

Mejora de eficiencia de recuperación secundaria en un yacimiento de petróleo de alta viscosidad y arenas no consolidadas, lograda a partir del control de los caudales de extracción e inyección de los pozos

Ortiz Best, R. (rortizbest@pluspetrol.net), Saez, M. (msaez@pluspetrol.net), Paponi, H. (hpaponi@pluspetrol.net), Cremonini, A. (acremonini@pluspetrol.net), L. Bayona (lbayona@pluspetrol.net)
– Pluspetrol S.A.

Sinopsis

El presente trabajo describe acciones de monitoreo de recuperación secundaria aplicadas en el yacimiento El Corcobo Norte y sus aledaños, operados por Pluspetrol S.A., ubicados en el borde noreste de la Cuenca Neuquina. El principal horizonte productivo es la Formación Centenario. Se trata de un reservorio somero relativamente homogéneo de arenas no consolidadas. La gravedad API del petróleo es 19° y su viscosidad en condiciones de reservorio está en el rango de 150 a 250 cP.

El yacimiento se opera utilizando la técnica denominada CHOPS (Cold Heavy Oil Production with Sand), que consiste en promover la producción de arena a través de ensayos a alto caudal y a la presión dinámica más baja posible durante la terminación, tanto en pozos inyectores como productores. La producción de arena da lugar a la formación de cavernas y “wormholes” que generan estimulación, condición necesaria para alcanzar las producciones iniciales observadas.

Debido a la baja presión inicial (30 kg/cm²) y la rápida declinación de la producción, resultó necesario el soporte de la presión del reservorio. La heterogeneidad generada por la técnica CHOPS, sumada a la alta viscosidad del petróleo, representaron un desafío para implementar la inyección de agua en esta formación. Sin embargo se observaron muy buenas respuestas en los pozos productores. Se estima que la fuerte mojabilidad al agua de la roca reservorio y la buena continuidad dinámica de las distintas capas, favorecieron las eficiencias de desplazamiento y volumétrica.

El monitoreo de recuperación secundaria se apoya en una fuerte adquisición de datos de producción e inyección, lo que permite realizar las siguientes tareas: revisiones diarias de parámetros de producción e inyección, revisiones semanales del estado extractivo de productores, revisiones mensuales de caudales y distribución vertical de la inyección de agua, VRR (reemplazo de volumen producido) y Factor de Procesamiento (volúmenes porales inyectados o producidos por año), entre otros análisis.

El seguimiento de la Recuperación Secundaria ha permitido desarrollar una estrategia que consiste en establecer caudales específicos de producción e inyección orientados a lograr un barrido homogéneo y acotar el crecimiento del corte de agua en pozos que han sufrido la irrupción del frente de agua. Adicionalmente, al limitar la extracción se favorecen los efectos capilares de imbibición en una roca fuertemente hidrófila.

Las acciones que se describen en este trabajo surgen del aprendizaje logrado luego de los primeros años de operación, y su aplicación ha permitido obtener factores de recuperación tan altos como 20% en las zonas más maduras en solo seis años de producción.

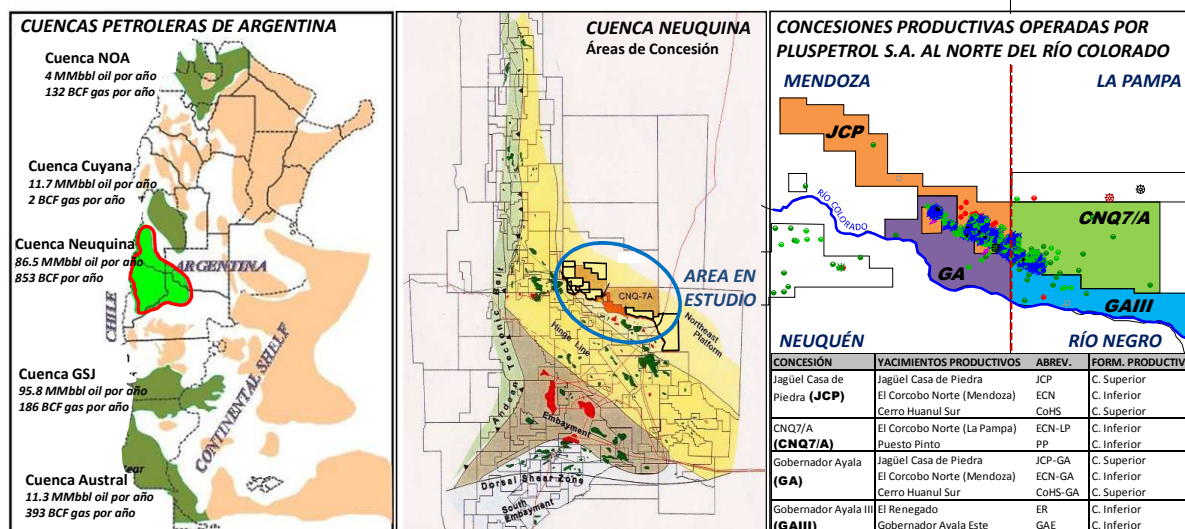


Figura 1: Ubicación de las áreas en estudio.

Introducción

El yacimiento El Corcobo Norte (ECN) y sus aledaños, Jagüel Casa de Piedra (JCP), Cerro Huanul Sur (CoHS), Puesto Pinto (PP), El Renegado (ER) y Gobernador Ayala Este (GAE) se encuentran en las áreas JCP, CNQ-7/A, GA y GAIH, ubicadas al norte del Río Colorado en las provincias de Mendoza y La Pampa (Figura 1).

La compañía Petro Andina Resources Ltd. inició la operación de estas áreas en el año 2004, adquiriendo el 50% de los bloques exploratorios en el margen NE de la Cuenca Neuquina. Se conformó un grupo societario con Repsol-YPF en las áreas JCP y CNQ7/A, denominado Bloque CNQ7/A, y otro con Repsol-YPF y Petrobras en el área GA, denominado Bloque CNQ7. En 2007 obtuvo la operación de GAIH en sociedad con Enarsa y Raiser. En el año 2009 Pluspetrol S.A. adquirió los activos de Petro Andina Resources Ltd., y ha sido la compañía operadora desde entonces.

La exploración en estas áreas comenzó en 1964, siendo el pozo Jagüel Casa de Piedra (JCP).x-3, perforado por YPF en 1984, el primero en evidenciar la presencia de hidrocarburos pesados en condiciones de subpresión y en reservorios no consolidados, proclives a producir arena. La magra producción resultante y la escasa dimensión de la acumulación definida por otros 3 pozos de avanzada (JCP.a-4, a-5 improductivos y a-6 que ensayó petróleo y agua) llevaron a que esta región de borde de cuenca quedara fuera del interés exploratorio de aquel momento (Ref. 2).

El hallazgo de petróleo del pozo JCP.x-3 circunscripto a un pequeño cierre estructural, fue la base de una intensa campaña de exploración iniciada por Petro Andina Resources Ltd. en 2004 que tomó ventaja de que los objetivos eran someros, obteniendo la primera etapa exploratoria resultados económicos. Se descubrieron trampas estratigráficas que superan los 500 MMBbls (80 MMm³) de petróleo original in situ (POIS).

La estrategia de trabajo empleada desde el inicio de la explotación surgió a partir del estudio de las etapas de exploración y desarrollo de campos análogos del oeste de Canadá. Se tomó la decisión de probar, en un período menor a 3 años, aquellas tecnologías que habían demostrado ser exitosas comercialmente. De esta manera, además de las técnicas CHOPS e inyección de agua que se describirán en detalle más adelante, se realizó un piloto de inyección continua de vapor, 4 pilotos de inyección cíclica de vapor y 1 piloto de perforación horizontal, los cuales se ejecutaron en paralelo a la etapa de delineación, pero fueron desestimados para la etapa de desarrollo.

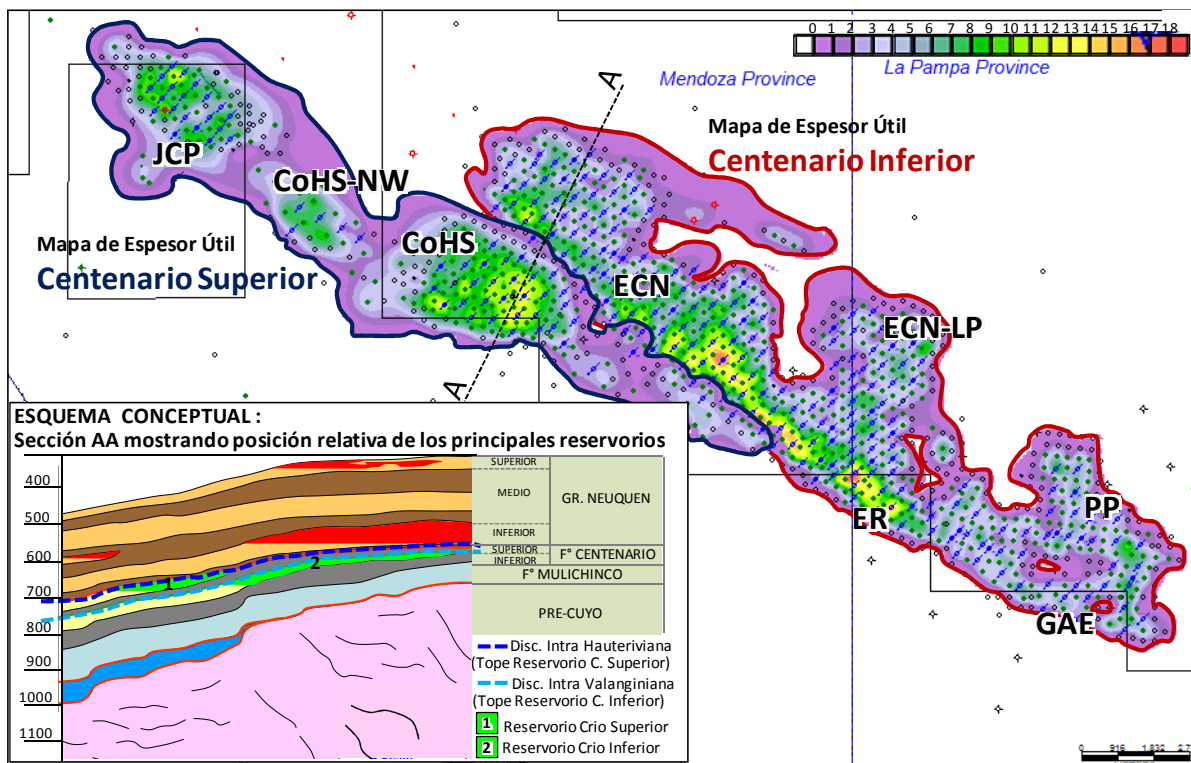
La técnica de producción empleada principalmente es “CHOPS, Cold Heavy Oil Production with Sand” (producción de petróleo pesado en frío con arena) (Ref. 3). Esta técnica consiste en promover la producción de arena a través de ensayos a alto caudal y a la presión dinámica más baja posible durante la terminación, tanto en pozos inyectoros como productores. La producción de arena da lugar a la formación de cavernas y/o “wormholes” en la zona de punzados que generan estimulación, condición necesaria para alcanzar las producciones iniciales observadas.

Desarrollo

1. Propiedades del reservorio

1.1. Geología y fluidos del reservorio

Los reservorios principales son las areniscas no consolidadas de la Fm. Centenario, con un 60% de las reservas en el Mb. Inferior y el resto en el Mb. Superior (Figura 2). Los reservorios de mejor calidad tanto del miembro Superior como Inferior, corresponden a depósitos de canales fluviales de planicie costera, la profundidad promedio de los reservorios es 650 m. La porosidad promedio es 30% y la permeabilidad varía entre 0.5 y 4 Darcy. El espesor útil promedio es de 8 m, siendo el mayor espesor de 18 m. El crudo tiene una gravedad API de 19° y viscosidad in situ entre 150 y 250 cP, y muestra comportamiento típico de Petróleo Espumoso (Foamy Oil) (Ref. 5). La presión original es de 30 kg/cm² (sub-hidroestática).



Existe buena continuidad lateral de las distintas capas del reservorio dado el ambiente depositacional descrito anteriormente. La Figura 3 muestra en un corte estructural la disposición típica de los reservorios correspondientes al Mb. Inferior de la Formación Centenario.

1.2. Permeabilidad relativa, mojabilidad

El primer piloto de inyección de agua para mantenimiento de presión se implementó en el yacimiento JCP a fines de 2005, apoyado en estudios de petrofísica realizados en una corona obtenida en el pozo JCP.x-7,

única disponible en aquel momento, que mostraban una roca fuertemente mojable al agua. Esta característica, que luego fue confirmada en otros 19 pozos coroneados, permitió calcular Relaciones de Movilidades (M) cercanas a 2.5 al momento de la irrupción del frente de agua (Figura 4), lo que resulta en muy buenas respuestas a la inyección (ver Figura 6 en la sección *Mecanismos de producción*).

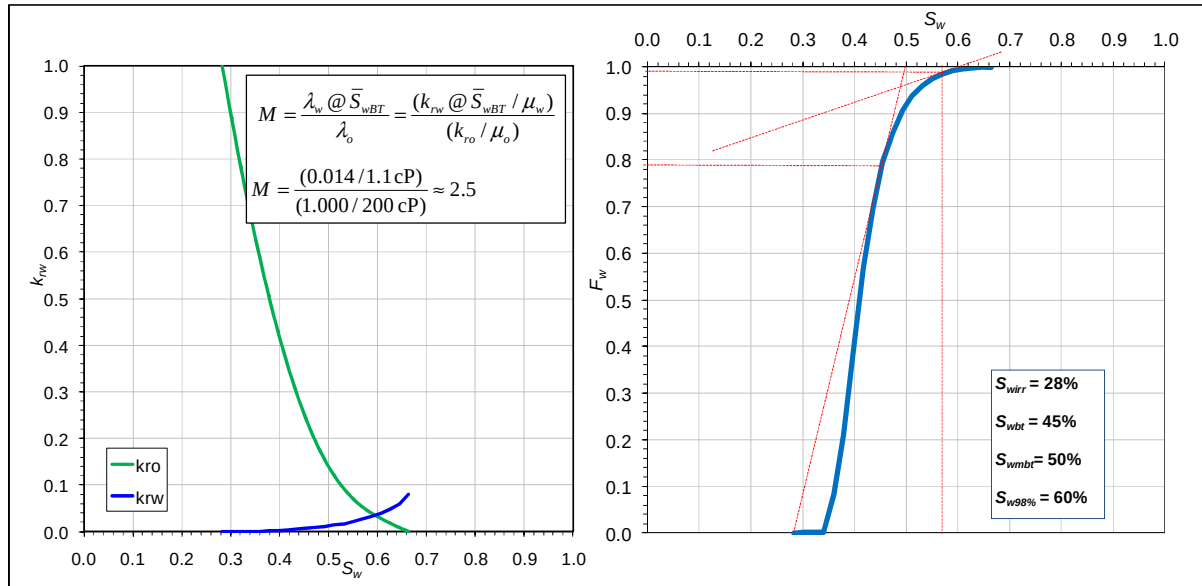


Figura 4: Perm. Relativas y Curva de Flujo Fraccional típicas de los reservorios de la Formación Centenario

2. Mecanismos de producción

2.1. CHOPS e implementación de Recuperación Secundaria. Respuestas observadas.

Como se mencionó anteriormente, el yacimiento se opera utilizando la técnica CHOPS, que permite obtener altos caudales de producción debido a la estimulación que genera la producción de arena. Sin embargo la alta producción supone una rápida depletación del reservorio en las primeras etapas de explotación, motivo por el cual se utiliza la inyección de agua (Recuperación Secundaria) para mantenimiento de presión.

La configuración de pozos predominantemente empleada para Recuperación Secundaria es 7-spot invertido con un espaciamiento de 20 ac. Los yacimientos ECN, ER y CoHS están desarrollados casi exclusivamente con esta configuración, mientras que el yacimiento JCP utiliza un esquema 5-spot a 40 ac, y en el yacimiento PP actualmente se usa 9-spot invertido, pero se está migrando hacia un arreglo Line Drive, con los inyectores ubicados en el eje de los canales arenosos. La Figura 5 ejemplifica estas configuraciones y muestra además la historia de producción de todos los yacimientos en estudio en conjunto. La producción en octubre de 2012 fue de 4,513 m³/d de petróleo con 469 pozos productores activos. La inyección ascendió a 18,600 m³/d distribuida en 266 pozos.

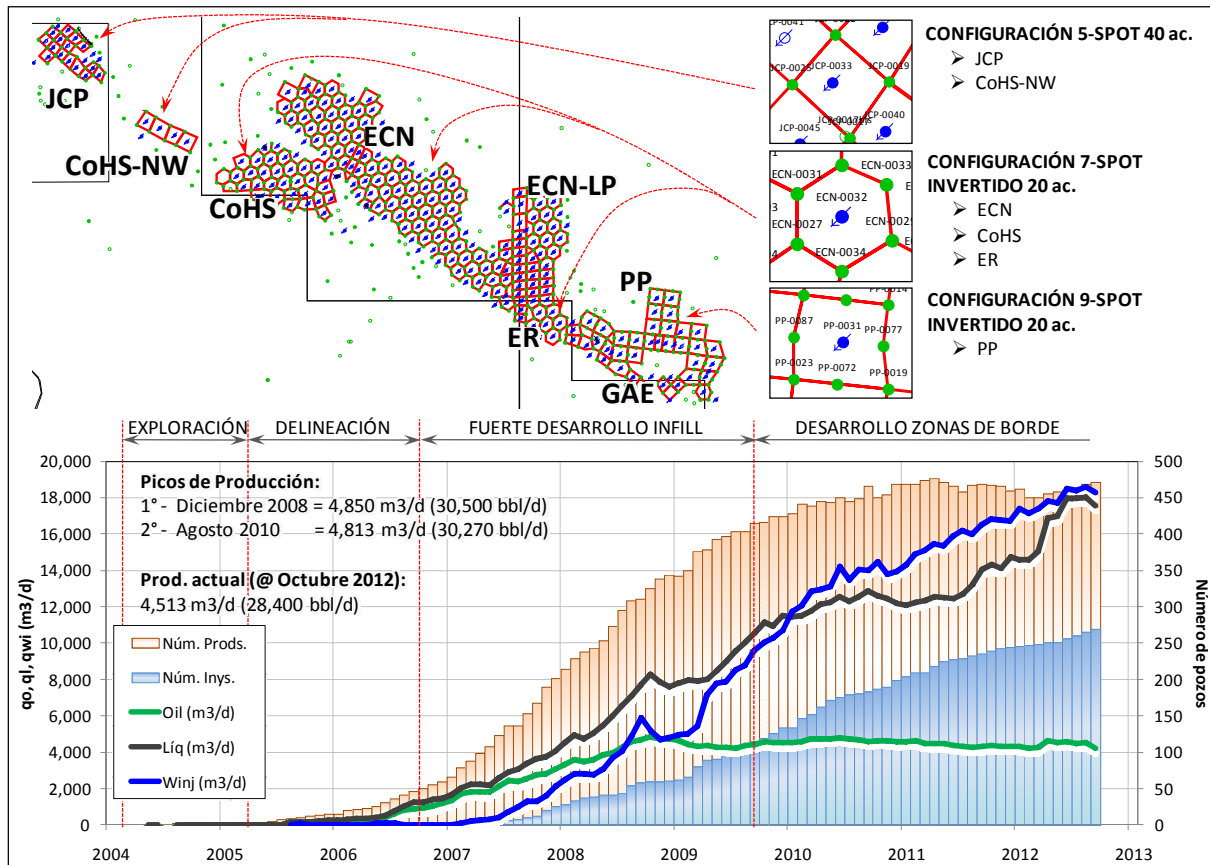


Figura 5: Configuraciones de mallado para Recuperación Secundaria. Historia de producción de todas las áreas en conjunto.

Para ejemplificar el comportamiento de la inyección de agua en la Formación Centenario, en la Figura 6 se presenta la historia de producción del yacimiento El Renegado. En la misma puede apreciarse la fuerte declinación que sufre la producción si no se mantiene la presión del reservorio. Las producciones iniciales promedio en este campo fueron de alrededor de 30 m³/d de petróleo con corte de agua (W_{cut}) prácticamente nulo en los pozos estructuralmente altos. El inicio de la inyección de agua se retrasó debido a la demora en la obtención de permisos ambientales, por lo que el yacimiento padeció una importante depletación en esa etapa. La respuesta de la producción se obtuvo luego de alrededor de 6 meses de iniciada la inyección, periodo típico de respuesta en los yacimientos en estudio. En la historia de El Renegado pueden identificarse las etapas típicas de respuesta a la Recuperación Secundaria (Ref. 1). La exitosa respuesta obtenida comprueba que la relación de movilidades M del reservorio es apropiada para aplicación de Recuperación Secundaria, a pesar de la alta viscosidad del crudo del reservorio.

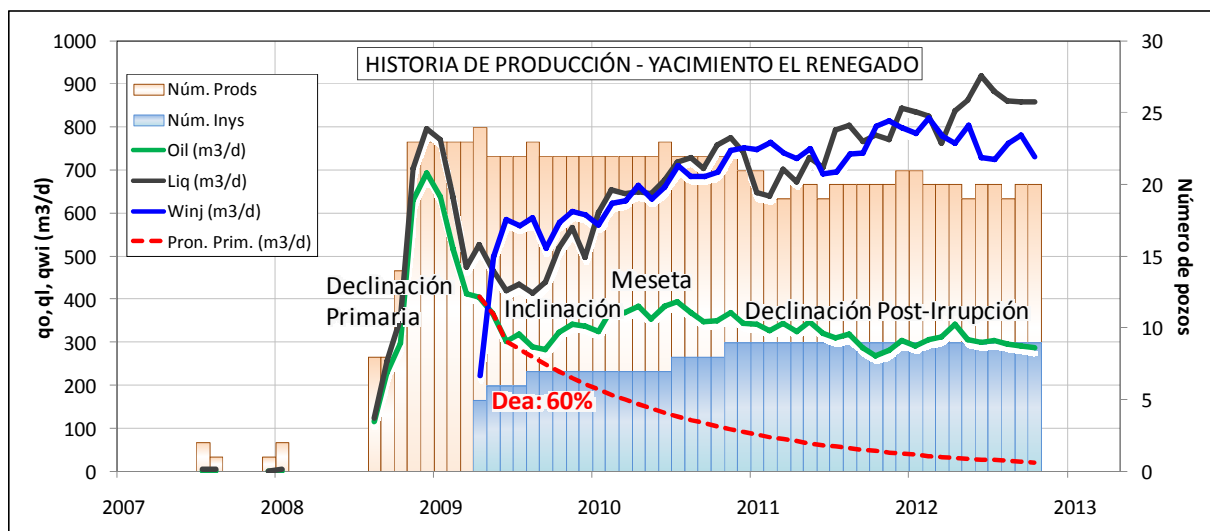


Figura 6: Historia de producción Yacimiento El Renegado. Identificación de etapas típicas de respuesta.

2.2. Problemas de Eficiencia Volumétrica (E_{VOL})

2.2.1. Canalizaciones

Si bien el reservorio tiene propiedades petrofísicas relativamente homogéneas, la aplicación de la técnica de producción de arena genera heterogeneidades dado que el espacio creado por la arena que va siendo producida genera zonas de muy alta conductividad. Estas regiones, denominadas agujeros de gusano (“wormholes”), que mejoran progresivamente la productividad del pozo, en ciertos casos pueden crecer hasta distancias considerables dentro del reservorio y alcanzar zonas con alta saturación de agua (S_w), tales como las cercanías de un pozo inyector. Cuando esto sucede, el agua viaja directamente por esos wormholes hacia el productor, dando lugar a lo que se conoce como canalización de agua. Las canalizaciones por wormholes atentan directamente contra la obtención de un alto Factor de Recuperación (FR) debido a que actúan directamente en detrimento de la Eficiencia Volumétrica (E_{VOL}) de barrido.

Existen distintos estudios que intentan describir la formación de los wormholes. La teoría más ampliamente aceptada tiene fundamentos en la Geomecánica, y se basa en la redistribución de esfuerzos entre las zonas que aportan material al pozo y las que se mantienen cuasi inalteradas soportando el peso de la columna litostática (Ref. 7, Ref. 8). Sin embargo, aún no existen métodos para describir la geometría de la zona alterada por los wormholes a nivel yacimiento.

En los yacimientos de la Formación Centenario se ha documentado ampliamente la ocurrencia de estos canales. En muchos casos se ha podido caracterizar los mismos a través de Ensayos de Trazadores y Ensayos de Interferencia (EI), llegando a una tipificación que permite dividirlos en dos grupos según la severidad de la canalización. De esta manera, se denomina canalización Tipo I a los casos de mayor conexión dinámica, y Tipo II a los de menor conductividad (Ref. 6). La Figura 7 muestra características típicas de este tipo de canalizaciones. En los casos Tipo I se han registrado arribos de trazador en el orden de pocas horas, con recuperaciones superiores al 20% en los primeros minutos luego del arribo inicial. Este comportamiento demuestra flujo muy concentrado del trazador inyectado, dado que la velocidad con la que se mueve por el canal no permite la difusión del mismo hacia el reservorio, lo que resulta en curvas de recuperación de tipo pulso. En contraste, las canalizaciones Tipo II muestran curvas de recuperación comparativamente más suaves, con menores concentraciones detectadas y con largas “colas” de recuperación, que indican que el “batch” de trazador inyectado ha tenido tiempo de residencia en el reservorio suficiente como para difundir fuera del canal principal y transitar por líneas de flujo fuera del mismo.

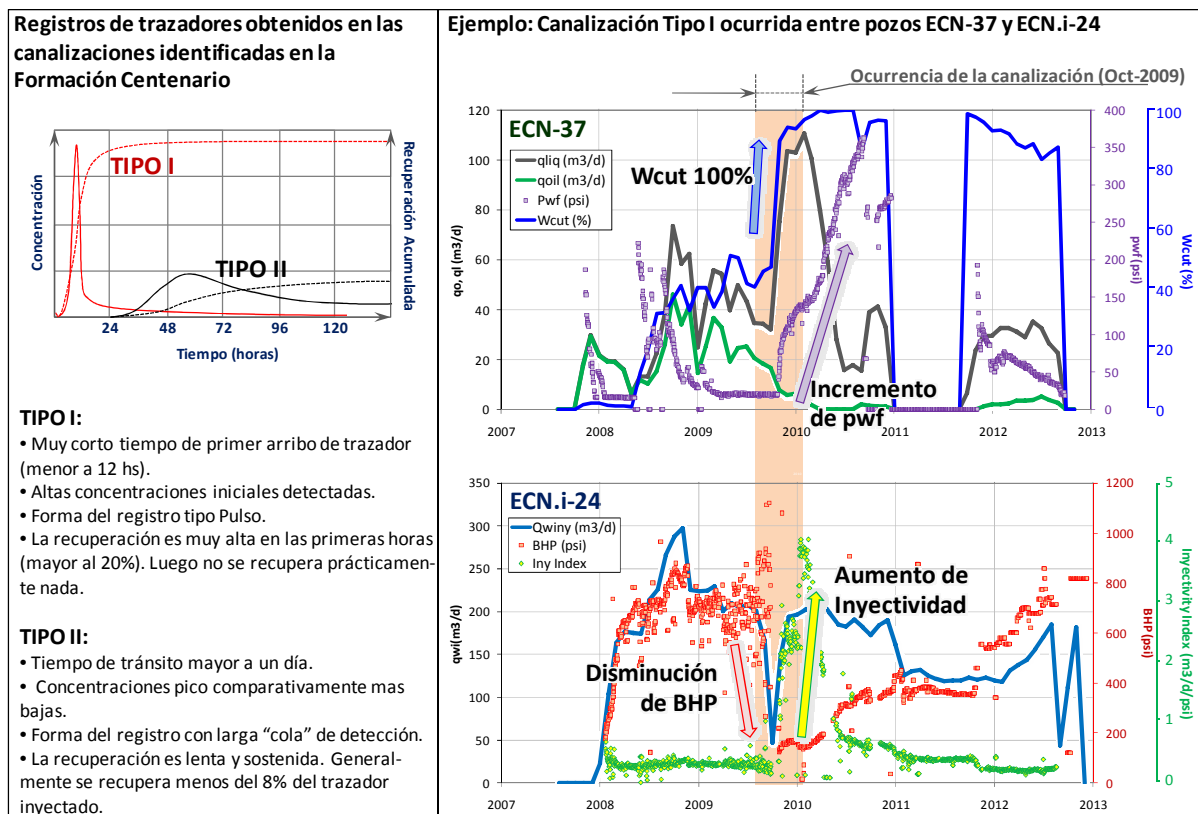


Figura 7: Características de las canalizaciones típicas encontradas en los yacimientos de la Formación Centenario.

La Figura 7 además exhibe mediante un ejemplo el comportamiento observado en la productividad e inyectividad de los pozos involucrados en una canalización por wormholes. El ejemplo mostrado corresponde al pozo productor ECN-37, que en octubre de 2009 sufrió una canalización con el pozo inyector ECN.i-24. Puede verse como la presión de inyección (BHP) del pozo ECN.i-24 cayó repentinamente y el Índice de Inyectividad se incrementó enormemente comparado a los valores previos. Por otro lado el pozo ECN-37 incrementó su productividad, evidenciado esto por el aumento de la presión dinámica (p_{wf}), al tiempo que el W_{cut} creció al 100%.

Cuando un evento como éste sucede, en la mayoría de los casos la producción se pierde por completo. En el caso ejemplificado la producción cayó desde 19 m³/d a 0 m³/d sólo un mes luego del aumento de inyectividad del ECN.i-24.

La Figura 7 ilustra como el inyector responsable de una canalización puede identificarse a través del mero análisis de los parámetros de producción e inyección. Sin embargo, en muchos casos éste análisis no es suficiente para entender completamente la situación, debido a que no se cuenta con toda la información necesaria. Por ejemplo, éste es el caso cuando los inyectores no están equipados con sensor de fondo e inyectan con presión nula en boca de pozo, entonces en el momento de la canalización de un productor no se registran cambios de inyectividad en los inyectores asociados. En estos casos se recurre a Ensayos de Interferencia (EI) para identificar al inyector que canaliza a un pozo.

Los EI consisten en generar una perturbación conocida en uno de los inyectores asociados al pozo productor que ha sufrido canalización de agua, con el objetivo de evaluar cómo esa perturbación repercute en su p_{wf} . Es condición necesaria que el productor cuente con sensor de fondo. Esta operación luego se repite con el resto de los inyectores que afectan al productor en estudio. La Figura 8 muestra el tipo de resultados que se obtienen en los EI a través de un ejemplo. La perturbación en este caso consistió en tres cierres y aperturas de inyección de igual duración, y luego se repitió esta operación en los otros dos inyectores. Puede observarse como los cierres de inyección generados en el inyector ECN-90 se replican claramente en la p_{wf} del productor ECN-36, mientras que no se obtiene respuesta a los cierres de los otros dos inyectores ECN-105i y ECN-158i.

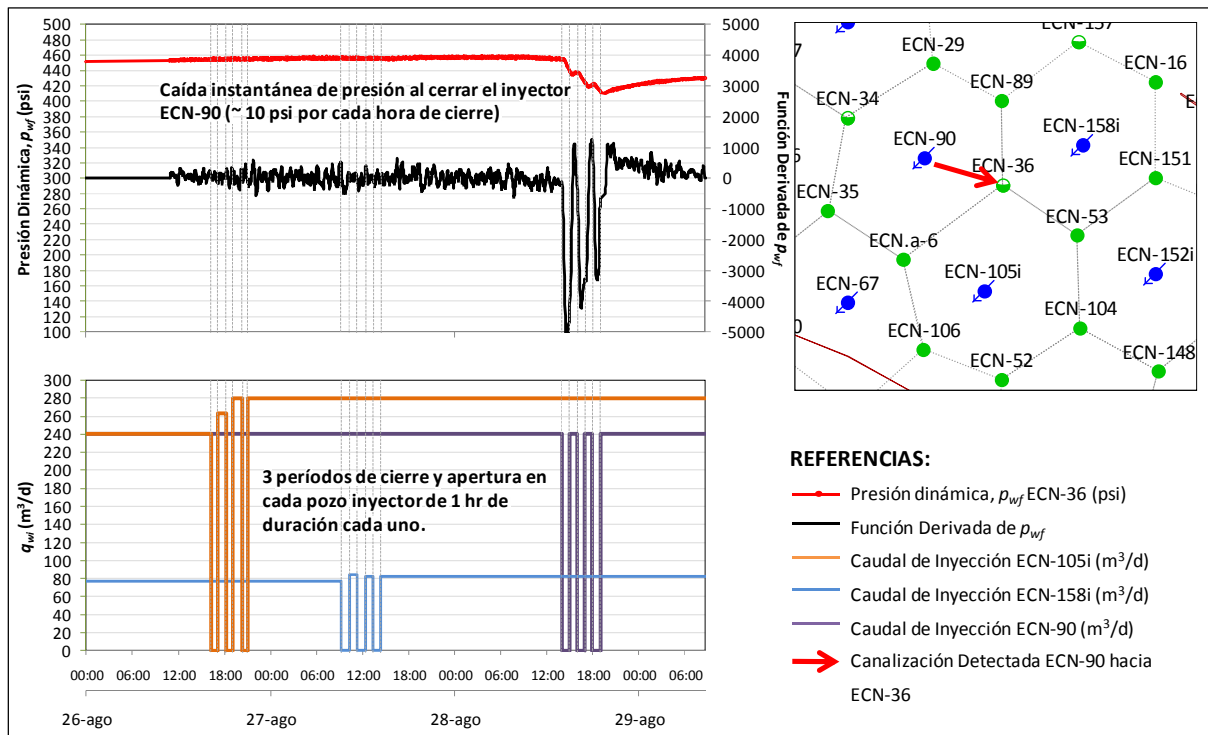


Figura 8: Ensayos de Interferencia (EI). Ejemplo de detección de canalización Tipo I en El Corcobo Norte.

Se ha intentado dar un tratamiento riguroso a estas respuestas mediante el análisis de ensayos de presión con software especializado. Con estas herramientas se ha encontrado que el único modelo teórico capaz de reproducir un comportamiento similar al observado en estos EI es un modelo de canal, con distancia muy corta a los bordes del mismo (del orden de pocos centímetros) y con permeabilidad muy elevada, geometría que se asemeja a la vía directa, estrecha y confinada que podría esperarse en un wormhole.

2.2.2. Problemas de Eficiencia Areal (E_A) de barrido.

Si bien el tipo de canalizaciones por wormhole repentinas recién descritas son frecuentes, existen otro tipo de problemas asociados a digitación viscosa (*viscous fingering*), que igualmente atentan contra la E_{VOL} de la Recuperación Secundaria.

Las condiciones de mojabilidad de este reservorio conllevan a importantes incrementos de productividad a medida que aumenta el W_{cut} de los pozos productores. Diversos factores hacen que en una malla determinada algunos productores experimenten la irrupción de agua antes que otros. En estos pozos el W_{cut} aumenta notablemente y se desarrolla una preferencia del agua inyectada a dirigirse hacia esos sectores con alta S_w , perjudicando la distribución uniforme del frente de agua. Se ha encontrado en estos yacimientos que si en los pozos con elevado W_{cut} se permite la extracción a bajas p_{wf} , la situación empeora hasta alcanzar un estado en el cual el inyector solo aporta hacia esos pozos, dejando sin soporte al resto de los productores de la malla. Los resultados de esta situación, sin llegar a ser tan drásticos como en el caso de las canalizaciones, implican la acuatización temprana de pozos y retrasa la respuesta de los otros productores. En la parte izquierda de la Figura 10 se ilustra mediante un ejemplo la situación descrita de baja E_A causada por la dirección preferencial de flujo que se genera si no se ejerce algún tipo de control sobre la producción.

3. Estrategia de mitigación de canalizaciones y aumento de Eficiencia Volumétrica

3.1. Limitación de caudales de inyección y producción

La aparición de las primeras canalizaciones por wormholes obligó a buscar un modo de evitar, o cuando menos, reducir la ocurrencia de las mismas. Teniendo en cuenta que el volumen alterado en el reservorio es función directa del volumen de arena producido, y que la tasa de producción de arena depende de la velocidad de movimiento de los fluidos en el reservorio, se decidió probar una estrategia orientada a minimizar esas velocidades de flujo. Otro efecto buscado al reducir los caudales de inyección fue favorecer la acción de las fuerzas capilares, que ayudarían a saturar de agua las zonas del reservorio no barridas. En primer lugar se definió un caudal de inyección (q_{wi}) máximo por malla, y posteriormente se aplicó el mismo criterio a los pozos productores, fijando caudales de producción máximos.

Para definir el límite superior de q_{wi} en cada malla se utilizaron dos parámetros:

- Factor de Procesamiento (PF por sus siglas en inglés) del pozo inyector:

$$PF_i = \frac{q_{wi} [\text{m}^3/\text{d}] \times 365 [\text{d}]}{PV_{malla} [\text{m}^3]}$$

que representa la cantidad de volúmenes porales de la malla inundados por el agua de inyección en el periodo de un año.

- Relación de Remplazo de Volúmenes (VRR por sus siglas en inglés, *Voidage to Replacement Ratio*):

$$VRR = \frac{\text{Fluid in}}{\text{Fluid out}} = \frac{q_{wi}}{q_o + q_w + q_g + q_s}$$

que representa la relación entre el volumen de fluido que ingresa a un determinado volumen poral (por ejemplo una malla de inyección) y el fluido que egresa del mismo volumen, en un cierto periodo de tiempo.

Se definió que el valor máximo de q_{wi} por inyector sería aquel caudal que corresponda a un PF de 12%, partiendo de la hipótesis de que las velocidades de flujo generadas por este q_{wi} reducirían la erosión y arrastre de arena. La observación posterior de que al aplicar este límite la acuatización del campo se vio desacelerada, fue de a poco consolidando el 12% de PF como valor correcto para calcular el máximo de q_{wi} . Por otro lado, se estableció un q_{wi} mínimo, definido para el valor de PF de 5%, con el objetivo de asegurar la respuesta de los productores en un periodo razonable de tiempo. De esta manera, dentro de la ventana $5\% < PF < 12\%$, el q_{wi} necesario para cada malla de inyección se establece de tal forma de obtener un VRR de 1.05. La Figura 9 ilustra a través de un ejemplo la utilización de ambos parámetros para definir el q_{wi} óptimo en una malla determinada.

Dado que para evitar la depletación es necesario mantener un balance entre inyección y producción, si se limita la entrada de fluidos a un determinado volumen poral, también debe limitarse la extracción si es que se pretende mantener la energía del reservorio. Por lo tanto, la limitación en el q_{wi} implicaba también una limitación en el caudal de producción, por lo que se definieron restricciones en la producción de ciertos pozos. El límite máximo de producción en un pozo productor determinado se tomó como aquel caudal que representa un Factor de Procesamiento también de 12%, definiéndolo como:

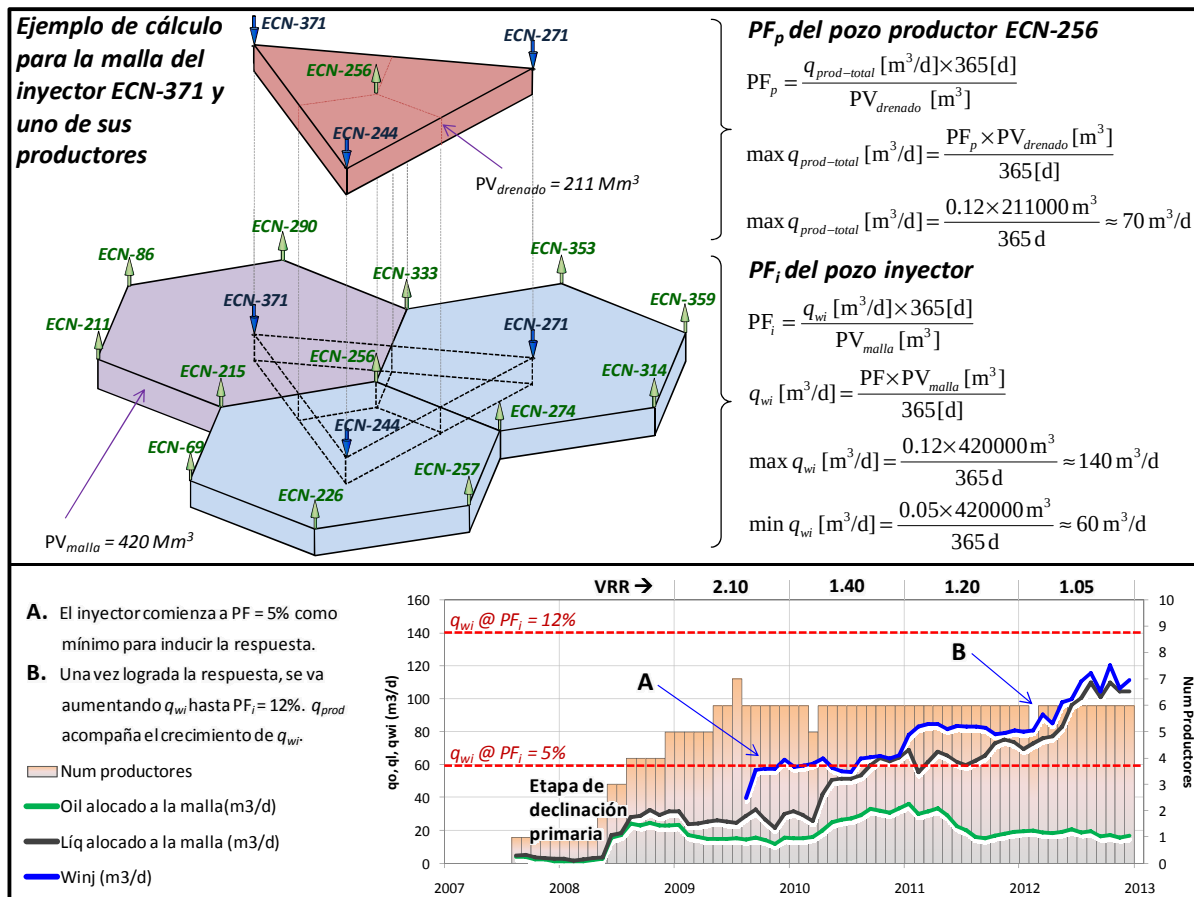


Figura 9: Cálculo del q_{wi} en la malla del inyector ECN-0371.

- Factor de Procesamiento del pozo productor:

$$PF_p = \frac{q_{prod-total} [m^3/d] \times 365 [d]}{PV_{drenado} [m^3]}$$

que representa la cantidad de volúmenes porales (correspondientes a su área de drenaje) producidos por un pozo en un periodo de un año.

En la Figura 9 también se muestra cómo el cálculo del PF_p puede emplearse para determinar el caudal máximo al que un productor debe operar para evitar generar desbalances en la distribución areal de la inyección. Solo se aplica la restricción en los pozos que ya han sufrido la irrupción del frente de agua en aquellas mallas que muestran claras diferencias entre la producción de sus pozos (mallas con baja E_A). Si bien esta estrategia surgió en respuesta al problema de canalizaciones, la filosofía actual detrás de este modo de operación, en el que se mantiene un control riguroso tanto de las cantidades inyectadas como de las producidas, es el de alcanzar la distribución uniforme del agua en todas las mallas del yacimiento. Esto resulta fundamental para la obtención de un FR alto en este tipo de reservorios, dadas sus características de mojabilidad, y en el que se tienen altos contrastes de viscosidad entre fluido desplazante y desplazado.

3.2. Ejemplos de aplicación. Respuestas locales y globales observadas

La Figura 10 muestra el ejemplo de una malla de inyección que se encontraba con baja E_A , situación que pudo corregirse a través de la estrategia de limitación de caudales de extracción. En el ejemplo se presentan dos situaciones distintas para la malla del inyector ECN-347:

- Febrero de 2011, luego de unos meses de iniciada la inyección. Puede verse que dos de los productores (ECN-317 y ECN-320) ya habían sufrido la irrupción de agua. En estos pozos la productividad había crecido notablemente comparada con el resto de los productores de la malla. En ese momento se tomó la decisión de restringir la producción del pozo ECN-320, tal como se aprecia en su curva de producción, donde la restricción queda ilustrada en el hecho de que la producción de líquido se mantiene constante a partir de ese momento. El aumento de productividad al aumentar el W_{cut} queda también demostrado con el incremento de p_{wf} a producción constante.

- Agosto de 2012, luego de la restricción de producción del ECN-320 puede apreciarse la mejora de E_A debido a que los demás pozos han alcanzado una producción considerable a consecuencia de que también los ha alcanzado el frente de inyección. La inyección que antes se dirigía hacia la zona drenada por el productor ECN-320 ahora necesariamente debía dirigirse hacia el resto de la malla.

Puede verse en la curva de producción suma de los cuatro pozos inicialmente retrasados (gráfico inferior), que a partir del momento en que comienza a aplicarse la restricción, la producción de estos cuatro pozos sale de su tendencia previa para comenzar a crecer sostenidamente.

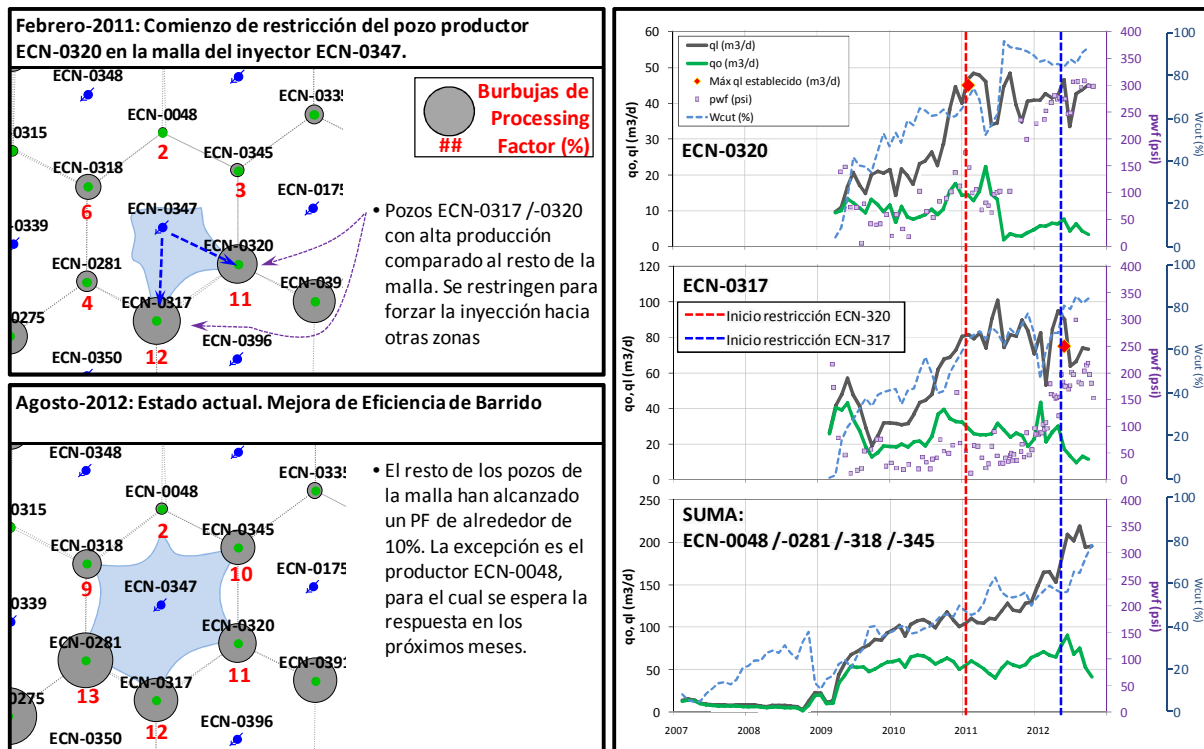


Figura 10: Ejemplo de mejora de E_A debida a la aplicación de restricciones de producción en pozos con irrupción del frente de agua.

Las burbujas del mapa de la Figura 10 representan los valores de PF en las dos situaciones descritas, y demuestran como manteniendo constante en alrededor de 12% el PF de los productores con irrupción, y también el del inyector, se logra en definitiva una mejora de la distribución del agua. El resultado final es que todos los pozos de la malla tenderán a producir con el mismo PF, es decir, todos los pozos de la malla tenderán a producir caudales iguales expresados en términos del volumen poral que drena cada uno, lo que supone una situación ideal desde el punto de vista de la E_A de barrido.

Luego de tres años de aplicación sistemática de esta estrategia a lo largo de todo el campo, los resultados indican que se ha reducido la ocurrencia de direcciones preferenciales de flujo dentro de las mallas de inyección. Si se observa la producción total de toda el área (Figura 5), puede apreciarse que a mediados de 2010 la producción de líquido se estabilizó a pesar del crecimiento continuo de la inyección. Ésta estabilización de la producción bruta se debió a que comenzó a aplicarse fuertemente la estrategia de restricciones en pozos de alta producción y alto W_{cut} . Inicialmente eso significó el inicio de una brecha entre inyección y producción, que luego fue reduciéndose a medida que los pozos sin respuesta fueron siendo alcanzados por el frente de agua. El resultado fue acotar el crecimiento del W_{cut} en los pozos con irrupción de agua, y promover el flujo de la inyección hacia zonas antes pobremente contactadas. Esto ha permitido mantener la declinación de producción en valores bajos desde el inicio de la aplicación de la estrategia de restricciones, debido a la continua aparición de respuesta en pozos relegados. En la situación actual la producción total de líquido ha alcanzado a la inyección hasta lograr una relación Iny/Prod de 1.05 promedio en toda el área.

Las restricciones de producción también han logrado disminuir la frecuencia de aparición de canalizaciones por wormholes, objetivo que dio origen a este modo de operación. La Figura 11 muestra la ocurrencia de canalizaciones por trimestre desde el primer caso detectado. Si bien continúan apareciendo estas acuatzaciones repentinas, se ha registrado una disminución en la tasa de ocurrencia de las mismas.

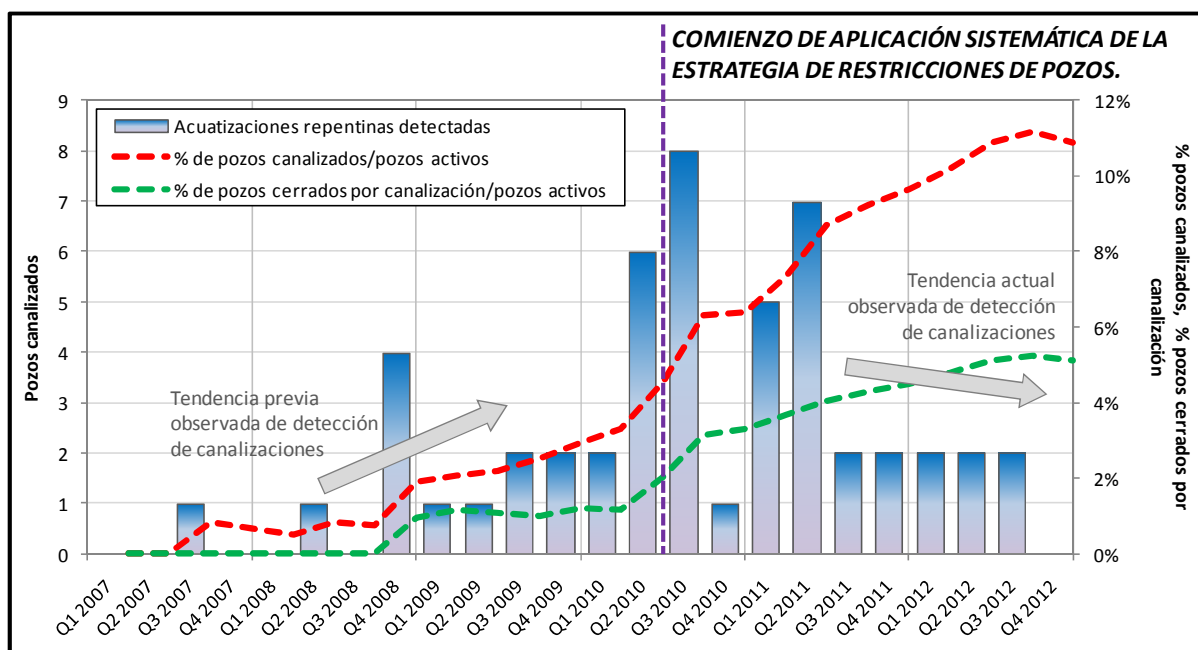


Figura 11: Estadística de ocurrencia de canalizaciones.

En la curva roja de la Figura 11 se muestra el porcentaje de pozos canalizados detectados (calculado sobre la cantidad de productores activos), siendo actualmente el total de casos 51. La curva muestra un punto de inflexión en el momento en el cual comienzan a aplicarse las restricciones de pozos.

Cuando se detecta una canalización por wormholes, el pozo que la sufre se cierra debido a que no es económico mantenerlo en producción. Sin embargo, un efecto secundario del cierre de estos pozos, combinado con la restricción de producción de otros vecinos, genera una redistribución de las líneas de flujo en el reservorio. Tomando ventaja de este efecto y de la fuerte adquisición de datos que se practica en el yacimiento, pueden detectarse cambios en la presión estática (p_s) de los pozos canalizados cerrados, indicativos de cambios de la saturación de fluidos en las cercanías del pozo. Cuando estos cambios se detectan, muchas veces se reactivan estos productores, confirmando el cambio de condiciones de producción ya que alcanzan una producción de petróleo económica.

Además de este efecto que permite la reactivación de pozos canalizados, en muchos otros casos se han aplicado distintas técnicas de remediación de canalizaciones que permiten recuperar producción en estos pozos. Esas técnicas serán brevemente descritas en un apartado posterior. A noviembre de 2012, de los 51 pozos detectados como canalizados, 21 se han recuperado y se encuentran en producción y 6 se han convertido a inyectores de agua, lo que deja un total de solo 23 pozos cerrados por canalización. La curva verde de la Figura 11 indica el porcentaje de pozos aún cerrados, en el que se aprecia que en la actualidad este porcentaje no supera el 5% de los productores activos.

4. Otras técnicas de remediación de canalizaciones y mejora de E_{VOL} empleadas

Las siguientes técnicas han sido también utilizadas con el objetivo de recuperar producción de pozos canalizados y lograr incrementar el FR de la zona afectada:

- **Conversión de pozos canalizados a inyectores de agua.**
Cuando la configuración de pozos lo permite, se convierte el pozo canalizado a inyector, con el objetivo de barrer el petróleo de su área de drenaje hacia otros productores.
- **Inyección de geles para bloqueo de canales.**
La inyección de estos geles se realiza desde el pozo inyector y tiene por objetivo bloquear el canal entre inyector y productor canalizado, para evitar la comunicación directa del agua. Los resultados obtenidos son ambiguos, siendo el porcentaje de éxito inferior al 50% (Ref. 6).
- **Inyección de arena resinada en productores canalizados.**
Estos tratamientos se realizan siempre desde el pozo productor, y su objetivo es bloquear la zona canalizada con el inyector. La técnica resulta similar operativamente a una fractura hidráulica, con la salvedad de que no se intenta aumentar la productividad, sino de reducirla. Se han tratado con esta técnica siete pozos canalizados logrando restablecer la producción de petróleo en la mayoría de ellos. (Ref. 4).

Conclusiones

1. En las áreas descriptas se implementó exitosamente un desarrollo que combina la técnica de CHOPS y de Recuperación Secundaria.
2. Si bien el reservorio presenta buenas condiciones petrofísicas (homogeneidad, continuidad de capas y mojabilidad), la producción de arena provoca la conexión dinámica inyector-productor (canalizaciones) que perjudica la E_{VOL} de la Recuperación Secundaria.
3. Se realizó una caracterización del fenómeno de las canalizaciones, teniendo en cuenta el comportamiento de producción, inyección, ensayos de interferencia y trazadores.
4. Se diseñó e implementó una estrategia de control de caudales de inyección y producción, de acuerdo a parámetros de seguimiento como el PF y VRR, buscando el balance en la distribución de agua entre los pozos de cada malla de inyección.
5. Se observó estadísticamente, que el control de los caudales de inyección y producción ayudaron a reducir la ocurrencia de las canalizaciones.
6. Se observó también que la aplicación sistemática de restricciones de producción e inyección logró incrementar la E_A , favoreciendo la distribución de agua en las mallas de inyección. Esto ha permitido lograr una desaceleración en el crecimiento del W_{cut} y promover la respuesta en zonas antes pobremente contactadas.

Agradecimientos

Los autores de este trabajo agradecen a Pluspetrol S.A. por su apoyo y permiso para la publicación de este trabajo. También agradecen a G. Perez Gaido y R. Werner por su gran contribución en la aplicación de las técnicas aquí expuestas.

Referencias

1. Baker, R. 2001. Reservoir management for waterfloods. *Journal of Canadian Petroleum Technology* Vol.36, N° 4.
2. Cevallos, M., Vaamonde, D., Rivero, M., Rojas, C., Kim, H. J., Galarza, T., Legarreta, P. 2011. Exploracion y desarrollo del tren de petróleo pesado del Río Colorado, margen nororiental de la Cuenca Neuquina, Argentina. *VII Congreso de Exploración y desarrollo de hidrocarburos*.
3. Dusseault, M. 2006. *SPE Handbook*, Vol 6, Emerging and Peripheral Technologies, p. 183-240
4. Kruse, G., Paponi, H., Puliti, R., Cremonini, A., 2013. Recuperación de pozos canalizados y conificados en reservorio no consolidado, mediante la reconstitución de la matriz porosa y el empleo de modificadores de permeabilidad relativa. *5° Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas*.
5. Maini, B. 2001. Foamy oil flow. *Journal of Petroleum Technology*, SPE Distinguished Author Series, SPE 68885.
6. Saez, M., Paponi, H., Cabrera, F., Muñiz, G., Romero, J., Norman, C. 2012. Improving volumetric efficiency in an unconsolidated sandstone reservoir with sequential injection of polymer gels. *Eighteenth SPE Improved Oil Recovery Symposium*, Paper 150492.
7. Tremblay, B., Segwick, G., Vu, D. 1999. CT imaging of wormhole growth under solution-gas drive. SPE 54658
8. Wang, J., Walters, D., Settari, A., Wang, R. 2006. Simulation of cold heavy oil production using an integrated modular approach with emphasis on foamy oil flow and sand production effects. *World Heavy Oil Conference*, Paper 2006-424.

Nomenclatura

W_{cut}	=	Corte de agua, %
M	=	Relación de movilidad
p_{wf}	=	Presión dinámica del pozo productor, psi
BHP	=	Presión de fondo del pozo inyector, psi
q_{wi}	=	Caudal de inyección de agua, m ³ /d
q_o	=	Caudal de producción de petróleo, m ³ /d
q_w	=	“ “ “ “ agua, m ³ /d
q_g	=	“ “ “ “ gas, m ³ /d
q_s	=	“ “ “ “ arena, m ³ /d
p_s	=	Presión estática medida en pozos canalizados cerrados, psi
E_A	=	Eficiencia areal de barrido
E_{VOL}	=	Eficiencia volumétrica de barrido
PF _p	=	Factor de Procesamiento (Processing Factor) del pozo productor

PF_i	=	“ “ “ “ “ “ “ inyector
$q_{prod-total}$	=	Producción total alocada a una malla de inyección, m ³ /d
$PV_{drenado}$	=	Volumen Poral drenado por un productor, m ³
PV_{malla}	=	“ “ de una malla de inyección, m ³
VRR	=	Relación de Remplazo de Volúmenes (Voidage to Replacement Ratio)