

PROYECTO DE PERFORACIÓN DE POZOS INTERDISTANCIADOS EN LA FORMACIÓN RAYOSO, YACIMIENTO PUESTO HERNANDEZ, NEUQUÉN, ARGENTINA

Cristian Groba, Marcelo Marteau, Walter Romera
Petrobras Energía S.A.

ABSTRACT

La Formación Rayoso (Barremiano–Aptiano) constituye una de las principales unidades productivas del yacimiento Puesto Hernández afectada por el proceso de recuperación secundaria. Las areniscas reservorio de esta unidad se caracterizan por ser someras, presentar presiones originales por debajo de la normal y excelentes propiedades petrofísicas.

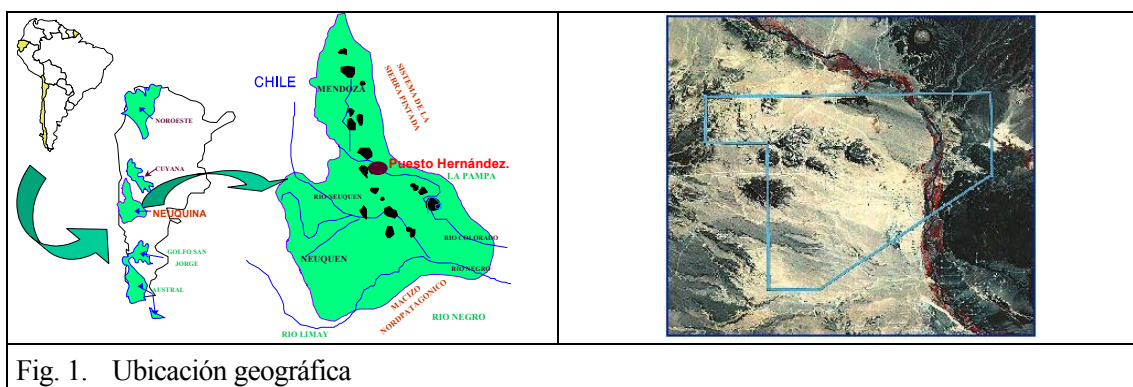
La producción primaria de estos reservorios es muy baja, del orden de 3 m³/d. por pozo. En el año 1993 se inicia un proyecto de recuperación secundaria con inyección periférica con excelentes resultados. Durante los años 1995 y 1998 se realizaron pilotos de inyección central confirmando los resultados observados. A partir del año 2000, con el objeto de extender el desarrollo por secundaria, se realiza una intensiva campaña de perforación de nuevos pozos y completación de los niveles de Rayoso en pozos ya existentes. Esto último genera irregularidades en el tamaño de las mallas de inyección lo cual permitió confirmar una mayor recuperación final asociada a menor distanciamiento.

Con el objeto de validar estas observaciones y estudiar diferentes alternativas de perforación de pozos interdistanciados y caudales de inyección se construyó un modelo numérico conceptual. El modelo permitió definir como alternativa óptima la perforación de pozos ubicados a media distancia de los inyectores originales del 5 spot, posteriormente se reducirá el tamaño de la malla al convertir a inyector el pozo productor central obteniéndose mallas five spot pero con la mitad del área original.

El incremento esperado del factor de recuperación, dentro del tiempo del contrato, para este proyecto infill es del 10 %.

INTRODUCCION

El Yacimiento Puesto Hernández se encuentra en el ámbito de “Engolfamiento” cercano al Sistema de Sierra Pintada en el borde noreste de la Cuenca Neuquina. El área Puesto Hernández, con una superficie total de 147 Km², se encuentra ubicada a 20 Km al noroeste de la localidad de Rincón de los Sauces, en el norte de la Provincia del Neuquén (Fig. 1).



En el subsuelo del área de Puesto Hernández el registro geológico que encontramos para esta formación corresponde a la Sección Evaporítica y la Sección Clástica (Fig. 2). La sección Clástica es la que presenta interés económico. En esta sección se reconocen 11 ciclos de arenas/pelitas de gradación normal, los cuales se presentan truncados por la discordancia Intercenomaniana de bajo ángulo (Fig. 3). La denominación de los ciclos es en forma ascendente. De estos ciclos, solo ocho son de interés comercial teniendo diferentes contacto petróleo/agua. Los niveles productivos son relativamente someros (menores a 600 m), tienen buenas características petrofísicas (45 md a 1.1 darcy), presiones originales de reservorio bajas (320 psi) y viscosidades promedio cercanas a 60 cp.

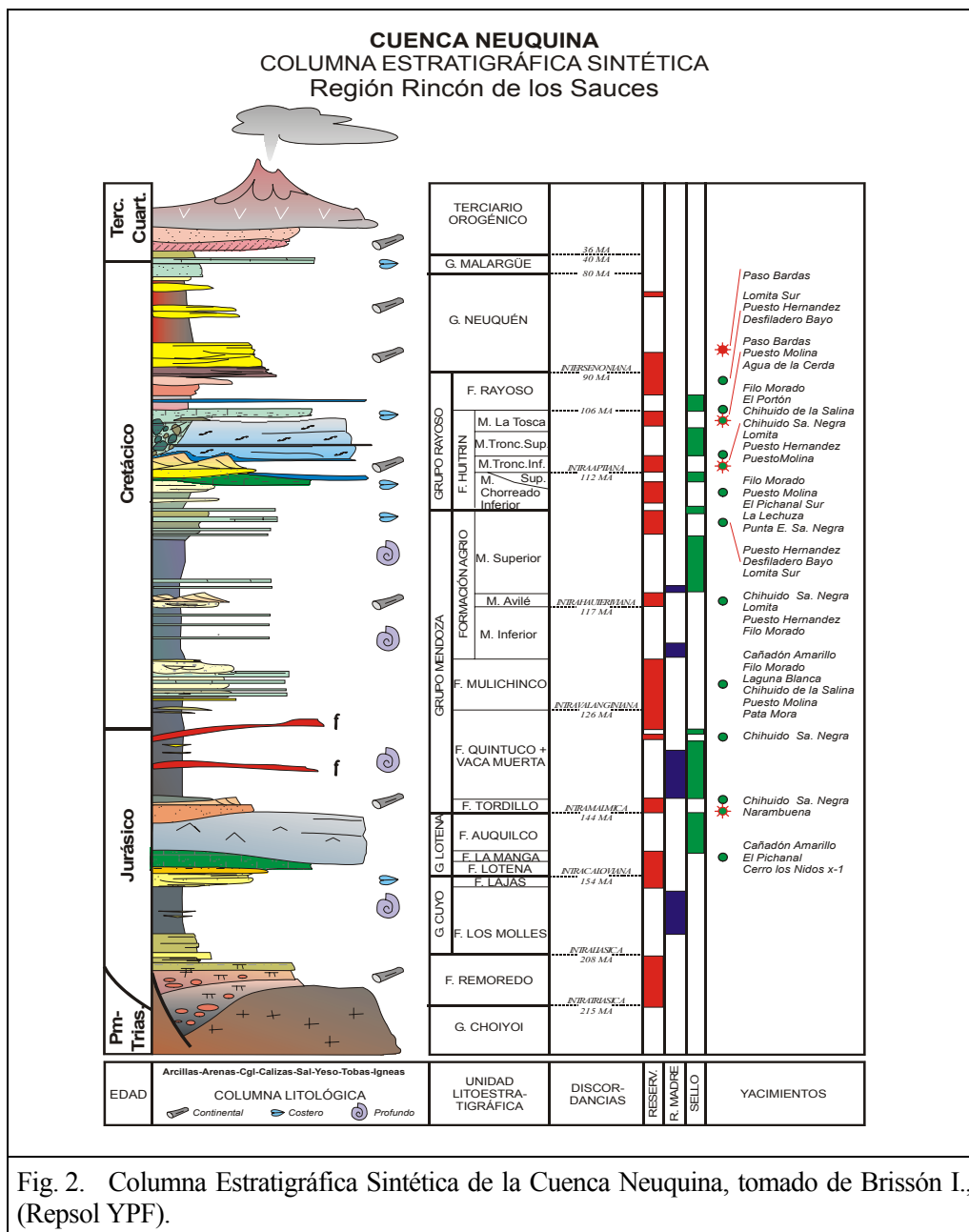
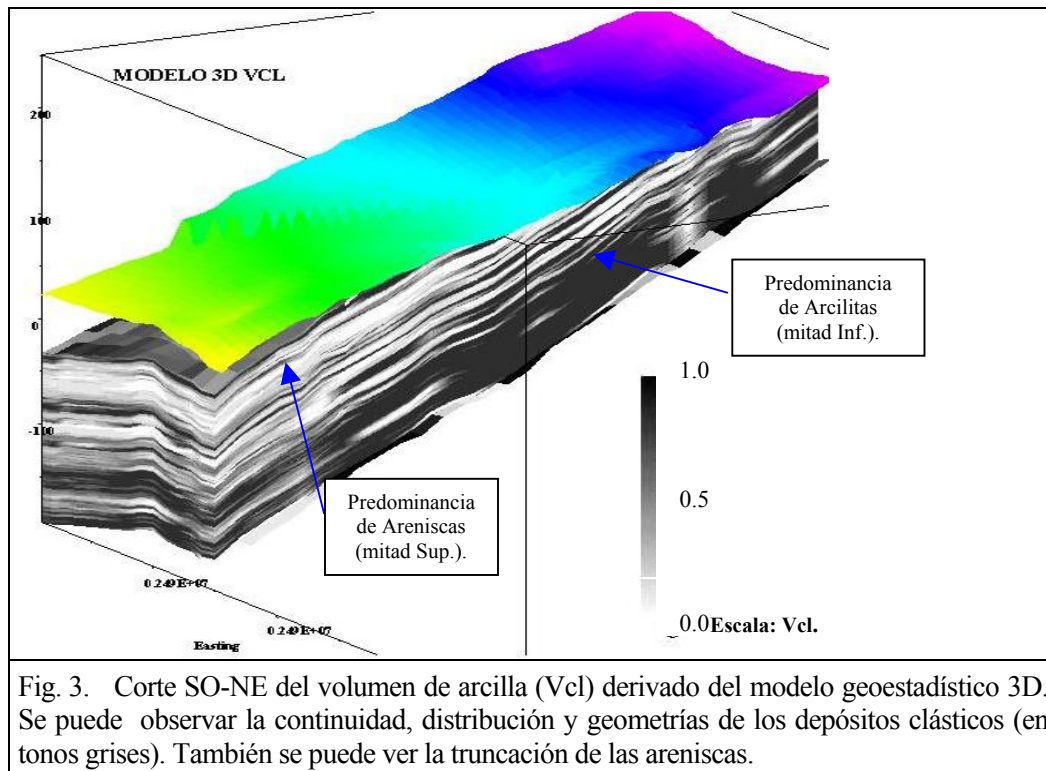
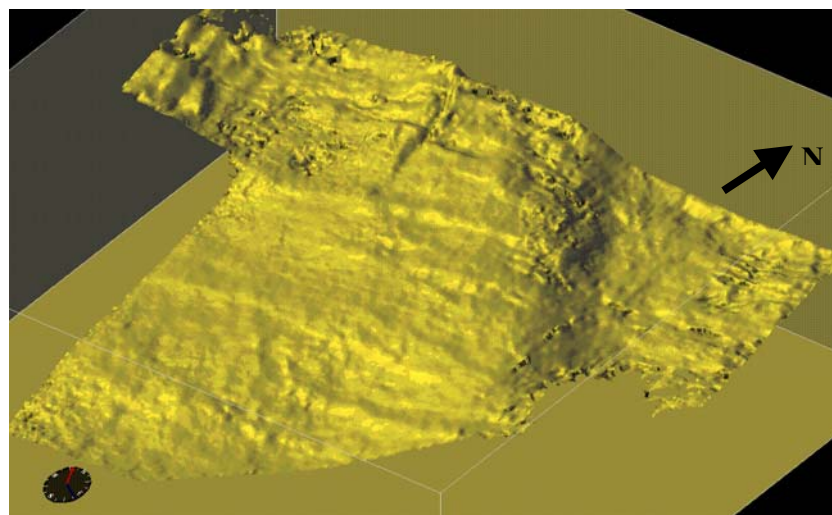


Fig. 2. Columna Estratigráfica Sintética de la Cuenca Neuquina, tomado de Brissón I., (Repsol YPF).



La estructura que presenta la Fm. Rayoso en el área de estudio, es en lo general un homoclinal de rumbo SE-NO, con inclinaciones del orden de los 3° a 4° hacia el SO. Como se observa en la (Fig. 4), esta estructura presenta distintos grados de complejidad dando lugar a diferentes zonas compartimentalizadas.



El entrapamiento principal de hidrocarburos en los reservorios de la Formación Rayoso está directamente relacionado con la discordancia intercenomaniana la cual

originó el truncamiento de las capas y el empobrecimiento de las propiedades petrofísicas de los reservorios en las proximidades de la misma (Marteau *et al.*, 2001). En el área se reconoce en la base del Gr. Neuquén un intervalo de 25 a 40 m. de pelitas que intercalan con delgados niveles de areniscas. Este importante paquete pelítico de origen lacustre, actúa como sello vertical de la trampa. Los cambios laterales de facies de las capas originan trampas estratigráficas propiamente dichas, sin embargo son menos frecuentes, como así también las trampas combinadas. (Fig. 5).

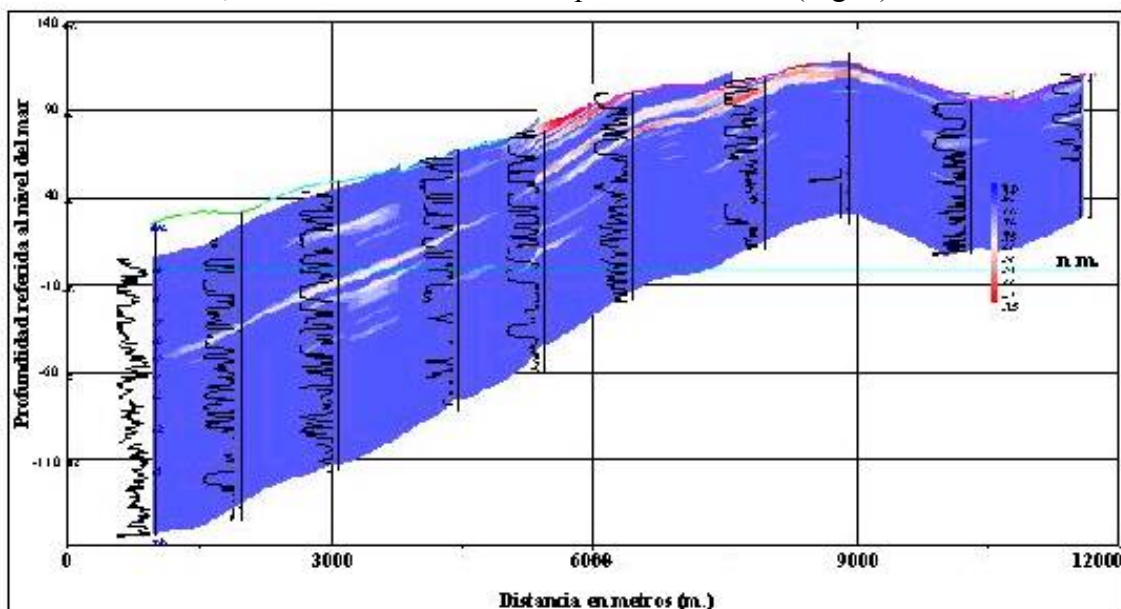


Fig. 5. Corte SO-NE de la Saturación de Agua (S_w), se puede ver los distintos niveles de entrapamiento.

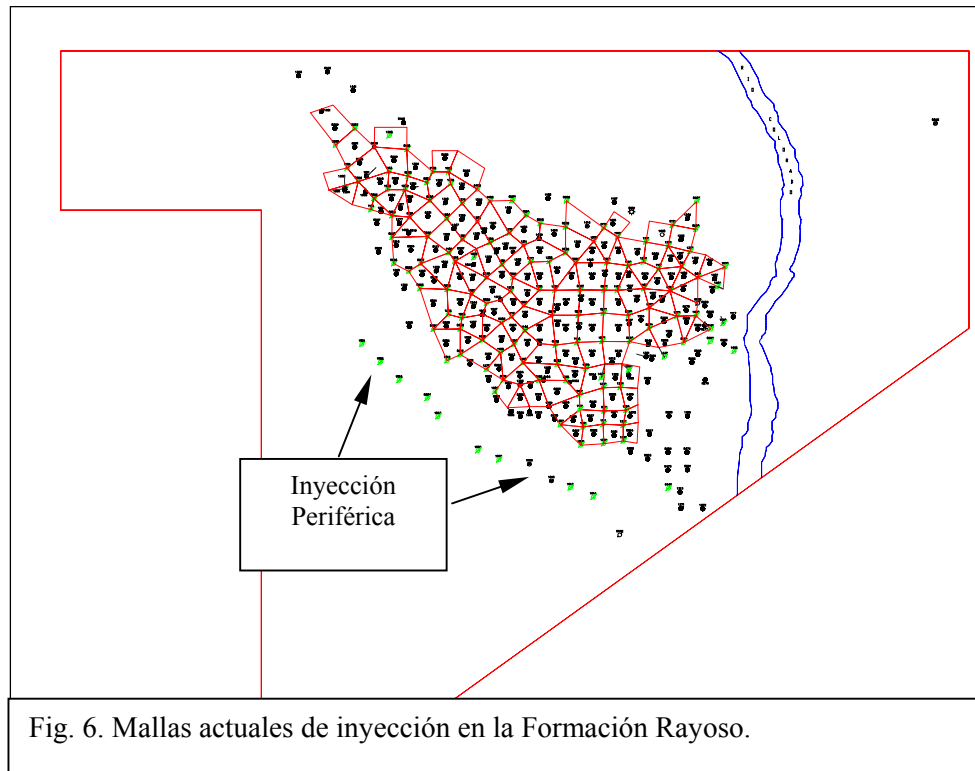
La implementación del Proyecto de Recuperación Secundaria para la Formación Rayoso, se desarrolla en distintas etapas las cuales pueden ser agrupadas básicamente en tres.

Una primer etapa que se inicia en el año 1993 por medio de un frente de inyección periférica generado por una línea de pozos inyectora ubicados estructuralmente por debajo del contacto agua-petróleo.

Ante los buenos resultados obtenidos, se continúa durante los próximos años con una segunda etapa que involucra inyección central, generando un complemento en las zonas afectadas por la inyección periférica. A su vez, se diseña un grupo de pilotos, aunque irregulares y sin un mallado definido, con el fin de corroborar los resultados mostrados por la periférica. A pesar de ello, no es sino hasta el año 1998 cuando, por medio del ingreso de nuevos inyectora (reparaciones y perforaciones) para la Formación Rayoso, quedan conformados los primeros patterns de inyección del Proyecto.

A partir del año 2000 se inicia la última etapa de desarrollo que tiene como objeto dejar bajo recuperación secundaria a todas las capas de interés de la Formación Rayoso prácticamente en toda su extensión dentro del Área. Para llevar a cabo este gran desarrollo durante los últimos años, además de la perforación de pozos nuevos, se debió recurrir a la reparación de pozos existentes tanto productores como inyectora con objetivo inicial en Agrio y Avilé (las otras dos formaciones productivas

principales del yacimiento). Esto generó irregularidades en la forma de las mallas de inyección como se puede apreciar en la figura 6.



En la actualidad el proyecto cuenta con:

- Pozos Productores: 195
- Pozos Inyectores: 145
- Patterns de Inyección: 125

DESARROLLO

El proyecto de Perforación Infill tiene soporte básicamente en cuatro puntos que se mencionan a continuación:

- 1.- Correlación por Análisis de Patterns de Inyección.-
- 2.- Modelo de Simulación Numérica Conceptual .-
- 3.- Reparaciones Pilotos de Pozos Infill para evaluar comportamiento inicial.-

1.- Correlación por Análisis de Patterns de Inyección.-

Se observa como una de las conclusiones del trabajo de análisis de patterns de inyección, realizado durante el monitoreo y seguimiento del proyecto, la existencia de una relación inversa entre el factor de recuperación (FR) final esperado y el tamaño de las mallas.

El análisis de patterns de inyección comienza con la asignación de porcentajes de la inyección total por pozo a cada una de las mallas que se consideran centradas en el pozo productor teniendo en cuenta la bruta del pozo y los incrementos de bruta asociados a la entrada de los distintos inyectores.

Una vez estimadas estas particiones se obtiene la producción de petróleo agua e inyección asociada a cada malla. Estas curvas se pueden extrapolar hasta el final del contrato una vez que se observe una relación lineal entre el logaritmo del RAP (relación agua petróleo) vs N_p (acumulada de petróleo) y de esta forma estimar la recuperación final de cada malla.

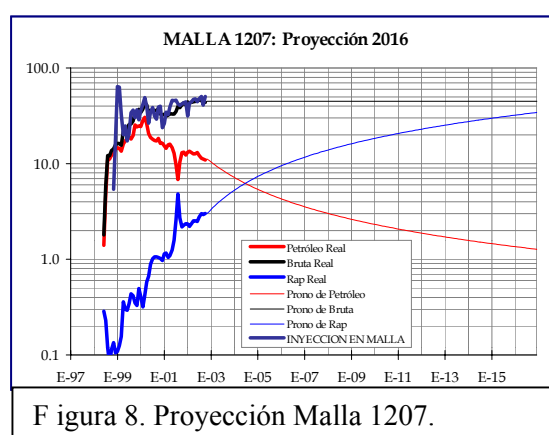
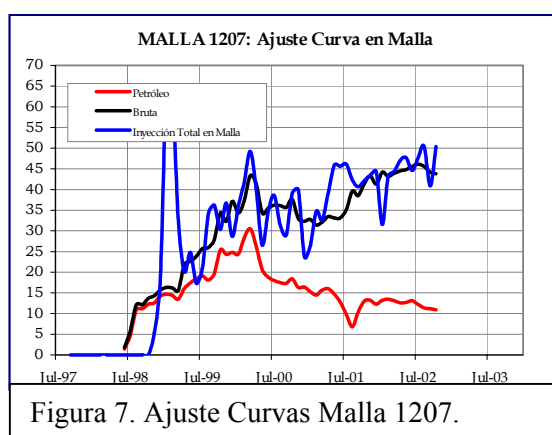
Posteriormente, concociéndose los valores de petróleo original in situ (POIS) y volumen poral de cada malla (VP), se obtiene una curva de Factor de Recuperación (FR) versus Volúmenes Porales Inyectados (VPI).

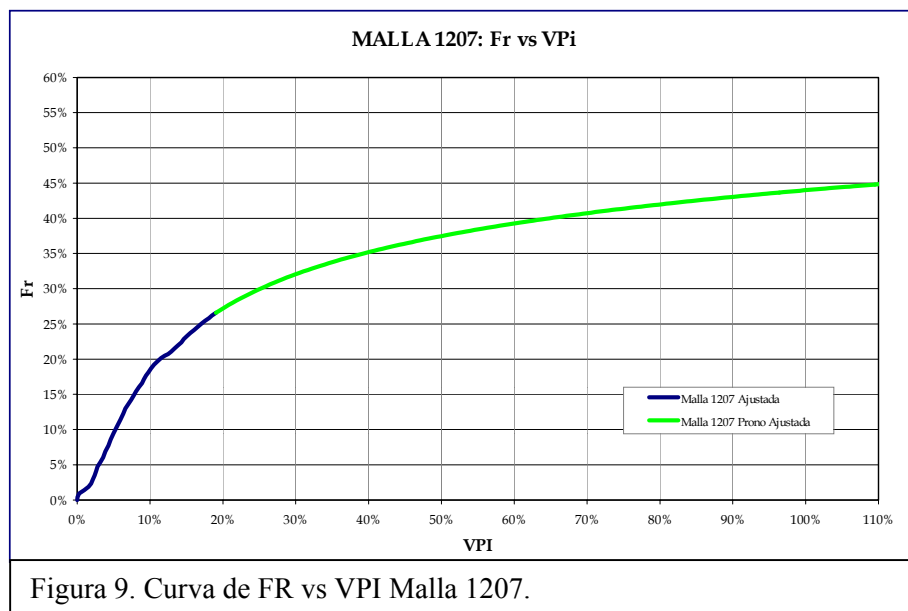
A continuación se muestra como ejemplo para aclarar el procedimiento el ajuste realizado en la Malla 1207:

Fig. 7: muestra el ajuste realizado entre la Producción Bruta y la Inyección en Malla.-

Fig. 8: muestra la proyección de las curvas de malla hasta el año 2016.-

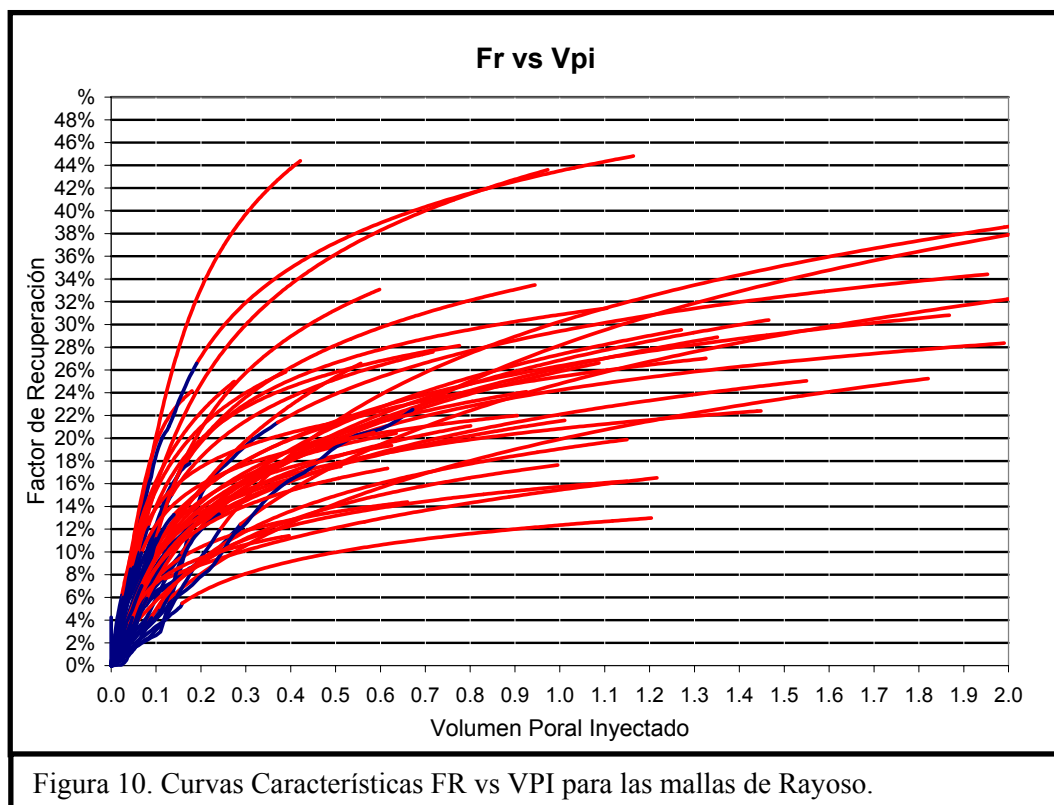
Fig. 9: muestra la curva característica de Fr vs VPi obtenida para la malla.-





Este trabajo fue realizado para casi la totalidad de los patterns que integran el Proyecto. Sin embargo, la obtención de la curva Fr vs VPI solo ha sido posible para un total de 44 patterns de inyección, que corresponden a las mallas que cuentan con suficiente historia de producción e inyección que permite realizar los ajustes y obtención de las curvas por malla, así como tendencias claras para poder realizar las proyecciones hasta el final del contrato.

Una vez obtenidas las curvas características (FR vs VPI) para estos patterns, se agruparon en un solo gráfico (Figura 10) en el cual la porción azul corresponde a la historia real hasta la actualidad, y la roja a la proyección hasta el año 2016. En este gráfico se pueden observar grandes diferencias entre las curvas de cada malla.-



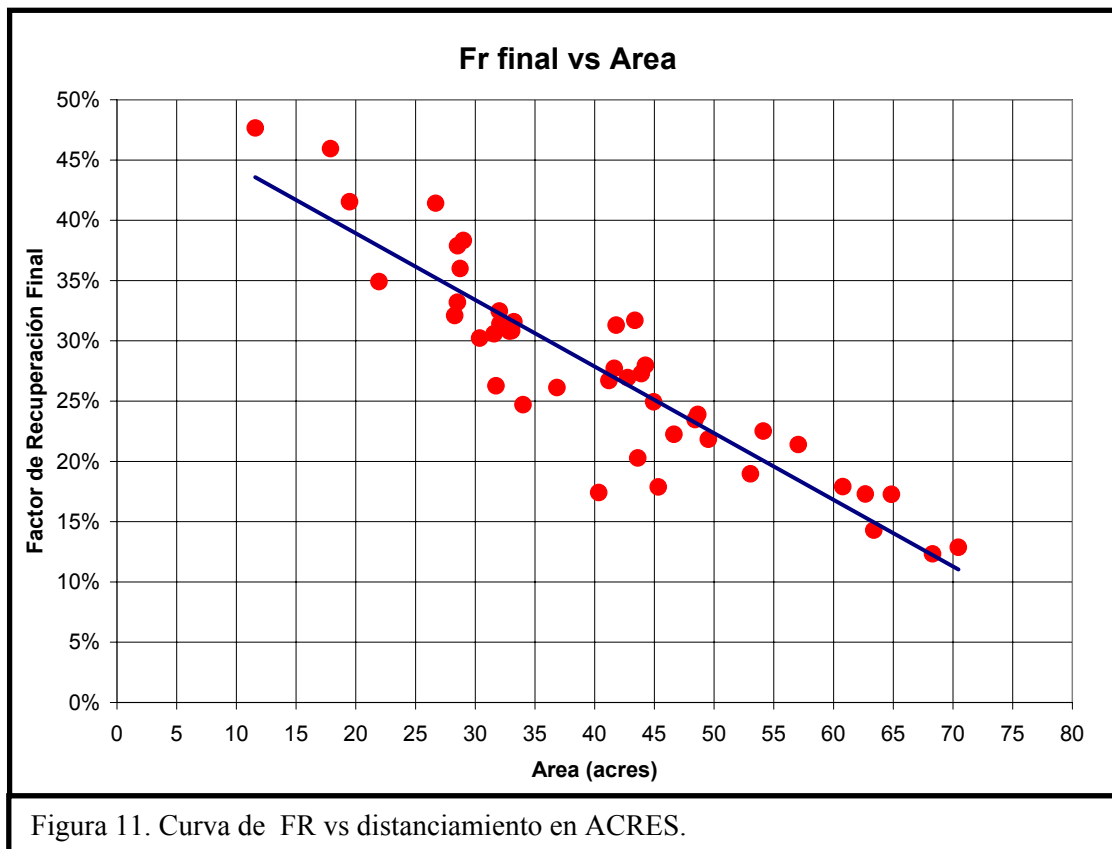
De este gráfico se pueden sacar dos claras conclusiones:

- 1.- La gran diferencia entre los Factores de Recuperación Final alcanzados por las distintas mallas.-
- 2.- La gran diferencia entre los Volúmenes Porales Inyectados Finales en cada una de las mallas.-

Es claro que ambos puntos están íntimamente relacionados, es decir que a mayor VPI Final mayor será el Fr Final, sin embargo, también se puede ver claramente que si en todas las mallas se extrapolara la curva hasta por lo menos dos VPI, la diferencia en el Fr Final es bastante amplia, con un rango que iría aproximadamente entre un 14% a un 50%.-

Concentrados en esta “banda de Fr Final”, se buscaron los motivos que generan tal diferencia en la eficiencia que lleva a recuperaciones tan dispares.

Uno de los motivos encontrados es el tamaño de los Patterns de Inyección. Habíamos visto la gran irregularidad que existe en el mallado de Rayoso debido a la evolución del desarrollo del Proyecto con pozos existentes. Esta diferencia de tamaño parecería originar distintos tipos de comportamiento en las mallas. Para determinar esta relación se graficaron los Fr Finales de cada malla vs el tamaño de las mismas obteniéndose la figura 11.



De esta correlación se puede observar que reduciendo el tamaño de las mallas de mayores dimensiones el incremento en el Factor de Recuperación Final es significativo. Si se adopta como resultado la línea de tendencia representada en el gráfico, indicaría que por cada Acre que se disminuya el tamaño de una malla, se incrementaría el Factor de Recuperación de la misma en un 0.55%. Esto indica resultados más que interesantes si se tiene en cuenta que existe un gran número de mallas mayores a 45 Acres y que podrían ser reducidas a 30 Acres.

2.- Modelo de Simulación conceptual:

Teniendo como marco el análisis desarrollado en el punto 1 se estimó conveniente evaluar la posibilidad de disminuir el distanciamiento en las mallas más grandes del proyecto. Se detectó la existencia de zonas que presentaban no sólo distanciamientos grandes (alrededor de 48 acres) sino también un espaciamiento regular cercano al diseño five spot (o esquema de cinco puntos).

La inyección promedio en estos patterns fue inicialmente de alrededor de 100 m³/día. Estos caudales fueron adoptados según los caudales históricos de las pocas mallas presentes en el proyecto en el año 1999. Estos caudales elevan la presión de fondo por arriba del gradiente de fractura de la formación por lo que se convino en esa etapa continuar con los mismos en todas las mallas nuevas, a excepción de algunas mallas testigo donde se fue incrementando la inyección y verificándose la inexistencia de canalizaciones o irrupciones de agua prematuras. Finalmente los inyectores de las mallas testigo alcanzaron un caudal máximo para la presión de inyección actual del sistema de inyección de 250 m³/día.

Con la finalidad de evaluar los efectos que tendría sobre la totalidad de las mallas el incremento de inyección y la disminución de distanciamiento se confeccionó un modelo de simulación conceptual.

Se lo denomina conceptual porque se han utilizado las siguientes simplificaciones:

- Las capas no tienen buzamiento.
- Los pozos responden exactamente al esquema five spot.
- Las propiedades de porosidad, permeabilidad, y espesor son iguales para todas las celdas.
- Las condiciones de producción e inyección son iguales para todos los pozos.
- Se considera que el medio poroso es isotrópico y homogéneo.

El modelo de simulación numérica conceptual consta de 13467 celdas, 67 a lo largo del eje X, 67 a lo largo del eje Y y 3 niveles en la dirección vertical. En este modelo se

han ubicado los pozos como correspondientes a 9 mallas o pattern de inyección tipo FS (five spot) regular con el distanciamiento de 48 acres observado en las mallas correspondientes a las zonas seleccionadas para el proyecto. Para esta evaluación se ha tomado la malla del pozo productor PH-1309 para ajustar el comportamiento por secundaria de la zona.

Esta grilla de simulación ha sido cargada con la siguiente información:

- Los espesores de los layers 1, 2 y 3 corresponden a los espesores permeables de las capas 5, 4 y 3 del PH- 1309 respectivamente.
- La presión inicial corresponde a la medida en el pozo PH-1309 (350 psi).
- La permeabilidad de 250 md corresponde a la porosidad entre 23 y 25% que presentan las capas 5, 4 y 3 en el pozo PH-1309 según la ley K-PHI que se utiliza en Rayoso.

Inicialmente se cargó la permeabilidad relativa correspondiente al modelo petrofísico actual obtenido de correlación con datos de corona.. A los efectos de obtener cortes de agua similares a los que se obtiene en el campo se ha ajustado esta curva de permeabilidad relativa para reproducir la curva de producción del pozo PH-1309 lo que obligó a modificar su forma. Se mantuvieron los puntos extremos medidos en coronas. Para esto se cargó la historia de inyección de los pozos inyectoros de la malla del PH-1309 en la malla central del modelo numérico. Se obtuvo el ajuste de la figura 12:

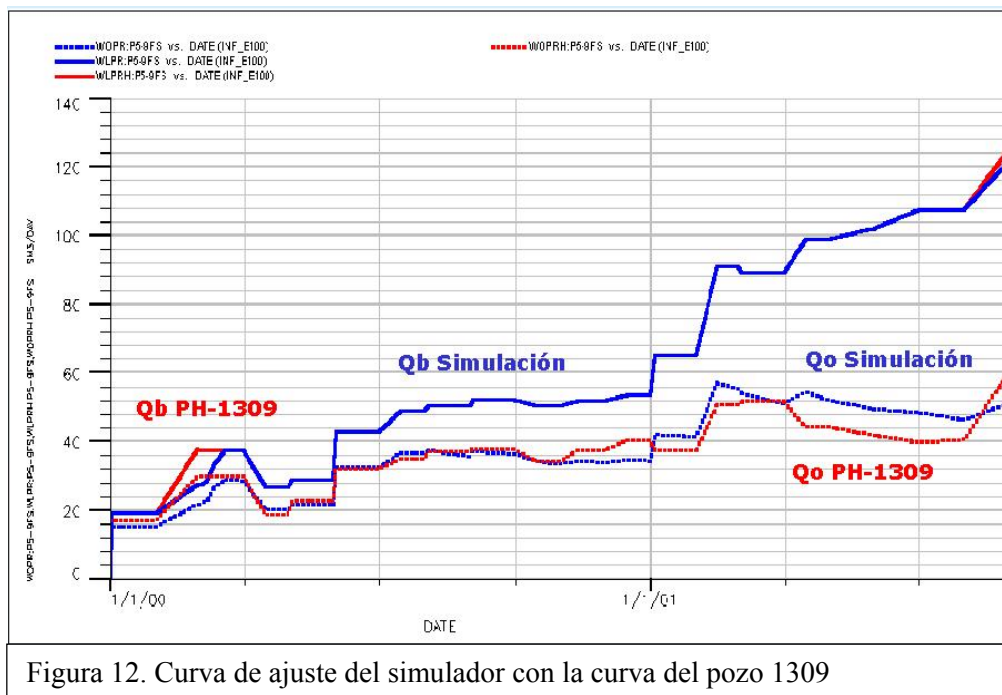


Figura 12. Curva de ajuste del simulador con la curva del pozo 1309

Se evaluaron las siguientes alternativas:

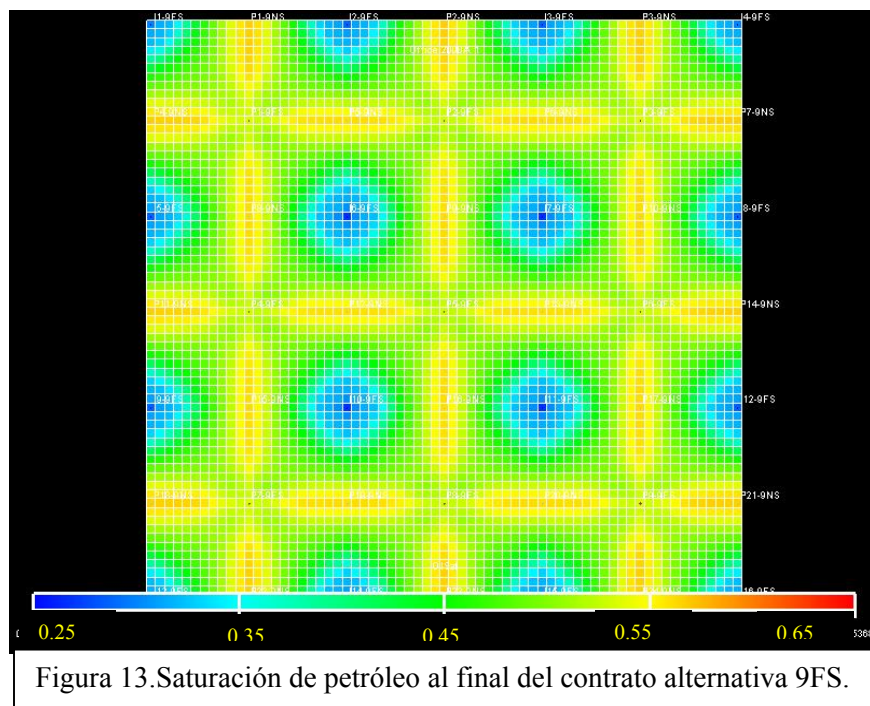
- 9FS (nueve five spot) o caso base : Corresponde a la alternativa donde los inyectores inyectan 100 m³/día de agua constante hasta el final del contrato, esta es la situación original de la inyección que comenzó en las mallas bajo estudio en el año 2000. Los productores producen a presión dinámica constante obteniéndose curvas de producción similares a una continuidad de operaciones del pozo PH-1309. Es importante destacar que al ser un five-spot convencional las mallas tienen 1 productor central y 4 cuartos de inyector cada una conformando una relación inyector/productor de valor 1.

- 9FS (250 m³/día): Corresponde a la alternativa donde se aumenta la inyección en los inyectores hasta 250 m³/día. Se elige este caudal pues durante los años 2001/2002 se ha verificado en algunas mallas testigo que este es el caudal máximo alcanzable en el campo con las instalaciones actuales. A su vez no se verifican a estos caudales pérdidas de eficiencia areal o canalizaciones debido a extensión de las fracturas hidráulicas que se originan al inyectar por encima del gradiente de fractura de la formación.

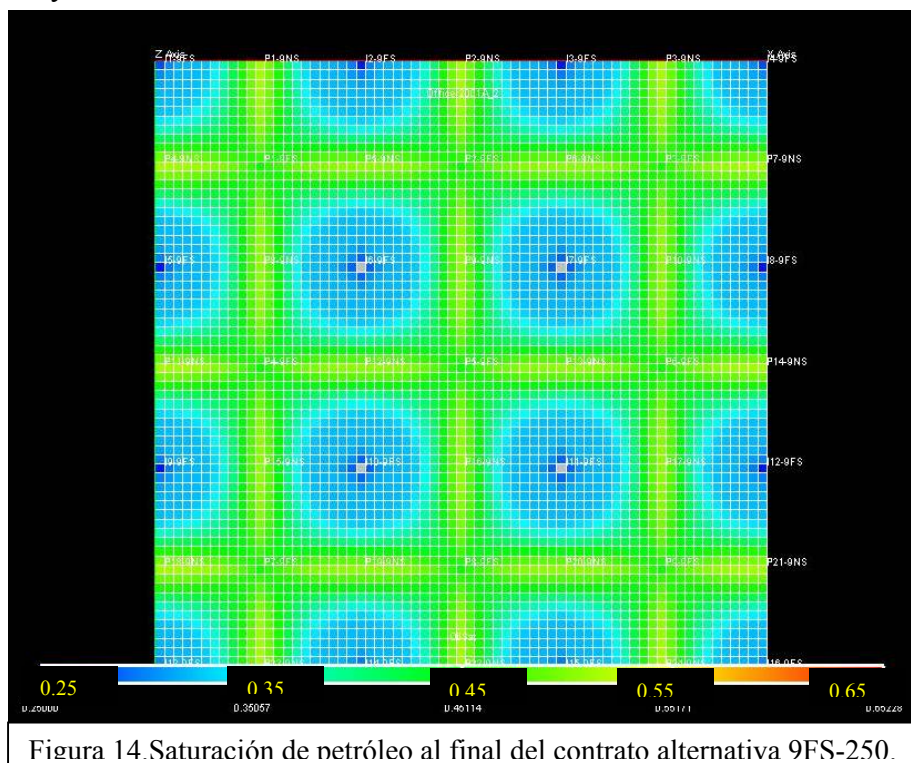
- 9NS (nine spot invertido) sin incremento de inyección: Corresponde a la alternativa donde se perforan los productores interdistanciados entre los inyectores de las mallas. En este caso a cada malla que tenía 1 productor y 1 inyector (4 cuartos de inyector) se le agregan 2 productores (4 medios de productor) quedando entonces 3 productores y un inyector lo cual desbalancea la malla puesto que no se aumenta la inyección en los inyectores.

- 18FS (500 m³/día): Corresponde a la alternativa donde se perforan los productores interdistanciados entre los inyectores originales de las mallas y luego, al año de perforarse estos pozos, se convierte a inyector el pozo central con un caudal de inyección de 250 m³/día. En este caso se vuelve a la relación 1 a 1 en mallas que tienen un distanciamiento de 24 acres. Si consideramos las mallas originales ahora tenemos 2 productores y 2 inyectores con lo cual se acelera significativamente el avance de la recuperación secundaria ya que la inyección en la malla original (48 acres) pasa de 250 m³/día a 500 m³/día.

A continuación se presentan las grillas de saturación al final del contrato para las alternativas corridas. La figura 13 muestra en azul altos valores de saturación de agua en la cercanía de los pozos inyectores. La zona verde corresponde a la zona inundada por agua. En amarillo se observan zonas que no han sido drenadas aún que corresponden a las ubicaciones donde se perforarán los pozos productores infill.



La figura 14 muestra la saturación de agua al final del contrato para la alternativa de incremento de inyección a 250 m³/día. Con este incremento de inyección se observa un mayor barrido areal de las mallas que origina valores de factor de recuperación de petróleo mayores.



La figura 15 muestra la saturación de agua al final del contrato para la alternativa 9 NS sin incremento de inyección. Se observa que el area de alta saturación

de agua es similar a la de la figura anterior pero en este caso se observa que los pozos interdistanciados quedan muy cercanos a estas zonas por lo que producen con mayor corte de agua que el pozo central disminuyendo la eficiencia de la secundaria al alcanzándose valores de recuperación menores que los de la alternativa anterior.

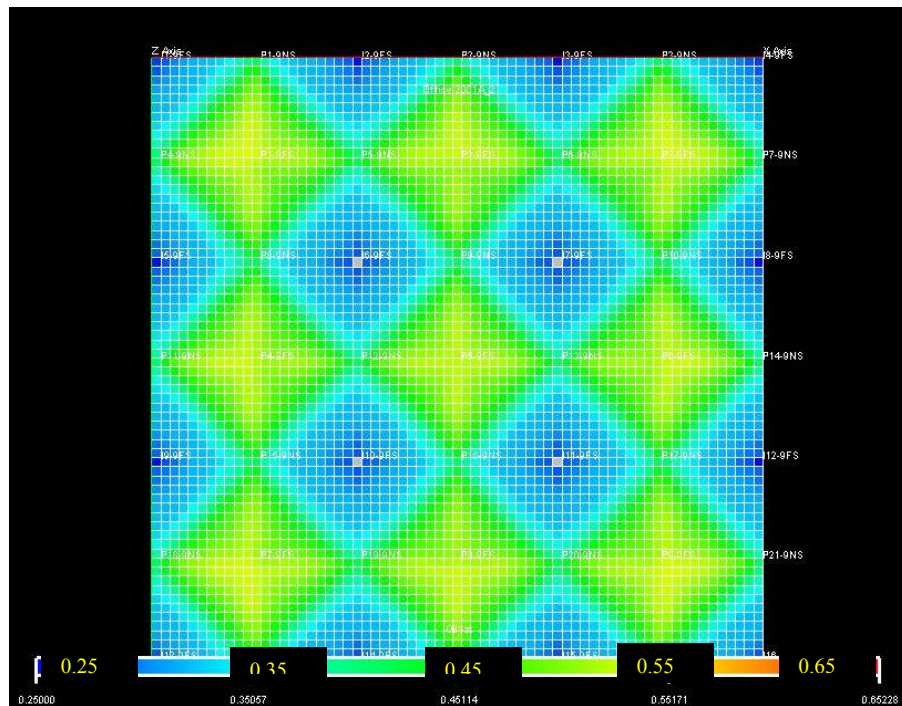


Figura 15. Saturación de petróleo al final del contrato alternativa. 9NS.

Finalmente la figura 16 muestra la saturación de agua al final del contrato para el caso 18 FS (500 m³/día). Se observa que el area barrida es mayor que en todas las alternativas anteriores por lo que la recuperación es mayor.

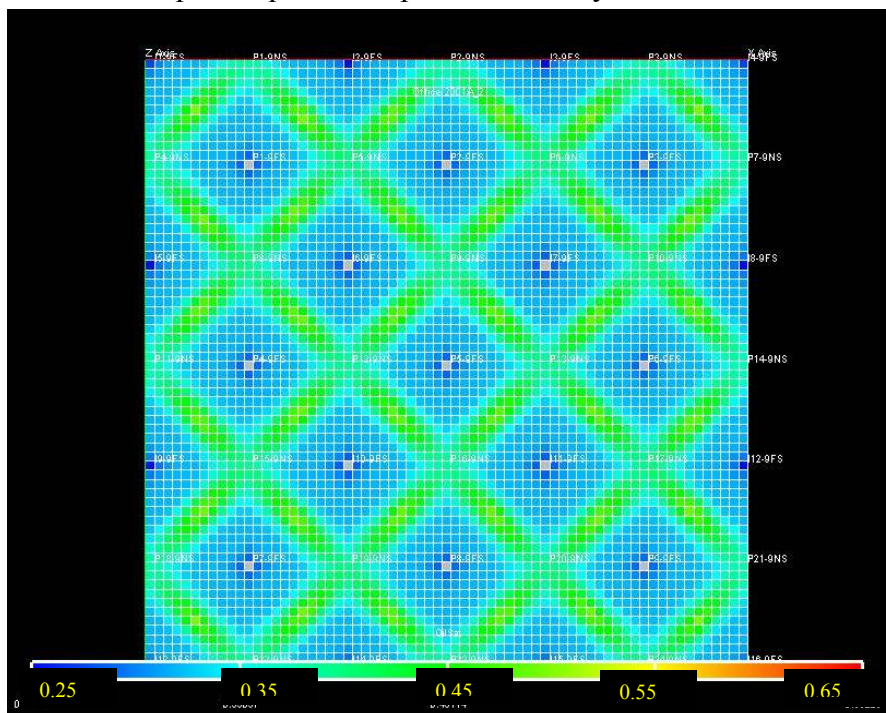
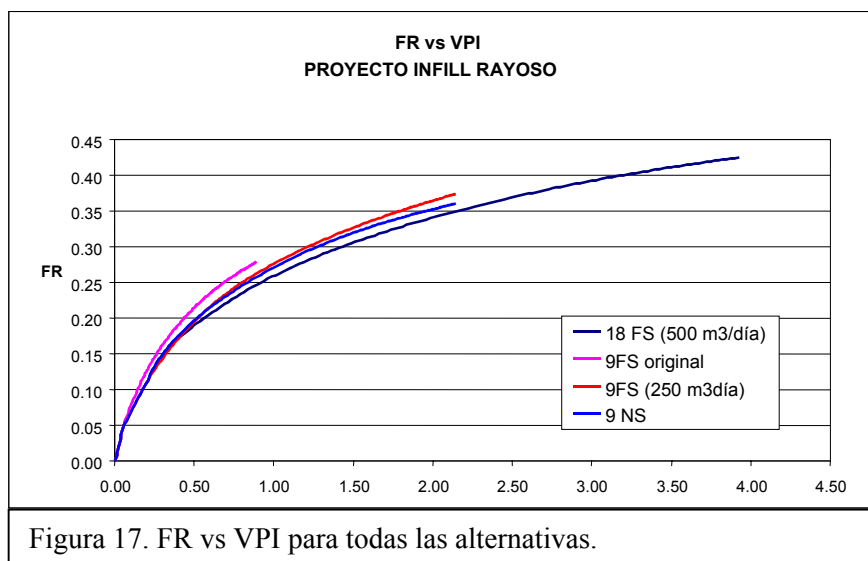
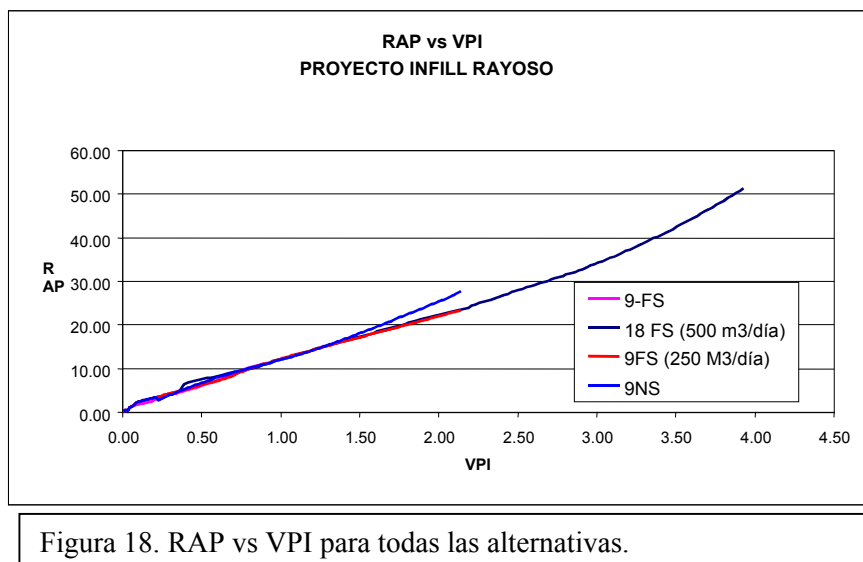


Figura 16. Saturación de petróleo al final del contrato alternativa 18 FS.

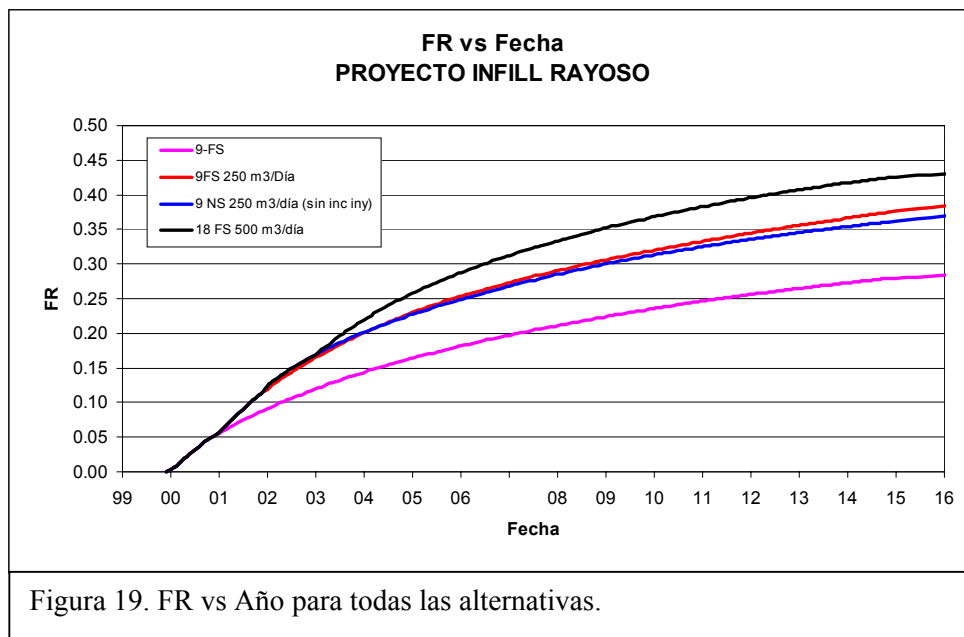
La figura 17 muestra el FR vs los VPI de cada alternativa. Se observa que a igual volumen poral inyectado el caso base es más eficiente pues da mayores valores de recuperación que las otras alternativas. Sin embargo, a la finalización del contrato tan sólo se han inyectado .9 volúmenes porales de agua. Las alternativas 9-FS (250 m3/día) y 9-NS inyectan los mismos volúmenes porales iguales a 2.14. Sin embargo la recuperación es mayor en 9FS (250 m3/día) porque la otra alternativa (9NS) produce los pozos interdistanciados con cortes de agua mayores al productor central original debido a la mayor saturación de agua asociada a sus áreas de drenaje. La alternativa 18 FS es la obtiene la mayor recuperación al final del contrato ya que al inyectarse 500 m3/día en la malla se alcanzan 3.93 volúmenes porales inyectados dentro del contrato.



La figura 18 muestra el RAP versus los volúmenes porales inyectados de cada alternativa. Se observa que la tendencia de RAP vs VPI es similar en todos los casos a excepción de la alternativa 9NS que presenta relaciones de agua petróleo mayores debido a la distribución de la saturación de agua dentro de la malla propia de un nine spot.



La figura 19 muestra los factores de recuperación versus tiempo de las distintas alternativas.



La tabla 1 resume los resultados obtenidos por las distintas alternativas.

	Iny. x malla	Nro. Prod.	Nro Iny.	VPI	FR final	Delta FR final
9FS	100	1	1	0.89	28%	0 %
9FS (250 m3/día)	250	1	1	2.14	37%	9 %
9NS	250	3	1	2.14	36%	8 %
18FS (500 m3/día)	500	2	2	3.93	42%	14 %

Tabla 1

Se concluye que cuantos más VPI dentro del contrato se lleguen a inyectar la recuperación será mayor. El aumento de inyección de 100 m3/día originales del proyecto a 250 m3/día representa un incremento en el factor de recuperación final de un 9 %. La alternativa 18 FS permite obtener un factor de recuperación al final del contrato de 42 % debido al incremento de inyección que se obtienen al pasar de 48 a 24 acres posibilitando un incremento del factor de recuperación final de un 14 % en relación al caso base o 9FS.

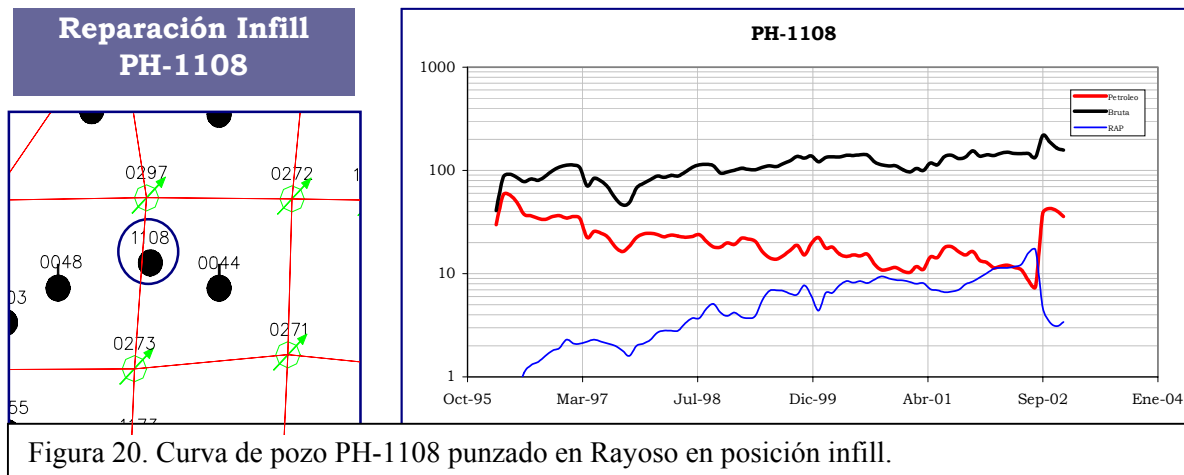
Estos resultados serán verificados con el modelo completo de simulación de Rayoso que está finalizando su etapa de caracterización para luego ser introducido en el simulador numérico. Igualmente analizando la figura 11 y la tabla 1 se estima obtener un incremento de FR mayor al 10 %.

3.- Reparaciones Pilotos de Pozos Infill para evaluar comportamiento inicial.-

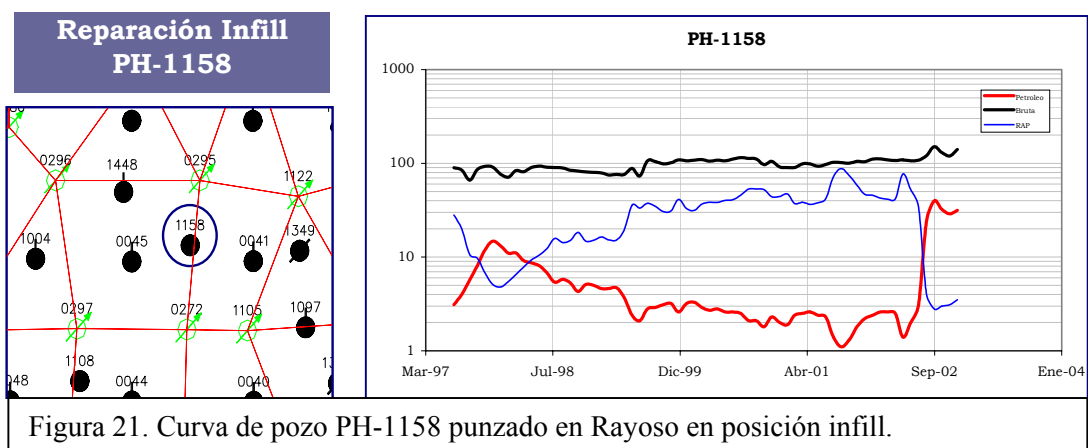
En función de lo detallado anteriormente, se decide realizar la reparación de tres pozos productores de Avilé coincidentes con la ubicación de los pozos interdistanciados evaluados como alternativa INFILL, para poder de esta forma observar en forma más directa el efecto de la perforación Infill.

A continuación se detallan los pozos (ubicados en la zona central de Batería 1), con un esquema de las ubicaciones con respecto a las mallas originales, y la curva de producción en donde se puede ver el incremento asociado a la apertura de Capas de Rayoso.-

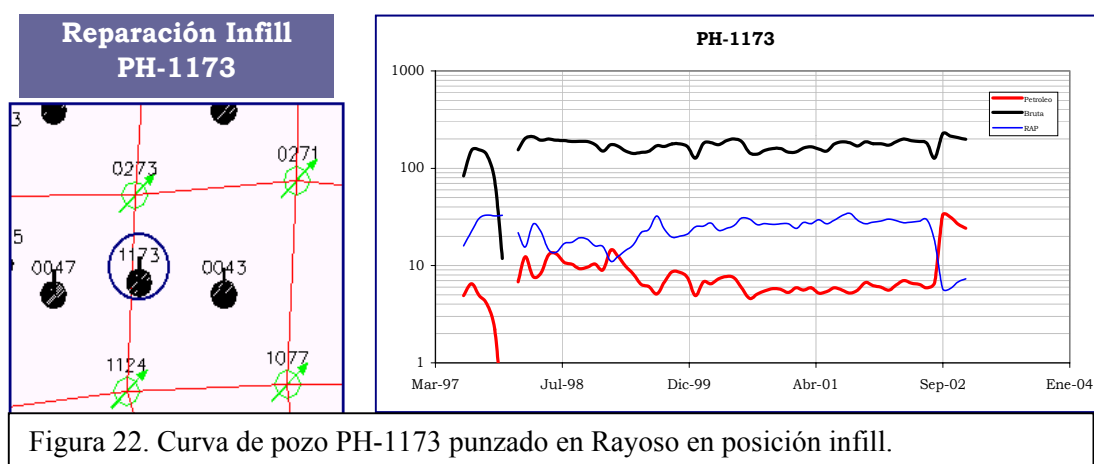
El PH 1108 producía solo de Avilé y su historia puede verse representada en la curva de la figura 20. En Agosto del 2002 se abre Rayoso obteniéndose un incremento medio de producción de petróleo durante los primeros meses de 28.3 m³/día.-



El PH 1158 producía solo de Avilé y su historia puede verse representada en la curva de la figura 21. En Julio del 2002 se abre Rayoso obteniéndose un incremento medio de producción de petróleo durante los primeros meses de 28.7 m³/día.-



El PH 1173 producía en conjunto de Avilé y Agrio, y su historia puede verse representada en la curva de la figura 22. En Julio del 2002 se abre Rayoso obteniéndose un incremento medio de producción de petróleo durante los primeros meses de 22 m³/día.-



Estas tres reparaciones indicarían una curva media de arranque de unos 25 m³/día por pozo para la zona central de Batería 1 con desarrollo principal en Capas 4 y 5.-

En función de lo detallado en los puntos anteriores se concluye que la reducción de distanciamiento por medio de la perforación de pozos interdistanciados sería de gran beneficio para el proyecto Rayoso. Es por ello que se propone como alternativa para continuar con el desarrollo del proyecto la perforación de pozos Infill así como también elevar los caudales de inyección en los pozos inyectoras hasta la capacidad de las instalaciones actuales (250 m³/día por pozo).-

Para ello se comenzó determinando en primer lugar las mallas de mayor superficie que integran actualmente el Proyecto Rayoso, las cuales como se puede observar en el mapa (figura 23), están principalmente ubicadas en las zonas Batería 1 NorOeste y Batería 1 Centro.-

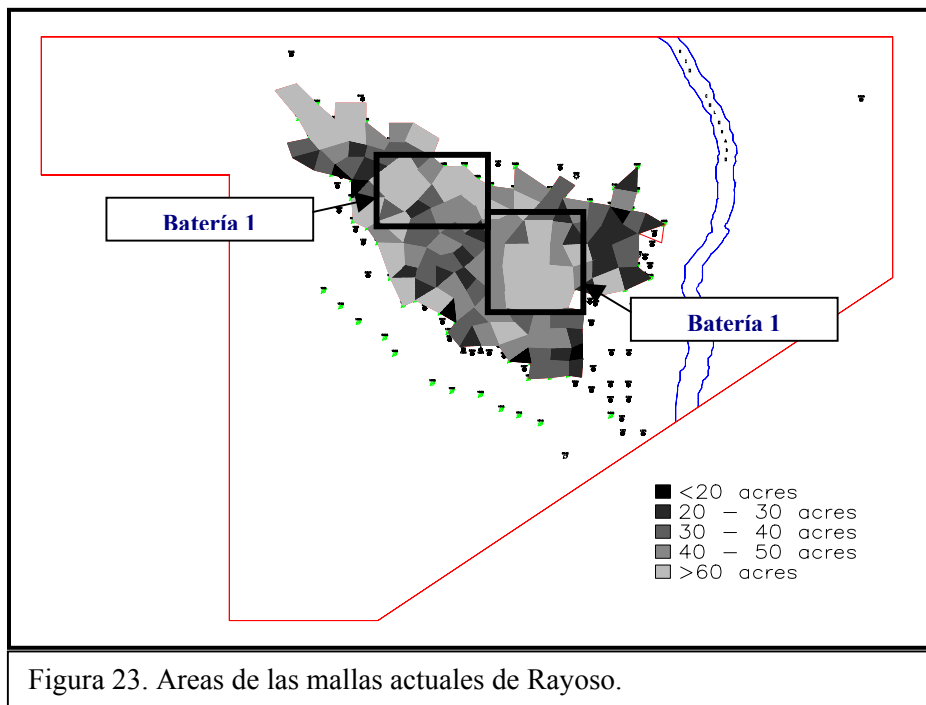


Figura 23. Areas de las mallas actuales de Rayoso.

Una vez detectadas las zonas, se plantea el proyecto de perforación infill en tres etapas las cuales consisten en:

Primera Etapa:

Consiste en la perforación de pozos productores interdistanciados entre los pozos productores e inyectores actuales. Tomando como ejemplo la zona Batería 1 NorOeste (figura 24) , la siguiente sería la configuración tentativa planteada.-

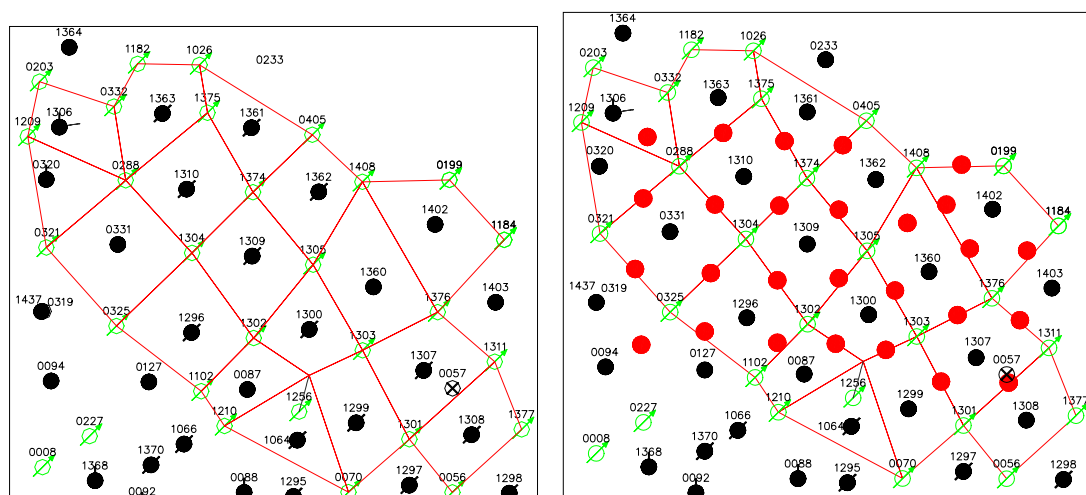


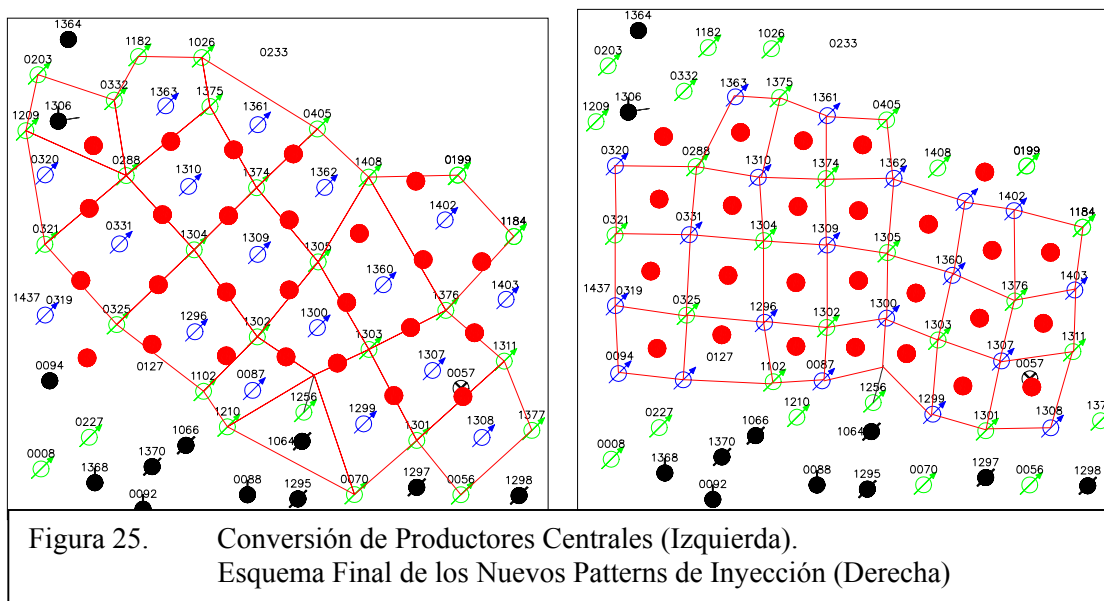
Figura 24. Esquema Original de los Patterns de Inyección (Izquierda).
Perforación de Pozos Productores Interdistanciados (Derecha)

Segunda Etapa:

Consiste en un continuo monitoreo de la evolución de los pozos productores (tanto de los nuevos como los ya existentes al inicio del proyecto), con el fin de detectar anomalías tanto en la producción bruta como en el incremento del corte de agua. Del mismo modo se plantea el seguimiento de los pozos inyectores para observar las variaciones de inyectividad en la medida que la zona vaya siendo depletada por el ingreso de los nuevos productores. Esto implicaría un incremento programado de la inyección por pozo.-

Tercera Etapa:

Consiste en la conversión a inyectores de los productores centrales de los patterns originales para completar el barrido de las mallas y lograr de esa forma la reducción definitiva de la superficie de cada una de ellas. De esta forma, en la zona de Batería 1 NorOeste se pasaría de mallas de 48 Acres en promedio a mallas de 24 Acres, como se puede ver a continuación en la figura 25.-



CONCLUSIONES

Se enuncian a continuación los principales puntos que impulsan la concreción del proyecto de perforación infill en Rayoso:

1.- En función de datos históricos de producción e inyección y de la proyección de las condiciones actuales, se obtiene una relación inversa entre el Factor de Recuperación Final y el Area de los Patterns de Inyección. Dicha relación indica un incremento medio del 0.55% en el Fr por cada Acre que se reduzca la superficie de la malla.-

2.- El caudal inicial de producción por pozo depende de la zona en desarrollo, respondiendo a unos 25 m3/día en promedio en la zona de Batería 1 Centro (determinado por la realización de reparaciones Infill) .-

3.- El incremento en la Recuperación Final es muy interesante debido a la gran cantidad de mallas de gran superficie que existen actualmente en el Proyecto Rayoso.-

4.- Se estima un incremento del factor de recuperación por malla debido al aumento de inyección y la perforación infill mayor al 10 %.

AGRADECIMIENTOS

Se agradece especialmente a la compañía PECOM S.A. y a REPSOL - YPF por permitir la publicación de este artículo.

BIBLIOGRAFÍA

C. H. WU, B. A. LAUGHLIN y M. JARDON – SPE17286 “Infill Drilling Enhances Waterflood Recovery”

LEGARRETA L., 1985; Análisis estratigráfico de la Formación Huitrín (Cretácico Inferior), Provincia de Neuquén. Unpublished PhD thesis, Universidad de Buenos Aires, 247 pp.

MARTEAU, V., MONTAGNA, A., LARRIESTRA, C., CURIA, D., 2001; “Modelado Geoestadístico Tridimensional a Partir de Perfiles de Pozo en un Yacimiento de la Cuenca Neuquina, Argentina”. EXITEP 2001, “Segunda Exposición Internacional de Tecnología Petrolera”, en DF, México.

PEREYRA, C., Y MARQUEZ J., 1984; Las Formaciones Rayoso y Huitrín, su Importancia Geominera en el Area de Rincón de los Sauces, Provincia del Neuquén. Noveno Congreso Geológico Argentino, San Carlos de Bariloche. Actas VII: 7-19.