

RECUPERACIÓN SECUNDARIA CON POZOS DE DIÁMETRO REDUCIDO EN SEÑAL PICADA

Manuel Gonzalez, YPF, manuel.gonzalez@ypf.com
Néstor Rodríguez, YPF, nestor.rodriguez@ypf.com
Juan Tagliorette, YPF, juan.tagliorette@ypf.com
Horacio Albarracín, YPF, horacio.albarracin@ypf.com
Julián Blanco, YPF, julian.blanco@ypf.com

SINOPSIS

El yacimiento Señal Picada se encuentra en la Provincia de Río Negro a unos 60 Km de la Ciudad de Catriel, fue descubierto en 1963 y es un yacimiento maduro con más de 500 pozos perforados y un avanzado proceso de recuperación secundaria selectiva que comenzó en 1976. La inyección se realiza sobre un máximo de 7 capas, con un promedio de 5 por pozo.

Hasta mediados de la década de 1990 se utilizó agua dulce, pero por motivos ambientales se cambió hacia un sistema de inyección de agua de producción. En poco tiempo la agresividad del agua de producción comenzó a deteriorar la instalación (CSG, TBG, packers, on-off, mandriles, etc) de todos los pozos inyectoros, provocando un aumento de pérdidas de inyección y de costos de mantenimiento.

Con el objetivo de garantizar la inyección y luego de probar distintas soluciones, se opta por realizar una campaña de reentubación de pozos utilizando ERFV (3 ½" o 2,875"). Entre los años 2000 y 2002 se reentubaron 37 pozos inyectoros (50% del total) y a la fecha se han registrado en total 44 operaciones de reentubación en Señal Picada.

Una vez reentubados, los pozos presentan un bajo costo de mantenimiento, en promedio implica hacer una operación de limpieza y estimulación con equipo de Coiled Tubing cada cuatro años. Han demostrado una notable eficiencia en cuanto a la continuidad de la inyección, acumulan más de 44 Mm3 inyectados desde el año 2000, lo que significa un 24% de la inyección total del campo (185 Mm3). Actualmente los 37 pozos activos representan un 40% de la inyección diaria (9500 m3/d)

La inyección en los pozos reentubados es convencional, con regulación manual del caudal en superficie. Esto trae como efecto una merma en la eficiencia de la secundaria, la cual se intentó minimizar mediante una instalación selectiva diseñada por personal de YPF. Asimismo se puede regular la inyección por capa mediante los punzados posteriores a la reentubación.

Comparando a valores actuales, el costo de reentubar un pozo representa de un 45 % a un 50 % de lo que costaría perforar el pozo reemplazo. Evaluando los resultados de producción e inyección, se observa que a partir de la reentubación de los pozos se inyectó un 55% más de agua en dichos pozos. Esto, comparado con la situación previa, representa 1,4 volúmenes porales inyectados adicionales en las mallas de inyección de dichos pozos reentubados

La reentubación de los pozos inyectoros presenta un resultado positivo para campos maduros como Señal Picada, con una menor inversión que un pozo nuevo y un bajo costo de mantenimiento respecto a otros campos de la zona. Si bien no brindan la máxima eficiencia vertical, se garantiza la continuidad de la inyección.

INTRODUCCIÓN

Ubicación física y geográfica

El yacimiento Señal Picada se encuentra ubicado aproximadamente a 60 km al Noroeste de Catriel en la provincia de Río Negro y alrededor de 7 km al Sur del Río Colorado.

La topografía en Señal Picada es esencialmente plana, y de tipo desértico con una altura aproximada de 490 metros sobre el nivel del mar.

Este yacimiento se desarrolla al NE de la Cuenca Neuquina en la zona de borde, más específicamente en el área de plataforma.

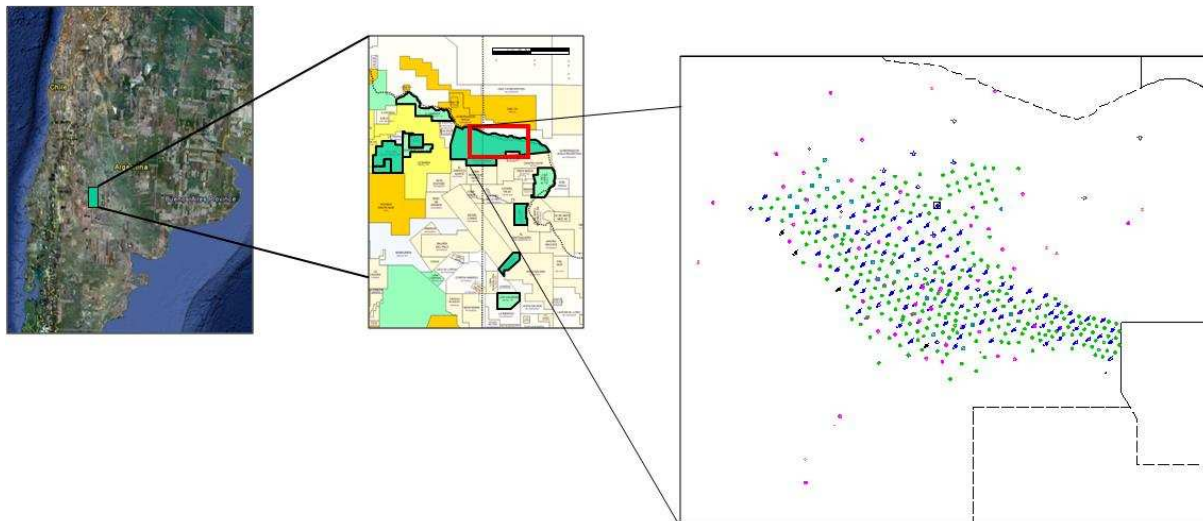


Figura 1 - Ubicación Yacimiento Señal Picada

Historia de producción y datos actuales

Durante la perforación exploratoria en abril de 1963, el pozo YPF.RN.SP.x-1 fue terminado como pozo petrolífero con un caudal inicial de 27 m³/día de petróleo con nivel en 700 m. Este pozo descubridor fue terminado en el intervalo productivo de las arenas de la formación petrolífera Loma Montosa, de edad Cretácica. El yacimiento comenzó su desarrollo entre los años 1963 y 1967. La producción efectiva comenzó en el segundo semestre de 1965.

El yacimiento Señal Picada produce 858 m³/d de Petróleo a marzo de 2016, de los cuales 747 m³/d proceden de recuperación Secundaria y 111 m³/d de primaria.

Cuenta con 276 pozos productores (233 en secundaria y 43 en primaria) y 106 inyectores. Los volúmenes diarios de líquido producido y agua total inyectada son 23244 m³/d y 24905 m³/d respectivamente. La inyección para recuperación secundaria es de 21986 m³/d.

La evolución histórica de producción e inyección del área se presenta en los gráficos:

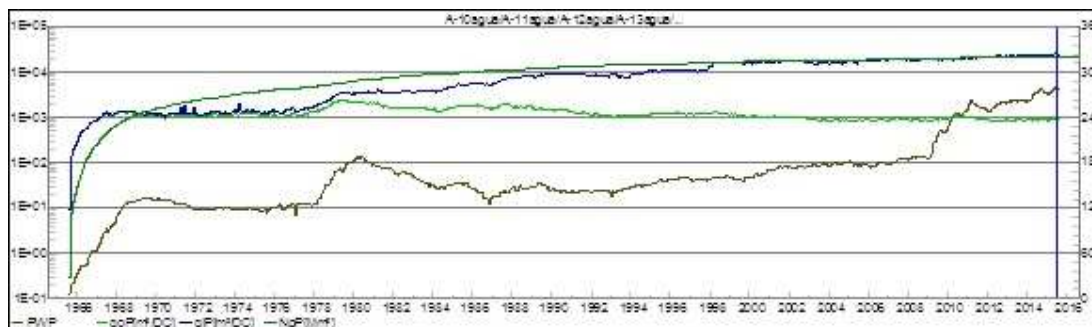


Figura 2 - Producción Neta-Agua vs Nro Pz Prod

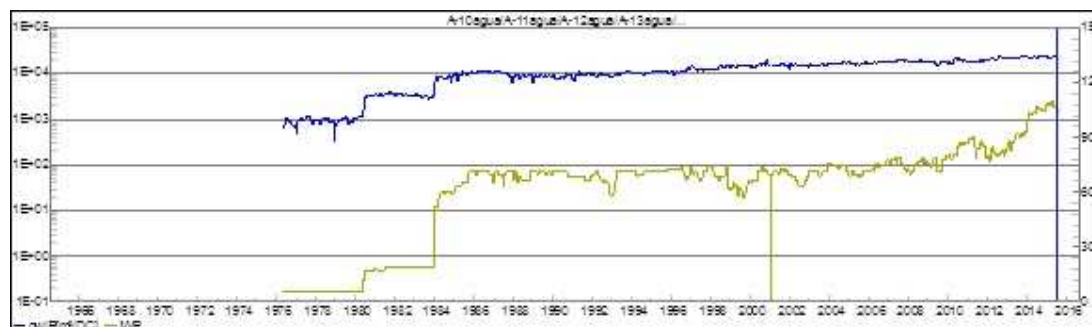


Figura 3 - Inyección total vs Nro Pz Iny

Geología, breve descripción

El Yacimiento Señal Picada se desarrolla en área de plataforma, próximo al borde de cuenca. La estructura se caracteriza por un homoclinal que asciende suavemente hacia el NE, interrumpido por un sistema de fallas principales, interpretadas sísmicamente y que tienen rumbo NO-SE. Se trata de fallas profundas, distensivas, subverticales, originadas durante la etapa de rift y que han permanecido con una leve actividad durante la depositación de la Fm Loma Montosa, documentándose en algunas zonas, aumento del espesor sedimentario asociado al desplazamiento de las mismas.

En el área Señal Picada se identifican de base a techo las siguientes unidades estratigráficas: Grupo Choiyoi, Fm Tordillo, Fm Loma Montosa, Fm Centenario y Grupo Neuquen. La principal unidad productora es la Fm Loma Montosa, la cual fue depositada en un ambiente marino, de tipo costero a costero marginal y con un arreglo de facies progradante. El Mb. Loma Montosa Inferior se caracteriza por un predominio de rocas carbonáticas, depositadas en bancos de buena continuidad areal, aunque los términos basales sufren acuñaamiento contra escarpas de falla.

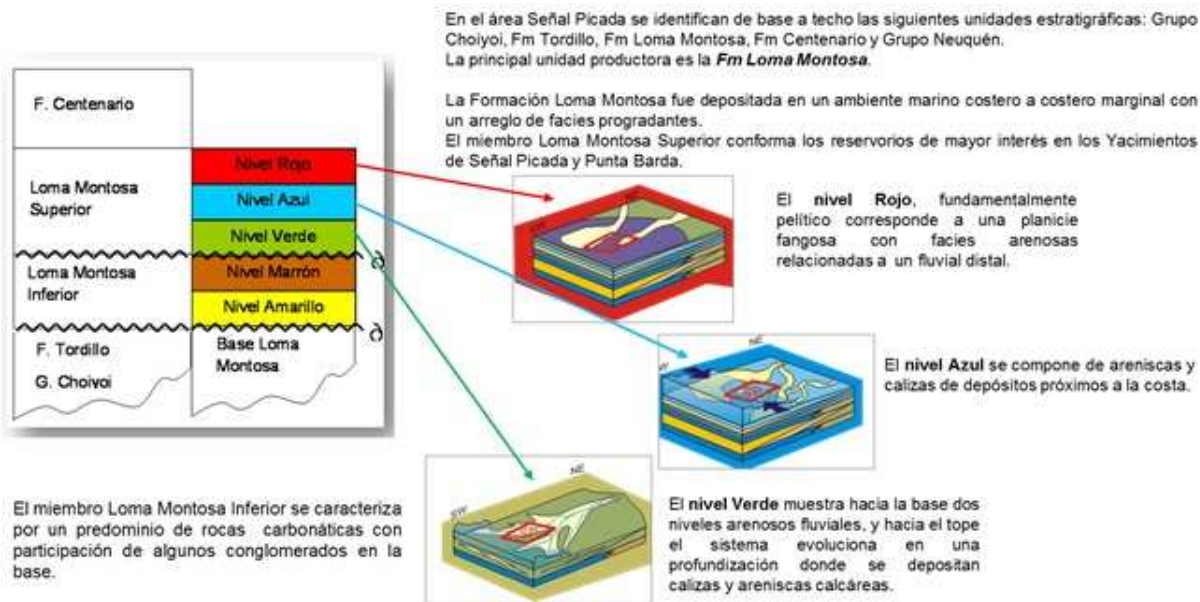


Figura 4 - Columna estratigráfica Señal Picada

Formacion	Secuencia	Capa
Loma Montosa Superior	ROJO	LMSup-N_Rojo
		R-50
		LMS6-R-40
		LMS5-R-30
		LMS5a-R-20
	AZUL	LMS4-N_Azul
		SA_4
		LMS3-SA_3
		LMS2-SA_2
		SA_1
Loma Montosa Inferior	Verde	LMS1-N_Verde
	Marrón	LMInf-N_Marrón
	Amarillo	LMInf 1-N_Amari

Figura 5 - Columna con división de capas

DESARROLLO

Antecedentes

La inyección de agua en el yacimiento comienza en el año 1976, mediante un piloto de inyección de agua dulce, convirtiendo los pozos SP-15, SP-20, SP25, SP-128, SP-2 y SP-16 a inyectores de agua. La respuesta de producción a esta inyección de agua fue relativamente rápida, aumentando tanto la producción bruta como la producción de petróleo en los pozos productores vecinos. El punto más alto de producción en estos patterns se manifiesta aproximadamente un año y medio después del comienzo de la secundaria en Señal Picada, llegando a un valor de 285 m³/d de petróleo. Por primaria estos pozos estaban produciendo 120 m³/d, justo antes de la puesta en marcha del piloto de inyección.

Con este resultado exitoso se pone en marcha una campaña de perforación y conversión masiva de pozos inyectores a partir de mediados del año 1980, para soportar por secundaria la zona central y oeste de yacimiento, las cuales son las zonas del yacimiento con mejores propiedades petrofísicas, en la Formación Loma Montosa. Esta campaña de masificación de la secundaria dura hasta el año 1986.

La inyección de agua se realizó principalmente en el Miembro Loma Montosa Superior, debido a que Loma Montosa Inferior tiene peores propiedades petrofísicas, lo que empobrece la eficiencia de la secundaria.

La inyección por pozo se planteó y se ejecutó con instalaciones selectivas para poder tener una buena eficiencia vertical, o sea, inundar todas las arenas capaces de almacenar hidrocarburos. Esto se debe a que las capas productoras están muy estratificadas. En Señal Picada la inyección se realiza en 7 niveles principalmente, con un promedio de 5 por pozo.

Esta instalación selectiva necesita ser monitoreada y hay que hacerle un buen mantenimiento para que la eficiencia de la secundaria sea óptima. Este mantenimiento incluye la actividad con equipo de WO.

A continuación mostramos un esquema ejemplo de una instalación selectiva en un pozo inyector de Señal Picada:

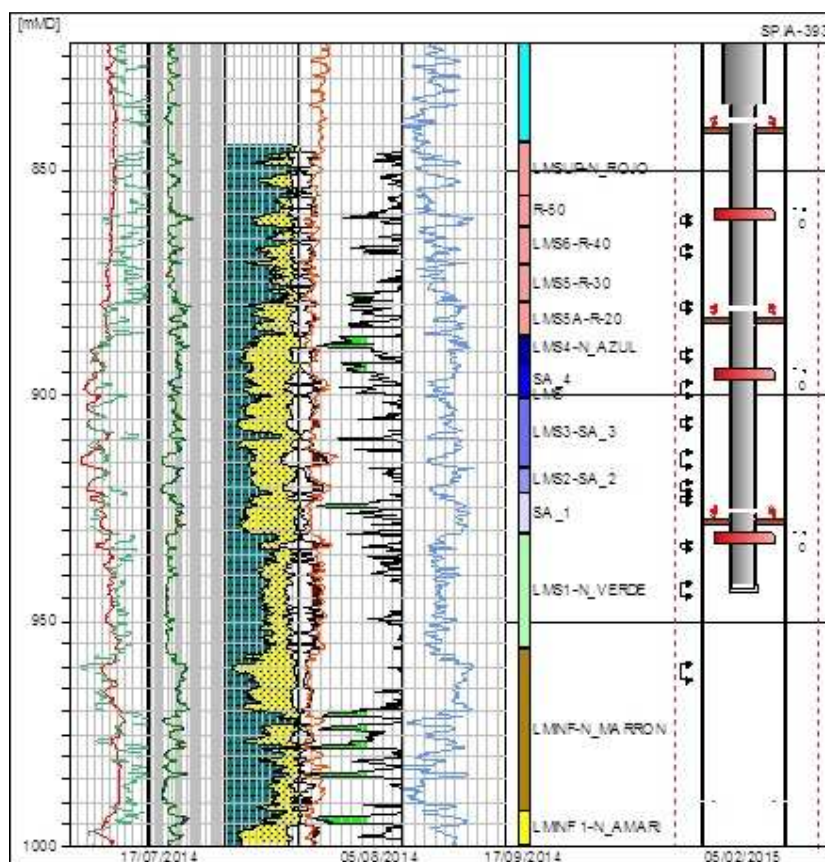


Figura 6 – Esquema de instalación selectiva de un pozo inyector de Señal Picada

Descripción del problema

La inyección de agua dulce se extendió hasta mediados de los años '90, debido a que por motivos ambientales hubo que empezar a tratar el agua producida y reinyectarla. Así, el agua inyectada fue transformándose gradualmente en todo el yacimiento, de agua dulce a coproducida.

Este cambio significó un deterioro mucho más rápido de las instalaciones, por ser el agua de producción más agresiva, por los componentes corrosivos e incrustantes que tiene la misma, además de las partículas en suspensión, que tienen la capacidad de desgastar los materiales por erosión.

En la operación del campo implicó dedicar más recursos al mantenimiento de las instalaciones de inyección y también la pérdida de pozos por no cambiar sus instalaciones de fondo a tiempo. En estos casos, las instalaciones están tan deterioradas por la corrosión o incrustación que se complica la recuperación de las mismas y el pozo pasa a abandono.

El deterioro de las instalaciones se produce por varias causas, siendo una de las más importantes las fugas de inyección de agua en los distintos componentes de la sarta de inyección tales como los mandriles, tubing y packers. Esto lleva también a un mayor costo por el obligado reemplazo de los materiales. Aunque el mayor problema ocurre en el casing, ya que cuando el deterioro del mismo es grande se complica la operatividad del pozo y crece el riesgo de abandono.

Es así como a partir de este cambio de fuente de agua de inyección se produce una pérdida de eficiencia y durabilidad de los pozos inyectoros.

Para hacer frente a esto se empezaron a diseñar instalaciones de inyección con componentes más adecuados para el tipo de agua inyectada, la cual es incrustante, pero, principalmente, muy corrosiva.

Sin embargo, los casings siguen deteriorándose, y esto hace que aumente el riesgo de abandono de los pozos, ya que mientras más dañados estén, más se dificulta la reparación y el mantenimiento de los pozos inyectoros.

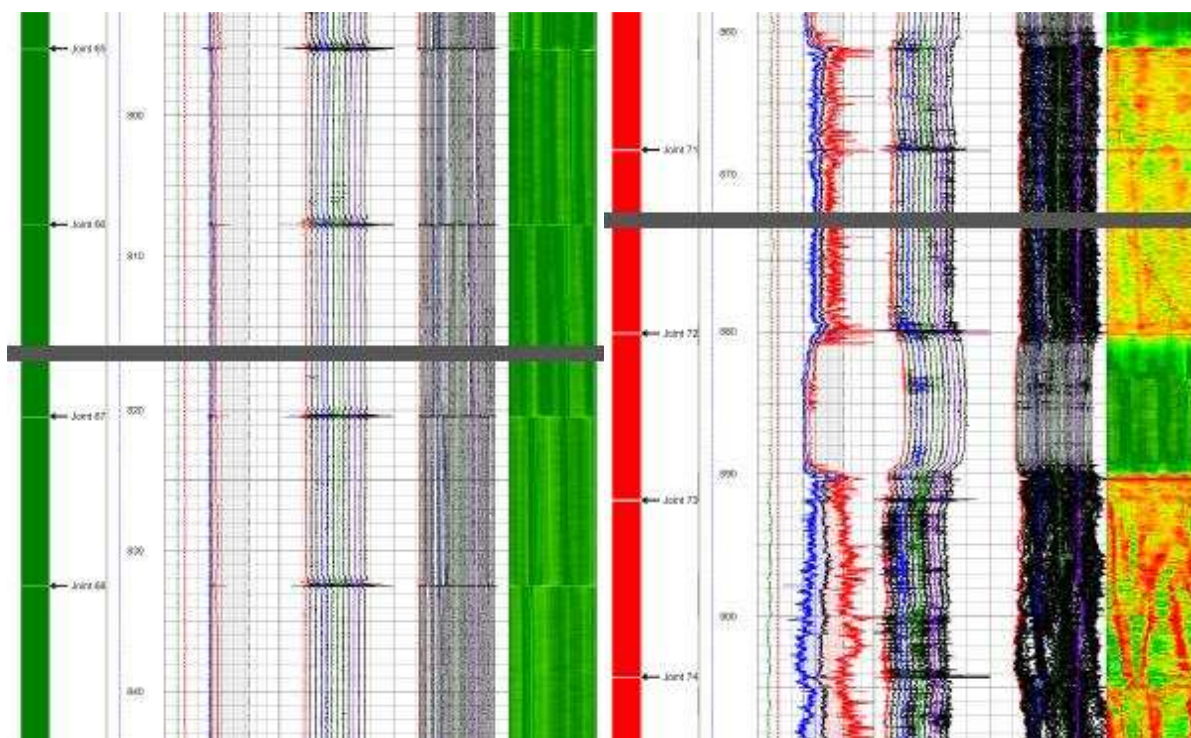


Figura 7 – Ejemplo de perfil de corrosión en un pozo de inyección selectiva de Señal Picada

En la “Figura 7” se muestra el perfil de corrosión de un pozo con instalación selectiva en Señal Picada. A la izquierda vemos el perfil de corrosión por encima del packer superior y a la derecha el perfil de corrosión en la zona por debajo del packer superior.

El perfil de corrosión en la zona bajo el packer muestra un estado del casing muy deteriorado por el contacto directo con el agua de inyección. No sucede lo mismo en la zona por encima del packer superior, por estar esta zona aislada de la inyección.

Solución adoptada

Para hacer frente a los problemas mecánicos de los pozos, debido a la agresividad del agua de inyección y para tener pozos que duren más y de esa manera garantizar la continuidad en la inyección, a partir del año 1999, se inicia un proyecto de reentubación de pozos inyectoros con tubing de ERFV, que tenía como objetivo reparar los pozos inyectoros con casing más deteriorado.

Este método de reparación de pozos inyectoros consiste en bajar un tubing de ERFV. Esta instalación se ancla en fondo y se completa con cemento todo el espacio anular entre el tubing y el casing original del pozo en cuestión. Una vez fraguado el cemento, se punzan las capas en las que se decide inyectar y así se completa la operación. La reparación del pozo con equipo de WO finaliza con la cementación del espacio anular. Una vez completado el tiempo de fragüe de cemento, generalmente 72 hs, se punzan las zonas de interés sin equipo, solamente con equipo de cable.

De esta manera, el tubing pasa a ser el nuevo casing del pozo y el mismo no tiene instalación alguna dentro de él. Los pozos inyectoros quedan inyectando de forma convencional y el caudal total se regula con una válvula desde superficie.

La campaña más importante de reentubación de pozos en Señal Picada se realizó entre los años 2000 y 2002, período en el cual se repararon 37 pozos inyectoros de agua. En ese momento, este número representaba la mitad de los pozos inyectoros del yacimiento.

Ventajas y desventajas

Las ventajas de reentubar pozos inyectoros son las siguientes:

- Menores costos en mantenimiento, ya que alcanza con hacer una limpieza con equipo de Coiled Tubing cada cuatro años para limpiar incrustaciones y relleno que se haya juntado en el fondo de pozo. Con esta operación también se realiza una limpieza y estimulación en la zona de punzados, para contrarrestar la pérdida de inyectividad.
- Una vez finalizada la operación el tubing pasa a ser el casing, y al ser éste de ERFV, se minimizan los problemas de corrosión e incrustación de la cañería.
- Esta instalación tiene más duración, por lo que garantiza continuidad en la inyección. En Señal Picada la mayoría de los pozos continúan inyectando luego de 13 a 15 años. Muy pocos fueron abandonados.
- La regulación del caudal de inyección es rápida y sencilla en comparación con los pozos de instalación selectiva. La misma se realiza con una válvula instalada en el puente de superficie.

Las desventajas son pocas, pero no menores, e incluyen las siguientes:

- La eficiencia vertical es menor, en comparación con las instalaciones de inyección selectiva.
- Si los pozos no quedan bien cementados y el cielo de cemento no llega a boca de pozo, los mismos se rompen rápidamente, debido a que la cañería se corta por la vibración y cambios de presión que se originan, sobretudo, en aperturas y cierres de inyección bruscos desde superficie.

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

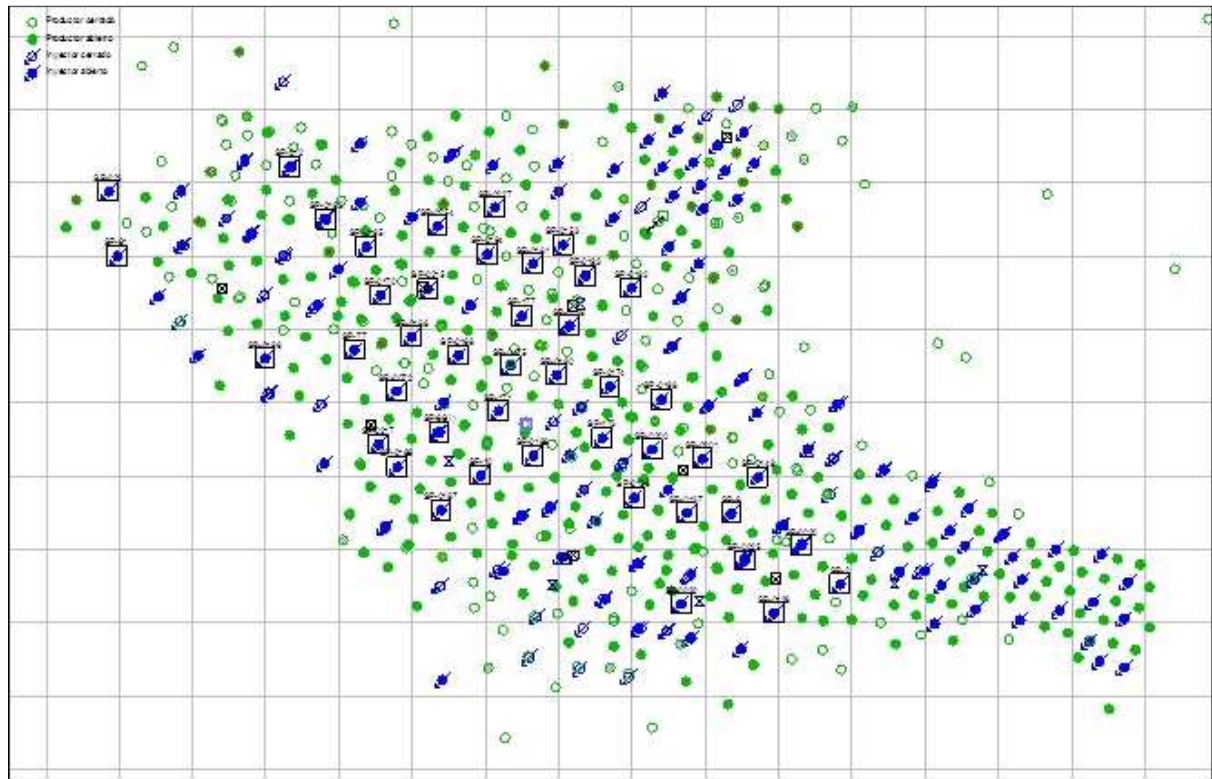


Figura 8 - Mapa de ubicación de pozos reentubados en Señal Picada, los mismos son los inyectores recuadrados

Instalación de fondo

Detalle de componentes

1. Pop Joint Acero AISI 316L
2. TBGs ERFV
3. Dispositivo de circulación
4. Packer o Ancla para fijar la instalación al Casing.
5. Camisa de cierre

Procedimiento para reentubar un pozo

1. Ingresar al pozo con equipo de WO.
2. Recuperar instalación existente.
3. Limpiar y calibrar pozo hasta fondo.
4. Realizar perfil de corrosión y cemento (recomendado).
5. Realizar cementación correctiva para asilar posibles zonas de fuga de cemento.
6. Rotar cemento y calibrar al Drift para no tener problemas al bajar la instalación.
7. Determinar nivel del pozo para poder obtener cálculos de presiones diferenciales.
8. Configurar los pinados de las herramientas.
9. Armar y calibrar en superficie el diseño a profundizar.
10. Profundizar diseño con tubería de maniobra hasta la profundidad seleccionada, en función del Perfil Gamma Ray y CCL. Prestar especial atención a la zona de fijado del packer.
11. Fijar el packer en la profundidad seleccionada.
12. Probar hermeticidad por E/C (si la integridad del pozo lo permite). Chequear nivel del pozo.
13. Recuperar cañería de maniobra.
14. Profundizar diseño con tubería ERFV hasta ON-OFF.
15. Probar hermeticidad por E/C (si es posible). Chequear nivel del pozo.
16. Cegar la camisa de cierre.

17. Conectar líneas de cementación. Llenar la columna con fluido. Presurizar para abrir el dispositivo de circulación. Circular pozo.
18. Bombear la lechada de cemento hasta completar la zona anular entre casing y tubing.
19. Colocar dardo de desplazamiento en tubing. Desplazar el mismo con agua.
20. Presurizar y cerrar camisa de circulación con el tapón de desplazamiento.
21. Esperar fragüe de cemento.

A continuación se muestra un esquema de instalación de un pozo reentubado a modo de ejemplo:

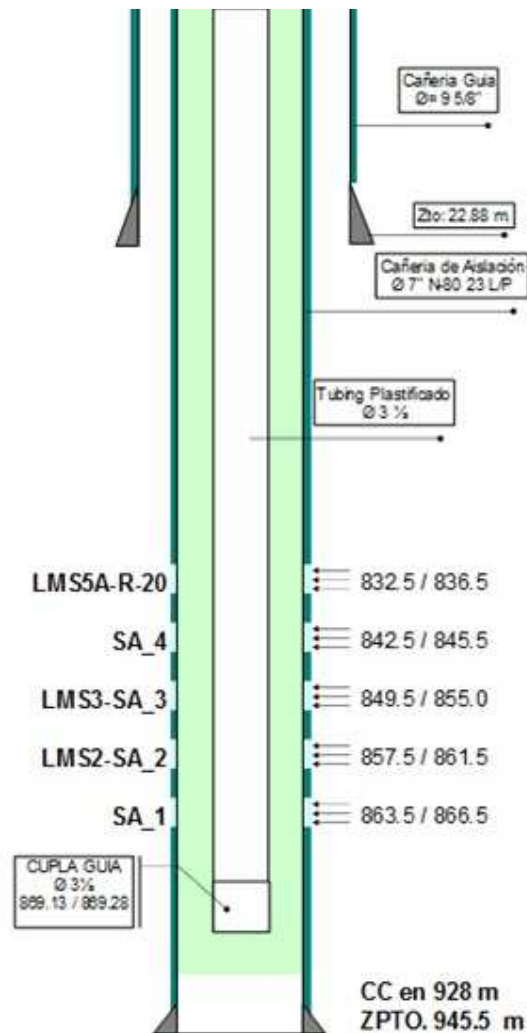


Figura 9 – Esquema ejemplo de una instalación de inyección de un pozo reentubado

Costos e inversión

Al comparar la reentubación de pozos frente a la perforación de un pozo reemplazo con instalación selectiva, el primer caso representa poco menos del 50% de la inversión con respecto al segundo caso.

Esta diferencia de inversión está dada porque la operación de reentubación de un pozo se realiza con un equipo de Workover y es muy parecida a la reparación de un pozo inyector. En cambio, el segundo caso involucra la perforación y terminación de un pozo inyector, con sus etapas asociadas.

Costo de mantenimiento de un pozo reentubado:

- Una intervención con equipo de Coiled Tubing cada 4 años para limpieza de instalación y de relleno en fondo. Además, de limpiar y estimular los punzados.
- Calibración de pozo y perfil de tránsito de fluido cada 6 meses para monitorear el estado mecánico del pozo y observar la distribución vertical de la inyección. Estas operaciones se realizan con un equipo de cable.

Costo de mantenimiento de un pozo con instalación de inyección selectiva:

- Calibración y movimiento de válvula con equipo de Slick Line una vez cada 4 meses. Si pasa más tiempo corremos el riesgo de no poder pescar las válvulas de los mandriles por efecto de la incrustación.
- Calibración de pozo y perfil de tránsito de fluido cada 6 meses para monitorear la distribución vertical de la inyección.
- Para mantener la integridad de la inyección selectiva en los pozos, se deben intervenir los mismos al menos una vez cada tres años, con equipo de Pulling o Workover, para cambiar las instalaciones de fondo. No realizar esto, llevaría a aumentar las chances no lograr el objetivo en las intervenciones, por deterioro mecánico. Las reparaciones de los pozos se pueden realizar con equipo de Pulling o con equipo de Workover. Como es sabido, el costo de intervenir los pozos con equipo de WO es más elevado que hacerlo con equipo de Pulling.

En conclusión, el costo de mantenimiento de un pozo con instalación de inyección selectiva representa más del doble de lo que cuesta mantener un pozo inyector reentubado. Esto se debe, principalmente, a que los pozos reentubados no requieren intervención con equipo. Al ser de inyección convencional, también se omiten las intervenciones con equipo de alambre para movimiento de válvulas de fondo.

Reentubar versus perforar un pozo de inyección selectiva

Para comparar si conviene reentubar un pozo y dejarlo inyectando en forma convencional o perforar un pozo reemplazo, para poder bajar instalación de inyección selectiva, se realizó una comparación teniendo en cuenta la producción asociada a cada caso. De esta manera, teniendo en cuenta los resultados de producción y los costos de inversión y mantenimiento, evaluamos cual es la alternativa más conveniente.

En primer lugar, se realiza un análisis tipo "Post Mortem" para comparar la producción real de los pozos productores de los pattern de los pozos inyectores reentubados versus una estimación de cuál hubiera sido la producción de los mismos si en todo momento hubiéramos inyectado con pozos de inyección selectiva.

Para el cálculo de la producción comprometida, partimos de un Modelo Analítico Multicapa realizado en la herramienta Sahara. Los pasos para la construcción del modelo, se detallan a continuación:

1. Se cargaron en la herramienta Sahara las producciones de líquido, petróleo y la inyección de todos los pozos de Señal Picada.
2. Se revisaron y corrigieron los estados de capa, y así se pudo determinar que capas están abiertas y cerradas en toda la historia de Señal Picada.
3. Se ajustó la distribución de la inyección por capa.
4. Se realizó un mallado automático con un radio de 700 mts, debido a la irregularidad de los patterns en Señal Picada y porque se detecta una respuesta en pozos que están hasta esta distancia.
5. Se calcula el Volumen Poral de todos los elementos (mallas de inyección) con el mapa de Volumen Poral que calculamos antes.
6. Calculamos los coeficientes de distribución areal de la inyección, para todas las capas y todas las fechas, mediante la herramienta, ponderando por volumen poral.
7. Ajustamos las curvas de producción de líquido simulado por la herramienta contra la curva de líquido real.
8. Ajustamos el tamaño de malla según el volumen poral contactado estimado.
9. Calculamos la producción de petróleo con el método de Curva Característica.
10. Ajustamos las saturaciones de petróleo en las fechas donde no ajusta la curva de producción de petróleo.

De esta manera se logra obtener curvas ajustadas de petróleo real y simulada.

A partir del punto anterior, se modifica la distribución de la inyección de los pozos inyectores reentubados desde que se realizó dicha intervención hasta el día de hoy con la distribución que hubieran tenido, si los pozos hubieran podido mantener las instalaciones de inyección selectivas.

A continuación se muestra un cuadro comparativo de cómo varió la distribución de la inyección entre la situación actual y el caso simulado para una inyección selectiva en todos estos pozos.

Capa	OOIP (% del total)	Distribución de inyección	
		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%

Figura 10 – Comparación de distribución de inyección de pozos reentubados (convencional) vs la hipotética instalación selectiva

Observamos en la “Figura 13” que en el caso estimado (inyección selectiva) se enfoca la inyección en las capas con mayor porcentaje de OOIP.

Ahora contamos con dos escenarios, uno con la producción de petróleo real de los pozos productores de los pattern de los inyectores reentubados, y otro con una producción de petróleo estimada en dichos pozos productores a partir del cambio en la distribución de la inyección.

Así obtenemos la siguiente diferencia de producción:

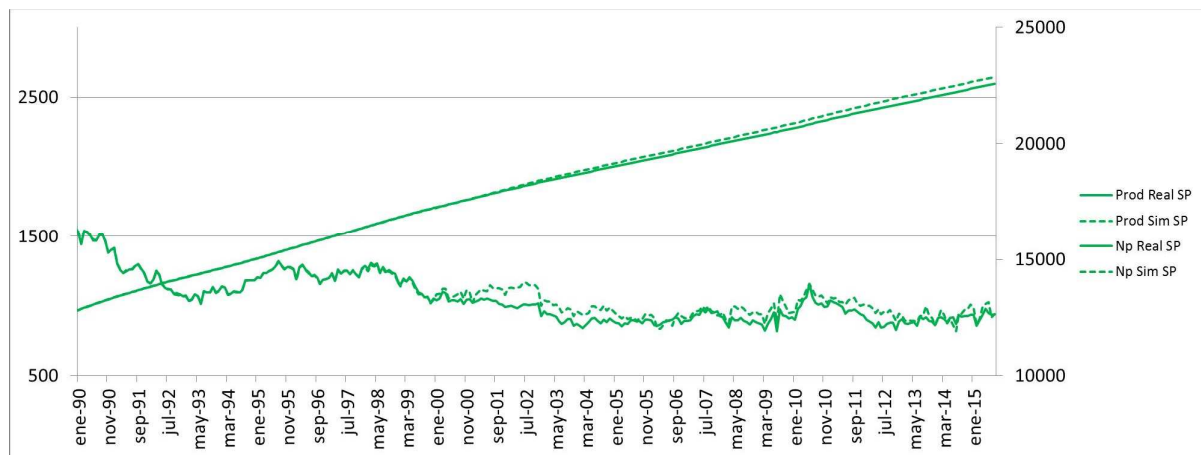


Figura 11 – Comparación de producción en Señal Picada: en línea llena la producción real del campo y en línea punteada una producción estimada con los inyectores reentubados inyectando de forma selectiva

Con los resultados de producción obtenidos en ambos escenarios concluimos en que si hubiéramos podido mantener las instalaciones de inyección selectiva en dichos inyectores, podríamos haber recuperado 210 Km3 adicionales.

Además, realizamos un análisis estadístico con los datos de producción obtenidos para cada uno de los inyectores reentubados. Esta producción pertenece en realidad a los pozos productores asociados a dichos inyectores, y se obtiene a partir de la diferencia entre el caso actual (pozos inyectando en forma convencional) vs una situación hipotética de haber mantenido la selectividad en dichos inyectores.

A continuación mostramos los datos de diferencia de producción acumulada por pozo, obtenidos en el análisis probabilístico en Excel y Crystalball:

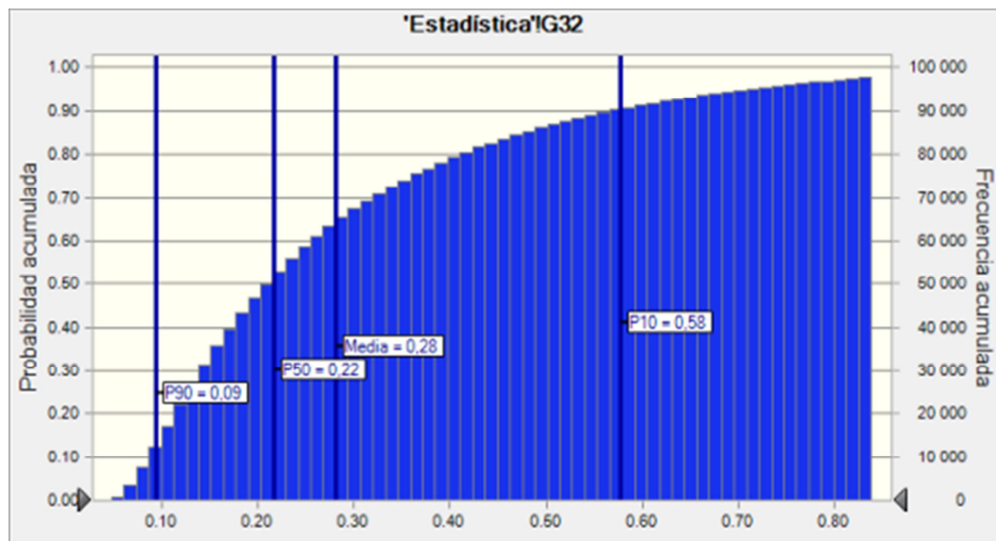


Figura 12 – Probabilidad Acumulada – Producción adicional sobre el caso base, expresado en fracción

El resultado nos muestra los siguientes valores, representados en % adicional de producción acumulada respecto a la respuesta de producción de un pozo inyector reentubado (caso base):

- Media: 28% de producción adicional
- **P50: 22% de producción adicional**
- P90: 9% de producción adicional
- P10: 58% de producción adicional

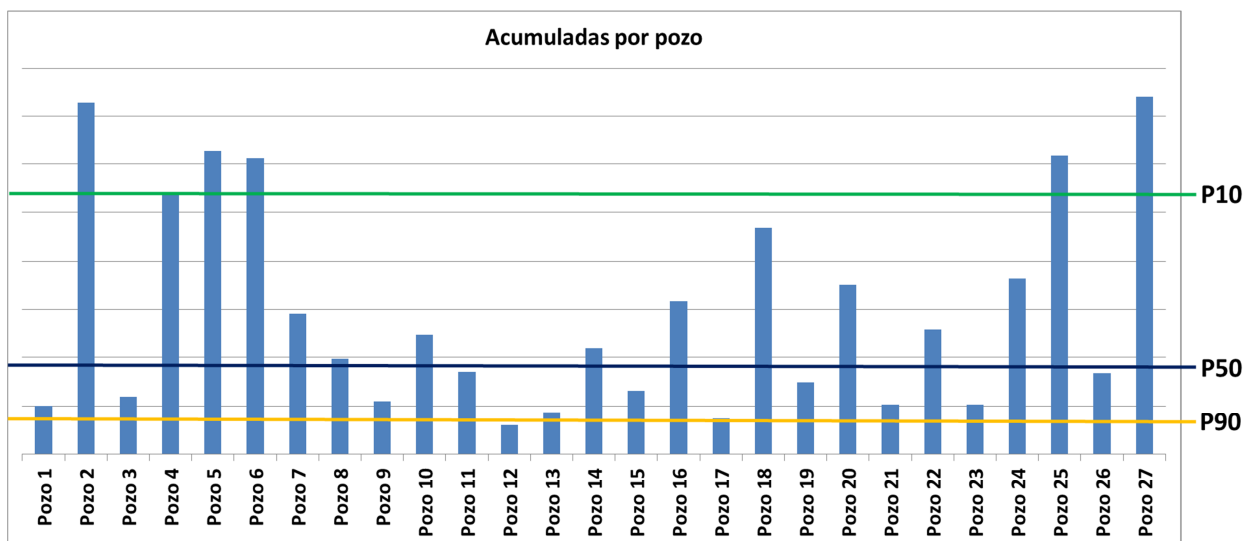


Figura 13 – Ubicación de los pozos P90, P50 y P10 en el muestreo de pozos reentubados

CONCLUSIONES

La inyección en pozos reentubados reduce la eficiencia vertical, al no poder tener control para inyectar el agua, por medio de la instalación. A pesar de esto, este tipo de instalación nos garantizó una continuidad en la inyección hasta el día de hoy en la mayoría de los pozos reentubados. De no haber optado por esta opción, probablemente hubiéramos dejado de inyectar en algunos de estos patterns o la inyección podría haber tenido más intermitencia. En concordancia con lo dicho anteriormente, la inyección en pozos reentubados con cañería de ERFV, suma al día de hoy, más de 44 Mm³ de agua. Esto representa un 24% de la inyección total acumulada en Señal Picada. Actualmente aportan alrededor del 40% de la inyección diaria total en el yacimiento.

En total se reentubaron 44 pozos en Señal Picada, de los cuales 36 continúan inyectando normalmente al día de hoy, luego de alrededor de 15 años de actividad. Este número representa más de un 80% del total de los pozos. Además, otros 4 pozos de abandonaron en los últimos dos años.

La reentubación de un pozo inyector de agua, representa un 45% de la inversión, en comparación a la perforación de un pozo inyector reemplazo para profundizar una instalación selectiva. Esto se debe a que la operación para reentubar un pozo es muy similar a una reparación con equipo de Workover.

Por otro lado, el costo de mantenimiento de un pozo inyector reentubado es menos de la mitad que el de un inyector selectivo. Esto es así, porque sólo necesita de una limpieza con Coiled Tubing cada cuatro años, y una calibración y medición de inyección con Tránsito de Fluido cada seis meses.

Actualmente, se está evaluando una instalación de inyección selectiva para diámetros reducidos. De funcionar la misma, tendríamos la posibilidad de profundizarla en estos pozos.

BREVE CV DE LOS AUTORES

Nombre: Manuel Ignacio Gonzalez

Título y lugar de estudio: Ingeniero en Petróleo – Universidad del Comahue, Neuquén

Diferentes empresas en las que hizo su carrera: YPF

Cargo actual en la empresa: Ingeniero de Reservorio Operativo Catriel

Nombre: Juan María Tagliorette

Título y lugar de estudio: Licenciado en Geología – Universidad Nacional de La Pampa

Diferentes empresas en las que hizo su carrera: Geoservice - YPF

Cargo actual en la empresa: Coordinador de Reservorios en el Negocio Neuquén y Río Negro

Nombre: Horacio Enrique Albarracín

Título y lugar de estudio: Ingeniero en Petróleo – Universidad del Comahue, Neuquén

Diferentes empresas en las que hizo su carrera: YPF

Cargo actual en la empresa: Ingeniero de Reservorio de Estudios Zona Central

Nombre: Néstor Francisco Rodríguez

Título y lugar de estudio: Ingeniero Químico - Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional La Plata; Ingeniero en Petróleo - Universidad de Buenos Aires

Diferentes empresas en las que hizo su carrera: YPF

Cargo actual en la empresa: Ingeniero de Producción

Nombre: Julián José Blanco

Título y lugar de estudio: Ingeniero Industrial - Universidad Tecnológica Nacional, Facultad Regional San Rafael; Postgrado en Producción de Petróleo y Gas - ITBA

Diferentes empresas en las que hizo su carrera: YPF

Cargo actual en la empresa: Ingeniero de Reservorio Operativo Catrielgracia