

ESTRATEGIAS PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN DE “PETRÓLEO ÁTICO” EN YACIMIENTO CON EMPUJE ACTIVO DE AGUA

FORMACIÓN PAPAGAYOS, VIZCACHERAS, CUENCA CUYANA.

Marcos S. Asef (marcos.asef@ypf.com); Vicente Berrios (vicente.berrios@ypf.com); Mariano M. Clerici; Paola S. Gotelli (paola.gotelli@ypf.com); Diego Moglia (diego.moglia@ypf.com); José M. Peltier (jose.peltier@ypf.com). YPF S.A.

Resumen

La formación productiva Papagayos, en el yacimiento Vizcacheras (cuenca Cuyana), operado por YPF, presenta un escenario muy particular. Su espesor total, que varía entre 10 y 25 m, se divide en dos facies bien diferenciadas: una zona basal, de mayor espesor, que presenta extraordinarias propiedades petrofísicas con permeabilidades del orden del Darcy, y una zona superior, con un espesor de 2 a 4 m, en la que se empobrecen las propiedades petrofísicas encontrando en ella permeabilidades cercanas a los 100 mD. Además, el reservorio se encuentra conectado a un potente acuífero activo que ha mantenido la presión en valores cercanos a la presión original a pesar de la madurez del reservorio (inicio de producción año 1968, factor de recobro cercano a límite crítico de acuerdo al mecanismo de drenaje). Debido al contraste de propiedades entre base y tope, el acuífero ha sido “conducido” a través de la zona basal durante la producción, prácticamente sin invadir la zona superior. En consecuencia, la base se encuentra con saturación residual de petróleo mientras el tope presenta una alta saturación de petróleo cercana a la original (llamamos a dicho petróleo, “petróleo ático”).

Los pozos punzados en la zona superior habitualmente presentan bajos caudales de producción con alto corte de petróleo. Los intentos de estimular aplicando tratamientos convencionales (acidificación, fracturas con modificadores de permeabilidad relativa, etc) suelen conectar la zona inferior afectando fuerte y progresivamente el corte de petróleo. Ante este escenario se vuelve necesario aumentar el “draw down” para mantener la producción del ático, implicando un aumento de producción bruta (en algunos casos a valores antieconómicos). En un yacimiento como Vizcacheras, en el que se movilizan 53 Km³/día de agua con un corte promedio de 2% de petróleo, resulta relevante encontrar técnicas efectivas para el control de producción de agua.

En este trabajo se presentan los estudios que validan el escenario descripto y un resumen de las técnicas aplicadas, o en vías de aplicación, con el objetivo de optimizar la producción del petróleo ático, controlando la producción de agua. Entre ellas se encuentran la aplicación de perfiles de producción trifásica asistido, perfiles carbono oxígeno (CO), perfiles de corrosión, inyección de geles en pozos productores, campaña de trazadores, perforación de pozos radiales y de pozos horizontales de radio corto.

Introducción

El petróleo remanente en el ático de la formación Papagayos representa objetivo de gran interés en el yacimiento.

La dificultad que plantea el escenario descripto para producir el petróleo ático es la conexión hidráulica del mismo con la base altamente permeable (en agua) de la capa.

Cuando los pozos son punzados solo en el ático frecuentemente se obtienen buenos cortes de petróleo pero con muy bajos caudales (en muchos casos antieconómicos o imposibles de producir). Al intentar estimular esos punzados de manera convencional (tratamientos ácidos, fracturas, etc) se conecta la base aumentando fuertemente el caudal y el corte de agua, en otras palabras, el agua conifica/canaliza desde la base perdiendo efectividad en el drenaje del petróleo ático.

Este escenario nos obliga a buscar soluciones alternativas para:

- Bloquear el flujo en la base de la capa para poder producir/estimular el ático controlando la producción de agua (*water shut off* (WSO)).
- Aumentar el radio aparente de los pozos en el ático sin conectar la base de la capa.
- Potenciar el acuífero con el objetivo de que el mismo logre un mayor avance sobre el ático movilizándolo el petróleo allí presente.

Las tres estrategias mencionadas son complementarias en el sentido de que, además de representar oportunidades de optimización de producción del petróleo ático por separado, sus efectos pueden combinarse sinérgicamente para mejorar aún más el factor de recobro. Existen diferentes proyectos asociados a cada una de las estrategias mencionadas. Los mismos se encuentran en diferentes estadios de avance: algunos en etapa de conceptualización, otros en la realización de pruebas/ensayos piloto y otros a la espera de realizar las pruebas piloto dentro del año en curso.

El objetivo de este trabajo es describir en detalle esos proyectos y las técnicas/tecnologías aplicadas en el yacimiento para validar los modelos estático y dinámico

Mediciones que validan el escenario:

Desde el punto de vista del modelo estático, el escenario que presenta la formación Papagayos en la zona “Main Field” del activo Vizcacheras es el de un marcado empobrecimiento de las propiedades petrofísicas hacia el tope de la formación (ático).

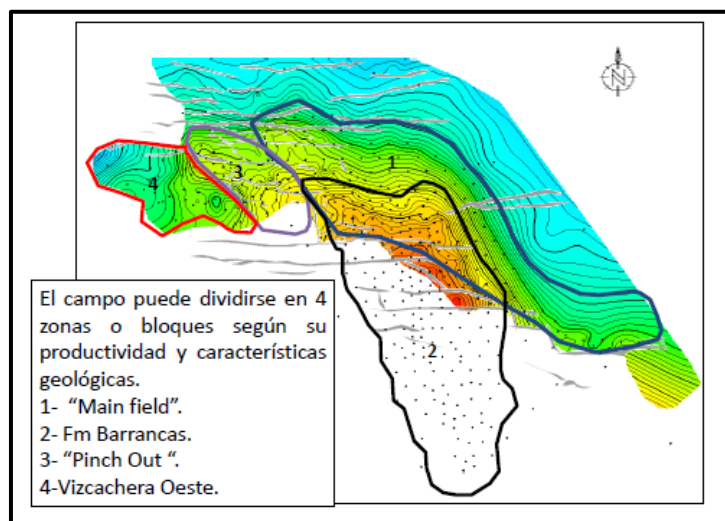


Figura 1: Bloques productivos en el yacimiento Vizcacheras.

La presencia del “ático” en el bloque Main Field se encuentra documentada en los perfiles combinados de pozo abierto (o la interpretación petrofísica de los mismos) realizados en pozos de prácticamente toda la zona.

En cuanto al modelo dinámico, la evolución de las saturaciones de petróleo a lo largo de la historia de producción muestra que, partiendo de una formación altamente saturada de petróleo de base a tope, la acción del acuífero ha ayudado a barrer efectivamente el petróleo en la base de la formación pero el contraste de permeabilidades de un orden de magnitud con el ático hizo que el acuífero tenga muy poca entrada al ático fluyendo fundamentalmente por la base. Debido a este mecanismo, la saturación de petróleo en el ático permanece en valores cercanos a la original mientras que en la base se encuentran saturaciones cercanas al SOR en la mayor parte del bloque.

Para investigar la evolución de saturaciones nos hemos valido de las petrofísicas originales de las primeras campañas de perforación en el área (para documentar saturaciones iniciales) y hemos realizado nuevos perfiles carbono-oxígeno en los mismos pozos para determinar saturaciones actuales. En la siguiente figura podemos observar la comparación mencionada para tres pozos de la zona Main Field:

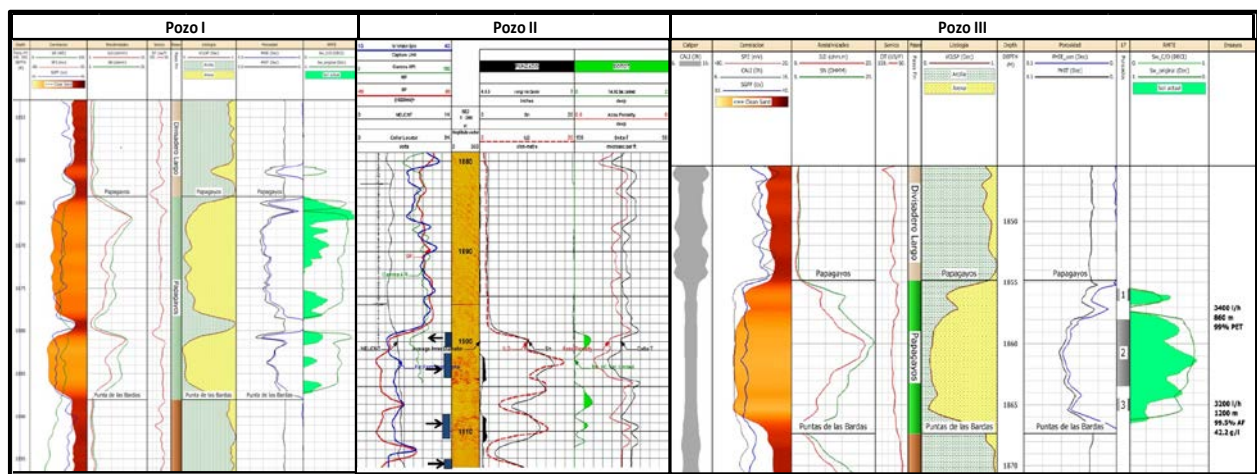


Figura 2: perfiles y petrofísica de pozos del bloque Main Field. En cada uno de ellos podemos observar la comparación entre la saturación de petróleo original (en línea verde) y la saturación actual determinada con los perfiles Carbono-Oxígeno (relleno verde).

También se han comparado perfiles originales de pozos versus perfiles en pozos de reemplazo.

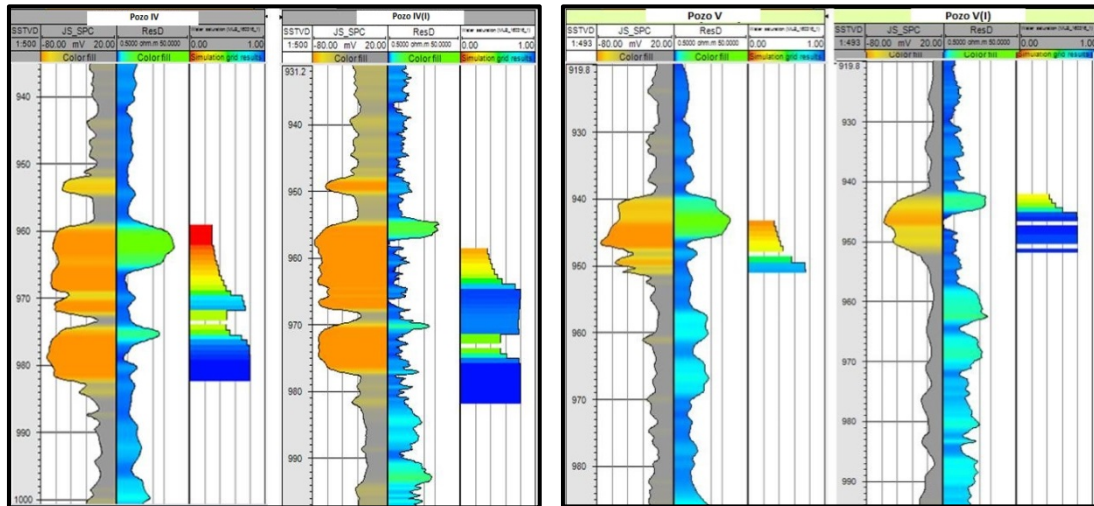


Figura 3: comparación entre perfiles de pozos originales con sus respectivos pozos de reemplazo, ambos en el bloque Main Field. En ambos casos podemos observar que la saturación de petróleo en el ático disminuye muy poco respecto a la reducción observada en la base de la capa.

Para validar la hipótesis de que la producción de petróleo de la formación Papagayos proviene fundamentalmente del ático, hemos realizado perfiles de medición trifásicos (*Target Loggin-TTL*). Estos perfiles permiten obtener un diagnóstico de producción en tiempo real en condiciones dinámicas midiendo los caudales de las tres fases (agua-petróleo-gas) bajo la acción de una bomba electro sumergible que es posible regular a diferentes regímenes de extracción (adicionalmente se registran perfiles de temperaturas, gamma, densidad y presión).

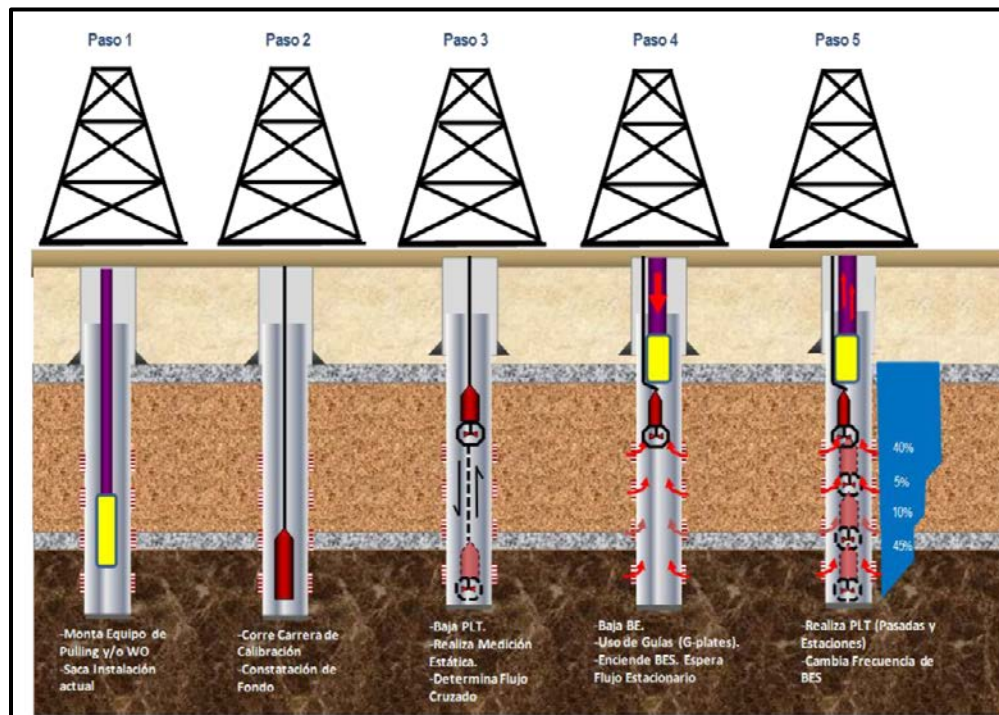


Figura 4: Etapas del proceso de realización de un perfil trifásico.

En el caso de perfil realizado sobre el primer pozo se determinó que, dependiendo del caudal de extracción, entre el 90% y el 95% del petróleo producido de la formación Papagayos proviene del ático.

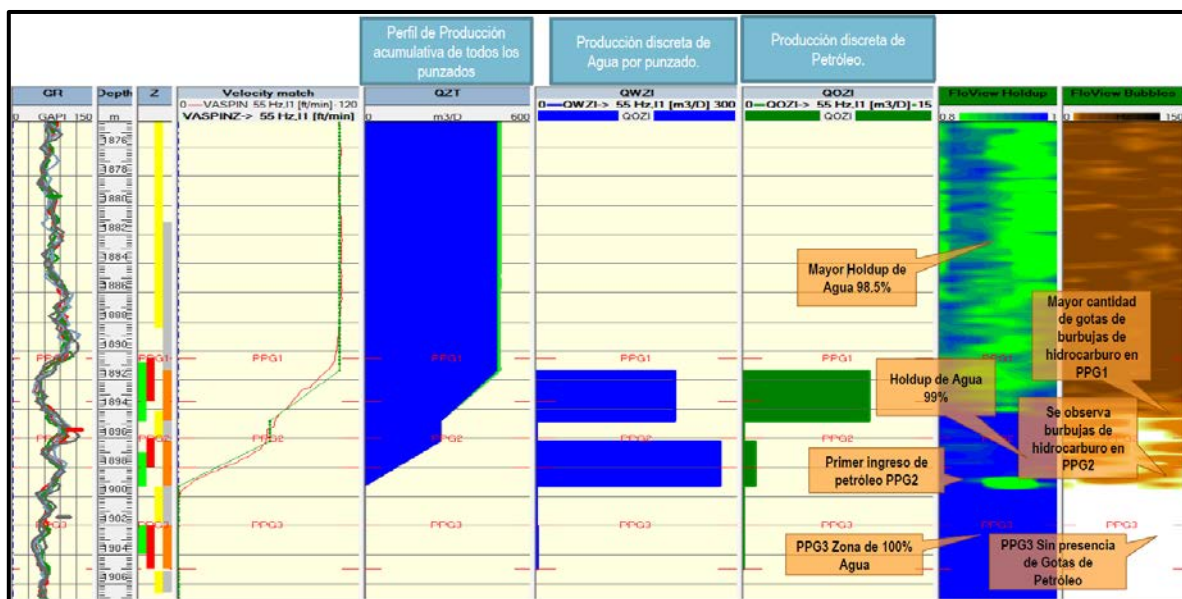


Figura 5: Perfil trifásico del primer pozo en que se realizaron (más del 90% del petróleo producido de la formación Papagayos proviene del ático).

En el segundo pozo se determinó que el 100% del petróleo producido de Papagayos proviene del tope de la formación (ático) para los caudales estudiados.



Figura 6: Perfil trifásico del segundo pozo en que se realizaron (100% del petróleo producido de la formación Papagayos proviene del ático).

Water Shut Off

La primera de las estrategias mencionadas. Obstruir el movimiento del acuífero a través de la base de la capa en el entorno de los pozos productores o impedir la entrada desde la misma a los pozos.

Se efectúan dos tipos de acciones alineadas con esta estrategia:

WSO con cemento: consiste simplemente en cementar aquellos pozos punzados en toda la capa y repunzar solo el intervalo superior correspondiente al ático. Esta es la opción más económica implementada hasta el momento para el control de producción de agua desde la base de PPGY. En algunos pozos se han obtenido resultados positivos mejorando el corte de agua y disminuyendo fuertemente la producción bruta, en otros los caudales son insuficiente y es necesario estimular/ampliar punzados con los resultados ya mencionados (canalización desde la base). Esta estrategia se encuentra en plena ejecución realizando varias reparaciones de este tipo por año.

WSO con geles: consiste en inyectar gel en la base de la capa en los pozos productores obstruyendo o bloqueando el flujo de agua a través de la misma en el entorno del pozo (en el caso ideal, genera un disco centrado en el pozo con el espesor de la base de la capa en el que el bloqueo del agua es total). Una vez generado el bloqueo se obtienen dos beneficios:

- La zona con agua móvil en la base conectada hidráulicamente con el ático se aleja del pozo, disminuyendo así las pérdidas de carga y, por lo tanto, limitando el riesgo de conificación.
- Disminuye el riesgo de conexión con la base al estimular el ático.

Esta estrategia se encuentra en fase de prueba piloto. Se acondicionaron 5 pozos con equipo de *work over* para realizar la inyección de gel. Durante el año 2015 se realizó la inyección en tres de los pozos de gel tipo poliacrilamida con entrecruzador orgánico. Luego de esperar el tiempo de gelificación indicado (15 días) se evaluó el bloqueo de agua ensayando los mismos punzados en los que se inyectó. Los ensayos evidenciaron un bloqueo nulo del agua, probablemente por problemas con la formulación del gel. Antes de proceder con el tercer pozo se le solicitó al proveedor que desarrolle una nueva formulación con mayor consistencia y estabilidad. El proveedor desarrolló y testeó la nueva formulación, presentando informes con ensayos en sus laboratorios en los que la nueva formulación se mostró estable a las condiciones de reservorio (Salinidad cercana a los 40 g/l y 95°C). A principios de 2016 se procedió a la inyección en el cuarto pozo. Se inyectaron 15000 bbl de gel sin observar aumento de presión en boca. Esperado el tiempo de gelificación correspondiente (7 días) se evaluó el bloqueo obteniendo nuevamente resultados negativos. En esta instancia se decidió acudir a la asistencia del equipo de especialistas de la compañía (YTEC), para evaluar las formulaciones inyectadas hasta ese momento. Los ensayos de YTEC evidenciaron serios problemas en ambas formulaciones observándose en algunas muestras una degradación total del gel luego de unas pocas horas a condición de reservorio y en otras sin observar siquiera formación del gel.

Se procedió entonces a desarrollar una formulación propia utilizando polímeros y entrecruzadores de varios proveedores. En la actualidad ya se han concluido los ensayos programados obteniendo una formulación estable para las condiciones de Papagayos. Antes de fin de año se realizará la prueba de campo inyectando en un pozo previamente acondicionado.

Aumento de radio aparente:

Todos los intentos de realizar fracturas hidráulicas para optimizar la producción del petróleo ático han resultado en fuertes conificaciones de agua desde la base con baja producción de seco. Incluso en aquellos casos en los que se aplicaron modificadores de permeabilidad relativa se han obtenido resultados desalentadores de este tipo. Por lo tanto, la tecnología convencional por excelencia para mejorar el contacto hidráulico entre punzados y formación queda descartada para nuestro escenario. La alternativa natural es la realización de pozos horizontales.

Con el escaso espesor de capa del ático (en general menor a 4 m) y la imperiosa restricción de no contactar la base, se evalúa la aplicación de dos tecnologías:

- Pozos horizontales de radio corto
- Perforación radial de pequeño diámetro

Pozos horizontales de radio corto:

Esta tecnología consiste en la perforación de un pozo horizontal partiendo de un pozo vertical previamente perforado (*reentry*). Al contar con el pozo vertical previamente perforado y perfilado se tiene pleno conocimiento de la profundidad de interés para la navegación de la rama horizontal. Se abre una ventana en el CSG unos 80 m (TVD) sobre la profundidad de aterrizaje y se perfora el pozo horizontal con un elevado *dog leg* de aprox. 21°/30m. Este *dog leg* no afecta mecánicamente la instalación de producción dado que la bomba se fija por sobre la profundidad de la ventana. Finalmente se perforan unos 100 m de longitud horizontalmente, que luego se entuban con CSG ranurado. De esta manera se aumenta notablemente la superficie de contacto con el ático resultando en un aumento de radio aparente del pozo.

Se seleccionó para la prueba de esta tecnología un pozo perforado con objetivo a PPGY. Los perfiles de pozo abierto realizados durante la perforación mostraron presencia de la formación PPGY con propiedades de ático en el tope. Durante la terminación del pozo se observaron ensayos con buen corte de petróleo (80%) y baja entrada de fluido (agotando nivel), incluso luego de ampliar punzados y estimular. Se realizó una fractura de pequeñas dimensiones (del tipo Skin Bypass con 100 bolsas de arena resinada y modificador de permeabilidad relativa) resultando en un gran aumento de caudal con 100% agua (comportamiento típico de conificación mencionado).

Se espera realizar en el transcurso de 2016 el *reentry* en dicho pozo para la realización del primer pozo horizontal de radio corto en Vizcacheras con objetivo al ático.

Perforación radial de pequeño diámetro:

Esta tecnología consiste en perforar ramas laterales horizontales de pequeño diámetro en el pozo (usualmente 4 ramas, de hasta 100 m de longitud y aprox. 2" de diámetro). Con equipo de *work over* o *pulling* se coloca un zapato desviador en la profundidad objetivo. Con una broca se perfora una salida lateral en el casing y se perfora la rama con una herramienta hidráulica (sin trépano), autopropulsada, que avanza horizontalmente sin modificar su dirección ("en línea recta"). Luego se retira la herramienta y se gira el zapato posicionándolo para realizar una nueva rama.

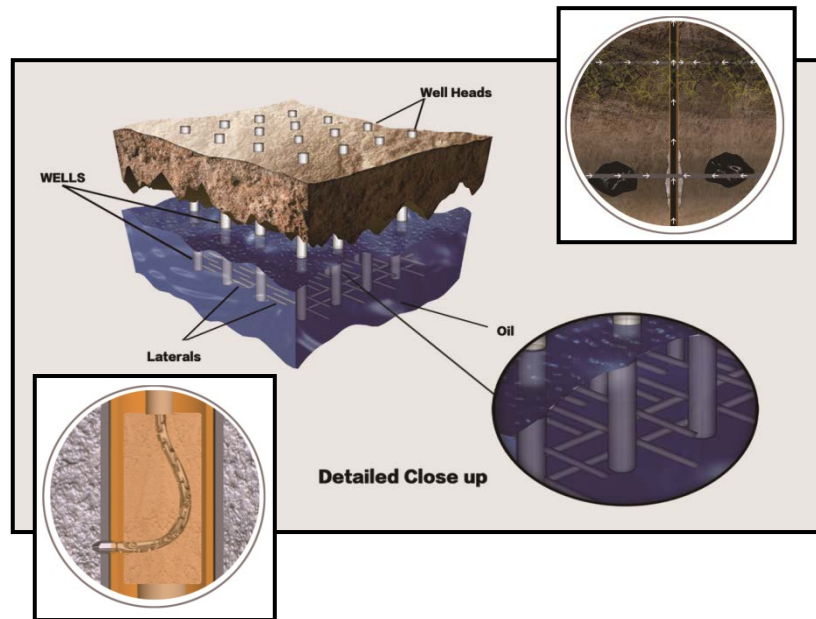


Figura 7: Perforaciones radiales de pequeño diámetro. En la imagen central observamos la representación esquemática de un desarrollo “full field”, a la izquierda un esquema del zapato desviador y el dispositivo hidráulico con el que se realizan las perforaciones laterales y a la derecha la representación esquemática del movimiento de fluidos.

Para esta tecnología hemos desarrollado un protocolo de ensayo cuyo concurso de precios acaba de concluir. El contrato tiene un alcance de seis pozos. En cada uno de ellos realizaremos 4 perforaciones laterales de hasta 100 m de longitud a la profundidad del ático (la longitud de las ramas podría reducirse en algunos pozos si se observa que las ramas demasiado largas conectan con la base). Si se resuelve la situación contractual (actualmente en proceso de adjudicación) se realizarían las perforaciones en al menos tres pozos durante el año en curso. El modelo contractual desarrollado contempla un esquema de certificación con “riesgo compartido” en el que el contratista compromete un incremental de producción estimado a partir de una simulación numérica con Eclipse. En la siguiente figura podemos observar las curvas de producción neta acumulada para el pozo tipo (calculadas con 8 ramas laterales) estimadas con el simulador.

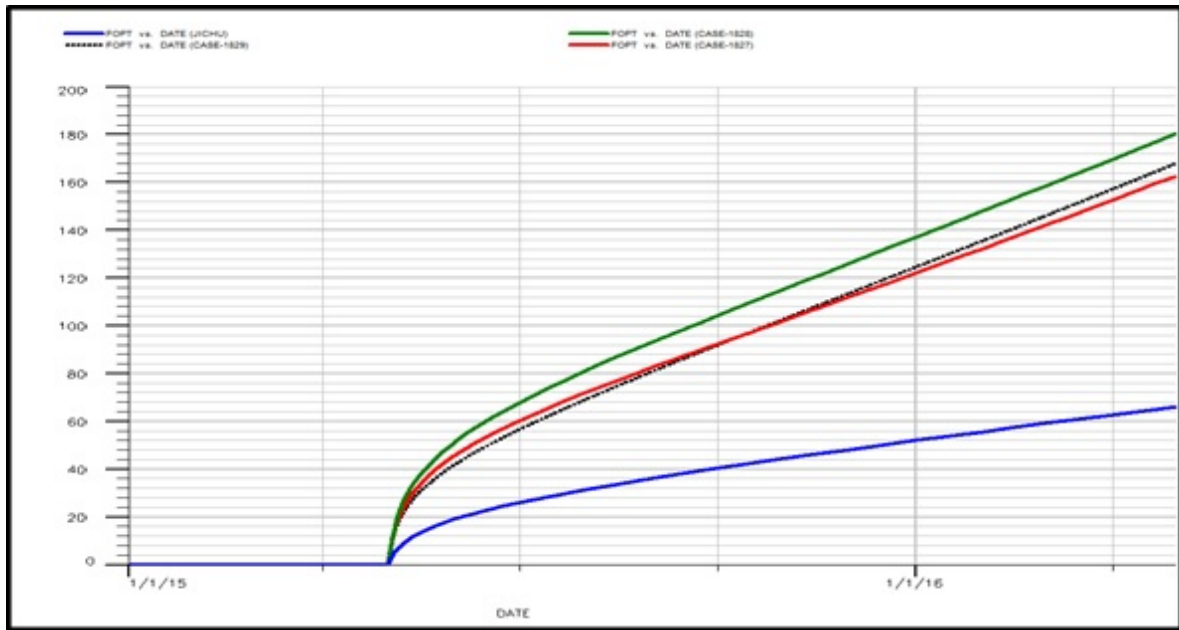


Figura 8: Curvas de producción acumulada estimadas mediante simulación numérica para el pozo tipo con ocho ramas laterales. En azul el caso sin ramas laterales (solo punzado en el ático), en negro punteado caso con las ramas perforadas en la base del ático, en verde caso con las ramas perforadas en el centro del ático y en rojo el caso con las ramas perforadas en el tope del ático.

Potenciar el Acuífero:

Este es un proyecto de inyección periférica desarrollado por el grupo de estudios en buenos aires (YPF). Conceptualmente el proyecto abarca la perforación/conversión de 14 pozos inyectores cubriendo todo el flanco noroeste de la zona Main Field (flanco de entrada del acuífero) con objetivo a inyectar en la formación Papagayos.

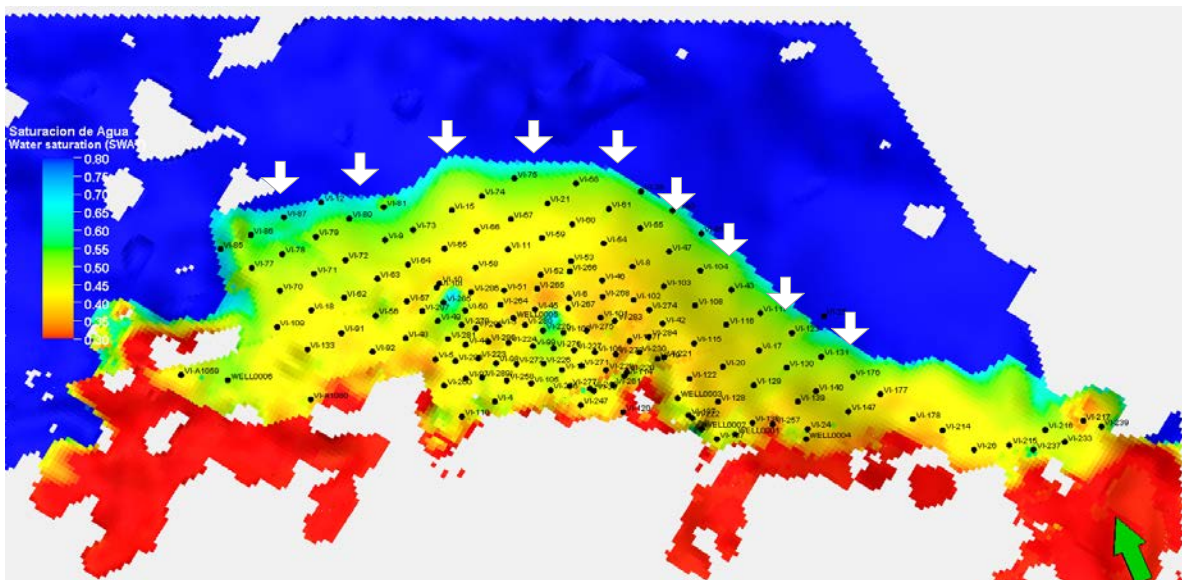


Figura 9: Pozos inyectores para el proyecto de inyección periférica en la formación Papagayos.

El proyecto contempla un fuerte incremento de la inyección total en la formación PPGY, con un aumento menor de producción de líquido de esa formación. La mayor potencia del acuífero propiciaría el avance del mismo sobre la zona ático aumentando sensiblemente el factor de recobro.

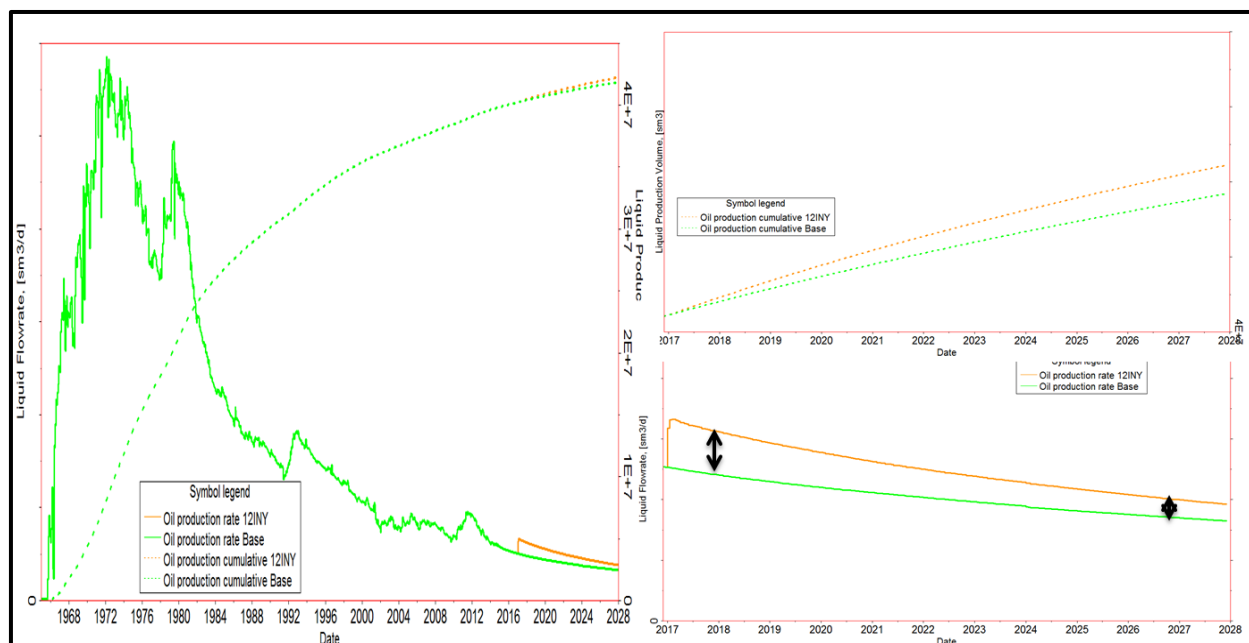


Figura 10: En verde caudal de producción neta del yacimiento Vizcacheras y producción acumulada (histórico y declinación). En marrón respuesta al proyecto de inyección en ambas curvas.

Al momento ya se ha comenzado a trabajar en la implementación de un piloto de este proyecto que contempla la perforación de dos pozos inyectores en la zona sur del Main Field.

Conclusiones

A lo largo de este trabajo hemos repasado parte de la información técnica que respalda el particular escenario actual que presenta la formación Papagayos: a pesar de su madurez productiva, y de presentarse como una unidad hidráulicamente conectada, el contraste de permeabilidades de un orden de magnitud entre la base y el tope de la formación condujo al acuífero por la base dificultando la entrada del mismo en el ático.

Como consecuencia la zona ático se encuentra con saturaciones de petróleo cercanas a la original constituyendo, por lo tanto, un horizonte productivo de gran interés en el yacimiento a pesar del desafiante escenario que el mismo representa. La dificultad nos ha impulsado en la búsqueda de nuevas soluciones técnicas/tecnológicas, o en la reinvención de soluciones preexistentes para aplicarlas a la problemática propia del yacimiento. Hemos desarrollado un breve resumen de dichas técnicas y estrategias. Cada una de ellas está potencialmente asociada a un aumento del factor de recobro del petróleo ático. Sin embargo, el efecto del bloqueo de agua en la base de la formación junto al aumento del radio aparente de los pozos y de la potencia del acuífero, obligando al mismo a un mayor avance sobre el ático, pueden combinarse de manera sinérgica para optimizar resultados.

Por este motivo es que en la actualidad trabajamos en las tres estrategias de desarrollo de manera simultánea.

Bibliografía

- **Clerici, Mariano; Lorca, Maria Laura; Rivero, Martha María; Peirano, Maria Cecilia; Liron, Celine⁵; Vitriu, Ezequiel; Solohaga, Dario.** “PERFILES DE PRODUCCIÓN TRIFASICOS EN POZOS CON BOMBAS ELECTROSUMERGIBLES.”. IAPG. 2015.
- **E.J. Martins; N.J. Larez; W.G. Lesso Jr.** “Recovery of Attic Oil Through Horizontal Drilling”. SPE-26334-MS. 1993.
- **D.T. Vo; E.L. Marsh; L.J. Sienkiewicz; M.D. Mueller; R.S. May.** “Gulf of Mexico Horizontal Well Improves Attic-Oil Recovery in Active Waterdrive Reservoir”. SPE-35437-PA. 1997.
- **Ghaithan A. Al-Muntasheri; Hisham A. Nasr-El-Din; Khalid Al-Noaimi; Pacelli L.J. Zitha.** “A Study of Polyacrylamide-Based Gels Crosslinked With Polyethyleneimine”. SPE-105925-PA. 2009.

CV's:

Marcos S. Asef:

Título y lugar de estudio: Geólogo

Diferentes empresas en las que hizo su carrera: Panamerican Energy, YPF.

Cargo actual en la empresa: Geólogo de Estudios, YPF

Vicente Berrios:

Título y lugar de estudio: Ingeniero en Petróleo, U.N.Cuyo.

Diferentes empresas en las que hizo su carrera: Halliburton, YPF.

Cargo actual en la empresa: Gerente de Activo Vizcacheras, YPF

Paola S. Gotelli:

Título y lugar de estudio: Ingeniera Química, U.N.L.P.

Diferentes empresas en las que hizo su carrera: Exxon Mobil, YPF.

Cargo actual en la empresa: Ingeniero de Reservorios Operativo, YPF

Diego Moglia:

Título y lugar de estudio: Licenciado en Física, U.N.L.P.

Diferentes empresas en las que hizo su carrera: Inlab, YPF.

Cargo actual en la empresa: Ingeniero de Reservorios Operativo, YPF

José M. Peltier:

Título y lugar de estudio: Ingeniero en Petróleo, U.N.Cuyo.

Diferentes empresas en las que hizo su carrera: Pioneer Natural Resources, Landmark, YPF.

Cargo actual en la empresa: Lider de Ingeniería de Reservorios Operativa, YPF

Mariano M. Clerici:

Título y lugar de estudio: Ing. Industrial Universidad Catolica Argentina, Post grado ITBA
Especializacion de producción de Petróleo y Gas

Diferentes empresas en las que hizo su carrera: Pluspetrol, Vintage Oil, Petroandina, Gran Tierra
Energy, Nalco, YPF

Cargo actual en la empresa: Project Manager en ENARSA