

An aerial photograph of an oil drilling site in a desert. The site is a large, rectangular area of cleared land with several drilling rigs and associated equipment. The surrounding landscape is arid and brown. A blue semi-transparent banner is overlaid on the middle of the image, containing white text.

RECUPERACIÓN SECUNDARIA CON POZOS DE DIÁMETRO REDUCIDO EN SEÑAL PICADA

Autores: Manuel González, Julián Blanco, Néstor Rodríguez, Horacio Albarracín y Juan Tagliorette

Declaración bajo la protección otorgada por la Ley de Reforma de Litigios Privados de 1995 de los Estados Unidos de América (“Private Securities Litigation Reform Act of 1995”).

Este documento contiene ciertas afirmaciones que YPF considera constituyen estimaciones sobre las perspectivas de la compañía (“forward-looking statements”) tal como se definen en la Ley de Reforma de Litigios Privados de 1995 (“Private Securities Litigation Reform Act of 1995”).

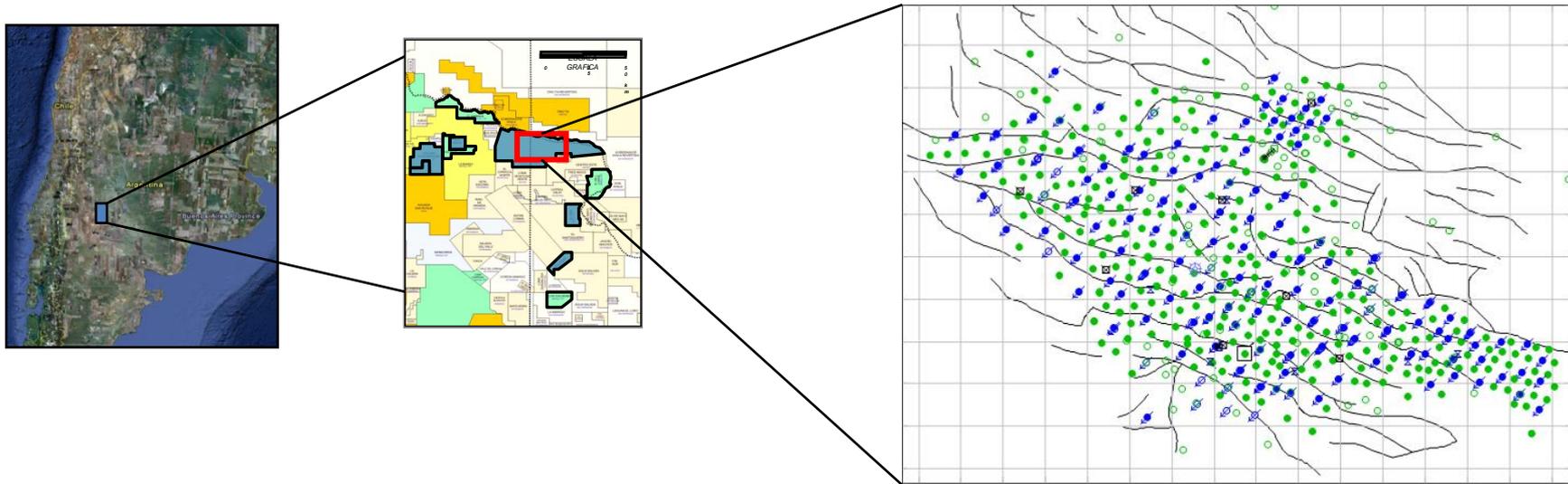
Dichas afirmaciones pueden incluir declaraciones sobre las intenciones, creencias, planes, expectativas reinantes u objetivos a la fecha de hoy por parte de YPF y su gerencia, incluyendo estimaciones con respecto a tendencias que afecten la futura situación financiera de YPF, ratios financieros, operativos, de reemplazo de reservas y otros, sus resultados operativos, estrategia de negocio, concentración geográfica y de negocio, volumen de producción, comercialización y reservas, así como con respecto a gastos futuros de capital, inversiones planificados por YPF y expansión y de otros proyectos, actividades exploratorias, intereses de los socios, desinversiones, ahorros de costos y políticas de pago de dividendos. Estas declaraciones pueden incluir supuestos sobre futuras condiciones económicas y otras, el precio del petróleo y sus derivados, márgenes de refino y marketing y tasas de cambio. Estas declaraciones no constituyen garantías de qué resultados futuros, precios, márgenes, tasas de cambio u otros eventos se concretarán y las mismas están sujetas a riesgos importantes, incertidumbres, cambios en circunstancias y otros factores que pueden estar fuera del control de YPF o que pueden ser difíciles de predecir.

En el futuro, la situación financiera, ratios financieros, operativos, de reemplazo de reservas y otros, resultados operativos, estrategia de negocio, concentración geográfica y de negocio, volúmenes de producción y comercialización, reservas, gastos de capital e inversiones de YPF y expansión y otros proyectos, actividades exploratorias, intereses de los socios, desinversiones, ahorros de costos y políticas de pago de dividendos, así como futuras condiciones económicas y otras como el precio del petróleo y sus derivados, márgenes de refino y marketing y tasas de cambio podrían variar sustancialmente en comparación a aquellas contenidas expresa o implícitamente en dichas estimaciones. Factores importantes que pudieran causar esas diferencias incluyen pero no se limitan a fluctuaciones en el precio del petróleo y sus derivados, niveles de oferta y demanda, tasa de cambio de divisas, resultados de exploración, perforación y producción, cambios en estimaciones de reservas, éxito en asociaciones con terceros, pérdida de participación en el mercado, competencia, riesgos medioambientales, físicos y de negocios en mercados emergentes, modificaciones legislativos, fiscales, legales y regulatorios, condiciones financieras y económicas en varios países y regiones, riesgos políticos, guerras, actos de terrorismo, desastres naturales, retrasos de proyectos o aprobaciones, así como otros factores descriptos en la documentación presentada por YPF y sus empresas afiliadas ante la Comisión Nacional de Valores en Argentina y la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América y, particularmente, aquellos factores descriptos en la Ítem 3 titulada “Key information– Risk Factors” y la Ítem 5 titulada “Operating and Financial Review and Prospects” del Informe Anual de YPF en Formato 20-F para el año fiscal finalizado el 31 de Diciembre de 2013, registrado ante la Securities and Exchange Commission. En vista de lo mencionado anteriormente, las estimaciones incluidas en este documento pueden no ocurrir.

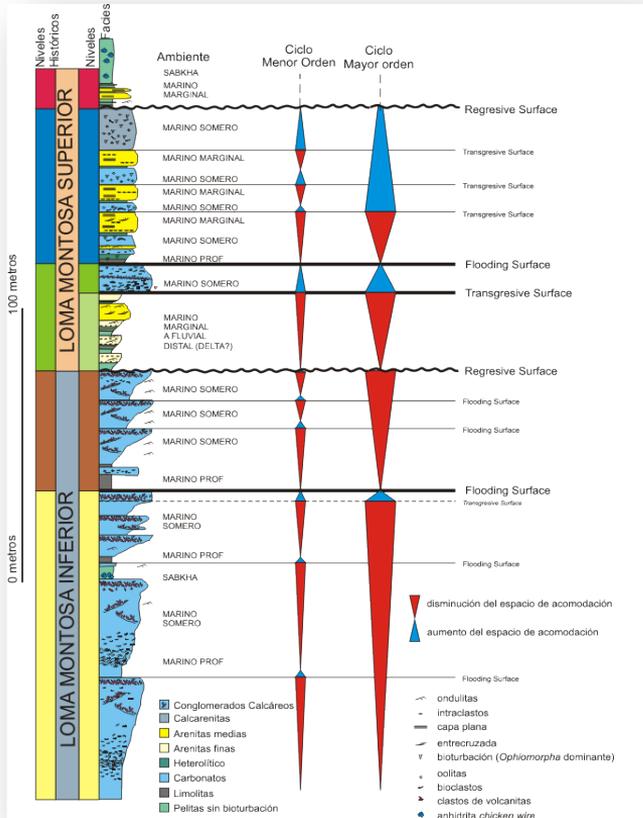
Excepto por requerimientos legales, YPF no se compromete a actualizar o revisar públicamente dichas estimaciones aún en el caso en que eventos o cambios futuros indiquen claramente que las proyecciones o las situaciones contenidas expresa o implícitamente en dichas estimaciones no se concretarán.

Este material no constituye una oferta de venta de bonos, acciones o ADRs de YPF S.A. en Estados Unidos u otros lugares.

Introducción	▶
Descripción del problema	▶
Propuesta	▶
Costos e Inversiones	▶
Reentubación o Perforación	▶
Conclusiones y recomendaciones	▶



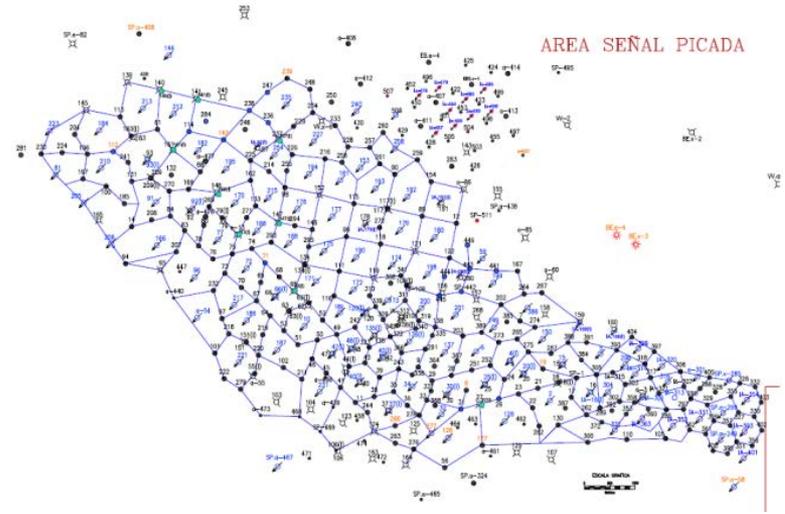
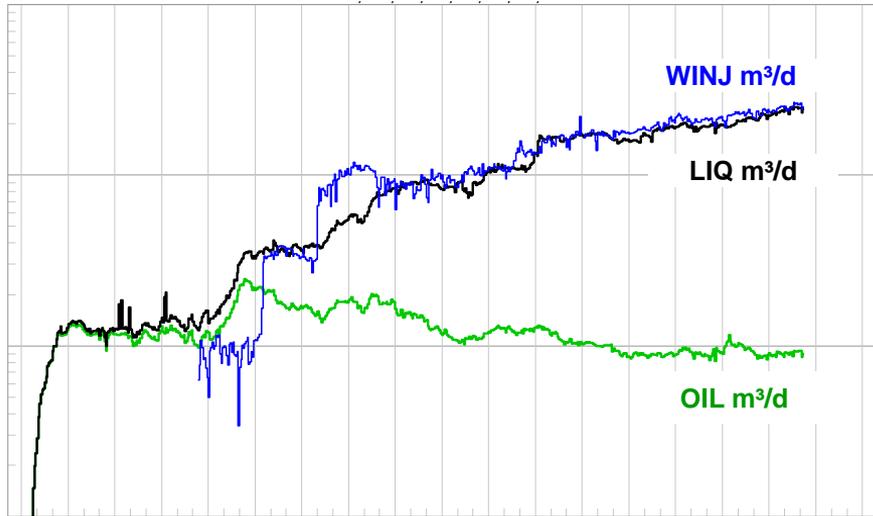
Señal Picada está ubicado en la Cuenca Neuquina, en las provincias de Río Negro y Neuquén, a 60 km de la localidad de Catriel y a 190 km de Neuquén.



En el yacimiento Señal Picada el principal reservorio es el **Mb. Superior de la Fm Loma Montosa**. Asimismo aportan producción de hidrocarburos el Miembro Inferior de la misma y la Fm Centenario.

Los reservorios del **Mb. Superior de la Fm Loma Montosa** están compuestos por depósitos marinos someros representados por Areniscas Calcáreas, Calizas Arenosas y en menor medida por Conglomerados Calcáreos. Las propiedades petrofísicas son muy buenas.

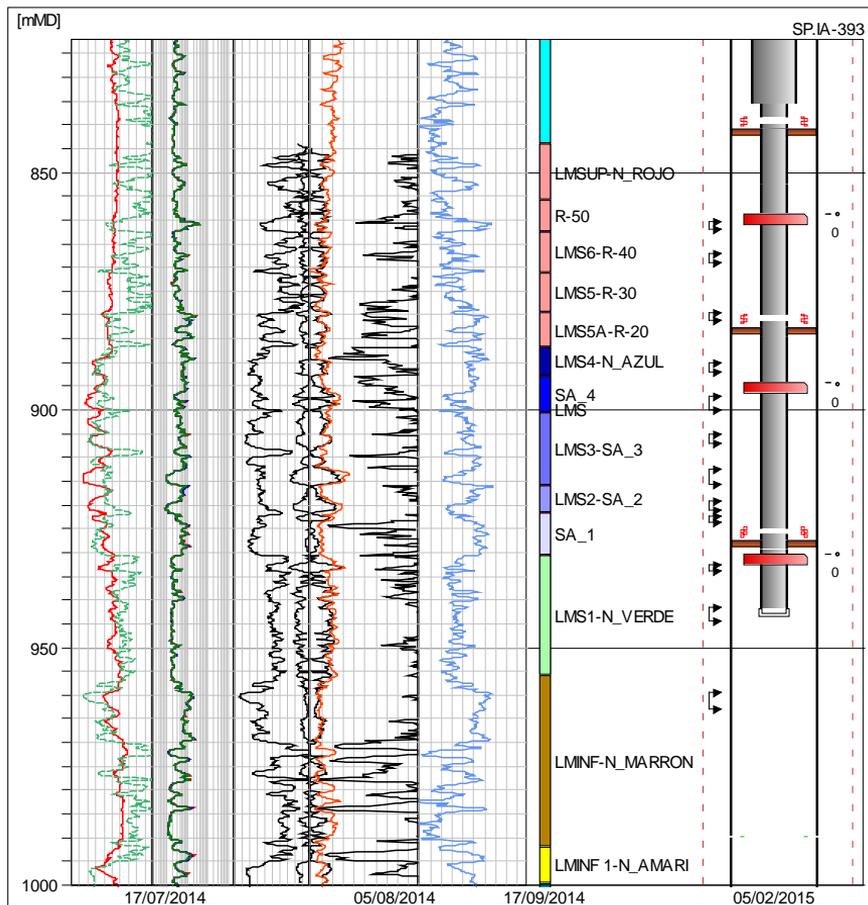
Los reservorios del **Mb. Inferior de la Fm Loma Montosa** están compuestos por Conglomerados Calcáreos, Calizas Arenosas y por Areniscas Calcáreas. En general presenta peores condiciones petrofísicas que la sección superior.



Año Inicio Prod	1965
Año Inicio Iny	1976
Pozos Productores	+250
Pozos Inyectores	+100
Producción m³/d	900
Inyección m³/d	26000

Corte de Agua %	>96
FR %	27
Año fin concesión	2027





La inyección de agua comienza en 1976. Se comenzó con agua dulce y a mediados de la década de 1990 se comienza a inyectar agua de producción, por motivos ambientales.

Inyección principalmente selectiva.

Se inyecta en 7 capas distintas con un promedio de 5 capas por pozo.



A partir de que comienza a inyectarse agua de producción, al ser la misma más agresiva para las instalaciones, estas comienzan a deteriorarse más rápidamente, lo que acarrea:

- Mayores costos de mantenimiento.
- Pérdidas de inyección en distintos componentes (Mandriles, packers, tubings, casings).
- Menor eficiencia de la inyección por pérdida de la selectividad.
- Menor eficiencia de inyección por fugas a zonas de no interés.
- Cierre de pozo inyectoros.

Se diseñan instalaciones más resistentes para bajar, aumentando la vida útil de las mismas. Pero los casings siguen deteriorándose.

En algunos casos los casings estaban tan deteriorados que los pozos no se podían reparar de forma convencional.



Estas fotos son algunos ejemplos de material de casing recuperado al intentar reparar pozos inyectores con alto grado de corrosión.



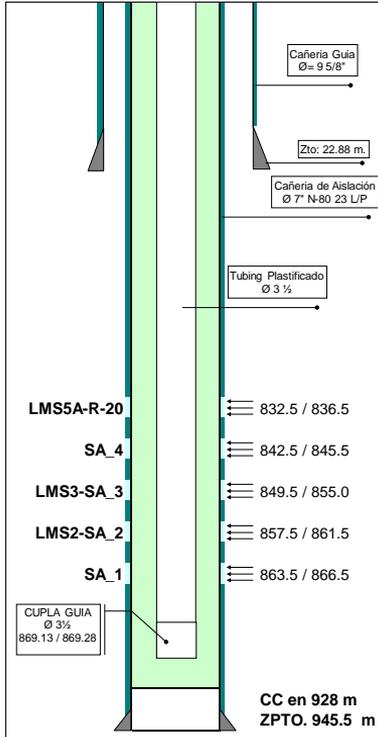
Para hacer frente al problema antes descrito y garantizar una continuidad en la inyección, se propuso, a partir del año 1999, la reentubación con tubing de ERFV, de los pozos con casings más deteriorados.

Consiste en bajar un tubing, generalmente de ERFV anclado en fondo, y llenar de cemento la zona anular, entre dicho tubing y el casing del pozo. Una vez fraguado el cemento, se punzan las capas a inundar.

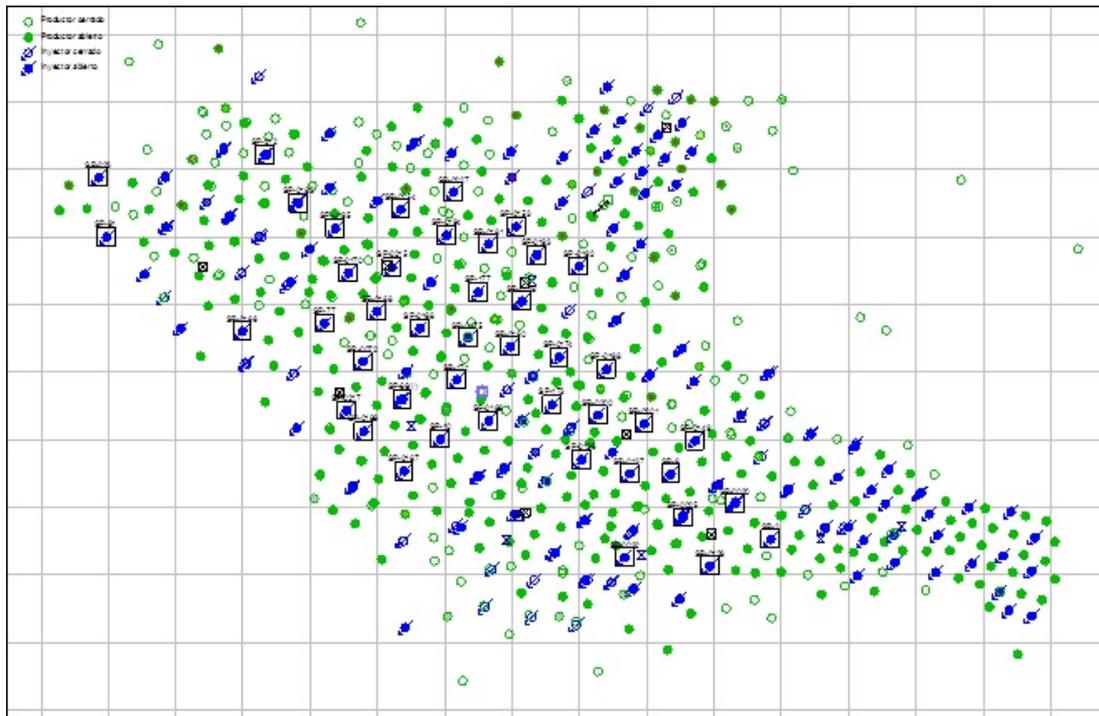
Características:

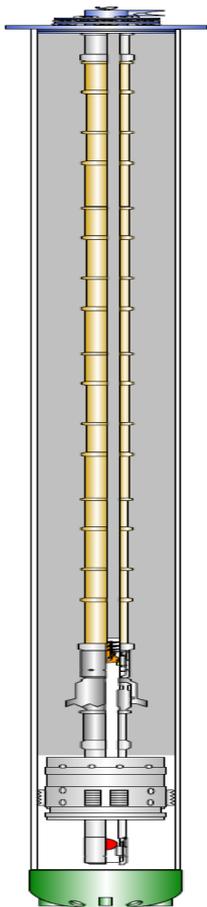
- Pozos de inyección convencional
- Regulación manual del caudal en superficie

Entre los años 2000 y 2002 se reentubaron 37 pozos, la mitad de los pozos inyectores del yacimiento, en ese momento.



A continuación se muestra un mapa de cómo se distribuyen los pozos inyectores reentubados en el Yacimiento Señal Picada, se encuentran en la zona de pozos más antiguos del yacimiento:





Maniobras

- Retirar instalación existente.
- Calibrar y limpiar pozo.
- Definir admisiones de rotura y zona de interés.
- Controlar admisiones con sistemas obturantes.
- Reentubar pozo.
- Cementar anular.
- Punzar zona de interés.

Componentes

- Pump Joint acero inoxidable.
- Tubing de ERFV.
- Dispositivo de cementación.
- Ancla hidráulica.
- Camisa de cierre.

Ventajas:

- Menores costos de mantenimiento (una limpieza con CTU cada cuatro años).
- Más duración de la instalación, la mayoría de los pozos tienen entre 13 y 15 años de antigüedad y continúan inyectando sin problemas.
- La cañería de inyección es de ERFV, por lo tanto no tenemos problemas de corrosión y la incrustación es menor.
- Garantizan continuidad de inyección.
- Fácil y rápida regulación del caudal. Se realiza desde superficie.

Desventajas:

- Se pierde la selectividad de la inyección.
- En caso de no haber cemento hasta boca de pozo, se corre el riesgo de corte de la cañería en la profundidad del cielo de cemento.



Costo de inversión:

Representa un 45% de la inversión de un pozo nuevo

Mantenimiento pozo reentubado

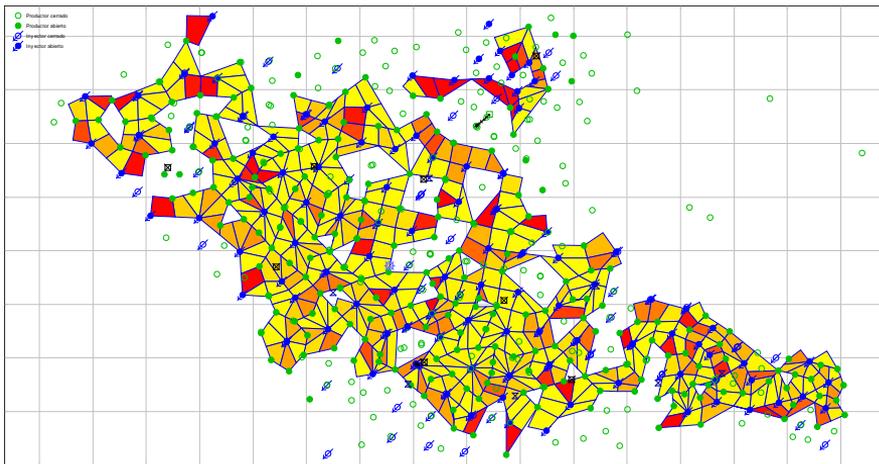
- Intervención con CTU cada 4 años para limpieza de instalación.
- Calibración de pozo y perfil de tránsito de fluido cada 6 meses.

Mantenimiento pozo inyector tradicional

- Calibración y movimiento de válvula con equipo de Slick Line una vez cada 4 meses.
- Calibración de pozo y perfil de tránsito de fluido cada 6 meses.
- Intervención con equipo para cambio de instalación cada 3 años (Pulling o WO).

COSTO ANUAL de MANTENIMIENTO POZO REENTUBADO hasta 3 veces menor que pozo inyector tradicional

Modelo Analítico Multicapa realizado en la herramienta Sahara



Modelo Analítico Multicapa realizado en la herramienta Sahara.

- Se cargaron datos de producción e inyección de las bases de datos
- Se cargaron datos petrofísicos del Modelo Estático realizado en Petrel
- Se cargó la distribución de la inyección
- Se realizó un ajuste histórico de las curvas de producción

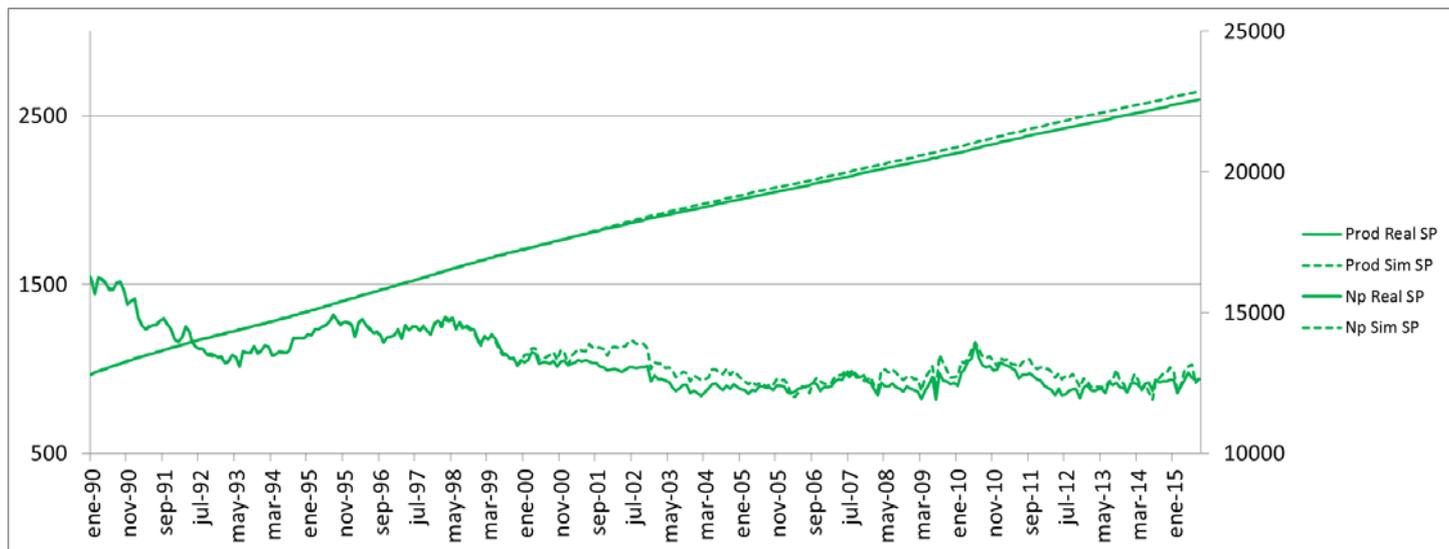
Se compara la producción actual en los patterns de los pozos inyectoros reentubados vs una estimación de producción con pozos inyectoros selectivos.

Distribución de la inyección

Capa	OOIP	Caso actual	Caso Estimado
R-50	4%	0%	0%
LMS5A-R-20	18%	9%	15%
LMS4-N_AZUL	2%	6%	3%
SA_4	16%	27%	18%
LMS3-SA_3	21%	34%	30%
LMS2-SA_2	20%	17%	23%
SA_1	6%	4%	3%
LMS1-N_VERDE	13%	3%	8%

Se modifica la distribución de la inyección en el modelo analítico, de modo de hacer un barrido más parejo en las capas con mayor OOIP.

Reentubación vs perforación de pozos selectivos



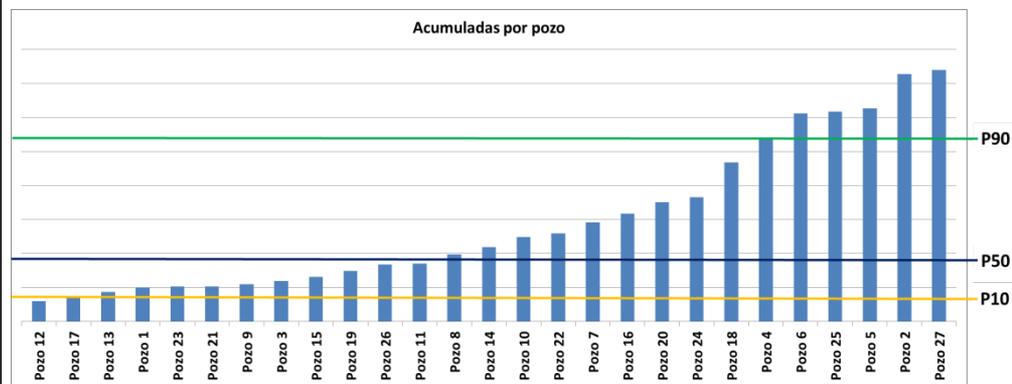
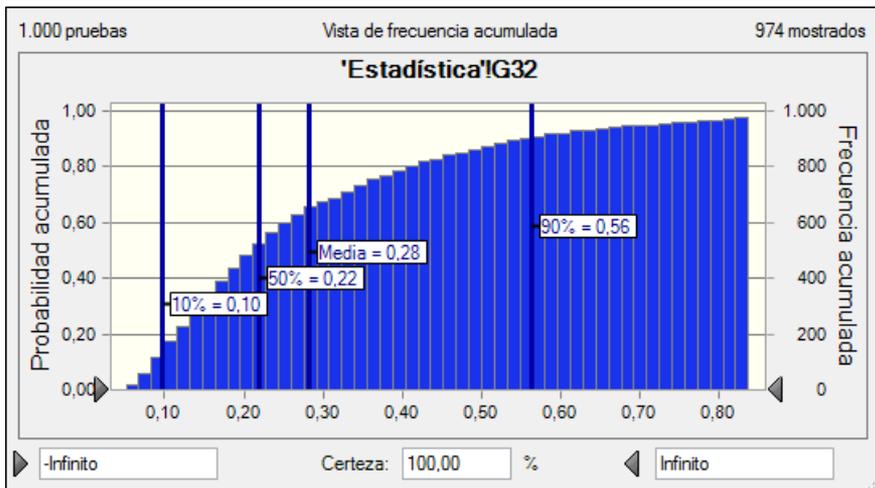
Comparación del caso base (pozos reentubados con inyección convencional) contra el caso estimado con instalación selectiva.

Análisis Probabilístico

En el análisis probabilístico se obtiene la producción adicional del caso estimado, sobre el caso base.

Caso Base: producción actual con pozos reentubados.

Caso Estimado: producción incrementada, por mejor eficiencia de barrido, con una hipotética instalación selectiva.



El resultado nos muestra que si hubiéramos selectivizado tendríamos un 50% de probabilidad de haber recuperado un 22% adicional de producción al día de hoy.

La inyección en pozos reentubados suma al día de hoy, más de 44 Mm³ de agua, lo que representa un 24% de la inyección total acumulada del campo.

Se reentubaron 44 pozos y hoy tenemos 36 pozos activos.

Actualmente aportan un 40% de la inyección diaria.

Representa un 45% de la inversión total que implicaría la perforación de un reemplazo.

Se garantiza continuidad en la inyección, aunque se reduzca la eficiencia vertical.

Se está evaluando una instalación de inyección selectiva para diámetros reducidos.



A tall, red and white drilling rig stands in a desert landscape. In the background, there are snow-capped mountains under a blue sky with scattered clouds. The rig is supported by cables and is surrounded by various pieces of equipment and containers.

Gracias

YPF
NUESTRA ENERGÍA