

EL TREBOL NOROESTE: PROYECTO DE PERFORACION IN-FILL

Pablo Caprioglio ¹

¹ Repsol-YPF, UECh-Cs, Unidad de Negocios Argentina Sur

Resumen

El espaciamiento irregular de las mallas del proyecto, así como el hecho que muchos pozos se encontraron alternativamente fuera de producción, condujo a la realización del presente estudio de factibilidad de perforación in-fill.

Dado que la escasa disponibilidad de calidad y cantidad de datos representa un riesgo importante para el éxito del estudio, se decidió realizar un modelado conceptual para evaluar la conveniencia de avanzar con el proyecto.

El modelo de balance de materiales verificó el mecanismo de drenaje, el OOIP y, fundamentalmente, reprodujo y predijo con razonable precisión el comportamiento del reservorio antes y después del comienzo de inyección de agua. Esto es relativamente sorprendente, dada la complejidad del reservorio, pero estaría indicando la confiabilidad de los datos más elementales.

Posteriormente se realizó un análisis unidimensional mediante la metodología de Beckley & Leverett. La técnica predijo recuperaciones finales muy cercanas a las del estudio original y verificó una baja eficiencia de barrido, tanto vertical como horizontal, mostrando cierto potencial de perforación in-fill.

Finalmente se realizaron dos simulaciones conceptuales en Eclipse. En la primer simulación se utilizó un espaciamiento promedio entre los pozos y se observó que bajo estas condiciones el barrido es suficientemente bueno.

Para la segunda simulación se utilizó el espaciamiento irregular de una malla, donde los pozos no siempre estuvieron en producción. Pudo apreciarse que las zonas para perforar pozos van a localizarse en mallas con estas características.

Dado que no son pocos los proyectos de inyección de agua con estas características en la cuenca, se consideró adecuado avanzar con el proyecto para evaluar la capacidad de predecir la presencia de altas saturaciones de petróleo aún con una limitada calidad de datos.

En la actualidad el modelado geológico tridimensional se encuentra en estado avanzado. Una vez concluida esta fase, se realizará la simulación dinámica del proyecto.

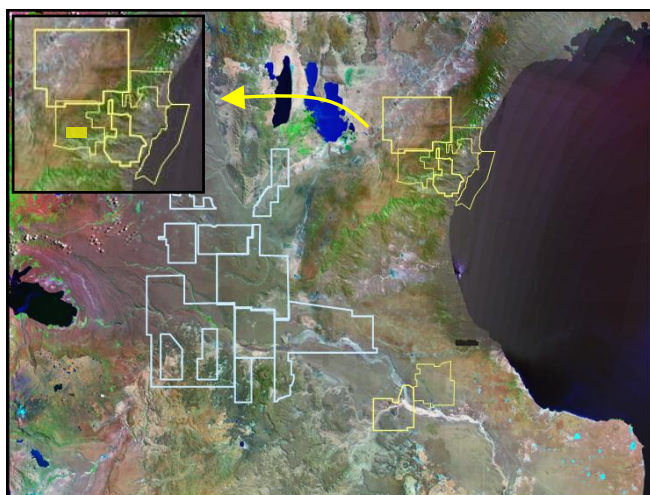
Introducción

El proyecto El Trébol Noroeste se localiza en el Área de Reservas denominada El Trébol, concesión operada por Repsol YFP con un 100% de participación, la que a su vez se ubica a 35 Km al oeste de la ciudad de Comodoro Rivadavia en la Provincia de Chubut, Cuenca del Golfo San Jorge, Argentina – fig.1-.

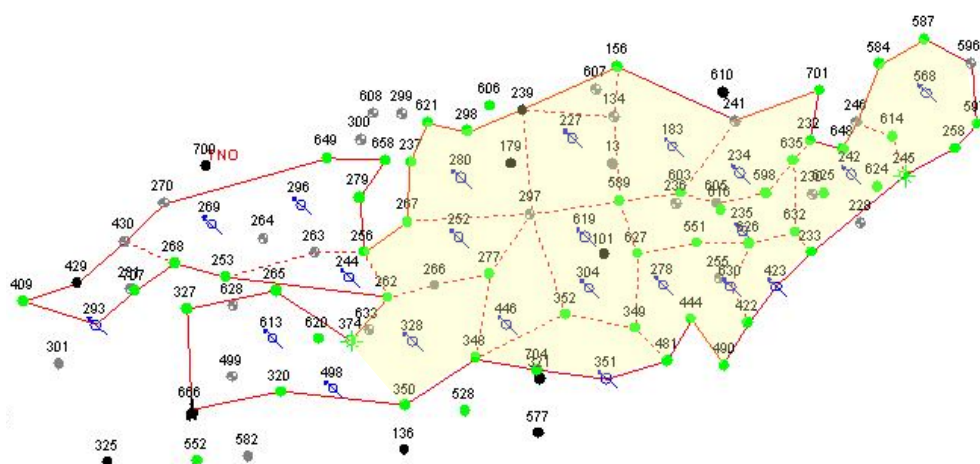
La perforación de la zona se inició en el año 1941, con continuidad a lo largo del tiempo, mostrando períodos de intensa actividad en las décadas del '50, '80 y '90. Si bien algunos pozos alcanzaron la formación Mina El Carmen o Complejo IV–C IV-, las características petrofísicas de esta última desalentaron la implementación de recuperación asistida en estos niveles, de modo que durante el año 1996 se inició la inyección de agua para el miembro San Diego –CII- de la formación Yacimiento El Trébol y parte superior de Comodoro Rivadavia –C III-. Ver fig. 2.

Si bien una primer evaluación mostró que el proyecto posee potencial de perforación in-fill, dado el espaciamiento irregular con que fueron perforados los pozos –fig. 3- y el hecho que muchos de ellos se encontraron alternativamente fuera de producción, la calidad de los datos disponibles se transformó en un factor crítico.

Se decidió, entonces, realizar el presente estudio de factibilidad para evaluar la coherencia de la información disponible y analizar en mayor detalle el potencial de la zona, antes de avanzar en el modelado geológico tridimensional y la simulación de reservorios a escala completa.



E D A		ESTRATIGRAFIA			Unidades petroleras	M
		PALEOGENO-NEOGENO				
C R E A T I C I O	S U P E R I O R	G R U P O C H U B U	Fm. EL TREBOL	Hte. MADRE		67
				----- VALLE "C"	C	71
				SAN DIEGO	C	80
					88.5	
				Fm. COMODORO RIVADAVIA	C	90
			93			
			96			
	I N F E R I O R			Fm. MINA EL CARMEN	C	98
						112
				Fm. D-129	C	
					121.5	
JURASICO		"NEOCOMIANO" (GRUPO LAS HERAS)				
JURASICO		BASEAMENTO SISMICO (GRUPO LONCO TRAPIAL)			155.5	



Información disponible

Dado que la perforación de la zona se inició en la década del '40, se encontraron dificultades en cuanto a la disponibilidad de la información ya que mucha de ella no se encuentra en formato digital y en otros casos, si bien se tiene registro de su existencia, no fue posible localizarla. Por otro lado, también se presentaron dificultades relacionadas a la cantidad y metodología de las mediciones realizadas en cada época.

El primer paso fue el análisis de las curvas de producción. Durante los años noventa se realizó un proceso de digitalización que las incluyó, pero este proceso sólo se realizó para datos desde el año 1980 en adelante, de modo que fue necesario estimar la evolución previa.

Con este propósito, se ajustaron curvas promedio a la producción histórica de los pozos con información completa, para luego asignarlas a los sondeos perforados antes del año 1980 según la fecha de perforación correspondiente, verificando de honrar las acumuladas totales del proyecto al 80. Si bien este procedimiento no es adecuado para etapas posteriores, se lo consideró apropiado para el propósito de este estudio de factibilidad.

La presencia de fallas en la zona oeste de la estructura en principio dividirían al bloque en dos sectores, según parecerían indicar las pocas mediciones de presión disponibles. Si bien esto debe ser confirmado, se decidió focalizar este primer estudio en la zona sombreada de la fig. 3, con el propósito de simplificar el análisis.

Si bien por el momento las producciones debieron ser estimadas, esto no se transforma en inconvenientes dada la posibilidad de digitalizar los datos cuando sean necesarios. Distinto es el caso de las presiones, dado que un minucioso relevamiento de los legajos mostró que sólo se disponen los datos incluidos en la fig. 5.

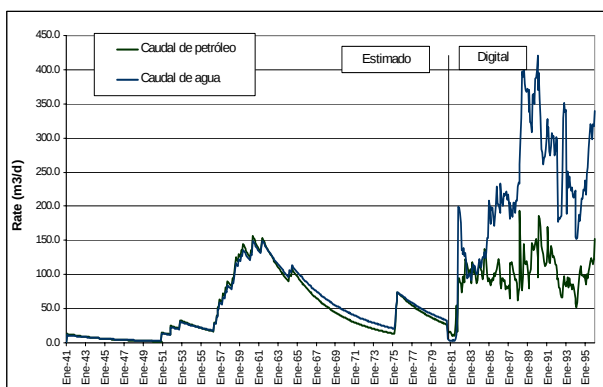


Figura 4. Producciones en función del tiempo.

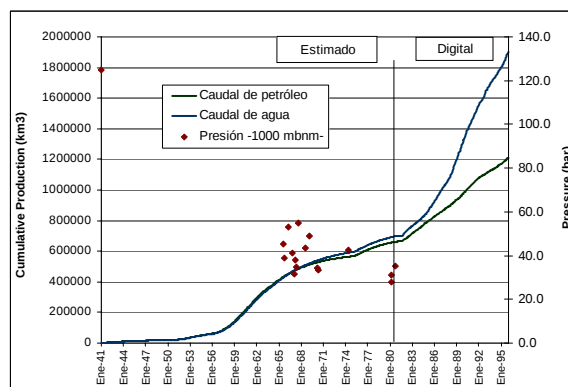


Figura 5. Acumuladas en función del tiempo.

Estos valores corresponden a presiones estáticas medidas con sensor de fondo, después de largos períodos en que los pozos se encontraron fuera de producción. Es importante resaltar que estas mediciones se realizaron a pozo completo, es decir, en ningún caso se individualizaron las capas abiertas para obtener valores específicos de cada una. Por lo tanto, en el momento de implementar una simulación dinámica, sólo será posible realizar el ajuste histórico sobre presiones medias.

En algunos casos se encontraron mediciones acústicas del nivel estático de los fluidos en el wellbore –sonolog-, pero la incerteza en la estimación de las densidades de esos fluidos provocó que la conversión de niveles a presiones arroje resultados dispersos, de modo que fueron eliminados del análisis.

Observando la fig. 4, puede apreciarse que el proyecto tuvo dos picos de producción, asociados a la intensidad de las campañas de perforación de las décadas del '50 y '80/'90. Por otro lado la fig 5 muestra que, si bien poseen dispersión y son limitadas en número, las presiones medidas guardan muy buena relación con las producciones acumuladas.

Partiendo de una presión inicial de 125 bar -12.5 MPa-, mostró a fines del año 1966 con una presión media aproximada de 42 bar para una acumulada total de 936 kSm³ de líquido. Hacia el año 1980 la acumulada era de 1350 kSm³, es decir 44% más, pero la presión sólo había caído a aproximadamente 31 bar. Entre estas dos mediciones el campo pasó por debajo de la presión de burbuja -41 bar-, hecho que concuerda con la menor caída de presiones del segundo período.

Si bien limitados en cantidad y calidad, estos datos estarían insinuando una tendencia “general” de las presiones con el tiempo, mostrando una posible conectividad entre las distintas arenas. Claro está que esto no se condice con la imagen tradicional de reservorios lenticulares, desconectados para la cuenca, de modo que deberá ser analizado en detalle cuando se complete el modelado geológico y durante la implementación de la simulación dinámica. Más allá de esto, debe mencionarse que hay antecedentes de proyectos en la cuenca que han mostrado una elevada conexión entre sus arenas, como es el caso del bloque Grimbeek II – Cañadón Botella que también produce del complejo II.

Otro punto de incerteza lo constituyen las características del petróleo, dado que no se localizó ningún estudio PVT realizado para la zona. Los datos disponibles provienen del proyecto vecino, denominado El Trébol Bloque III. Aun cuando ambos proyectos producen de los mismos intervalos y teóricamente estuvieron sujetos a los mismos procesos de carga y alteración, posibilitando la utilización de datos de uno en otro, esta situación eventualmente deberá ser evaluada como un factor de riesgo.

A continuación se detallan algunas propiedades del fluido.

Presión de Burbuja	41 bar
Gas Disuelto	10.1 sm ³ /sm ³
Densidad ($P_{std} - T_{std}$)	930 Kg/m ³
Viscosidad ($P_{res} - T_{res}$)	27 cp

Tabla 1: Propiedades PVT y de reservorio.

Si bien la disponibilidad de datos es limitada, introduciendo diversas fuentes de incerteza en el estudio, no son pocos los proyectos de inyección de agua que la compañía posee en la cuenca con esta calidad de información. Por lo tanto, se decidió avanzar con el análisis para verificar capacidad de predecir la conveniencia de realizar perforaciones in-fill, en función de la potencial aplicación a este y otros proyectos.

Balance de materiales

El modelo de balance de materiales se implementó conociendo los volúmenes de roca y fluidos calculados oportunamente para la implementación del proyecto de inyección de agua, según los informes de geología (Burnstein 1996) e ingeniería (Beitia 1996). La existencia de análisis de testigos corona y rotados permitió disponer de la información necesaria de la roca, en tanto que lo relativo a las propiedades PVT se mencionó en la sección anterior.

El objetivo de la implementación de este balance fue verificar la coherencia de la información más básica disponible. Se trabajó sobre la hipótesis que severos errores en el OOIP, presiones de reservorio medidas, producciones reportadas o propiedades de las rocas deberían conducir a resultados incoherentes.

A continuación se presentan algunos gráficos ilustrando los resultados. En el primero de ellos, se observa que fue posible ajustar adecuadamente las presiones y producciones acumuladas. Si bien son pocas las presiones disponibles, este ajuste se logró con una leve modificación al OOIP que reportaron los estudios anteriores, como se verá más adelante.

Observando las figuras 4 y 5, que muestran importantes producciones de agua, resulta clara la necesidad de incluir la presencia de un acuífero activo, actuando de forma radial dada la geología de la zona. La fig. 7 muestra que la extensión del acuífero es limitada, habiéndose alcanzado sus límites durante la producción, hecho razonable dada la importante caída de las presiones a lo largo del tiempo.

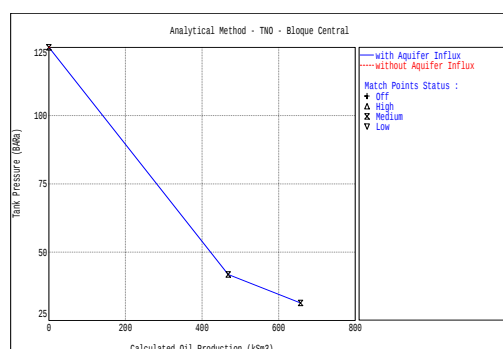


Figura 6. Presiones vs. Producción.

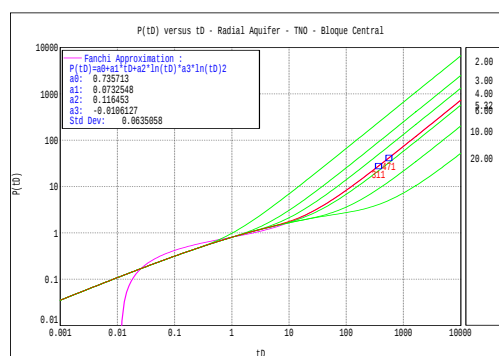


Figura 7. Ajuste del acuífero.

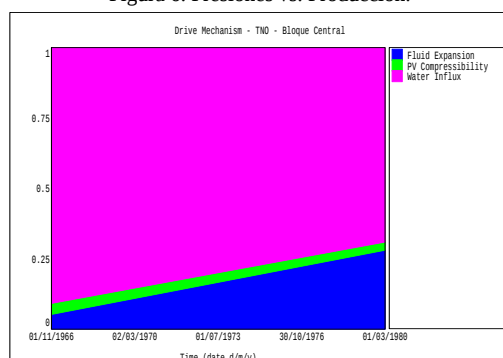


Figura 8. Mecanismo de drenaje.

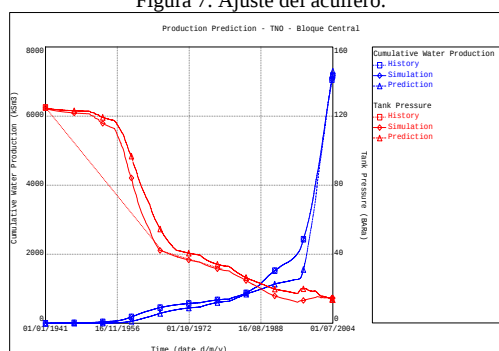


Figura 9. Producción de agua.

Debe aclararse que si bien se habla de “un” acuífero, en todo caso se está haciendo referencia al volumen total de acuíferos presentes. Una vez finalizado el modelado geológico y analizada la conectividad de las arenas, resultará claro si se trata de un acuífero único o si en realidad está constituido por una serie de acuíferos más pequeños. En caso de verificarse esta última situación, se presentará una dificultad adicional a la hora de estimar el volumen de cada uno de ellos y de determinar intervalo productivo afectado.

Otro punto a observar es que, durante la producción por primaria, el mecanismo de drenaje predominante fue provisto por el acuífero, aunque perdiendo intensidad con el tiempo. La reducida cantidad de gas disuelto en condiciones de reservorio y la inexistencia de casquete de gas limitan la actividad de los restantes mecanismos de drenaje.

Durante el proceso de ajuste del modelo de balance de materiales se utilizaron los datos históricos *previos* al inicio de inyección de agua. Si bien las producciones de agua y petróleo fueron adecuadamente reproducidas durante este período, y dado que el reservorio dista mucho de ser un “tanque”, resultó sorprendente el buen ajuste entre los datos históricos y la predicción del modelo una vez iniciada la inyección (fig. 9). Esto muestra la capacidad de predecir el comportamiento, confirmando la coherencia de los datos disponibles.

Por último, la tabla 2 muestra una comparación entre los datos provistos por los estudios de geología e ingeniería previamente mencionados y los valores resultantes del ajuste histórico realizado para el balance de materiales.

Respecto al mapeo previo, sólo fue introducida una modificación del 10% en el valor del OOIP. Esto es razonable en referencia al sentido y magnitud de la modificación. Cuando se realiza el mapeo de capas con el objetivo de calcular los volumétricos, las arenas menores se descartan para focalizar en el grueso de los recursos, de modo que restan volúmenes sin computar.

Algo similar ocurre con la porosidad, que sufrió una variación menor al 5% respecto a su valor original. Por otro lado, el acuífero resultó con un ángulo de acción de 204° en concordancia con los 180° que en principio permitiría la presencia de la falla existente al sur del proyecto. También son razonables los 55md de permeabilidad del acuífero, frente al promedio de 170md para el intervalo productivo, dados los potenciales procesos de alteración que sufrirían las arenas en agua.

	Balance de Materiales	Estudio
OOIP	4088 ksm ³	3706 ksm ³
Porosidad	28.2 %	27.0 %
Acuífero	Radial	
Ángulo	204°	
Permeabilidad	55 md	

Tabla 2: Resultados del balance vs estudios previos.

Modelo unidimensional

El módulo “1D Model” del programa MBal, que aplica la teoría de Buckley-Leverett fue utilizada con el fin de analizar las eficiencias de barrido. Dado que las cinco capas más importantes que se inundaron poseen el 75% de las reservas y propiedades petrofísicas similares, se simplificó el problema prorrando la producción e inyección a una capa con las características de las mencionadas para luego simularla.

La eficiencia areal se estimó reduciendo el ancho del canal, desde el valor que en principio debería estar afectado por el proceso, de forma que coincidan las “fechas” del break-through de agua histórica con la simulada. De este modo, el valor encontrado fue del 65%, en tanto que una estimación realizada mediante las curvas de Caudle and Witte da un valor de 67%.

Un valor ciertamente bajo, del 23%, se obtuvo para la eficiencia vertical de barrido, aunque no es sorprendente en función de los 39cp de viscosidad que el petróleo tendría al momento del inicio de inyección de agua.

Posteriormente, los resultados obtenidos para el par inyector-productor simulado se adicionaron de modo de evaluar las reservas finales a recuperar por inyección de agua en el bloque bajo análisis – fig. 3-. Se obtuvo un valor de 252 ksm3, cuando el análisis declinatorio realizado con casi diez años de historia muestra una recuperación final de 242 ksm3.

Eficiencia vertical aproximada	23 %
Eficiencia areal aproximada	65 %
Eficiencia areal – “Caudle and Witte”	67 %
Estimación de reservas – 1D	252 ksm3
Reservas por análisis declinatorio – OFM	242 ksm3

Tabla 3: Resultados del modelo unidimensional.

Más allá de la coincidencia con los datos históricos, que vuelve a confirmar la utilidad de la información disponible, las bajas eficiencias de barrido encontradas muestran que efectivamente existiría potencial de perforación in-fill en el bloque.

Simulación dinámica

Una vez completado el modelo unidimensional, se decidió avanzar con una simulación dinámica conceptual para estimar en qué zonas sería esperable encontrar posiciones de perforación in-fill, y con qué acumuladas finales.

Nuevamente, se trabajó con una arena con características representativas de las más importantes del proyecto, prorrateando las producciones e inyecciones históricas. En el primer caso, se simuló un five-spot con el espaciamiento promedio de los pozos del proyecto.

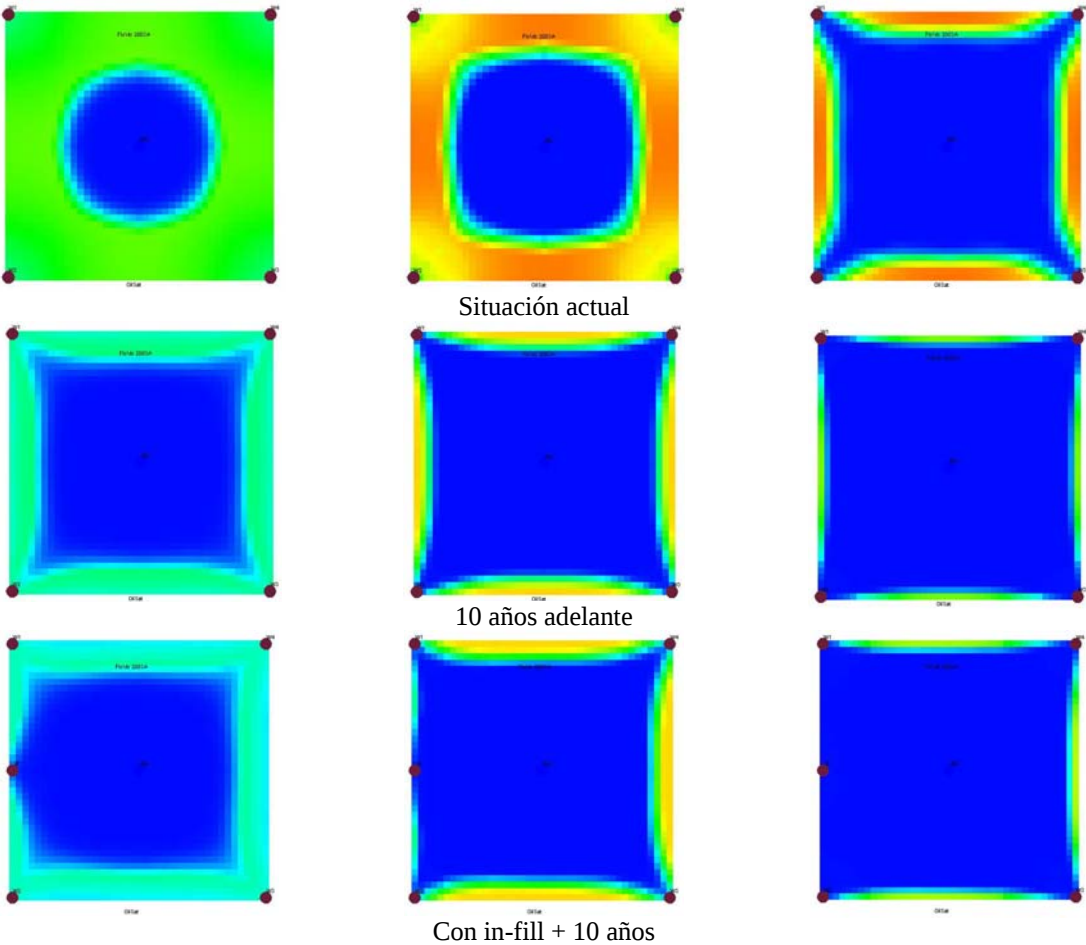


Figura 10. Barrido en una malla con espaciamiento promedio entre productores e inyectores.

La fig 10 muestra los tres layers superiores de los cinco en que fue grillada la malla para tres casos diferentes. En la primera fila se encuentra la situación que se tendría al presente, donde puede observarse un barrido eficiente, tanto areal como verticalmente –la profundidad de los layers aumenta hacia la derecha-. En la segunda fila, la producción de la malla continúa diez años más. En color rojo se representan altas saturaciones de petróleo, en tanto que las correspondientes a agua se encuentran en azul.

Estos dos casos muestran que, en una malla con espaciamiento promedio, no estarían dadas las condiciones para perforar pozos in-fill dado que no se destacan zonas de alta saturación actual de hidrocarburos. De todos modos, se simuló la perforación de un pozo adicional y se lo hizo producir durante diez años, según muestra la tercera fila, confirmando que este pozo sólo alcanzaría a acumular el 3.9% de la acumulada final de los restantes pozos de la malla.

Más allá de esto, el modelo fue capaz de reproducir la “forma” del comportamiento histórico como se muestra a continuación, donde el primer gráfico –histórico- se presenta en escala logarítmica, en tanto que el segundo –simulado- se encuentra en escala lineal y las variables graficadas corresponden a los valores prorrateados. El inyector se controló estableciendo un caudal de inyección constante y los productores mediante presión dinámica de fondo también constante, hecho que representa el objetivo que se fija la gente de producción al tratar de operar los sistemas de levantamiento artificial de modo de mantener una baja sumergencia sobre las bombas.

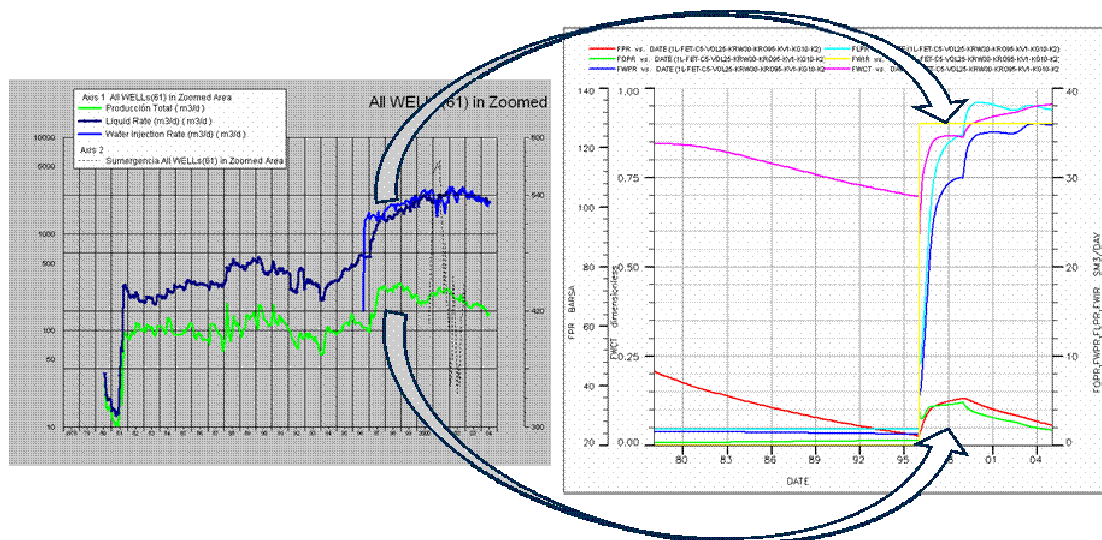


Figura 11. Comportamiento histórico y simulado.

Si bien nuevamente la información disponible se mostró consistente, al momento se seguía sin verificar el tipo de ubicaciones adecuadas para la perforación in-fill, aún cuando las eficiencias de barrido son bajas para el proyecto en general.

Como previamente se mencionara, los pozos fueron perforados con espaciamientos irregulares y muchos de ellos se encontraron reiteradamente fuera de producción. Por lo tanto, se modeló una malla representativa de esta situación, pero siempre prorrateando los datos a una sola capa.

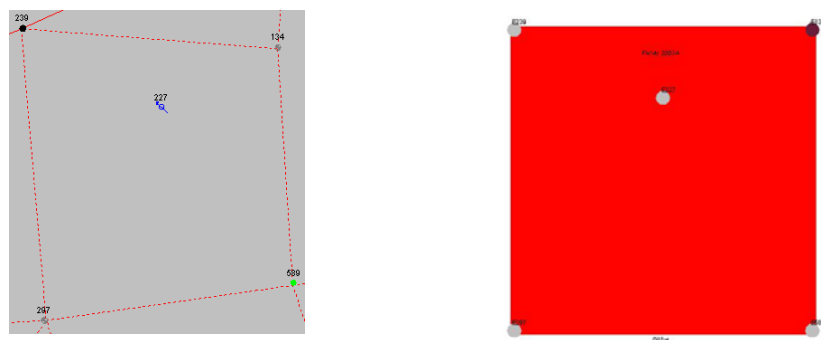


Figura 12. Esquemas de la malla real y simulada.

Del mismo modo que lo realizado previamente, se simularon tres casos. Uno representando la situación actual del proyecto, otra contemplando diez años adicionales de producción y, por último, se simuló la perforación de un pozo adicional y se lo dejó producir diez años junto con los restantes pozos activos. La malla fue dividida en cinco layers en la vertical, según muestra la figura 13.

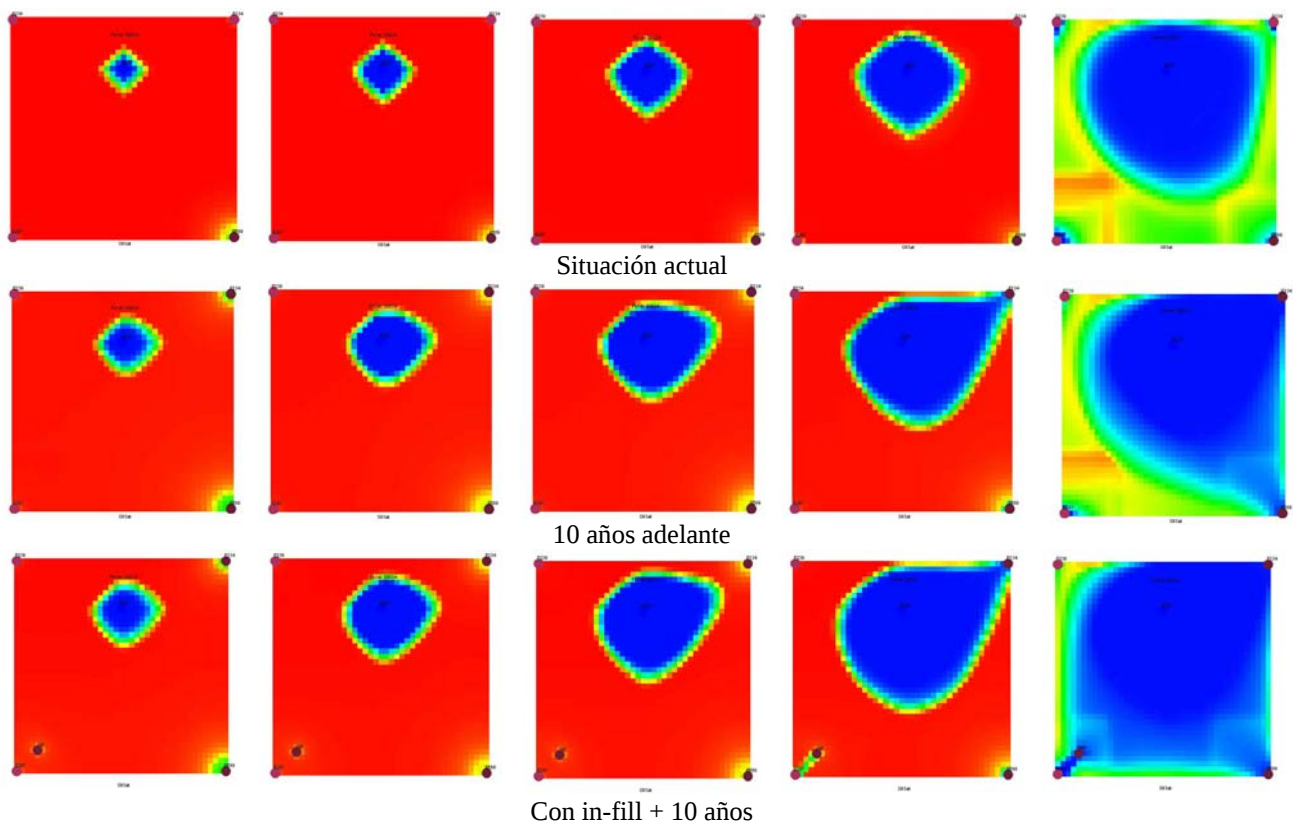


Figura 13. Barrido en una malla con espaciamento irregular.

Tanto la situación actual como la extrapolada muestran bajas eficiencias de barrido areales y verticales, como era de esperarse según los resultados del modelo unidimensional. La “segregación” vertical que se observa se debe a la elevada relación de permeabilidad vertical a horizontal de las arenas, que para estas dimensiones y porosidades llega a estar en torno a la unidad, y a la viscosidad del petróleo. Por falta de datos confiables al momento de esta simulación no se consideraron efectos capilares, que podrían ser moderados dada la buena calidad de las arenas. En todo caso, en etapas futuras serán adecuadamente tenidos en cuenta.

Dado que el pozo inferior izquierdo de la malla se encontró por largos períodos fuera de producción debido a problemas mecánicos y continúa en ese estado, se simuló la perforación de un pozo adicional muy cercano a esa posición, atendiendo a las altas saturaciones de petróleo que muestra la simulación.

Los resultados muestran que ese pozo podría acumular aproximadamente el 90% de la producción final estimada para los restantes pozos de la malla. Claro está que esto no es suficiente para proponer la perforación de un pozo en esa posición dado que no se trata de una malla real, sino que combina algunos datos específicos como el distanciamiento y los períodos de producción de los pozos, con el modelado de una arena promedio y producciones prorratedas.

El valor de esta información radica en que confirma un interesante potencial de perforación de pozos in-fill en mallas asimétricas, con espaciamentos por encima de la media y pozos que se encontraron alternativamente fuera de producción, características que se repiten en varias posiciones en El Trébol Noroeste.

Conclusiones

En vista que todos los controles realizados confirmaron la coherencia de la limitada información disponible y que los resultados muestran un potencial interesante, se decidió avanzar con el modelado geológico tridimensional de la zona, para luego implementar una simulación dinámica del campo que permita tomar cuenta las heterogeneidades y geometrías de los cuerpos arenosos, y que de lugar a la interferencia de los pozos de las distintas mallas.

En la actualidad el modelo geológico está siendo desarrollado, a la par que los datos de producción, intervenciones de pozos y demás información que se encuentra en formato físico está siendo digitalizada.

A pesar de los controles realizados, el principal factor de riesgo en lo que sigue del proyecto continúa siendo la calidad de los datos. A las incertezas ya mencionadas, debe sumarse la dificultad de reproducir adecuadamente las heterogeneidades en permeabilidad y porosidad, la distribución irregular de la inyección con tránsitos que no siempre fueron claros, la determinación de aquellas capas que deben ser conectadas al acuífero, el hecho que parte de la producción proviene de zonas que no serán modeladas –con los posibles errores asociados al prorrateo a realizar-, etc.

Conscientes de las limitaciones, se optó por avanzar para verificar si aun bajo estas condiciones es posible predecir con razonable precisión la existencia de zonas de alta saturación actual de petróleo y las producciones esperables una vez perforadas, para un proyecto que se encuentra en inyección de agua desde hace diez años.

En caso de ser positivos los resultados, no sólo se obtendrá como beneficio la producción resultante de la perforación de pozos en El Trébol Noroeste, sino que se abrirá la posibilidad de realizar nuevos desarrollos en los diversos proyectos que la compañía posee en la cuenca con características similares al presente.

Referencias

- Burnstein M E, 1996. Anteproyecto de inyección de agua El Trébol Noroeste, Informe geológico. Reporte interno YPF S.A. 11-001/96
- Beitia S E, 1996. Anteproyecto de inyección de agua El Trébol Noroeste, Informe de ingeniería. Reporte interno YPF S.A. 11-001/96