS. https://doi.org/10.4043/28973-MS.

Brisson, I., Fasola, F. & Villar, H., 2020. Integrated geology of unconventionals: The case of the Vaca Muerta play, Argentina, AAPG Memoir 121, 297-328

Catalano, J.P., Scasso, R.A., Kietzmann, D.A., Follmi, K., Spangenberg, J. & Capelli, I.A., 2018. Carbonate Sedimentology and Diagenesis of the Vaca Muerta Formation at Puerta Curaco, Neuquen Basin, Argentina. X Congreso de Exploración y Desarrollo, Mendoza, Argentina.

Flügel, E., 2004, "Microfacies of carbonate rocks: analysis, interpretation and application", Springer, 921 p.

Folk, R.L., Andrews, P.B. y Lewis, D.W., 1970. Detrital sedimentary rock classification and nomenclature for use in New Zealand. New Zeland Journal of Geology and Geophysics 13: 937-968.

Gamero-Díaz, H. Camron, M. & Richard L., 2012. sCore: A Classification Scheme for Organic Mudstones Based on Bulk Mineralogy. Search and Discovery Article #40951.

Green, H. & Willhite, P, 1998. Enhanced Oil Recovery. Richardson, TX: Society of Petroleum Engineers, Original edition

Gupta, A., Eral, H. B., Hatton, T. A., & Doyle, P. S., 2016. Nanoemulsions: formation, properties and applications. Soft matter, 2826-2841.

Hashimah Alias, N., Aimi Ghazali, N., Amran Tengku Mohd, T., Adieb Idris, S., Yahya, E., & Mohd Yusof, N., 2015. Nanoemulsion Applications in Enhanced Oil Recovery and Wellbore Cleaning: An Overview. Applied Mechanics and Materials, 1161-1168.

Hatiboglu, C. U., & Babadagli, T., 2004. Experimental analysis of primary and secondary oil recovery from matrix by counter-current diffusion and spontaneous imbibition. SPE annual technical conference and exhibition. Society of Petroleum Engineers, Houston, Texas.SPE-90312-MS https://doi.org/10.2118/90312-MS.

Kietzmann, D.A., 2011. Análisis sedimentológico y cicloestratigráfico de una sucesión orbitalmente controlada (Formación Vaca Muerta), en el límite Jurásico-Cretácico de la Cuenca Neuquina surmendocina, Tesis Doctoral, Universidad de Buenos Aires, 582 p

Moore D. y Reynolds R. Jr., 1997. X-Ray Diffraction and the Identification and Analysis of Clays Minerals. Oxford New York. Oxford University Press.

Morrow, N., 1990. Wettability and Its Effect on Oil Recovery. Journal of Petroleum Technology 42 (12): 1476-1484. DOI: 10.2118/21621-pa

Neog, A. & Schechter, D., 2016. Investigation of Surfactant Induced Wettability Alteration in Wolfcamp Shale for Hydraulic Fracturing and EOR Applications. SPE Improve Oil Recovery Conference, Tulsa, Oklahoma, USA. SPE-179600-MS

Rietveld, H.M., 1969. A profile refinement method for nuclear and magnetic structures. J. Appl. Crystallogr. 2:65–71. http://dx.doi.org/10.1107/S0021889869006558

Tuero, F. Crotti M. & Labayén I., 2017. Water Imbibition: EOR Proposal for Shale Oil Scenarios. SPE Latin American and Caribbean Conference, Buenos Aires, Argentina. SPE-185560-MS https://doi.org/10.2118/185560-MS.

Udden, J.A., 1914. Mechanical composition of clastic sediments: Geological Society of America, Bulletin, v. 25, p. 655–744.

Wentworth, C.K., 1922. A Scale of Grade and Class Terms for Clastic Sediments.

Monitoreo y seguimiento EOR: de la escala piloto a la masificación

Por **Aldana Boonstra** y **Mariana Perea** (Pluspetrol SA)

Una cronología y resultados del camino realizado por Pluspetrol en el yacimiento Río Colorado.

Descripción general del yacimiento

El yacimiento Río Colorado se encuentra ubicado en las provincias de Mendoza y La Pampa. Es un reservorio somero (650 m) con arenas no consolidadas. El reservorio tiene una temperatura de 38 °C y presenta una alta porosidad y permeabilidad (30 % y entre 0,5 y 4 D). El petróleo producido tiene una viscosidad entre 160 y 300 cP evaluada a condición de reservorio. El agua de formación presenta una salinidad de 50 g/l (eq. NaCl).

Historia del piloto

Desde el año 2012 se tiene en marcha un piloto de inyección de polímero en un satélite del yacimiento El Corcobo Norte (ECN). La solución polimérica utilizada es HPAM con una concentración de 550 ppm diluida, con una viscosidad objetivo entre 20 y 25 cP a condiciones de reservorio, en agua dulce ablandada.

El caudal de inyección total es de 900 m3/d distribuido en 6 inyectores. Esta inyección da soporte a 22 pozos productores, en un esquema diluido. Esto se debe a que la relación de pozos productores completamente rodeado de pozos inyectores de polímero es del orden del 10%. En la periferia se cuenta con soporte de secundaria.

Las facilidades para la preparación de solución son individuales con una bomba por pozo inyector y una batería exclusiva para la recepción de los fluidos producidos.

Masificación

Con los resultados del piloto se aprobó y realizó una expansión a 4 satélites más poniéndose en inyección a partir del año 2021.

Esto generó un incremento significativo en la cantidad de pozos, caudales, nivel de operación y demanda de monitoreo. La cantidad de inyectores aumentó a 60 con un caudal de inyección de 6.400 m3/d. Se mantuvieron las características de solución utilizada en el piloto.

Los pozos productores asociados a recuperación terciaria pasaron a ser 86; aumentando la relación de pozos productores centrales a 70% siendo ahora un proyecto concentrado. Al igual que en él proyecto piloto en la periferia se cuenta con soporte de secundaria.

En base a las experiencias capturadas se conceptualizó el desarrollo de esta masificación con instalaciones de recepción de producción no exclusivas; es decir que la producción asociada se mezcla con el resto de los aportes del campo. En lo que respecta a la preparación de polímero se centralizaron las instalaciones y la dilución se realiza en alta presión. Esta modificación reduce la cantidad de equipos rotantes.

Plan de monitoreo

Este nuevo desarrollo disparó una inquietud muy importante al equipo técnico y operativo: ¿Es posible y necesario expandir el plan de monitoreo del proyecto piloto a la masificación?

Para poder responder este interrogante se realizó un análisis de la utilización de cada parámetro medido en el piloto y de su demanda para un adecuado seguimiento. Además, se tuvo en cuenta cuales eran los recursos disponibles en campo frente a los necesarios para la ejecución de este monitoreo; esto contempló tanto el recurso humano como los equipamientos disponibles. En la siguiente tabla se muestra un resumen del plan de moni-

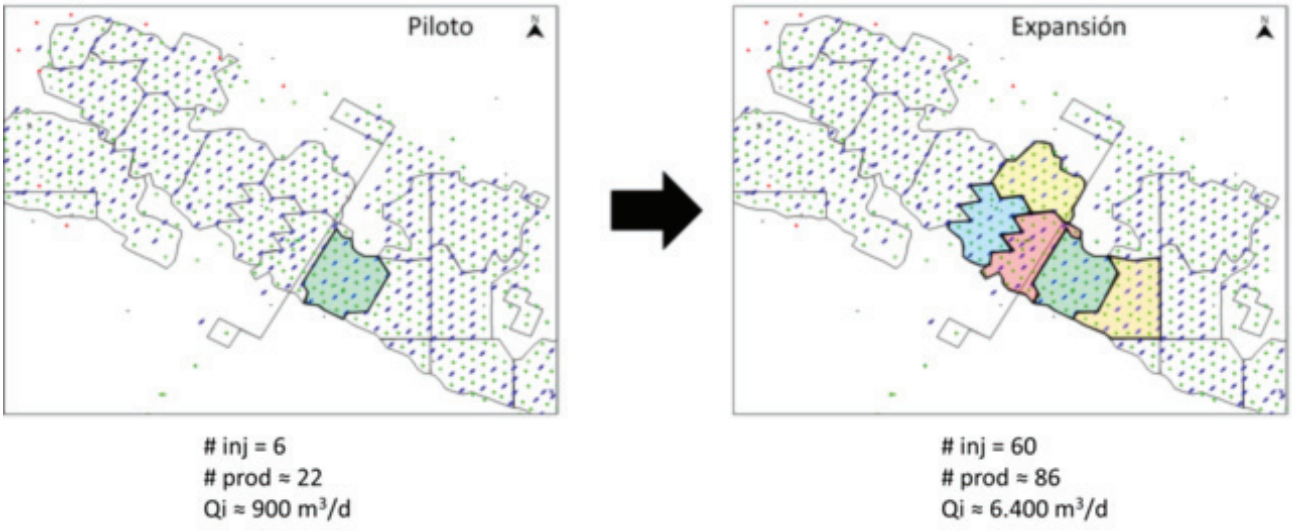


Figura 1. **Mapa proyecto piloto y expansión**

	Medición	Frecuencia piloto	Frecuencia masificación
Inyección	Caudal y presión de manifold	Diaria	Diaria
	Presión de boca de pozo	Diaria	Quincenal
	Viscosidad manifold y pozos	Diaria	10 días
	Dureza	Diaria	Diaria
	Regulación	Individual con bomba	Diaria con curler
	Degradación mecánica	Sin definir	10 días
	Concentración	Sin definir	A demanda
Producción	Caudal y corte de agua	Semanal	Frecuencia A, B, C (*)
	Presión BDP	Diaria	Diaria
	Presencia cualitativa	Semanal	Mensual
	Presencia cuantitativa	Cuatrimestral	Trimestral
	Salinidad	Sin definir	Mensual

(*) la metodología A, B, C contempla la distribución de producción de petróleo de los pozos en base a su aporte en la producción total del activo.

Tabla 1. **Plan de monitoreo piloto y expansión.**

toreo del proyecto piloto y del de la masificación.

Durante esta implementación hubo grandes desafíos; uno de los más importantes fue la capacitación. Esto incluyo temáticas de muestreo, determinaciones analíticas, mantenimiento entre otras. Además, fue necesario extender a gran parte de la operación los conceptos y cuidados relacionados con la recuperación terciaria dado que anteriormente como la escala era muy pequeña el seguimiento y la operación se llevaba a cabo con un grupo reducido de personas. Estas capacitaciones fueron muy necesarias dado que muchos equipos de trabajo tenían que incorporar a su rutina nuevas tareas.

Otro desafío fue la captación de agua dulce desde el río. Esto se debe al aumento de la demanda de este fluido y la incorporación de nuevos sistemas de bombeo. Además, es completamente necesario asegurar la provisión de agua para que el proyecto cumpla sus KPI y alcance sus resultados.

Como se mencionó anteriormente en este proyecto se modificó la filosofía de operación de los equipos de preparación de polímero, esto requirió una curva de aprendizaje por la incorporación de equipos y metodologías diferentes a las que se venían utilizando en el yacimiento.

Conclusiones

Siempre la implementación de un nuevo proyecto deja lecciones aprendidas que no solo son aplicables a una masificación de un proyecto de recuperación terciaria, sino que pueden aplicarse a cualquier desarrollo.

Para el caso de estudio las más relevantes fueron:

- Adecuar las expectativas de los planes de monitoreo teniendo en cuenta la realidad operativa y los recursos disponibles tanto humanos como materiales.
- Reevaluar continuamente el alcance del mismo para mantenerlo optimizado.
- Capacitar continuamente a todos los sectores involucrados: supervisión, recorredores, laboratoristas, mantenimiento, medio ambiente, seguridad, etc..
- Integrar a la operación rutinaria del yacimiento la gestión de las nuevas instalaciones poniendo foco en la sinergia de la operación.

Buscá todo sobre el shale en nuestra web

Shale en ARGENTINA

IAPG
INSTITUTO ARGENTINO DEL PETROLEO Y DEL GAS

LOS NO CONVENCIONALES | OPORTUNIDAD | QUIMICOS | SISMICIDAD | USO DEL AGUA

www.shaleenargentina.org.ar

El sitio del IAPG destinado especialmente a los hidrocarburos de reservorios no convencionales, como *shale gas* y *shale oil*.

Pensada como herramienta útil para toda la comunidad, especializada o no, que quiera conocer con mayor profundidad lo relativo a estos reservorios y al *fracking* o estimulación hidráulica, así como los aspectos que generan mayores cuestionamientos: el uso del agua, la protección de los acuíferos, el uso de químicos, etcétera.

Toda la información de los expertos y las últimas noticias.

¡Y además, la posibilidad de consultar interactivamente a un experto sobre cualquier aspecto relacionado con el shale en la Argentina!

/company/iapg /IAPGinfo /IAPG_Info /iapginfo

Se analiza aquí una herramienta de análisis de procesos de calidad, gestión de calidad y estandarización para todo tipo de industrias, desde dispositivos médicos, farmacéutica, militar, gas y petróleo.

El proceso de tomar buenas y acertadas decisiones es aterrador y agotador, hay una herramienta que debe implementar en sus procesos de diseño, fabricación, mejoras, procesamiento o servicio que lo ayudará a navegar la incertidumbre con menos posibilidades de errores.

En la década de los 40 el ejército de los EEUU comenzó a utilizar la herramienta FMEA (por sus siglas en ingles *Failure Modes and Effect Analysis*), esta es una herramienta de análisis de procesos que ganó popularidad para procesos de calidad, gestión de calidad y estandarización para todo tipo de industrias, desde dispositivos médicos, farmacéutica, militar, gas y petróleo, así como también fabricación en general. Se documentó un método detallado en el estándar militar MIL-STD-1629A: Procedimientos para realizar un análisis de modo de falla, efectos y criticidad. Este método se desarrolló particularmente en respuesta a la frustración generada por la cantidad de fallas en un intento de eliminar las posibles causas raíz. Dado que el método obtuvo resultados positivos, demostrando ser una herramienta altamente efectiva, la NASA y muchos otros adoptaron el método. La NASA (National Aeronautics and Space Administration) lo utilizó como una técnica de planificación de proyectos crucial durante los años 60 siendo vital para la misión Apolo y posteriores. La industria automotriz siguió los pasos y la empresa Ford Motor Company lo aplicó en respuesta a un importante problema de seguridad y relaciones públicas durante la década de 1970. Durante casi 70 años el método sufrió pocas mejoras, en 1993 el AIAG (Automotive Industry Action Group) lo incorporó al estándar QS9000 para la producción automotriz y sus proveedores. Posteriormente el QS9000 pasó a ser TS16949 y desde noviembre de 2016 IATF16949. En 2019, el AIAG-VDA (Automotive Industry Action Group/Verband der Automobilindustrie) trabajó en la armonización de la metodología FMEA a lo largo del sector automotriz para asegurarse de que los OEM (*Original Equipment Manufacturer*) y los diferentes niveles (*Tier*) de proveedores utilicen el mismo lenguaje, hojas de trabajo, metodología y criterios.

Un nuevo enfoque para el análisis modal de fallos y efectos (FMEA)

Por ***Luis A. Mazursky*** y ***Hernán Mazursky*** (Mazontech LLC)

FMEA se puede aplicar para reconocer modos de falla probables, concluir su efecto en el proceso del producto y categorizar acciones para disminuir las fallas. Aunque popularmente se denomina FMEA, siempre que es posible el formato actual es FMECA (Failure Modes and Effects and Criticality Analysis), se incorpora al método la Criticidad de la falla, tal y como se explica detalladamente en el apartado 5. Tarea 102 de la norma militar MIL-STD-1629A.

Muchos Sistemas de Gestión de Calidad, por ejemplo, ISO 9001, sus cláusulas pueden ser satisfechas con la aplicación de FMEA. La cláusula (8) Operación, (9) Evaluación del Desempeño y (10) Mejora, son buenos ejemplos de situaciones para poner en acción esta metodología. Hoy en día, la metodología FMEA se puede encontrar en muchos sistemas Lean, Six Sigma, Total Quality Management y otros.

La metodología se puede orientar a diferentes etapas de la producción, como durante el Diseño (mal funcionamiento del producto por el material, la forma, la interfaz y la ingeniería), Proceso (proceso de producción, fabricación, ensamblaje y componentes subcontratados), Funcional (funcionalidad del sistema global), Servicio (servicio asociado al producto).

Incluiremos el siguiente extracto del documento MIL-STD-1629, introduciendo el concepto general del método, en este caso aplicado al proceso de diseño, ya que creemos que es una excelente y concisa descripción:

> *El análisis de modos de falla, efectos y criticidad (FMECA) es una función esencial en el diseño, desde el concepto hasta el desarrollo. Para ser efectivo, el FMECA debe ser iterativo para corresponder con la naturaleza del proceso de diseño en sí. El alcance del esfuerzo y la sofisticación del enfoque utilizado en el FMECA dependerán de la naturaleza y los requisitos del programa individual. Esto hace que sea necesario adaptar los requisitos para un FMECA a cada programa individual. La adaptación requiere que, independientemente del grado de sofisticación, el FMECA debe contribuir significativamente a la decisión del programa. Un FMECA realizado correctamente es invaluable para aquellos que son responsables de tomar decisiones sobre el programa con respecto a la viabilidad y adecuación de un enfoque de diseño. [1]*

Hay 7 pasos en de FMEA, como muestra la Figura 1.

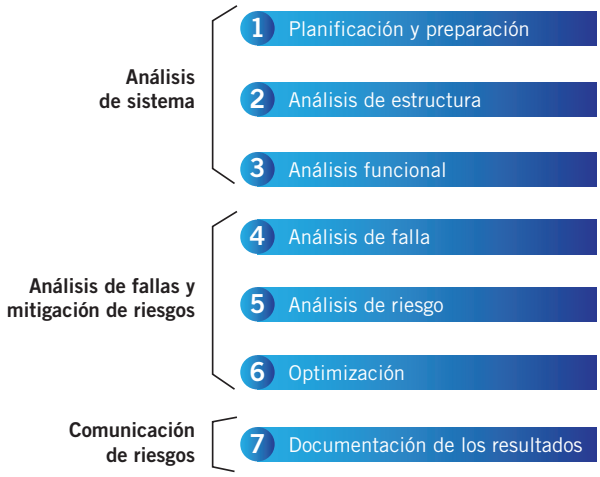


Figura 1. **Siete pasos de FMEA basados en AIAG-VDA.**

Los pasos 1 al 3 son parte del análisis del sistema, esta parte puede ser una de las que más tiempo consume, pero de vital importancia ya que de ella dependerá la efectividad del proceso. La definición del sistema, las funciones y los modos operativos, los perfiles ambientales, los diagramas de bloques y otros deben definirse antes de que se pueda realizar un análisis de riesgos. No vamos a entrar en detalles de cómo trabajar todos los pasos, pero indicaremos en la bibliografía buenas fuentes para profundizar en el tema.

Si bien el objetivo de un FMECA es identificar todos los modos de falla dentro del diseño de un sistema, su primer propósito es la identificación temprana de todas las posibilidades de fallas catastróficas y críticas para que puedan eliminarse o minimizarse mediante la corrección del diseño lo antes posible. Por lo tanto, el FMECA debe iniciarse tan pronto como la información de diseño preliminar esté disponible en los niveles más altos del sistema y extenderse a los niveles más bajos a medida que haya más información disponible sobre los elementos en cuestión. [1]

El FMEA también se utilizará para definir consideraciones de prueba especiales, puntos de inspección de calidad, acciones de mantenimiento preventivo, restricciones operativas, vida útil y otra información pertinente y actividades necesarias para minimizar el riesgo de falla. Todas las acciones recomendadas que resulten del FMEA se evaluarán y se dispondrán formalmente mediante la implementación adecuada o una justificación documentada para no realizar ninguna acción. [1]

Los FMEA deben usarse como base para desarrollar un plan de control. Los planes de control son un resumen de las técnicas de prevención de defectos y detección reactiva, incluidos los planes de reacción formales. Los análisis generados son documentos vivos que se actualizan cuando hay cambios importantes en el diseño o el proceso. Es decir, los resultados de un FMEA se optimizarán mediante la retroalimentación de la experiencia, las pruebas y las fuentes externas que podrían reunir bases sólidas para la toma de decisiones y una evaluación de riesgo y criticidad más precisa.

En este artículo vamos a presentar la herramienta y mostrar una mejora sobre cómo definir la criticidad entre las fallas potenciales reconocidas y actuar en consecuencia en función de su prioridad. Es un método que funciona mejor cuando lo realiza un equipo multifuncional porque la mayoría de las veces el proceso, producto o servicio a analizar está definido o depende de personas con conocimientos diversos; tales como diseño, fabricación, mantenimiento, calidad, ventas y marketing, servicio al cliente, por nombrar algunos. Al ser un análisis tan amplio, una de las principales dificultades a la hora de aplicar la técnica es priorizar los riesgos para permitir que el equipo se centre en los principales fallos potenciales que se han identificado, para trabajar sobre ellos y reducir su riesgo. Hay dos mejoras destacables que resultarán de la modificación del cálculo del "Número de Prioridad de Riesgo" (RPN) con respecto al enfoque tradicional de FMEA.

1) El RPN tiene una escala que es más fácil de interpretar (1 a 10)
2) La prioridad entre las posibles fallas identificadas para el análisis ya está organizada por el número RPN, lo que reduce la cantidad de decisiones de priorización basadas en el conocimiento/experiencia de los miembros del equipo, en contraste con el método FMEA tradicional.

Con la combinación de FMEA con Análisis de Causa Raíz (RCA *por sus siglas en ingles*), su organización puede construir una base de datos de conocimiento, aprendiendo de los problemas, su análisis y soluciones mientras evalúa cómo evitar que ocurran en primer lugar. FMEA ayudará a su equipo a previsualizar y predecir posibles problemas en el camino, mientras que RCA ayudará a resolver los problemas después de que ocurran. Por lo tanto, FMEA previene mientras que RCA corrige, y cuando no se puede evitar, RCA brindará una valiosa retroalimentación para incorporar a FMEA.

FMEA se utiliza para anticipar lo que podría salir mal y hacer todo lo posible para evitar que ocurra o al menos minimizar el potencial o sus riesgos.

Hay muchas fuentes excelentes para aprender más sobre el método FMEA (ver bibliografía), en este artículo nos centraremos en la diferencia y los beneficios de utilizar el método modificado mencionado anteriormente.

El método estándar consiste en calcular el riesgo en base a tres componentes que se multiplican para producir un número de prioridad de riesgo (RPN), estos son:

- Severidad (S)
- Ocurrencia (O)
- Detección (D)

[Ecuación 1] $RPN = S \times O \times A$

A cada factor de la ecuación anterior se le asocia un número de riesgo, donde su escala varía según el usuario o la aplicación, siendo común utilizar del 1 al 5, pero sugerimos utilizar una escala del 1 al 10 siendo 10 el riesgo más alto de severidad, ocurrencia o a la más baja probabilidad de detección.

Volviendo al número de prioridad de riesgo (RPN), el uso del cálculo convencional de RPN conduce a varias limitaciones y problemas, a saber, a) es difícil identificar con precisión S, O y D debido a su designación arbitraria por la experiencia de los profesionales involucrados en el proceso, b) No hay bases científicas para el cálculo de RPN por la multiplicación de los términos, c) Se considera que S, O y D tienen el mismo nivel de importancia o "peso", sin considerar su importancia relativa, d) el valor de RPN puede lograrse mediante muchas combinaciones diferentes de multiplicadores, independientemente del nivel de importancia, lo que dificulta el análisis y la priorización cuando se trata de reducir los riesgos; por último e) se debe establecer un valor de corte durante el *Paso 1 - Planificación y Preparación*, es decir, cuál es el valor máximo tolerable de RPN antes o después de aplicar el *Paso 6 - Optimizaciones*, al modo de falla potencial. Al aplicar el RPN convencional, esta tarea representará una decisión más difícil para el equipo multifuncional.

	Severidad (S)	Ocurrencia (O)	Detección (D)	RPN=S*O*D
Falla Potencial 1	2	10	5	100
Falla Potencial 2	10	2	5	100
Falla Potencial 3	2	5	10	100
Falla Potencial 4	10	5	2	100

Tabla 1. **Ejemplo de cálculo de riesgo por FMEA tradicional (escala de riesgo 1-10).**

El Manual FMEA de AIAG/VDA (Automotive Industry Action Group/Verband der Automobilindustrie) recomienda usar campos de prioridad de acción (AP) en lugar del RPN. La prioridad de la acción se puede evaluar mediante una tabla de datos de tres variables, introduciendo los valores asignados para S, O y D es posible obtener una medida recomendada dentro de la siguiente clasificación: prioridad alta (H), prioridad media (M) y prioridad baja (L). En esencia, AP tiene las mismas desventajas y problemas que el RPN tradicional y es importante tener en cuenta que la recomendación obtenida de la tabla se basa en la industria automotriz y su tolerancia específica al riesgo. Esta tolerancia al riesgo puede no ser suficiente para otras industrias más estrictas.

Como hemos mencionado anteriormente, el método tradicional tiene dos problemas, en primer lugar, el valor de RPN no siempre es fácil de interpretar, ya que depende de la escala de riesgo utilizada para S, O y D; y en segundo lugar, hay muchas combinaciones de S, O y D que dan como resultado el mismo valor de RPN, lo que hace que la calidad del resultado del análisis sea relativa a la experiencia y el conocimiento de los miembros del equipo. La siguiente tabla 1 es un ejemplo simplificado de la dificultad de priorización derivado del método tradicional.

Nuestra primera prioridad serán la fallas potenciales 2 y 4, ya que tenemos la clasificación de mayor severidad allí. Las fallas potenciales 1 y 3 (F1 y F3) tienen la misma clasificación de severidad 2, pero F1 tiene una ocurrencia 10, más alta que F3, por lo que debe priorizarse a continuación de las anteriores. Entonces los resultados son.

Primera Prioridad	Falla Potencial 4
Segunda Prioridad	Falla Potencial 2
Tercera Prioridad	Falla Potencial 1
Cuarta Prioridad	Falla Potencial 3

Ahora que se han demostrado los principales inconvenientes del método FMEA tradicional, abordemos las dos mejoras principales con el método modificado. Como se pudo ver en el ejemplo anterior, cada componente tiene su propio peso de prioridad, por lo que para mejorar la ecuación, la cambiamos para agregarle un factor de peso, multiplicando cada uno de los componentes de riesgo:

Ecuación FMEA modificada (escala de riesgo 1-10)
[Ecuación 2]

$$= [(\quad \times \quad) + (\quad \times \quad) + (\quad \times \quad)]^{\times 0.222222}$$

Dónde:
RPNmin = 1 mientras que RPNmax = 10
Ps = Peso Severidad = 2
Po = Peso Ocurrencia = 1.5
Pd = Peso Detección = 1

Los pesos se designan para ayudar a la priorización, la cantidad de peso se puede modificar, así como el factor constante 0.222222 que se usa para ajustar la escala y obtener el RPN de 1 a 10.

Finalmente, presentamos una selección de definiciones y un ejemplo de hoja de trabajo basado en el documento: *Standard for Performing a Failure Mode and Effects Analysis (FMEA) and Establishing a Critical Items List (CIL) – NASA. [3]*

Modo de falla: una forma particular en la que falla un elemento para realizar su función prevista, como la fractura de un miembro estructural que soporta una carga o un cortocircuito en un amplificador de potencia. El modo de falla normalmente se observa mediante la inspección del elemento o la prueba funcional. La descripción del modo de falla depende del nivel de indentación y la función del artículo.

Efecto de falla: el impacto que tiene un modo de falla en particular a nivel local (componente o sub-ensamblaje), siguiente nivel superior (subsistema o sistema) y nivel de misión.

Ocurrencia: un valor numérico asignado a la probabilidad de que ocurra un modo de falla debido a una determinada causa.

Severidad: un valor numérico que evalúa la gravedad del efecto potencial de falla.

Mitigación: un valor numérico asignado a la capacidad de un diseño para mitigar el efecto potencial de falla.

Detección: un valor numérico asignado a la capacidad de un proceso para prevenir, detectar o minimizar el impacto del efecto potencial de falla.

Número de prioridad de riesgo (RPN): el producto de los valores de Ocurrencia, Severidad y Mitigación o Detección. Se utiliza para priorizar los riesgos de los posibles modos de falla.

Niveles de indentación: la jerarquía de los niveles de hardware desde la pieza hasta el componente, desde el subsistema hasta el sistema, etc.

Como se puede ver en las definiciones, en el documento de la NASA [3], decidieron agregar un nuevo término llamado mitigación que puede usarse para algunos casos en lugar de detección si es más apropiado. Es un ejemplo perfecto de la flexibilidad del método y debe entenderse como un estímulo para adaptar el FMEA para un mejor desempeño con base en la industria y aplicación particular del usuario.

Causas Potenciales de Fallas. son precisamente los mecanismos de falla activados por las cargas aplicadas al sistema, subsistema, componente o pieza para el modo de falla observado y pueden ser una falla de hardware, software o procedimiento operativo. Cuando se realiza un FMEA, es posible que existan múltiples causas potenciales de falla para un Modo de Falla Potencial.

Ocurrencia. es la frecuencia relativa o probabilidad de ocurrencia de la

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15			

Ejemplo de una hoja de trabajo para Análisis Modal de Fallos y Efectos.

Causa potencial de falla. El Cuadro A-2 del Anexo contiene un ejemplo de puntuación para Ocurrencia. El valor de Ocurrencia se ingresará en la columna 6 de la hoja de trabajo FMEA.

Efecto(s) Potencial(es) de la Falla. son el impacto del Modo de Falla Potencial en el subsistema/componente (Efecto Local); el sistema (para el subsistema) o subsistema (para el componente) (Efecto del Siguiente Nivel Superior); y Misión u Objeto Final (Efecto de Nivel de Misión). Para cada Modo de Falla Potencial, uno o más Efectos Potenciales de Falla (es decir, pérdida de misión, seguridad, etc.) en los niveles local, siguiente superior y de misión, se deben ingresar en la columna 7 de la hoja de trabajo FMEA.

Severidad. A cada Efecto Potencial de Falla se le asignará una clasificación de Severidad. El ranking de Severidad se puede calcular en base a los valores detallados en la Tabla A-1 del Anexo. Estos valores se ingresarán en la columna 8 de la hoja de trabajo FMEA.

Controles Preventivos/de Mitigación. Para cada Causa Potencial de Falla, los controles preventivos/mitigadores (funciones/diseños implementados para detectar, prevenir o minimizar el impacto de la falla) deben identificarse e ingresarse en la columna 9 de la hoja de trabajo FMEA.

Controles de Detección. Para cada Causa Potencial de Falla, los controles de detección (elementos/dispositivos implementados para detectar y alertar o incluso tomar medidas sobre la Causa Potencial de Falla) deben identificarse e ingresarse en la columna 10 de la hoja de trabajo FMEA.

Detección/Mitigación. A cada Control de Detección/Mitigación se le asignará una clasificación de Detección/Mitigación basada en los valores detallados en la Tabla A-3 del Anexo. Estos valores se ingresarán en la columna 11 de la hoja de trabajo FMEA.

Número de Prioridad de Riesgo (RPN). El RPN será el producto de las clasificaciones de Ocurrencia, Severidad y Detección/Mitigación usando la Ecuación 2 de FMEA modificada. Si se usa la Ecuación 1 en su lugar, los valores de RPN se usarán para la aplicación de un análisis de Pareto para determinar el orden en el que las acciones recomendadas se desarrollarán para abordar los Modos Potenciales de Fallas y Causas Potenciales de Falla para mejorar la confiabilidad del sistema/equipo. El RPN se ingresa en la columna 12 de la hoja de cálculo FMEA.

Quién Responde/Departamento/Persona Responsable y Fecha de Finalización. Se asignará un departamento y/o individuo responsable y una fecha de finalización para implementar la(s) Acción(es) Recomendada(s), estas últimas ingresada(s) en la columna 13, y en la columna 14 de la hoja de trabajo FMEA se debe indicar el departamento o individuo asignado que responderá, con la fecha programada.

Finalmente, en la columna 15 de la hoja de trabajo FMEA, se ingresan los Resultados de las Acciones resultantes de aplicar las acciones recomendadas, como si se hubiera implementado cada acción recomendada. Se calcularán las clasificaciones modificadas de Severidad, Ocurrencia y Mitigación, así como un nuevo RPN, y se ingresarán en cada sub-columna correspondiente de la columna 15 de la hoja de trabajo FMEA.

En conclusión, estamos proponiendo esta alternativa para lograr un análisis del método FMEA más rápido, menos dependiente de la experiencia y de más fácil interpretación.

Anexo

Ejemplo de Tablas de Tasas de Severidad, Ocurrencia y Detección. Tenga en cuenta que estos son solo para referencia y deberán adaptarse

1	Ninguna	El efecto no será detectado por el cliente o se considerará insignificante.
2	Muy Menor	Algunos clientes pueden notar el efecto y pueden estar molestos
3	Menor	El cliente promedio notará el efecto
4	Muy Baja	Efecto reconocido por la mayoría de los clientes
5	Baja	El producto funciona, sin embargo, con reducción del rendimiento de comodidad o conveniencia.
6	Moderada	Los productos funcionan, sin embargo, los artículos de comodidad o conveniencia no funcionan.
7	Alta	El producto funciona a un nivel reducido de rendimiento. Alto grado de insatisfacción del cliente.
8	Muy Alta	La pérdida de la función principal hace que el producto quede inoperable. Efectos intolerables evidentes para el cliente. Puede violar regulaciones gubernamentales no relacionadas con la seguridad. Reparaciones largas y costosas
9	Peligroso - con Advertencia	Operación insegura con advertencia antes de fallar o no cumplir con las regulaciones gubernamentales. Riesgo de lesiones o muerte.
10	Peligroso - sin Advertencia	Operación insegura sin previo aviso antes de fallar o no cumplir con las regulaciones gubernamentales. Riesgo de lesiones o muerte.

Tabla A-1 Ejemplo de clasificaciones de Severidad

1	Remota	Probabilidad de Falla Durante el Proceso <0.00001
2	Extremadamente Baja	Probabilidad de Falla Durante el Proceso 0.00005 < 0.00001
3	Muy Baja	Probabilidad de Falla Durante el Proceso 0.0001 < 0.00005
4	Baja	Probabilidad de Falla Durante el Proceso 0.0005 < 0.0001
5	Moderadamente Baja	Probabilidad de Falla Durante el Proceso 0.001 < 0.0005
6	Moderada	Probabilidad de Falla Durante el Proceso 0.005 < 0.001
7	Moderadamente Alta	Probabilidad de Falla Durante el Proceso 0.01 < 0.005
8	Alta	Probabilidad de Falla Durante el Proceso 0.05 < 0.01
9	Muy Alta	Probabilidad de Falla Durante el Proceso 0.1 < 0.05
10	Extremadamente Alta	Probabilidad de Falla Durante el Proceso >0.1

Tabla A-2 Ejemplo de Calificaciones de Probabilidad de Ocurrencia

1	Casi seguro	Existe una probabilidad casi segura de que el diseño detectará/mitigará el modo de falla o su posterior efecto de falla (> 99 % de probabilidad de detección/mitigación)
2	Muy Alta	90 > 99% de probabilidad de detección/mitigación
3	Alta	80 > 90% de probabilidad de detección/mitigación
4	Moderadamente alta	60 > 80% de probabilidad de detección/mitigación
5	Moderada	40 > 60% de probabilidad de detección/mitigación
6	Baja	30 > 40% de probabilidad de detección/mitigación
7	Muy baja	20 > 30% de probabilidad de detección/mitigación
8	Remota	10 > 20% de probabilidad de detección/mitigación
9	Muy remota	Menor al 10% de probabilidad de detección/mitigación
10	Ninguna	No hay Detección/Mitigación del modo de falla o su posterior efecto de falla

Tabla A-3 Ejemplo de Criterios de Calificaciones de Detección/Mitigación.

para cada proyecto y tipo específico de análisis realizado.

Bibliografía

Documentos, reportes y estándares

[1] MIL-STD-1629A MILITARY STANDARD: PROCEDURES FOR PERFORMING A FAILURE MODE, EFFECTS, AND CRITICALITY ANALYSIS (Link to source)

[2] SAE J1739 (2021-01-13) Potential Failure Mode and Effects Analysis (FMEA) Including Design FMEA, Supplemental FMEA-MSR, and Process FMEA (SAE International)

[3] NASA Document: Standard for Performing a Failure Mode and Effects Analysis (FMEA) and Establishing a Critical Items List (CIL)

[4] NASA-SSP 30234 - Failure Modes and Effects Analysis and Critical Items List Requirements for Space Station REVISION B - Sept. 9, 1992

[5] P-302-720 Performing a Failure Mode and Effects Analysis (Link to source)

[6] AIAG Quality Steering Committee. AIAG-VDA Failure Mode and Effect Analysis (FMEA) Handbook; Automotive Industry Action Group: Southfield, MI, USA, 2018. [Google Scholar]

[7] AEROSPACE REPORT NO. TOR-2009(8591)-13, Space Vehicle Failure Modes, Effects, and Criticality Analysis (FMECA) Guide, 15 June 2009, Roland J. Duphily (Link to source)

[8] FAILURE AND CRITICALITY ANALYSIS, ME 481 Senior Design I, Fall 2018, Dr. Trevor C. Sorensen (Link to source)

Artículos

[9] Risk Identification of FPSO Oil and Gas Processing System Based on an Improved FMEA Approach, by Longting Wang ,ORCID, Liping Sun ,Jichuan Kang, Yanfu Wang and Haiqing Wang. Published 8 January 2021. [MDPI].

Websites

[10] What is FMEA?, [Datalizer.com]

[11] Guide to Failure Mode and Effect Analysis – FMEA (JURAN, April 2, 2018) (Link to source)

A lo largo de la vida del pozo, la configuración y estado de integridad de sus componentes, así como las condiciones operativas y composición de los fluidos, varía de manera permanente. Por ello, es necesario contar con un sistema de gestión de integridad que considere el diseño y construcción de pozo, la evaluación y mitigación de riesgos y la operación y mantenimiento, entre otros aspectos.

La pérdida de contención de un pozo puede darse durante la perforación, terminación, producción, reacondicionamiento, intervención o abandono. Es por ello que resulta vital contar con un Sistema de Gestión de Integridad de Pozos (WIMS por sus siglas en inglés), con la finalidad de evitar el flujo no intencional de fluidos desde el yacimiento hacia otra formación, el lecho marino o la superficie, para todo el ciclo de vida del activo.

Definiciones y conceptos básicos

- Elemento de Barrera de Pozo (WBE – Well Barrier Element): Elemento físico que, solo o en combinación con otro elemento, forma una Envolvente de Barrera de Pozo para prevenir Influjos no controlados.
- Envolvente de Barrera de Pozo: Envolvente de uno o varios elementos de barrera para prevenir el flujo no intencional.
- Envolvente de Barrera de pozo Primaria: Primera envolvente de barrera de pozo expuesta al fluido de formación que previene influjos no controlados.

Seguridad de procesos aplicado a pozos de gas y petróleo

Por ***Sebastián Rivas Johnson, Naae Vazquez, Guillermo Ceballos***
(Pan American Energy)

Este trabajo fue seleccionado en la 3º Jornada de Seguridad de Procesos realizada en noviembre 2023 por el IAPG Comahue.

- Envolvente de Barrera de pozo Secundaria: Envolvente de barrera de pozo no expuesta al fluido de formación que previene influjos no controlados, en caso de que falle la envolvente de barrera primaria.
- Espacio Anular: Espacio contenido entre los tubulares del pozo y que puede contener fluido de perforación, salmuera o gas.
- MAASP (Maximum Allowable Annular Surface Pressure): límite máximo de presión anular medida en la cabeza del pozo, tal que si se supera puede causar la falla mecánica de alguno de los elementos de la envolvente o fracturar una formación.
- MAWOP (Maximum Allowable

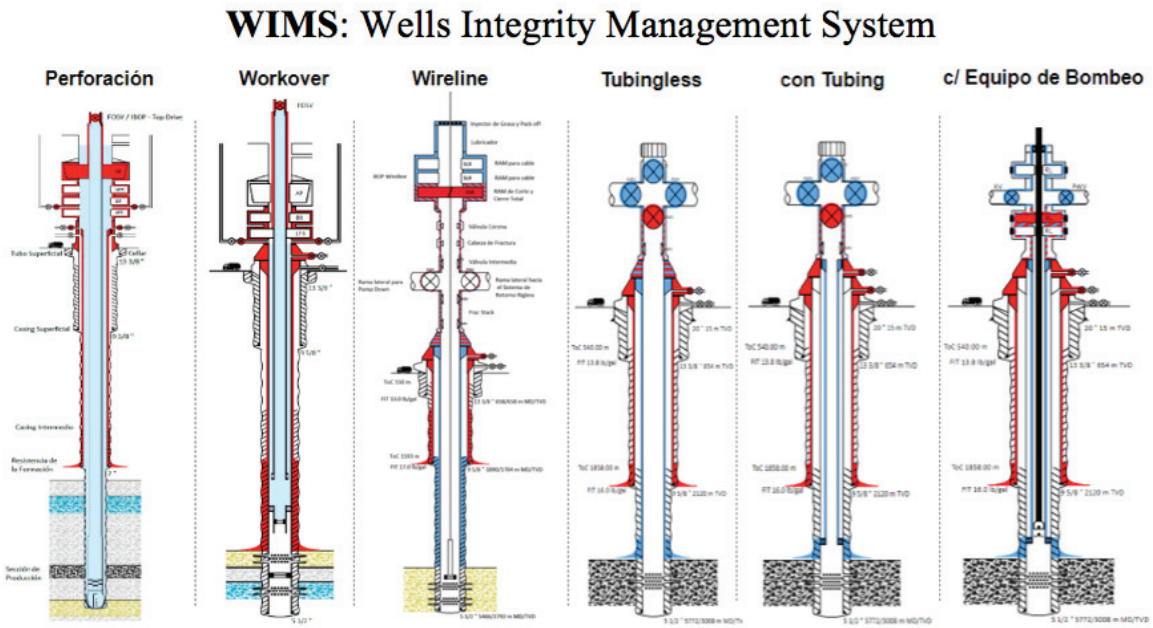


Figura 1. **Evento de pérdida de contención.**

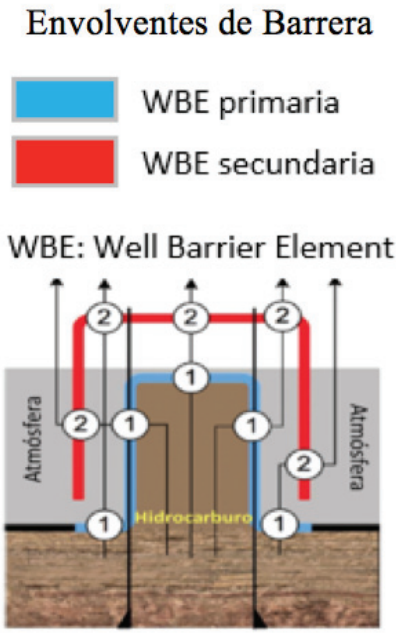


Figura 2. **Envolventes de Barrera.**

Wellhead Operating Pressure): es el límite de presión operativa establecida con márgenes de seguridad, para un espacio anular en particular y medida en cabeza de pozo. Este valor siempre es menor a la MAASP.

La espectativa es siempre contar con almenos dos envolventes de barrera probadas y en buenas condiciones de integridad.

Elementos de un sistema de gestión de integridad de pozos

A lo largo de la vida del pozo, la configuración y estado de integridad de sus componentes, así como las condiciones operativas y composición de los fluidos, varía de manera permanente. Por su parte, los tipos de intervención van cambiando frente a distintas necesidades (bajada de tubing, reparación, estimulación, etc.) y deben ser realizadas por personal que a lo largo de los años de vida del pozo va rotando. Debido a ello, es necesario contar con un sistema de gestión de integridad robusto que considere los siguientes aspectos:

- **Diseño y construcción de pozo**
  - a. Asegurar que el diseño del pozo así como los equipos para la intervención del mismo sea adecuado para manejar las condiciones operativas y los riesgos específicos presentes y futuros.
  - b. Contar con los estudios correspondientes para una selección adecuada de materiales y elementos de seguridad del pozo en sus distintas etapas del ciclo de vida.
- **Evaluación y mitigación de riesgos**
  - c. Identificar y evaluar los riesgos potenciales asociados con la perforación, operación e intervención de pozos mediante técnicas probadas (What If, Bow Tie, QRA, etc).
  - d. Establecer políticas y procedimientos estandarizados para abordar los riesgos identificados.
- **Operación y mantenimiento**
  - e. Establecer un Sistema de Gestión de Presiones Anulares para identificación de degradación de barreras (más detalles en la sección 4).
  - f. Categorizar los pozos en función de su riesgo (más detalles en la sección 5).
  - g. Realizar engrase de válvulas del árbol de producción y pruebas de funcionalidad de manera periódica que aseguren su operabilidad cuando sea requerido.
  - h. En pozos de potencial alto impacto o con riesgo de recibir Frac Hit (ver sección 7), realizar pruebas de presión periódicas a la máxima presión esperada.
  - i. En pozos con altas tasas de corrosión, correr registros tipo caliper o definir estrategias de medición de velocidad de corrosión para toma de decisiones.
- **Gestión de cambios**
  - j. Siempre evaluar y documentar los cambios en el diseño, operación o mantenimiento del pozo y asegurar que los mismos sean validados mediante el correspondiente análisis de riesgo y comunicados a todos los sectores impactados.
- **Gestión de la información**
  - k. Contar con una base de datos oficial y robusta para registrar y almacenar datos relacionados con la integridad del pozo que nutran decisiones clave.
  - l. Contar con un sistema adecuado de Well Handover para el adecuado traspaso de responsabilidades entre sectores (Drilling, Workover, Operaciones y Pulling).
- **Capacitación y formación**
  - m. Capacitar al personal en las mejores prácticas de seguridad, gestión de la integridad de los pozos y los correspondientes Procedimientos Operativos Standard de la compañía.
  - n. Fomentar la cultura de seguridad de procesos en toda la organización, incluyendo contratistas.
- **Respuesta a emergencias**
  - o. Desarrollar planes de respuesta a emergencias para abordar posibles incidentes relacionados con la integridad del pozo y realizar los correspondientes simulacros que aseguren las competencias del personal.
- **Cumplimiento regulatorio**
  - p. Cumplir con las regulaciones y normativas aplicables en la industria del petróleo y el gas.

Gestión de espacios anulares

Dentro de la gestión de integridad de pozos durante la fase de producción, la gestión de espacios anulares es una práctica relevante que tiene el objetivo de monitorear el estado de los elementos de barrera, identificar degradación de los mismos y así controlar riesgos de pérdida de contención desde el reservorio hacia otra formación o a la superficie (Figura 3).

Esta gestión se realiza mediante medición continua de presiones anulares (Figura 4) las cuales deben ser mantenidas por debajo de los limites operativos MAASP / MAWOP (Figura 5) cuyo cálculo se detalla en las normas BSI PD CEN ISO-TES 16530-2 y API-RP-90 .

Por su parte, deben identificarse los casos en que la presión anular es

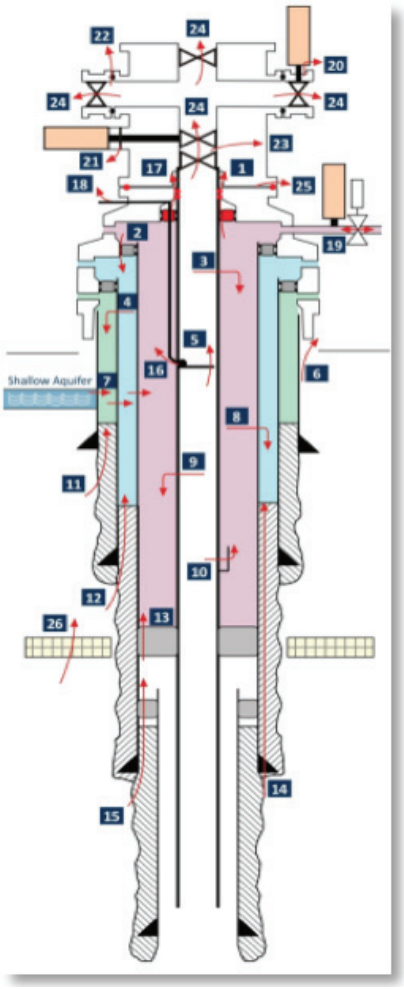


Figura 3. **Posibles caminos de fuga. (Fuente: ISO-16530-2).**

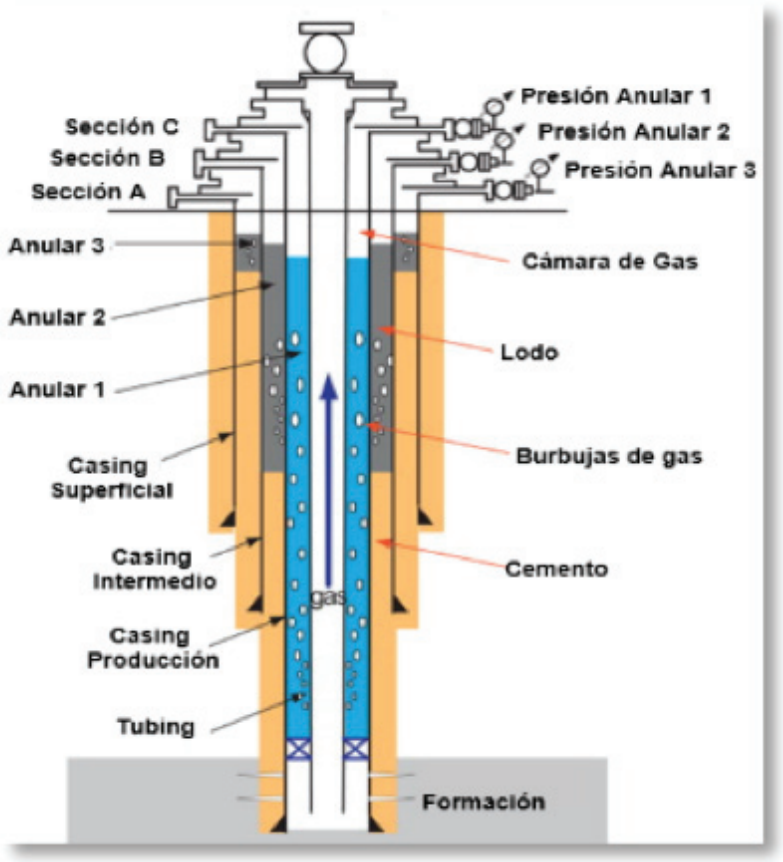


Figura 4. **Esquema típico de pozo fluyente con *tubing* y *packer*.**

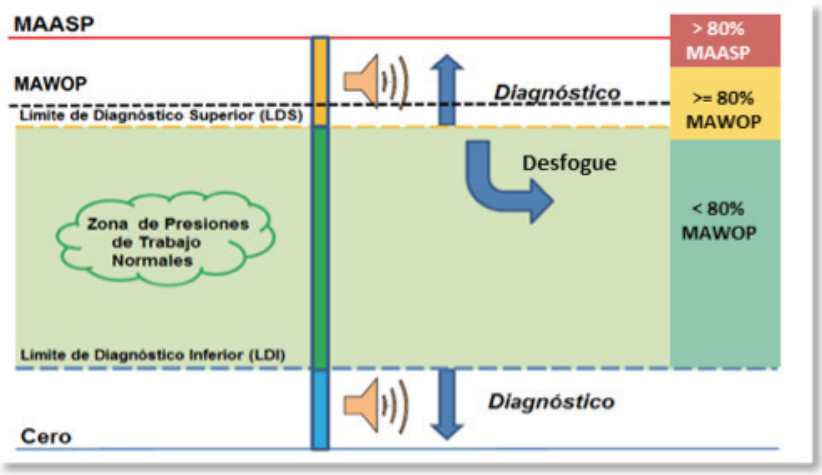


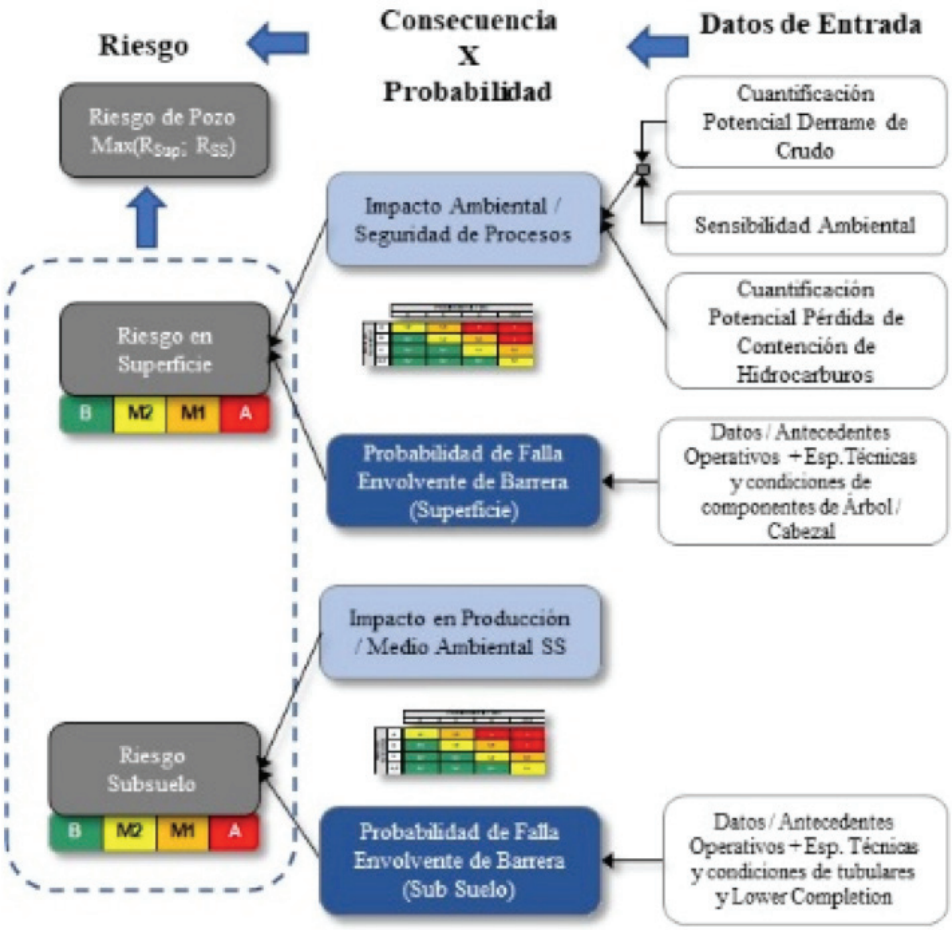
Figura 5. **Límites operativos MAASP/MAWOP *vs.* presión anular.**

sostenida siendo aquella que se restituye a su valor original posterior a una purga de un determinado espacio anular, siendo indicación de una posible falla en uno o más elementos de barrera del pozo. Estos casos particulares requieren una atención especial por parte de Operaciones y el equipo de Integridad de Pozos y pueden derivar en la necesidad de una intervención para restituir la/las barreras afectadas.

Modelo semicuantitativo de riesgo de pozo productor de gas y petróleo

A los fines de mantener los riesgos inherentes a la producción de hidrocarburos bajo control, primero es necesario identificarlos para luego gestionarlos. Para yacimientos con gran cantidad de pozos, en algunos casos superando cientos o miles, la identificación de riesgos día a día puede ser desafiante para lo cual se propone el siguiente modelo semicuantitativo el cual puede ser automatizado, permitiendo obtener un mapa de riesgo de manera diaria:

- Probabilidad de falla (PF) de una Envolvente de Barrera: se esti-


Riesgo
Consecuencia
X
Probabilidad
Datos de Entrada
Riesgo de Pozo
Max(RSup; RSS)
Cuantificación
Potencial Derrame de
Crudo
Impacto Ambiental /
Seguridad de Procesos
Sensibilidad Ambiental
Cuantificación
Potencial Pérdida de
Contención de
Hidrocarburos
Riesgo en
Superficie
B
M2
M1
A
Probabilidad de Falla
Envolvente de Barrera
(Superficie)
Datos / Antecedentes
Operativos + Esp. Técnicas
y condiciones de
componentes de Árbol /
Cabezal
Impacto en Producción
/ Medio Ambiental SS
Riesgo
Subsuelo
B
M2
M1
A
Probabilidad de Falla
Envolvente de Barrera
(Sub Suelo)
Datos / Antecedentes
Operativos + Esp. Técnicas
y condiciones de tubulares
y Lower Completion

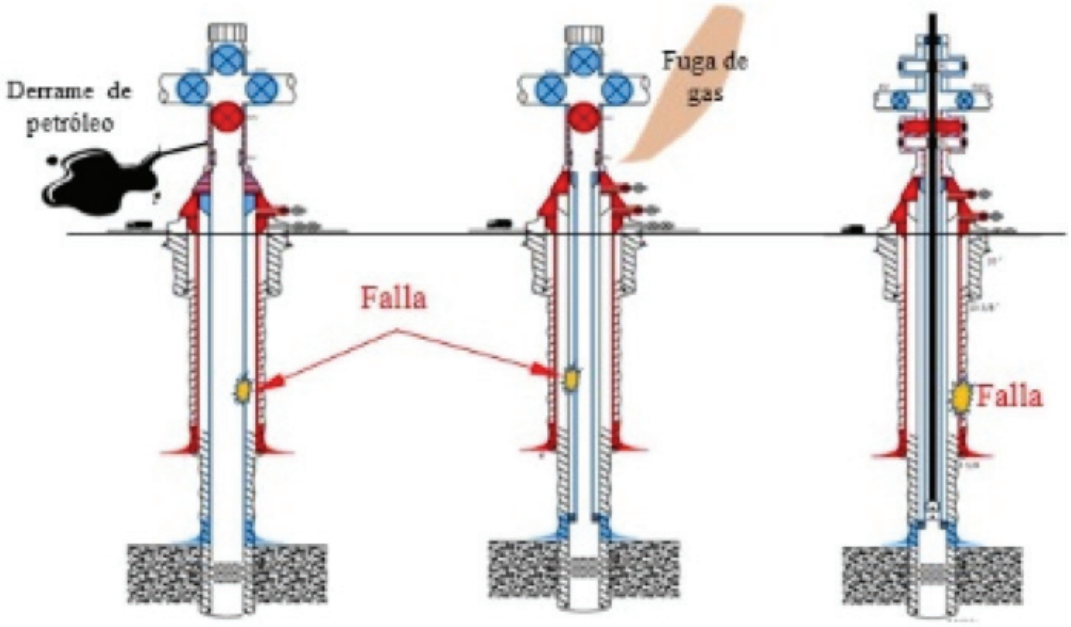

Derrame de
petróleo
Fuga de
gas
Falla
Falla

Figura 6.

Riesgo de pozo	Clasificación de pozo	Acción	Detalles
Alto	Pozo crítico	**Emergencia** Necesidad de establecer un plan de acción inmediato para reducir el riesgo y/o para la operación del pozo.	Restitución de WBE y ante eventuales emergencias de control de pozos, contar con árboles de decisión aprobados por la gerencia y debidamente difundidos a la operación mediante capacitaciones y simulacros
Medio 1 (significado)		**Acciones correctivas** Necesidad de establecer un plan de acción dentro de los siguientes 3 o 6 meses para reducir el riesgo.	Restitución de WBE, elementos de seguridad y/o sistemas de monitoreo: Reemplazo/reparación de tubulares o válvulas, mantenimiento de sistemas de seguridad, actualización de pruebas de hermeticidad vencidas, instalación manteniemiento de telemetría clave, etc.
Medio 2 (medio)		**Acciones preventivas** Necesidad de monitorear para asegurar controles o realizar mejoras factibles de implementar en relación con el costo y el beneficio que impliquen.	Inspecciones visuales periódicas de condiciones de bodega, árbil y cabeza de pozo Engrase preventivo de válvulas y pruebas de hermeticidad (árbol y cabezal) Gerenciamiento de presiones anulares según API-RP-90 Registros periódicos de integridad para actuación de MAASP/MAWOP
Bajo	Pozo no crítico	Acciones preventivas a criterio de la operación.	

ma en función de la condición de integridad de cada elemento de barrera (WBE) y que depende de antecedentes y condiciones operativas, caracterización de fluidos, especificaciones técnicas correspondientes y pruebas / inspecciones realizadas.

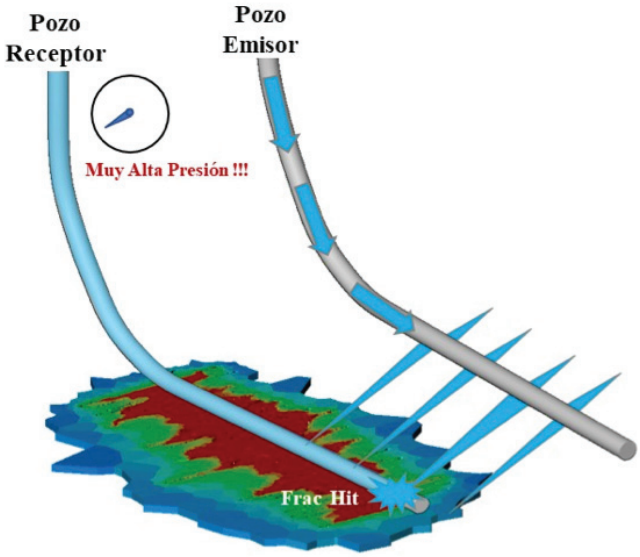


Figura 7. **Frac Hit.**

- Potencial Impacto a nivel de Superficie: se estima realizando un cálculo de fuga de gas o derrame de crudo al medio ambiente, basado en la presión de boca de pozo y a través de un orificio de tamaño estándar a ser definido por la operadora. Este impacto puede cuantificarse como evento ambiental que varía según la sensibilidad ambiental (determinada por el equipo de Medio Ambiente) en donde esté localizado el pozo y/o de Seguridad de Procesos.
- Potencial Impacto a nivel de Subsuelo: se estima como el lucro cesante generado por cierre de producción ocasionada por falla elementos de subsuelo.
- Riesgo a nivel de Superficie: se estima en función del potencial impacto a nivel de superficie y la probabilidad de falla de los elementos de superficie.
- Riesgo a nivel de Subsuelo: se estima en función del potencial impacto a nivel de subsuelo y la probabilidad de falla de los elementos de subsuelo.
- Riesgo de Pozo: corresponde al valor de mayor riesgo entre superficie y subsuelo.

Clasificación de pozos en función del riesgo

Basado en el cálculo de riesgo detallado en la sección anterior, se cla-

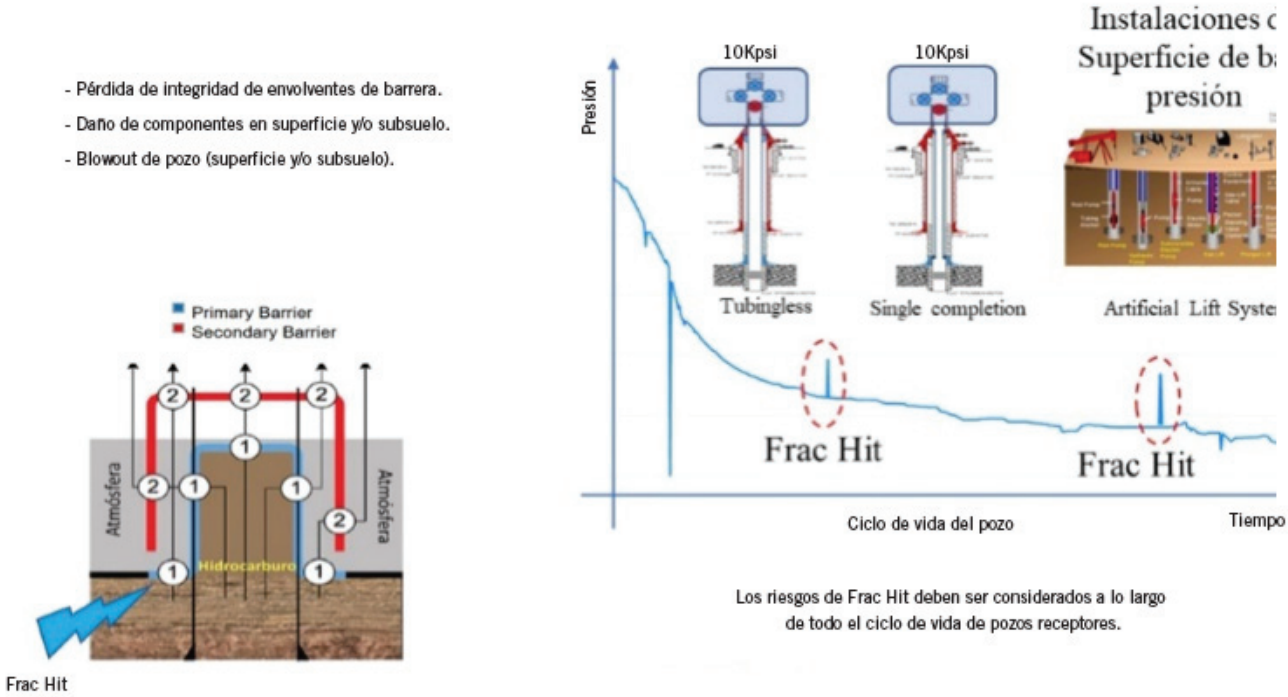


Figura 8. **Potenciales consecuencias de un Frac Hit.**

sifican los pozos entre Críticos y No Críticos con el objetivo de enfocar esfuerzos y los normalmente limitados recursos, de manera óptima. En la siguiente tabla se detallan las acciones sugeridas según el nivel de riesgo.

Frac Hit: Un Nuevo Peligro a Considerar en Desarrollos No Convencionales

El *Fracking* es el proceso de inyectar agua y arena a altas presiones dentro de los reservorios de Gas y Petróleo con el objetivo de abrir fisuras existentes y así maximizar la producción de hidrocarburos.

Dichas fracturas pueden en ciertos casos comunicar los pozos fracturados (pozos emisores) con pozos

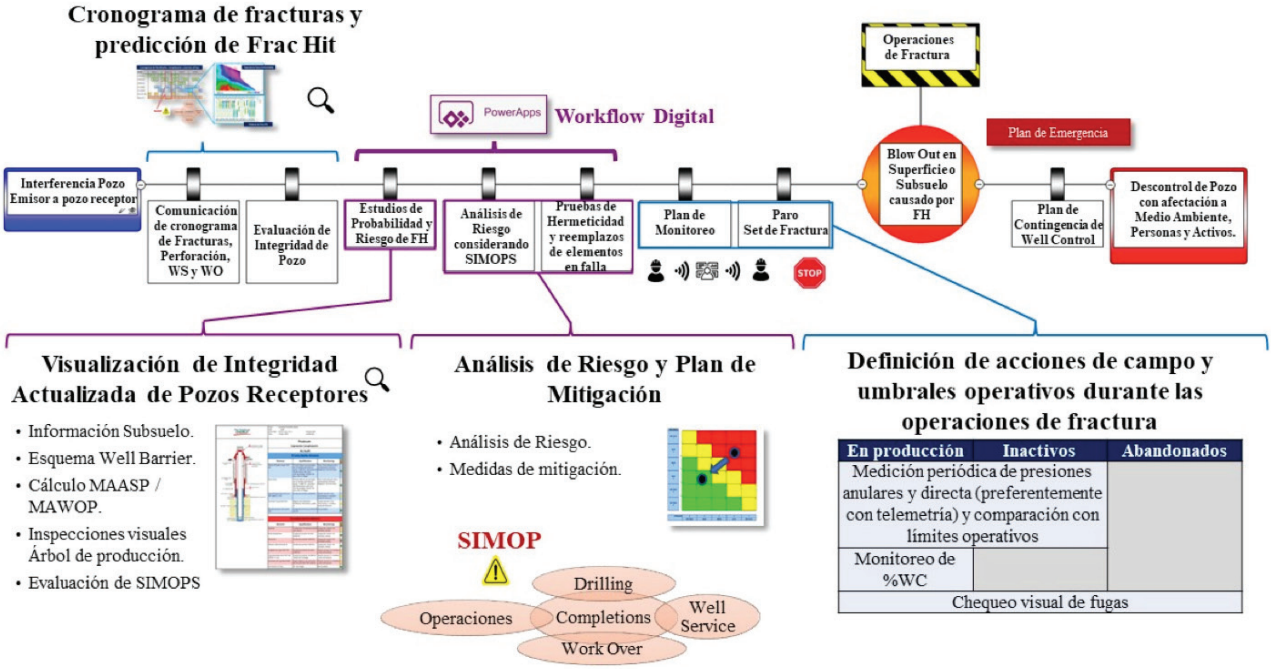


Figura 9. **Proceso de gerenciamiento de riesgo por Frac Hit.**

en producción, intervención, perforación y/o abandonados (pozos receptores). Debido a que estas interferencias pueden alcanzar presiones de hasta 12.000 psi (en desarrollos no convencionales de Argentina), se requiere una gestión activa de riesgos y sus correspondientes medidas de mitigación tal como se indica en la figura 9.

Gestión digital de integridad de pozos

Uno de los elementos más destacables en la implementación de un Sistema de Gestión de Integridad de Pozos, son el uso de las herramientas digitales que facilitan la gestión permitiendo optimizar recursos disponibles y contar con alertas acordes a los riesgos identificados para la toma de acciones en la operación diaria.

En línea con la transformación digital, Pan American Energy ha creado In-House el WIMS Collaborative Workplace la cual es una herramienta digital conformada por módulos que permiten lo siguiente:

- Gestionar la presión de espacios anulares mediante monitoreo por telemetría y emitiendo alarmas seteadas en función de los limites operativos MAASP / MAWOP.
- Calcular y actualizar de manera dinámica los limites operativos MAASP y MAWOP.
- Categorizar los pozos según sus niveles de criticidad para optimizar recursos de campo asociados a monitoreo, inspecciones y pruebas y dar prioridad a aquellos con capacidad de generar un alto impacto en las personas, medio ambiente y reputación del activo.
- Llevar el registro, control y cumplimiento de mantenimientos / pruebas de los elementos de barreras correspondientes a los Árboles y Cabezales de producción así como registros de integridad de tubulares (Caliper).
- Llevar un registro y seguimiento del estado de integridad de las envolventes de barrera del pozo, tanto de manera general como por cada elemento que compone las envolventes de barrera primaria y secundaria.
- Controlar la implementación del Proceso de Gerenciamiento de Riesgo por Frac Hit.
- Determinar de manera diaria el nivel de riesgo de cada pozo en función del estado de integridad, desvíos y las distintas amenazas identificadas en las envolventes de barrera del pozo.

Este tipo de herramientas son un pilar fundamental en la actualidad y son de gran ayuda en la toma de decisiones ya que permiten que tengamos respuestas más agiles y precisas al utilizar la información mas reciente y con mayor relevancia del activo.

Normativa de referencia

Si desea profundizar sobre los temas puntualizados en este breve artículo, puede consultar la normativa de referencia:

- API-RP 90 (Annular Casing Pressure Management).
- BS EN ISO 16530-1.
- BSI PD CEN ISO-TES 16530-2.
- NORSOK Std D-010, Well integrity in drilling and well operations.
- API TR 5C3 Calculating Performance Properties of Pipe Used as Casing or Tubing.
- NACE TPC Publication 5.
- NACE MR0175.
- API-581(Risk Based Inspection).
- API – 754 (Process Safety Performance Indicators).

Agradecimientos

Los autores agradecen a los equipos de Wells Integrity, Tecnología Operacional, Operaciones y Drilling & Workover de Pan American Energy, quienes hacen posible la implementación y mejora continua del WIMS. Especial mención a nuestro referente Oscar Alvarez quien impulsa cada una de las ideas propuestas, propiciando un entorno de trabajo colaborativo, innovación constante y excelencia dentro de la compañía.

Congresos y jornadas

3º Workshop de Medición en Upstream y Downstream del Petróleo y Gas

15 y 16 de agosto de 2024

3° Workshop de Medición en Upstream y Downstream de Petróleo y Gas IAPG

Organizado por la Comisión de Mediciones del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, este workshop se llevará a cabo del 15 al 16 de agosto de 2024, en la Ciudad de Buenos Aires.

Es un espacio que invita a mostrar y revisar las experiencias y los desarrollos en el área de mediciones de gas y petróleo, que involucran a todas las líneas de la industria: Upstream, Midstream y Downstream.

El nuevo marco legal, las nuevas tecnologías y las necesidades de la industria ponen un foco importante en materia de mediciones para poder avanzar en el desarrollo de nuevos proyectos.

El encuentro busca que los profesionales de la industria puedan compartir experiencias, conocer nuevas tecnologías, ampliar conocimientos y vincularse con otros expertos en mediciones.

Los interesados en presentar un trabajo técnico, previamente, deberán subir una sinopsis al Sistema de Congresos (SISCON) para que sea evaluada por el Comité Técnico. La sinopsis, de un máximo de 400 palabras y un mínimo de 100, debe resumir el alcance y la naturaleza de la experiencia que se va a presentar. Para más información, ingresar a https://www.iapg.org.ar/congresos/2024/Medicion/

5° Congreso de Integridad y Corrosión en la Industria del Petróleo y del Gas

3 al 5 de septiembre de 2024

5° Congreso de Integridad y Corrosión en la Industria del Petróleo y del Gas IAPG

Organizado por la Comisión de Integridad en Oleoductos y Gasoductos del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, se llevará a cabo del 3 al 5 de septiembre de 2024 en la Universidad Católica Argentina (UCA) de la Ciudad de Buenos Aires.

El congreso invita a mostrar y revisar las experiencias y los desarrollos en el área de integridad de instalaciones de gas y petróleo e involucra todo el proceso: captación, tratamiento, transporte, refinación y distribución.

La integridad cobra una presencia cada vez mayor, debido a la necesidad de responder a la sociedad acerca de la preservación del ambiente, proveyendo programas de O&M que permitan mejorar la eficiencia y finalmente cumplir con los requerimientos incluidos en las normativas nacionales e internacionales.

Los interesados en presentar un trabajo técnico deberán subir previamente una sinopsis al Sistema de Congresos (SISCON) para que sea evaluada por el Comité Técnico. Para más información, ingresar a www.iapg.org.ar/congresos-2024/

Argentina Oil & Gas Patagonia

23 al 25 de octubre de 2024

La Expo Oil & Gas Patagonia, la reunión cumbre de los hidrocarburos de la región, es una cita ineludible para todos los protagonistas de la industria. Desde su primera edición ha logrado posicionarse como la vidriera en la cual exhibir todas las novedades en productos, tecnologías y emprendimientos asociados al sector.

El evento es organizado por el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas y se realiza cada dos años en la Patagonia argentina. En la última edición se recibió a más de 250 expositores y a unos 11.000 visitantes. Para la edición 2024, la sede será la provincia de Neuquén, que cuenta con una importante cuenca productiva.

La Expo AOG Patagonia es tradicionalmente un evento para toda la ciudad y la región, ya que no solo nos visitan los trabajadores de la industria, sino también sus familias. Es una oportunidad en la que se generan encuentros y se fomentan las conversaciones y la camaradería mientras se recorren los pabellones y se admiran los avances tecnológicos.

Agradecemos a las empresas y a los referentes del petróleo y del gas, así como también a los medios especializados, que siempre nos acompañan.

Los invitamos a seguir construyendo juntos el mayor evento de los hidrocarburos de la región.

Jornadas Revolución Digital para Petróleo y Gas

23 y 24 de octubre de 2024

Estas jornadas buscan compartir las mejores prácticas vinculadas a las siguientes temáticas:

- Biología y biotecnología aplicada a P&G.
- Ciberseguridad industrial.
- Ciencia de datos, *analytics*, *machine learning*, inteligencia artificial, *data warehousing*, *business intelligence*, *big data*.
- Digital *twins*, modelado y simulación. IoT / IIoT, *complex event processing*, operaciones en tiempo real.
- Estrategia de datos, *data management*, gobierno y gobernanza de datos, *master data management*.
- Geotecnología, geolocalización, GIS, sensores remotos, drones, observación de la Tierra, imágenes satelitales, análisis espacial.
- Innovación en materiales, instalaciones y herramientas.
- Logística y gestión industrial. *knowledge management*. Tecnología organizacional.
- Metrología y monitoreo. Geonavegación.
- Nube, interacción entre aplicaciones, trabajo colaborativo, *blockchain, mobile*, oficina remota.
- Operaciones en tiempo real, geonavegación. Yacimiento digital.
- Realidad extendida, capacitación, gestión cultura del cambio.
- Robótica y automatización de procesos.
- Transición energética, *Net Zero*, captura de carbón. Energías alternativas, hidrógeno, geotermia. Eficiencia energética.

Los interesados en presentar un trabajo técnico, deberán subir previamente una sinopsis (abstract) al Sistema de Congresos (SISCON) para que sea evaluada por el Comité Técnico. Para más información, ingresar a www.iapg.org.ar/congresos-2024/

NOVEDADES DE LA **INDUSTRIA**

Servicios, combustibles y lubricantes: Energía para mover al campo

Raízen Argentina, licenciataria de la marca Shell en el país, se sumó a Expoagro 2024. Allí, los representantes comerciales y especialistas técnicos acercaron al sector agroindustrial la amplia gama de productos y servicios que la marca ofrece al campo.

Del 5 al 8 de marzo, en el Predio ferial y autódromo de San Nicolás, el stand de Raízen Argentina, ubicado en el lote 1040 de la Capital Nacional de los Agronegocios, contó con espacios para presentar al público visitante toda la propuesta de valor de servicios, combustibles y lubricantes para el sector: Shell Flota, Shell Select, Shell Helix, Shell V-Power Diesel, Shell Evolux Diesel y Shell Rimula. Además, el equipo del centro técnico de la

empresa brindó capacitaciones y charlas especializadas.

Desde la empresa aseguraron que "esta fue una excelente oportunidad para que los visitantes se acerquen a este espacio y reciban asesoramiento de los expertos técnicos de la compañía acerca del portafolio completo de productos, servicios complementarios y sus respectivos beneficios".

En el stand, los especialistas en lubricantes de la compañía presentaron el portafolio completo de productos, diseñados para proporcionar una mayor eficiencia en los equipos, que incluye los lubricantes de motor Shell Rimula, los lubricantes para cajas Spirax y las grasas premium Gadus.

Además, la empresa aprovechó la ocasión para presentar novedades como el nuevo Rimula R5 LE 5W-40 y el Helix Ultra SP 0W-20 (SP/GF-6A dexos1 gen3). También estuvo presente Shell Helix Carbon Neutral, primer lubricante del mundo a base de gas natural que compensa la huella de carbono, y la Urea Raízen 32 en su nuevo envase Ecobox.

Por otro lado, el stand contó también con un espacio destinado al gaming para que el público pueda disfrutar de experiencias de entretenimiento únicas. Impulsando la alianza de innovación de Shell con la Scuderia Ferrari, los visitantes pudieron sentirse pilotos de Fórmula 1 probando sus habilidades con un simulador de Ferrari F1 de manera lúdica y segura.

Además, dando comienzo a un nuevo año como combustible oficial del Turismo Carretera y celebrando la extensión del contrato con la ACTC hasta 2030, se presentó un ejemplar de los nuevos modelos de autos del TC 2024. Y como bonus track, los fanáticos de la categoría de automovilismo más popular de Argentina pudieron acercarse para interactuar con los pilotos.

Con el foco en la sustentabilidad, SCANIA presentó promociones exclusivas en Expoagro

Con camiones y motores exhibidos en el stand P20 del predio ferial de San Nicolás, la compañía ofrece soluciones integrales para el sector agropecuario.

Scania Argentina, socio estratégico del sector agropecuario, presentó su oferta de soluciones integrales para el campo, con camiones, motores industriales, servicios conectados, servicios de reparación y mantenimiento, capacitación a conductores, y financiación y seguros a través de Scania Credit Argentina.

Líder en el cambio hacia un sistema de transporte más sustentable, Scania destacó la enorme posibilidad que ofrece la utilización del biometano como combustible y la oportunidad de promover la economía circular en el sector agropecuario a través de su generación. Además de su portfolio de productos y servicios en línea con este combustible renovable, Scania detalló cómo está explorando distintas tecnologías para abastecer camiones y buses en distintos puntos del país a partir del sustrato generado de distintos orígenes (residuos sólidos urbanos, cloacales, industriales y agropecuarios).

Durante los días de la expo, la marca brinda promociones exclusivas que se focalizan en la línea Green Efficiency: por un lado, se comercializarán camiones propulsados a GNC con un precio preferencial, que incluyen contratos de mantenimiento y que pueden financiarse a través de crédito prendario o leasing a tasas exclusivas. Por otra parte, habrá un 10% de descuento en el retrofit de mochilas de gas, los dispositivos que permiten amplificar la

autonomía de los camiones que utilizan este combustible alternativo, y financiación a tasa 0% con mano de obra incluida en los 28 puntos de servicio Scania.

Además, la marca presentó una promoción de un paquete especial de Kit de Mantenimiento para motores industriales -los cuales son protagonistas en maquinarias del sector agropecuario-, y la nueva etapa del programa Scania +10 (destinado a unidades que tienen más de diez años). Sobre las posibilidades que brindan para los motores industriales, también fue detallado un caso de éxito sobre equipos de riego cuyos motores están 100% conectados a la gestión remota de monitoreo y control.

"Nuestra alianza estratégica con el sector agropecuario está en pleno fortalecimiento, y buscamos a través de la innovación y el desarrollo acompañar a un actor clave de la economía con soluciones integrales y que, asimismo, sean eficientes y sustentables", expresó Oscar Jaern, CEO de Scania Argentina, y continuó: "Estos cuatro días de Expoagro son un momento importantísimo para nuestro año, y un momento de encuentro cercano con el campo, muy necesario".

Pampa Energía obtuvo el Premio Nacional a la Calidad 2023 en la categoría Gestión de la Transformación Digital

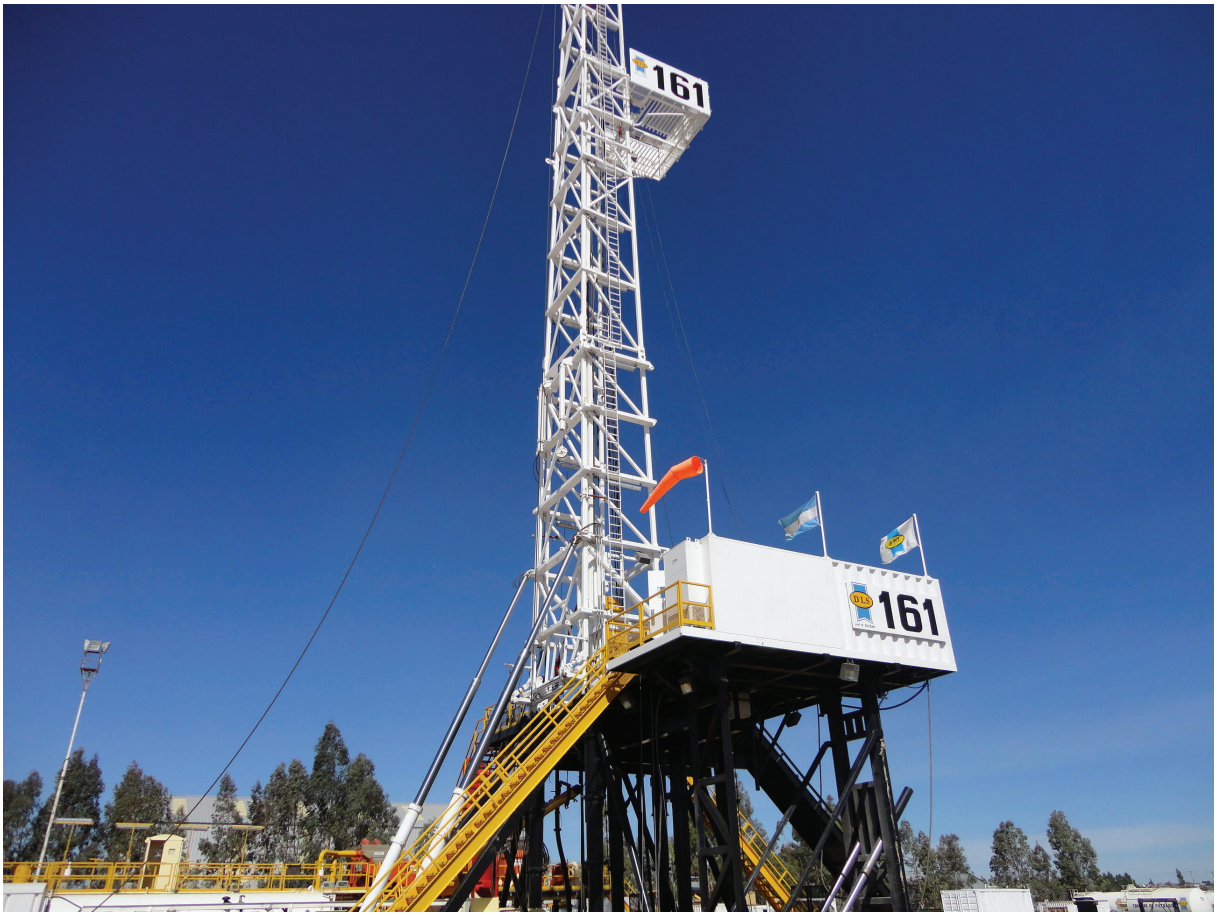
Es un reconocimiento por iniciativas en su segmento de generación de energía eléctrica. Se trata de la primera edición de esta categoría en la historia de los premios, que ya tienen 30 años de trayectoria.

La Fundación Premio Nacional a la Calidad distinguió a Pampa Energía por sus acciones de transformación digital, destacando la constante búsqueda por superar desafíos y alcanzar nuevas metas.

Benjamín Guzmán, director de Producción e Ingeniería de Generación Eléctrica, afirmó que: "En Pampa desarrollamos diferentes iniciativas para que nuestros activos sean cada vez más eficientes. El trabajo que estamos realizando en nuestro segmento de generación nos llena de orgullo y este premio nos motiva a seguir por este camino". Y agregó: "Durante 2023 fuimos la empresa privada que más energía eléctrica generó, alcanzando una disponibilidad operativa por encima del promedio país".

El Premio Nacional a la Calidad fue establecido por la Ley N° 24.127 y tiene como objetivo la promoción, desarrollo y difusión de los procesos y sistemas destinados al mejoramiento continuo de la calidad de los productos y servicios que se originan en el sector empresario y en la esfera de la administración pública.

Este galardón reconoce a las organizaciones que abordan en su proceso de transformación digital en pos de afrontar las demandas del contexto, incrementando su competitividad y sustentabilidad.



DLS Archer continúa con su plan de inversiones sumando un nuevo equipo perforador para Vaca Muerta

DLS Archer, la empresa de ingeniería y tecnología líder en la perforación de pozos en Vaca Muerta, continúa con su plan de inversiones, habiendo iniciado la operación del equipo perforador de última generación DLS-4161, para Pan American Energy.

Con una inversión total cercana a los USD 10 millones, y con la última etapa del upgrade programada para ser realizada durante el próximo año, esta unidad tendrá todas las características técnicas y capacidades requeridas por las compañías operadoras para perforar los pozos más exigentes de Vaca Muerta.

Durante el presente año se realizará la perforación de guías e intermedias, conforme al contrato firmado con Pan American Energy por un plazo de 2 años y por un total de ventas estimadas de USD 22.5 millones, durante el plazo del contrato.

Acorde a lo mencionado por Gerardo Molinaro, VP de DLS: "Seguimos impulsando el plan de inversiones más ambicioso de la industria de servicios petroleros en Argentina, enfocados en lograr operaciones eficientes y seguras para brindar el mejor servicio a nuestros clientes. Agradecemos a Pan American Energy por ratificar su confianza en este nuevo contrato y continuar desarrollando juntos el crecimiento de Vaca Muerta".

Con 9 unidades de perforación activas de alta tecnología, y esta nueva incorporación, DLS ARCHER continúa invirtiendo en el país, potenciando la industria y brindando un servicio de excelencia a sus clientes.

Geocycle Argentina impulsa la economía circular

Gestionó más de 80mil toneladas de residuos y avances sostenibles para el futuro

Durante el 2023, Geocycle Argentina, empresa perteneciente a Holcim y líder global en soluciones circulares e innovadoras para la gestión sustentable de los residuos, además de cumplir 25 años en Argentina, inauguró una planta de recuperación de plásticos post consumo en la que invirtió U$S1,5 millones; y puso en marcha la 2° línea de la estación de clasificación de residuos sólidos urbanos (RSU´S) en la ciudad de Córdoba con una inversión de U$S7 millones, para poder procesar residuos y evitar así su enterramiento.

Además, revalorizaron un 40% más de residuos con respecto al 2022, el equivalente a la conservación de un bosque de 13 mil árboles. También, la transformación de los mismos, que provienen de diversas actividades y procesos productivos se incorporan al proceso de fabricación del cemento. Esto permite a Geocycle asegurar que el 100% del contenido mineral y energético sea in-

tegrado sin generar cenizas ni subproductos.

A su vez, durante el pasado año y a nivel nacional, se gestionaron y revalorizaron más de 4800 toneladas de neumáticos Fuera de Uso (NFU's), aproximadamente a más de un millón de cubiertas, un producto muy contaminante, que tarda más de 600 años en descomponerse.

En la Argentina, Geocycle cuenta con más de 160 convenios, entre municipios y ciudades del país para el coprocesamiento de sus RSU´s / los NFU's y más de 260 empresas a las que gestiona sus residuos.

Con respecto a los resultados obtenidos e hitos logrados durante el 2023, Florencia Martin, Gerenta de Geocycle Argentina, enfatizó que "el trabajo realizado el pasado año permitió alcanzar acuerdos con grandes clientes, con los que trabajamos en conjunto para que puedan lograr sus objetivos de sustentabilidad. A partir de estos vínculos, no solo recuperamos residuos, sino que trabajamos en la certificación de neutralidad de plásticos. Por eso creemos que se viene un 2024 muy desafiante, con proyección creciendo en las tasas de sustitución, con más inversiones en las plantas, con adecuación de tecnología para poder procesar otro tipo de residuos y ampliar la gama de servicios".

El coprocesamiento se trata de una manera sustentable de gestionar los residuos. Consiste en el aprovechamiento de su valor energético y contenido mineral para lograr la total integración al proceso de producción del cemento, sin dejar ningún tipo de residuo. En el caso de los neumáticos, al estar fabricados con material no biodegradable, permanecen como basura por muchos años, generando serios problemas ambientales y de salud por lo que deben ser dispuestos de una forma responsable, segura y ambientalmente sostenible. La tecnología del coprocesamiento es parte de la economía circular, ya que recupera energía mediante el reciclaje y contribuye a la disminución de las emisiones de CO_2.

"Estación de los récords": Una década de abastecimiento de GNV ininterrumpido en España

Con tecnología de abastecimiento de GNV desarrollada por Galileo Technologies, la Empresa Municipal de Transporte de Madrid continúa reduciendo su huella de carbono a partir de 400 vehículos propulsados con energía limpia.

Galileo Technologies marca un nuevo acontecimiento cumpliendo 14 años ininterrumpidos de funcionamiento en el Centro de Operaciones de Sanchinarro de la Empresa Municipal de Transporte de Madrid (EMT) con el

abastecimiento de gas natural comprimido (GNC) a 400 autobuses que circulan en la capital española.

En el 2010 la EMT, con el objetivo de reducir el impacto ambiental, decidió reemplazar sus vehículos diésel por nuevos autobuses propulsados a GNV (Gas Natural Vehicular). Y, para poder abastecer de manera rápida y eficiente a la renovada flota, Galileo Technologies diseñó y construyó la más rápida estación de GNV de Europa, con nueve Compresores de GNC MICROBOX CORE® y nueve surtidores modelo EMB50® de carga ultrarrápida, abasteciendo cada autobús con un promedio aproximado de 150 kg en menos de 3 minutos. Adicionalmente, la estación cuenta con una línea de surtidor de bajo caudal para alimentar vehículos ligeros.

"La instalación de carga de GNV ha considerado un diseño innovador para poder realizar el abastecimiento de los autobuses de forma ultrarrápida. Es un ejemplo de sustentabilidad, por la optimización de su consumo energético y por la recuperación de los venteos de gas, garantizando la no emisión de metano a la atmosfera, siendo la estación de carga de gas natural comprimido más grande de Europa. Desde la compañía estamos orgullosos de poder cumplir un nuevo hito en la industria, contribuir con el medio ambiente y rentabilizar los consumos de nuestros clientes", sostuvo Juan Fornaso, Vicepresidente Comercial de Europa & CIS en Galileo Technologies.

Distinguida con el nombre "Estación de los Récords", colabora con el objetivo establecido por el Ayuntamiento de Madrid de acompañar a sus ciudadanos en el camino hacia un futuro más sustentable, con mayores oportunidades de progreso y con una mayor calidad de vida.

"Tras 14 años de experiencia con los equipos de compresión Galileo, su funcionamiento ha sido altamente satisfactorio. Con nueve compresores en funcionamiento, el sistema ha facilitado el repostado 24x7 de una flota de autobuses, con un alto grado de automatización que

simplifica el control operativo", sostuvo Rafael Orihuela Navarro, Responsable de Centro de Operaciones de Sanchinarro (EMT Madrid). Además, agregó: "El Centro de Operaciones de Sanchinarro, el más grande de Europa en su clase, lideró la transición hacia una flota 100% a gas. Este proyecto, la mayor apuesta de la EMT de Madrid por la transición al GNC, demostró el compromiso del Ayuntamiento con sus ciudadanos y su búsqueda de energías más limpias para el transporte público, mejorando así la calidad del servicio y el medio ambiente".

Se estima que la instalación (a la que pueden acceder taxis, flotas de transporte y vehículos particulares en un área segregada) reduce sus emisiones en aproximadamente 54 toneladas de óxidos de nitrógeno y casi cuatro toneladas de partículas al año.

Más de una década de tecnología de vanguardia

El predio de EMT contempla 5.500 m2 de área de repostaje, divididos en nueve calles de carga. Cada una de las nueve calles están equipadas con compresores modelo MICROBOX CORE® para brindar una capacidad total de compresión de 25.000 metros cúbicos por hora (m3/h). Gracias a la exclusiva tecnología Common Manifold® de carga directa, esta capacidad de compresión se

traduce en la operación simultánea de nueve Surtidores EMB® de caudal ultrarrápido.

Otro de los objetivos perseguidos por EMT era mantener la estación operativa durante 24 horas al día. En este sentido, Galileo Technologies desarrolló un sistema de control central que administra la puesta en marcha y la parada de los equipos, optimizando sus horas de operación y asegurando un suministro constante de GNV.

No obstante, los MICROBOX CORE® poseen un sistema de control inteligente de velocidad, denominado Enersave®. Este sistema de control regula y ajusta la capacidad de compresión de acuerdo con la demanda de GNV esperada. Esto garantiza la disponibilidad del caudal de GNV en el mismo momento en que se lo requiere y, a su vez, el ahorro de energía al reducir el número de arranques y paradas de los equipos.

Emerson define la estrategia para transformar la forma en que las válvulas interactúan con el mundo

Se necesitan cuatro pilares característicos de las válvulas para satisfacer las demandas de la industria que mejoran las operaciones y la sostenibilidad.

Emerson ha lanzado recientemente una serie de nuevas soluciones innovadoras que están transformando la forma en que las válvulas instaladas en aplicaciones industriales interactúan con los usuarios finales en todo el mundo. Estas soluciones pueden agruparse en cuatro áreas principales:

Desempeño inteligente de las válvulas: los usuarios finales necesitan saber cómo funcionan sus válvulas de control, resolver cualquier problema y mejorar el rendimiento de las válvulas en general, por ejemplo, al reducir el mantenimiento. El controlador digital de válvulas FIELDVUE™ DVC7K de Fisher™ aborda estos y otros problemas mediante la creación de una vía de acción optimizada.

Válvulas conectadas, intuitivas y predictivas: Connected Services de Emerson conecta al personal del usuario final con los expertos de Emerson. Estos expertos utilizan un análisis avanzado para evaluar e interpretar de manera remota los datos de las válvulas de control, para brindar luego a los usuarios finales un conocimiento práctico que mejoran la confiabilidad, la seguridad, el desempeño y la rentabilidad.

Los retos más difíciles de las aplicaciones resueltos: Emerson y sus Impact Partners ayudan a los usuarios finales en la especificación y selección de las válvulas de control adecuadas para servicios exigentes y otras aplicaciones difíciles. Proporcionan este y otros servicios, con la ayuda del acceso a la línea más completa de la industria de válvulas de control y accesorios para servicios exigentes.

Avanzar hacia un futuro sostenible: Emerson ayuda a los usuarios finales a especificar productos que reducen o eliminan las emisiones fugitivas de las válvulas de control. La válvula de control adecuada también permitirá un control más estricto del punto de ajuste, lo que incrementará la eficiencia, reducirá el consumo de energía y aumentará el tiempo de actividad de la unidad o el proceso en el que esté instalada la válvula.

Naturgy Argentina y Fundación FLOR presentaron una nueva edición del programa "Cosas de Mujeres"

El programa busca potenciar las características emprendedoras en la mujer y está destinado a 30 mujeres que sueñan con emprender o ya lo han hecho y tienen deseos de crecer, incorporar nuevas herramientas, afianzar su autonomía e independencia personal.

En el mes de la mujer, Naturgy Argentina, integrado por las empresas distribuidoras de gas "Naturgy", "Gasnor" y de electricidad "Energía de San Juan", lanzaron junto a la Fundación Flor una nueva edición del Programa "Cosas de Mujeres (CDM)", el cual busca potenciar

las características emprendedoras en la mujer, trabajar y fortalecer la autoestima y sumar herramientas que le permitan lograr los objetivos que se proponen.

Esta capacitación se realiza a través de 2 clases semanales –y sin costo alguno para las participantes–de forma abierta, vía plataforma Zoom, durante seis encuentros. Entre los 3 principales ejes de trabajo se destacan: "Autoconocimiento y empoderamiento", "Creación y gestión de un emprendimiento" y "Marketing y redes sociales".

"Nos enorgullece que este 2024, las tres compañías de Naturgy Argentina, podamos llevar adelante este programa junto a Fundación FLOR, ya que nos permite tener un impacto directo en el desarrollo e impulso de la vida laboral de 30 mujeres. Este programa se enmarca en el compromiso que el grupo asumió con los Objetivos de Desarrollo Sostenible, de la agenda 2030 de Naciones Unidas, siendo uno de los principales ejes a trabajar sobre la Diversidad, la Igualdad y la Inclusión. Por esto, desde todo Naturgy Argentina continuaremos en la formación de mujeres líderes", enfatizó Verónica Argañaraz, directora de Comunicación, Sostenibilidad y RRII de Naturgy Argentina.

"En Fundación FLOR estamos felices de tener un Programa que ayuda a soñar y llevar a la acción. Creemos que un emprendimiento puede ser el paso clave para la independencia financiera y la libertad de elección de cada mujer", afirmó Laura Tula, directora Académica de CDM de Fundación FLOR.

Exitosa instalación de la plataforma Fénix frente a la costa Argentina

La plataforma de producción para el desarrollo de gas offshore Fénix fue instalada exitosamente. El proyecto sigue avanzando favorablemente para obtener el primer gas a finales de 2024. Fénix contribuirá con importantes volúmenes de gas natural durante más de 15 años al suministro energético de Argentina.

Wintershall Dea y sus socios TotalEnergies (operador) y Pan American Energy han completado con éxito la instalación de la plataforma Fénix, a unos 60 kilómetros de la costa de Tierra del Fuego, en aguas de 70 metros de profundidad.

"La exitosa instalación de la plataforma de producción marca otro hito relevante para el desarrollo del yacimiento Fénix, lo que mantiene al proyecto encaminado hacia la primera obtención de gas prevista para el cuarto trimestre de 2024", afirma Manfred Boeckmann, Managing Director de Wintershall Dea Argentina. "Fénix representa un pilar sustancial para la ascendente producción nacional de gas y ayudará a la Argentina a satisfacer la creciente demanda y a compensar las importaciones, aportando volúmenes significativos de gas natural durante más de 15 años al suministro energético a largo plazo del país", añade Boeckmann.

Dada la envergadura del proyecto, la logística y la instalación de la plataforma de 4.800 toneladas se llevaron a cabo en dos fases: primero la instalación del jacket con cuatro pilotes durante enero, seguida por el exitoso levantamiento y colocación de la cubierta superior de 1.500 toneladas.

A partir del 8 de enero, la cubierta se transportó desde el astillero Rosetti Marino en Italia hasta Tierra del Fuego en el plazo de un mes a bordo del buque de transporte pesado HTV Interocean II. Cuatro buques participaron en la instalación de ambas partes de la plataforma, dirigidos por el buque de elevación pesada Aegir de Heerema. Todos los trabajos se completaron de forma segura y sin incidentes.

La cubierta de la plataforma Fénix cubre un área de superficie de 2.500 metros cuadrados y consta de cinco niveles: el helipuerto, la cubierta superior, la cubierta principal con los cabezales de pozo y la sala de instrumentos, y la cubierta inferior. La plataforma está diseñada para ser operada desde tierra sin la necesidad de una tripulación permanente.

"Con la instalación de la plataforma hemos completado la parte de instalaciones de superficie del proyecto de desarrollo Fénix dentro del cronograma previsto", subraya Mariano Cancelo, Vicepresidente de Producción y Desarrollo de Wintershall Dea Argentina. "Nuestro enfoque pasará ahora al siguiente paso, que es la perforación de tres pozos de producción", afirma Cancelo.

La perforación de los pozos se realizará con una plataforma de perforación jack-up que se ubicará temporalmente junto a la plataforma Fénix. La primera producción de gas está prevista para noviembre de 2024.

Fénix forma parte de la concesión de producción de gas CMA-1, la más austral del mundo, en la que Wintershall Dea y TotalEnergies (operador) poseen cada una una participación del 37,5%, mientras que Pan American Energy tiene el 25% restante.

NOVEDADES DEL **IAPG**

Acuerdo con el Instituto Brasileiro de Petróleo e Gas

El IAPG y el IBP firmaron una alianza estratégica para promover actividades conjuntas dentro de la industria de los hidrocarburos.

El instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG) firmó con el Instituto Brasileiro de Petróleo e Gas (IBP) un Acuerdo Marco de cooperación técnica y alianza estratégica con miras a fortalecer los avances técnicos y tecnológicos en un contexto de desarrollo sostenible de los hidrocarburos.

En efecto, el Ing. Ernesto López Anadón, Presidente del IAPG, firmó este convenio para desarrollar aspectos de mutua cooperación junto a su par brasileño, Ing. Roberto F. Ardenghy, Presidente y CEO del IBP. El acuerdo involucra una serie de acciones conjuntas que incluyen avanzar en el desarrollo sostenible de la industria de los hidrocarburos en la región y buscar la excelencia técnica de sus recursos humanos.

El IBP y el IAPG tienen un origen común en 1941 en el marco del Instituto Sudamericano del Petróleo, hasta su separación en un brazo brasileño (IBP) y otro argentino (IAP), en el año 1957. Desde entonces han colaborado en distintas actividades, reforzándose este trabajo conjunto con el Acuerdo Marco para fomentar el trabajo conjunto y la cooperación, avanzar en el desarrollo sostenible de la industria de los hidrocarburos en la región, buscar la excelencia técnica de sus recursos humanos.

Al concretarse la firma, el Ing. López Anadón afirmó: “Sin duda este acuerdo es importante, entre dos instituciones hermanas con un mismo origen, juntos podemos realizar grandes cosas en la difusión de la actividad energética, sobre todo la industria del petróleo y del gas, orientando nuestras actividades al crecimiento de la región al tiempo que se cuida el ambiente”.

La nueva Comisión de Seguridad Patrimonial del IAPG presentó su cronograma de trabajo para 2024

El grupo de trabajo se suma a las numerosas comisiones en actividad dentro del Instituto.

La flamante Comisión de Seguridad Patrimonial arrancó este mes de marzo su actividad dentro del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), sumándose así a las numerosas y diversas comisiones que se desarrollan dentro del instituto, generando documentos e informes; cursos, jornadas y congresos; y analizando en profundidad los grandes temas que atraviesan a las empresas que se ocupan de la disciplina, siempre en el marco de la industria del petróleo y del gas.

Entendiendo por Seguridad Patrimonial al conjunto de medidas de protección de los bienes y activos que adoptan las empresas para prevenir riesgos y amenazas que puedan afectar su integridad, se constituye un área preventiva que analiza los puntos débiles y elaborando un plan de seguridad tanto de los inmuebles, como de los activos y las personas que trabajan para la compañía.

Este sector analiza las medidas de seguridad más adecuadas para encarar las amenazas y riesgos, ya sea mediante un control de accesos, un sistema de CCTV, sistemas de protección contra incendios, reputación, ciberseguridad, etc.

Esta nueva comisión está actualmente formada por las empresas Pan American Energy, YPF, CGC, Pampa Energía, Tecpetrol, Pecom, Pluspetrol, Oldelval, Chevron y Aconcagua.

A cargo de la presidencia del grupo, Lucas de la Rosa (Pan American Energy) presentó el programa de trabajo tentativo 2024, y resaltó que “cada una de las actividades del Programa 2024 fueron desarrolladas y tratadas por todos los miembros”.

Señaló que se organizaron subcomisiones de trabajo con responsabilidades en cada una de las tareas del Programa 2024, comenzando por interiorizarse de los procesos de organización de las actividades y de la política de publicación de informes, artículos u otros escritos.

Entre las tareas propuestas para este año destacan planificar un Programa de Capacitación para nivel de supervisión de campo; un Programa de Capacitación Ejecutiva para miembros de la Comisión; la organización de un Congreso o Jornada de Seguridad Patrimonial en la Industria del petróleo y del gas; atender a la ley para detectar el delito contra los metales (cobre) de la provincia de Mendoza; y la publicación de informes, artículos u otro material escrito desde las redes y demás canales de difusión del IAPG.

El IAPG y Neuquén promoverán un plan provincial de becas entre las empresas de O&G

El gobernador neuquino, Rolando Figueroa, firmó junto al presidente del IAPG, Ernesto López Anadón, un acuerdo acerca del patrocinio del programa provincial de becas, entre las empresas de hidrocarburos.

El instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG), junto a la máxima autoridad del Gobierno de la Provincia de Neuquén,firmó un acuerdo de cooperación para promover que las empresas de la industria del O&G se incorporen como patrocinadoras del Plan de Becas Provinciales "Redistribuir Oportunidades - Gregorio Álvarez".

El gobernador Rolando Figueroa y el presidente del IAPG, Ernesto López Anadón, suscribieron un acuerdo que apunta a la promoción de acciones conjuntas "de colaboración y complementación para la realización de actividades destinadas al desarrollo técnico, la excelencia profesional y la divulgación de actividades relacionadas con las áreas vinculadas a la industria de los hidrocarburos".

Por su parte, el IAPG se comprometió a divulgar entre sus empresas asociadas las características y oportunidades de colaboración que el Plan de Becas ofrece para el desarrollo humano, a través del apoyo a la educación de quienes reciban los Planes; como reaseguro de la sostenibilidad del desarrollo futuro de las actividades de la industria al potenciar los recursos humanos que serán necesarios en el futuro.

Desde el Instituto se indicó que el lanzamiento y objetivo de este plan de subvenciones es compatible con los fines de la institución, puesto que "entre los objetivos fundamentales del IAPG se apunta a propender a la formación de personal idóneo para la industria de los hidrocarburos, para colaborar con las instituciones científicas y docentes del país y del extranjero"; así como para "fomentar la cooperación técnica e institucional con organismos públicos y privados, nacionales y extranjeros que tengan objetivos comunes, con los del Instituto".

La iniciativa provincial busca promover oportunidades de permanencia, egreso y reinserción educativa en todos los niveles y en la formación técnica, profesional y capacitación laboral para "neuquinos de entre 4 y 35 años".

Ya se ha inscripto un total de 21.739 personas y si bien el cupo era para 10 mil estudiantes el primer año, el Gobernador Figueroa anunció que "todo joven que cumpla con los requisitos va a poder disponer de una beca para estudiar".

El programa se financia con el aporte mixto del Estado provincial y de empresas que operen en Vaca Muerta. Actualmente el gobierno provincial ya sumó a cuatro empresas patrocinadoras: Gas y Petróleo del Neuquén (GyP), Pan American Energy (PAE), Tecpetrol y Vista Energy.

Calendario de Cursos 2024

MAYO

07 al 10
Protección Anticorrosiva 2
Instructores: *Eduardo Carzoglio, Carlos Flores y Pablo Cianciosi*

15 al 17
Introducción al Project Management O&G
Instructores: *Fabián Akselrad y Nicolás Polverini*

22 al 24
Problemas de Pozo, diseño de fluidos. Curso *Streaming*
Instructor: *Alberto Liendo*

28 al 29
Introducción a la Gestión de la Diversidad en la Industria del Oil&Gas
Instructora: *Celina Gioja*

30 al 31
Válvulas Industriales
Instructor: *Daniel Brudnick*

JUNIO

03 al 07
Introducción a la Ingeniería de Reservorios - Curso *Streaming*
Instructor: *Marcelo Chimienti*

11 al 14
Gestión de Integridad de Ductos
Instructores: *Eduardo Carzoglio y Sergio Rio*

12 al 13
Negociaciones Efectivas Aplicadas al O&G
Instructores: *Martín Ponce y Nicolás Polverini*

25 al 26
Manejo de Crisis en la Industria de la Energía
Instructor: *Eduardo Fernandez*

27 al 28
Medición, Instrumentación y Control en la Industria del Gas
Instructor: *Daniel Brudnick*

JULIO

4 al 5
El Fraude en la Industria del Oil&Gas desde la Perspectiva de la Seguridad Empresaria y Auditoria Interna
Instructores: *Lucas de la Rosa y Roberto Campo*

11 al 12
Protección contra Descargas Eléctricas y Puesta a Tierra
Instructor: *Daniel Brudnick*

AGOSTO

05 al 08
Adquisición de Datos con Python Aplicado a O&G
Instructores: *Alfonso Barrios y Martín Gruber*

14 al 16
Taller de Bombeo Mecánico
Instructor: *Pablo Subotovsky*

20 al 21
Integridad de Ductos: Gestión de Riesgos Naturales
Instructores: *Martín Carnicero y Manuel Ponce*

22 al 23
Integridad de Ductos: Prevención de Daños por Terceros
Instructores: *Juan Kindsvater, Jorge Palumbo, Marcos Gerardo Palacios y Sergio Ricardo Martín*

26 al 30
Introducción a la Industria del Petróleo
Instructores: *Luis Stinco, Alberto Liendo, Fernando Tuero, Pablo Subotovsky y Rubén Caligari*

SEPTIEMBRE

05 al 06
Introducción al BIG DATA y ANALYTICS en la Industria del Petróleo y del Gas
Instructor: *Estanislao Irigoyen*

09 al 13
Recuperación Secundaria - Curso *Streaming*
Instructor: *Marcelo Chimienti*

16 al 17
Contratación y Documentación de Ingeniería de Proyectos y Obras
Instructor: *Daniel Brudnick*

18 al 20
Gestión de Proyectos Complejos de Oil y Gas
Instructores: *Fabián Akselrad y Nicolás Polverini*

18 al 20
Procesamiento de Gas Natural
Instructores: *Carlos Casares y Eduardo Carrone*

23 al 27
Métodos de Levantamiento Artificial
Instructor: *Pablo Subotovsky*

24 al 27
Protección Anticorrosiva 1
Instructores: *Sergio Rio, Carlos Delosso y Germán Mancuso*

OCTUBRE

01 al 04
Introducción a la Industria del Gas
Instructores: *Carlos Casares, Rubén Caligari, Beatriz Fernández, Patricia Carcagno y Eduardo Fernández*

02 al 04
Evaluación de Proyectos 1
Instructor: *Fernando Arilla*

07 al 11
Machine Learning Aplicado a O&G
Instructores: *Alfonso Barrios y Martín Gruber*

24 al 25
Estaciones de Medición y Regulación de Gas Natural
Instructor: *Daniel Brudnick*

29 al 01
Taller de Análisis Nodal
Instructor: *Pablo Subotovsky*

NOVIEMBRE

04 al 08
AMPP - Cathodic Protection Tester (CP1)
Instructores: *Héctor Albaya y Norberto Pesce*

07 al 08
Mediciones de Hidrocarburos
Instructor: *Daniel Brudnick*

11 al 15
AMPP - Cathodic Protection Technician (CP2)
Instructores: Héctor Albaya, Norberto Pesce

19 al 21
Operación y Limpieza de Ductos
Instructor: *Sergio Rio y Eduardo Carzoglio*

20 al 22
Taller de interpretación de Mediciones Ecodinamométricas
Instructor: *Pablo Subotovsky*

26 al 27
Clasificación de Áreas
Instructor: *Daniel Brudnick*

27 al 29
Limpieza de Pozo - Curso *Streaming*
Instructor: *Alberto Liendo*

28 al 29
Procesamiento de Crudo
Instructores: *Carlos Casares y Eduardo Carrone*

Cursos On Line

Curso Básico: La industria de E&P de Petróleo y Gas Natural
Instructor: *Rubén Caligari*

Herramientas de Proyecto: WBS - Administración de alcance
Instructores: *Nicolás Polverini y Fabián Akselrad*

Registro de Pozos I y II
Instructor: *Alberto Khatchikia*

NOVEDADES DESDE **HOUSTON**

YPF en Houston: Impulsando el Futuro Energético

En un reflejo de su compromiso continuo con la innovación y el desarrollo sostenible en la industria energética, YPF ha protagonizado dos eventos de gran relevancia en las últimas semanas en Houston.

Desayuno Ejecutivo con Horacio Daniel Marín: Una Mirada Profunda a la Estrategia de YPF

Este evento organizado por el IAPG Houston contó con la presencia destacada del CEO de YPF SA, Horacio Daniel Marín, quien compartió insights clave sobre el ambicioso plan 4x4 de la compañía. Ante una audiencia de más de 150 personas, Marín desglosó cada uno de los pilares de la estrategia de YPF, ofreciendo una visión clara y experta sobre el futuro de la empresa en un contexto energético en constante evolución.

La sesión de preguntas y respuestas proporcionó a los asistentes la oportunidad de interactuar directamente con Marín y obtener perspectivas valiosas sobre diversos temas relacionados con la industria petrolera y energética. El compromiso y la experiencia demostrados por el CEO de YPF fueron elogiados por los presentes, quienes destacaron la profundidad y relevancia de la discusión.

El evento no habría sido posible sin el apoyo de los patrocinadores, cuya contribución fue fundamental para su éxito. Empresas líderes como SLB, Pan American Energy y Baker Hughes se destacaron como patrocinadores platinum, junto con otros actores importantes en la industria energética que respaldaron el encuentro.

La Estrategia de YPF en la venta de áreas maduras y desarrollo en Vaca Muerta

La invitación del IAPG en Houston a una presentación estratégica de YPF SA generó una gran expectativa entre los actores clave del sector. Bajo el título "La Estrategia de YPF en la venta de áreas maduras y desarrollo en Vaca Muerta", la presentación prometió un análisis detallado de los planes de la compañía para impulsar la eficiencia energética y maximizar el potencial de Vaca Muerta, una de las formaciones de hidrocarburos no convencionales más importantes del mundo.

Con la presencia de Maximiliano Westen, VP de Estrategia, Nuevos Proyectos y Control de Gestión de YPF SA, como invitado especial, el evento convocó a una audiencia selecta de expertos y potenciales inversionistas entre quienes se dio una discusión enriquecedora sobre los planes de la compañía para el futuro y su papel en la transición hacia una energía más sostenible.

El evento no solo fue una oportunidad para aprender sobre las estrategias de YPF, sino también para establecer conexiones clave en la industria energética y explorar nuevas oportunidades de colaboración y crecimiento.