

Uso de pozos multipropósito como estrategia para el control de la invasión del acuífero en yacimientos del Oriente colombiano

E.O. Muñoz Mazo (Ecopetrol S.A.); C.L. Delgadillo Aya (Ecopetrol S.A.); C. Espinosa Leon (TIP); A. Rueda Lizarazo (Ecopetrol S.A.); L. Toro Agudelo (Ecopetrol S.A.); A.M. Naranjo Pacheco (Ecopetrol S.A.); S. Arango Gómez (Ecopetrol S.A.); G.A. Nava Ardila (Ecopetrol S.A.); J.A. Villasmil Montero (Ecopetrol S.A.)

- Artículo Técnico
- Tesis Pregrado
- Tesis Posgrado

Derechos de Autor 2022, ACIPET

Este artículo técnico fue preparado para presentación en el XIX Congreso Regional Colombiano de Petróleo, Gas y Energía organizado por ACIPET en Cartagena, Colombia.
Este artículo fue seleccionado para presentación por el comité técnico de ACIPET, basado en información contenida en un resumen enviado por el autor(es).

Resumen

Las arenas inferiores de diversos yacimientos de la cuenca de Llanos, en Colombia, han sido caracterizadas como formaciones con buena capacidad de almacenamiento y flujo conectadas a acuíferos subyacentes con fuerte intrusión de agua debido a la ausencia de sellos geológicos y la buena calidad de roca. Esto conlleva a un bajo factor de recobro y a una corta vida útil de los pozos, debido a la excesiva producción de agua que inviabiliza su producción desde el punto de vista económico.

Por lo anterior, las técnicas de producción primaria o mejorada convencionales no resuelven el problema de la invasión del agua proveniente del acuífero. Una alternativa prometedora es el uso de pozos con arquitecturas multilaterales, que permitan de manera simultánea la producción de petróleo y la creación de un área de drenaje de agua abajo del contacto agua-petróleo, logrando extender la vida productiva del pozo completado en la arena productora e incrementando la recuperación de petróleo.

Usando la simulación numérica, se evaluó la factibilidad técnica del uso de pozos multilaterales como estrategia para el control de la intrusión del agua del acuífero en un yacimiento localizado en la Cuenca Llanos de Colombia. Para tal fin se estudiaron diferentes configuraciones de pozos multipropósitos considerando los mecanismos de flujo gobernantes en el yacimiento; de igual manera se determinaron, mediante análisis de sensibilidad, los parámetros de operación que maximizan el desempeño de estos pozos.

Finalmente, los resultados de este estudio demuestran el potencial de la tecnología para incrementar la producción de petróleo y su recobro último; manejando adecuadamente el agua drenada del acuífero. De esta forma, la respuesta en términos de producción incremental, la expansión del horizonte económico y el análisis de la mejor solución encontrada puede ser utilizada como insumo por parte de los expertos del campo y los tomadores de decisiones para una eventual implementación de una prueba tecnológica en campo.

Introducción

El yacimiento objeto del presente estudio se localiza en la parte inferior de la unidad Areniscas Basales de la formación Carbonera. Esta unidad está compuesta por cuarzo-arenitas, arenitas subarcólicas, con porosidades que varían entre 25% y 32% y permeabilidades que van hasta los 40 Darcys. Su espesor promedio es de 150 pies y el neto petrolífero es de 30 pies. El petróleo que almacena este yacimiento tiene una gravedad API promedio de 12.5 y una viscosidad que varía entre 310 y 730 cP a 147°F. El mecanismo de empuje corresponde a un acuífero activo de tipo artesiano, a través del cual se ha obtenido una caída de presión de entre 50-100 psi con respecto a su valor inicial durante casi 20 años de producción.

La intrusión de agua desde el acuífero al yacimiento afecta significativamente la productividad de los pozos completados en áreas del yacimiento donde el cuerpo de sello no es competente, debido a una producción excesiva de esta en el corto tiempo. Una relación de movilidad altamente desfavorable entre el agua y el petróleo hace que el movimiento del agua desde el acuífero hacia los pozos productores sobrepase el petróleo dejando zonas no barridas con altas saturaciones de hidrocarburo (Sherrard, Brice & MacDonald, 1987).

La caída de presión generada por la apertura de los pozos provoca un desbalance significativo de las fuerzas viscosas y las fuerzas gravitacionales, favoreciendo la ocurrencia de conificación y digitación viscosa expresivas en zonas donde no existe un sello efectivo entre el acuífero y la unidad productora y haciendo que el contacto agua-petróleo se mueva hacia los pozos productores. Es por este motivo que los pozos perforados y completados en dichas zonas presentan cortes de agua superiores al 80% desde el inicio de la producción y alcanzan el límite económico rápidamente, obligando a su cierre, con producciones acumuladas de petróleo inferiores a 30,000 barriles poco más de un año después de su puesta en producción.

La implementación de inyección de polímeros como método de recobro mejorado se ha mostrado ineficiente ya que no cumple con su propósito de mejorar la relación de movilidad debido a la dilución generada por la fuerte intrusión de agua desde el acuífero, haciendo con que se requieran concentraciones significativamente altas de polímero para contra restar el efecto de la dilución generado por la intrusión de agua, y así mantener los niveles de viscosidad adecuados. De igual manera, mediante los métodos térmicos es probable que gran parte de la energía inyectada para calentar el petróleo sea perdida en el calentamiento del agua del acuífero.

Una estrategia de control del influjo de agua del acuífero que presenta potencial de aplicación en este tipo de yacimientos es la implementación de pozos con completamiento multisegmentos, donde una de las secciones completadas se localiza en la zona productora de petróleo y el completamiento de la otra se realiza por debajo del contacto agua-petróleo con la finalidad de servir como una vía de drenaje que canalice el influjo de agua del acuífero, contribuyendo así a la disminución de la magnitud influencia del mismo en el comportamiento productivo del pozo. Algunas opciones de configuración cuentan con una tercera sección asociada, la cual se completa en una profundidad mayor a la del segmento de drenaje dentro del acuífero, como una forma de disponer el agua producida, otras opciones también contemplan la reinyección del agua producida en el segmento de drenaje en otras formaciones.

Este trabajo analizó numéricamente la aplicación de pozos multipropósito como una opción de control mecánico del influjo de acuíferos activos en zonas de yacimiento sin sello, presentando los resultados de diferentes escenarios de simulación que pretenden evaluar la eficacia de estas arquitecturas de pozos en el control de la intrusión de agua hacia zonas productoras en yacimientos con acuífero activo. Los resultados de las simulaciones permitieron concluir que este tipo de arquitecturas tienen potencial para mejorar el desempeño de los pozos productores completados en dichos yacimientos. El corte de agua se mantuvo por debajo del límite económico, permitiendo que los pozos tuvieran un período operativo más largo, lo que se tradujo en una mayor producción de petróleo y una menor cantidad de agua producida en superficie.

Simulación Numérica de Pozos Multipropósito

Wojtanowicz, Xu y Bassiouni (1991) propusieron un mecanismo de control de la conificación de agua mediante el uso de un pozo con completamiento dual. Este tipo de pozos con completamientos múltiples se les conoce como Downhole Water Sink (DWS) o Bilateral Water Sink (BWS) dependiendo de la arquitectura que tenga el pozo. En este informe se utilizará el término de cresta para hacer referencia al movimiento ascendente descontrolado del contacto agua-petróleo hacia los pozos productores.

Físicamente, el drenaje de agua por la sección inferior altera el campo de potencial de flujo alrededor del pozo, contrarrestando el movimiento ascendente descontrolado del contacto agua-petróleo hacia el segmento completado en la zona productora. El componente vertical de las fuerzas viscosas generado por el flujo hacia las perforaciones superiores (zona de petróleo) es balanceado por el componente vertical de las fuerzas viscosas generado por el flujo de drenaje hacia el segmento inferior (acuífero) y las fuerzas gravitacionales (Okon, Olagunju & Akpabio, 2017). Esto significa que operacionalmente puede lograrse un equilibrio dinámico donde el contacto agua-petróleo (WOC – Water Oil Contact) se mantiene estable.

De esta manera se logra (1) Aumentar el caudal de producción de petróleo sin ruptura temprana del agua; (2) Extender la vida productiva de los pozos, ya que producen con cortes de agua inferiores al límite económico; (3) Estabilizar el movimiento ascendente del WOC; (4) Aumentar la productividad del pozo debido a que la permeabilidad al petróleo de la zona alrededor del pozo no será reducida por la intrusión de agua y (5) Posibilitar un manejo del agua de manera independiente, haciéndola más apta para operaciones de vertimiento (Wojtanowicz, et al. 1991) (Alblooshi & Wojtanowicz, 2014) (Jin & Wojtanowicz, 2010) (Shirman, 1998) (Shirman, & Wojtanowicz, 2000) (Siemek & Stopa, 2002) (Arslan, 2005) (Hernandez, 2007) (Utama, 2008).

La arquitectura de pozo conocida como Multilateral Water Loop (MWL - Wojtanowicz y Xu, 1995) es una extensión de los pozos DWS y BWS que incluye un tercer completamiento, el cual puede ser un segmento o sección horizontal adicional que permite la reinyección del agua drenada por el completamiento ubicado por debajo del WOC. Su beneficio más notorio es el ahorro en los costos de manejo, tratamiento y disposición final del agua producida una vez que esta no llega a superficie; por otro lado, su implementación está limitada por factores relacionados con la arquitectura de este tipo de configuraciones y por los efectos de la dinámica de la conificación de agua.

Modelo de Simulación Utilizado

Para alcanzar el objetivo propuesto en este trabajo se realizó un estudio de simulación numérica sobre un modelo de sector de un campo que incorpora las características de los yacimientos anteriormente descritos. La malla de simulación numérica tiene un total de 24.5 millones de celdas (535 x 455 x 101). Presenta siete tipos de roca distribuidos en nueve subunidades geológicas conocidas como zonas y que van desde la zona cero, ubicada en el tope del yacimiento; hasta la zona 8, ubicada en la base, como se ilustra en la Figura 1.

Las principales acumulaciones de petróleo se encuentran en los tipos de roca uno a la cinco, el tipo de roca seis presenta menores capacidades de almacenamiento (unidad retardante) y el tipo de roca siete (sello) se encuentra 100% saturado de agua. El modelo de simulación presenta un WOC inclinado, variando su profundidad a lo largo del yacimiento con un buzamiento alrededor a 1°. Adicionalmente, como se puede observar en la Figura 2, el modelo está ajustado al caudal de producción de aceite y, aunque presenta una sobreestimación del caudal de agua con respecto al histórico de producción en los tiempos finales del ajuste, se considera que es adecuado para realizar las predicciones planteadas. Las celdas 100% saturadas con agua ubicadas por debajo de 10 pies del contacto agua-petróleo fueron inactivadas para gerenciar adecuadamente los tiempos de simulación. Se ubicó un acuífero analítico en las celdas inferiores del modelo que logra representar adecuadamente la naturaleza intrusiva del acuífero real. Esto es, la sustitución de casi el 100% de los fluidos producidos, confirmado por una caída de presión de solo 50 psi en la presión promedio del yacimiento.

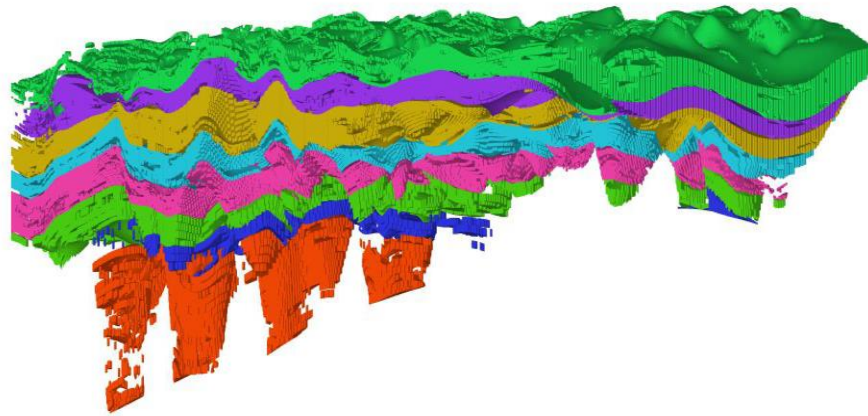


Figura 1. Distribución de las subunidades geológicas (zona 0 a zona 8) en el modelo de simulación.

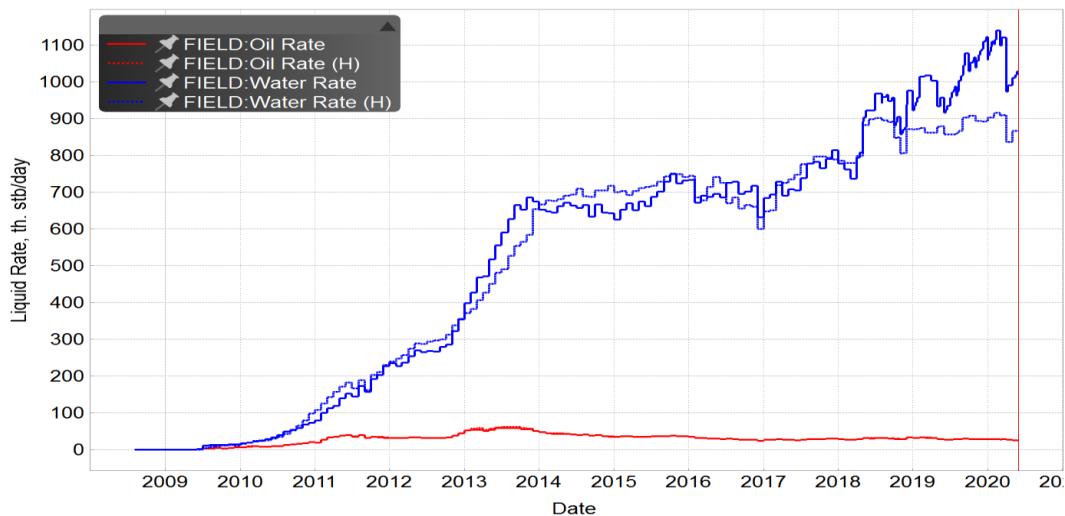


Figura 2. Comportamiento de la producción de agua histórica (puntos) y simulada (línea continua), y del influjo de agua desde el acuífero.

Modelo Base

El caso base de simulación consistió en perforar un pozo en una zona cerca al contacto agua petróleo para validar el comportamiento de la producción de petróleo típico en un yacimiento con acuífero activo de fondo y sin sello competente. Se seleccionó un área en la que presenta buena continuidad vertical, pocas celdas nulas y una saturación de petróleo alta, lo que permite modelar adecuadamente la intrusión del acuífero en una zona no drenada previamente. La Figura 3 presenta un mapa de saturación de petróleo de la zona donde se perforó dicho pozo (delimitada por el ovalo en color rojo).

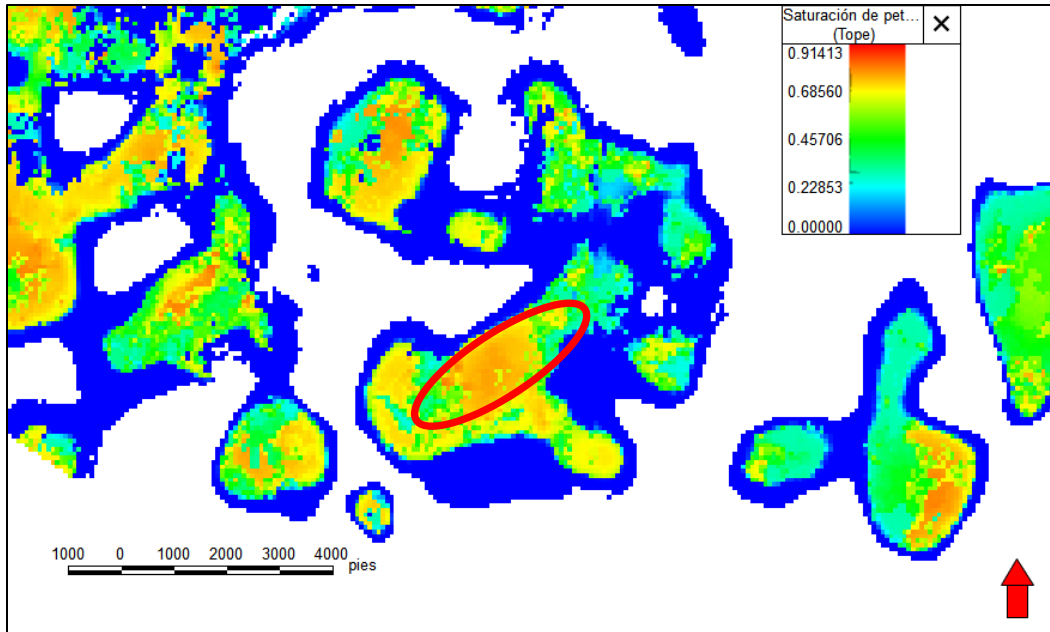


Figura 3. Mapa de saturación de petróleo de la zona donde se ubicó el pozo para el caso base.

Del mismo modo que los pozos completados en zonas superiores, este pozo navega horizontalmente 1000 pies en el tope de la zona productora. El control operativo durante el período de predicción se realizó por presión fluyente mínima de fondo (950 psi) y caudal máximo de líquidos (13,000 BPD). Se calculó un límite económico de corte de agua igual a 0.995 para el cierre de los pozos y el tiempo de predicción fue establecido en 10 años para todos los escenarios simulados.

Como resultado de la simulación, este pozo obtuvo una producción acumulada de petróleo de 29,000 barriles y estuvo abierto por un período de tiempo de poco más de un año (cerrado una vez alcanza el corte de agua límite económico - Figura 5). El corte de agua al momento de abrir el pozo a producción fue de 0.986. Los resultados obtenidos permiten validar el comportamiento típico de un pozo completado en una zona sin sello, convirtiéndolo en un buen candidato para evaluar arquitecturas de pozos para el control de la intrusión del acuífero.

Modelo con pozo bilateral (BWS)

Con el fin de modelar la arquitectura BWS se incorporó un pozo bilateral de drenaje de agua que se perforó con las mismas características del caso base en lo relativo a su geometría. Este pozo navegó con las mismas coordenadas X, Y del pozo productor (caso base) pero por debajo del contacto agua-petróleo (Z con mayor profundidad); para este pozo fue establecido un control de flujo por presión mínima fluyente de fondo de 950 psi y un caudal máximo de fluidos de 13,000 BPD. Por tratarse de un pozo cuya función en la producción de agua, no se definió límite económico para esta sección de drenaje.

La Figura 4 presenta un perfil de la ubicación de las secciones horizontales de producción y drenaje para la arquitectura BWS implementada en el modelo, donde la sección horizontal de producción (superior) está completada en el tope de la zona saturada con petróleo y la sección horizontal de drenaje (inferior) está completada en la zona de agua cerca al contacto agua petróleo.

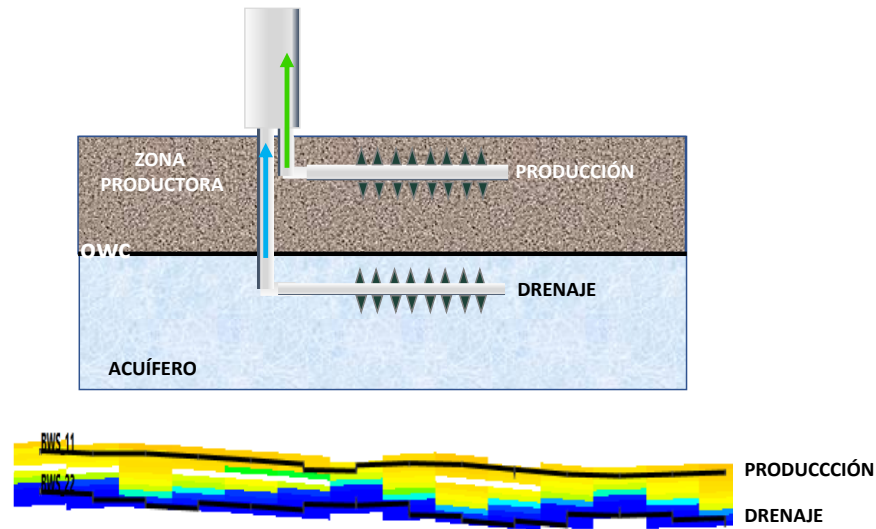


Figura 4. Perfil de la ubicación de las secciones horizontales de producción y drenaje del pozo BWS.

Resultados y discusión

Simulación inicial de Pozo convencional y de pozo con arquitectura BWS.

La Figura 5 presenta un comparativo entre el comportamiento de la producción de petróleo (izquierda) y de agua (derecha) para el caso base de simulación y el de la producción de fluidos por el segmento completado en la zona productora controlado con una tasa de producción de 13000 BPD. El segmento completado en zona de acuífero también fue controlado con una tasa de drenaje igual a 13000 BPD.

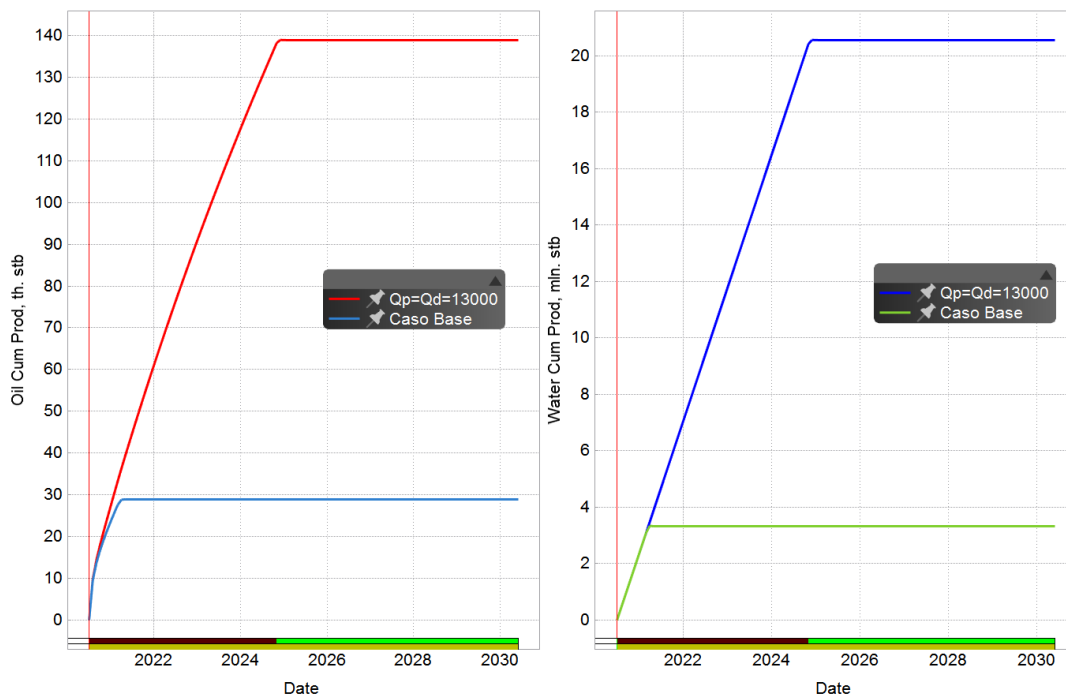


Figura 5. Comportamiento de la producción de petróleo (izquierda) y agua (derecha) en la sección completada en zona productora.

A partir de los resultados presentados en la Figura 5 se observa que la arquitectura BWS (curvas $Q_p=Q_d=13000$ en la figura) permite ampliar la vida operativa del pozo por más de 4 años si se le compara con un pozo horizontal convencional (Caso Base) completado en la misma zona (cuya vida productiva es cercana a un año). La arquitectura BWS permite alcanzar una producción acumulada de petróleo de casi 140000 barriles (más de 100,000 barriles adicionales en relación con el caso base) gracias al drenaje del agua desde el segmento inferior.

La caída de presión generada por la sección completada en el acuífero altera la estabilidad del contacto agua-petróleo, generando un fenómeno de cresta inversa que resulta en una producción acumulada de 5,000 barriles de petróleo en el segmento de drenaje durante el período evaluado (10 años). Una vez se alcanza el corte de agua límite (0.995) en la sección superior el balance de fuerzas viscosas y gravitacionales provoca un aumento de la producción de petróleo por la sección inferior, como se observa en la Figura 6.

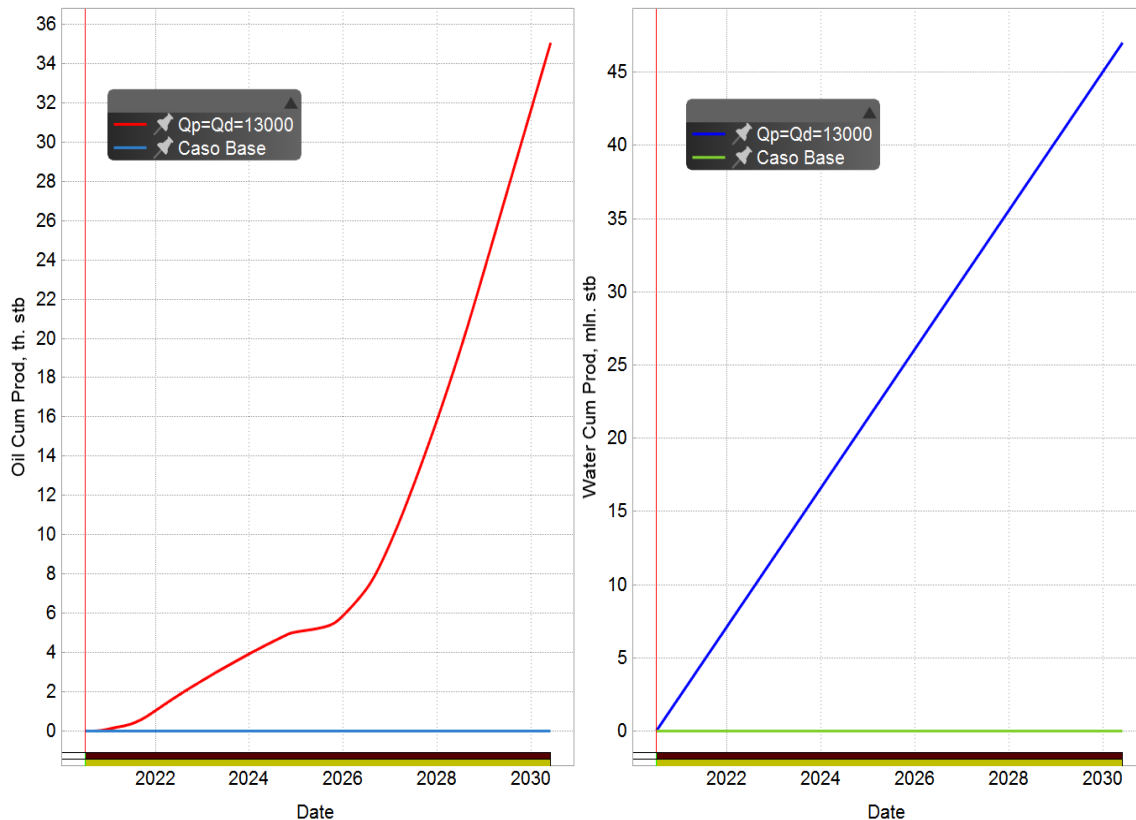


Figura 6. Comportamiento de la producción de petróleo (izquierda) y agua (derecha) en la sección completada en el acuífero.

Sensibilidad a condiciones operacionales y longitud de segmentos horizontales para la arquitectura BWS.

Tomando en consideración los resultados iniciales, se realizó un análisis de sensibilidad a las tasas de producción y drenaje, así como a la longitud de la sección horizontal, teniendo como funciones objetivo la producción acumulada de petróleo y la producción acumulada de agua en los segmentos de producción y drenaje.

Sensibilidad al caudal de drenaje del acuífero.

Este análisis fue realizado mediante la evaluación de tres escenarios donde los valores del caudal de drenaje fueron fijados en 13000, 15000 y 17000 BPD manteniendo fijo el caudal del segmento de producción en 13000 BPD. Los resultados para la producción acumulada de petróleo y de agua en los segmentos de producción y drenaje se muestran en las Figuras 7 y 8.

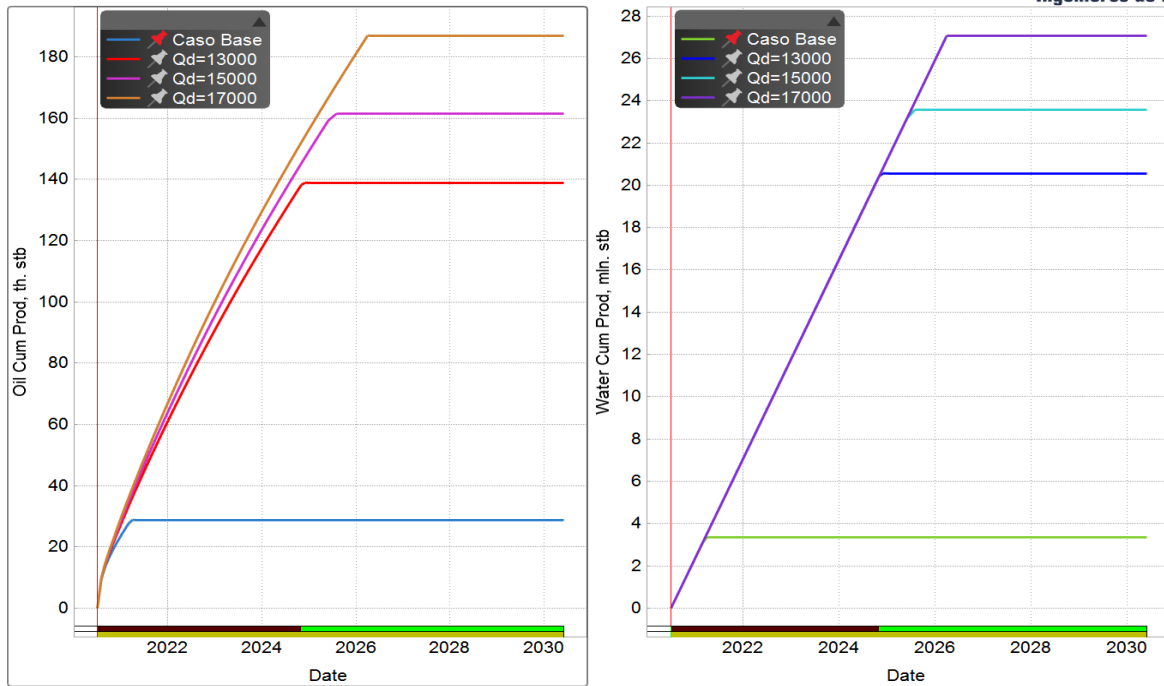


Figura 7. Comportamiento de la producción de petróleo (izquierda) y agua (derecha) en el segmento de producción en función del caudal de drenaje de agua

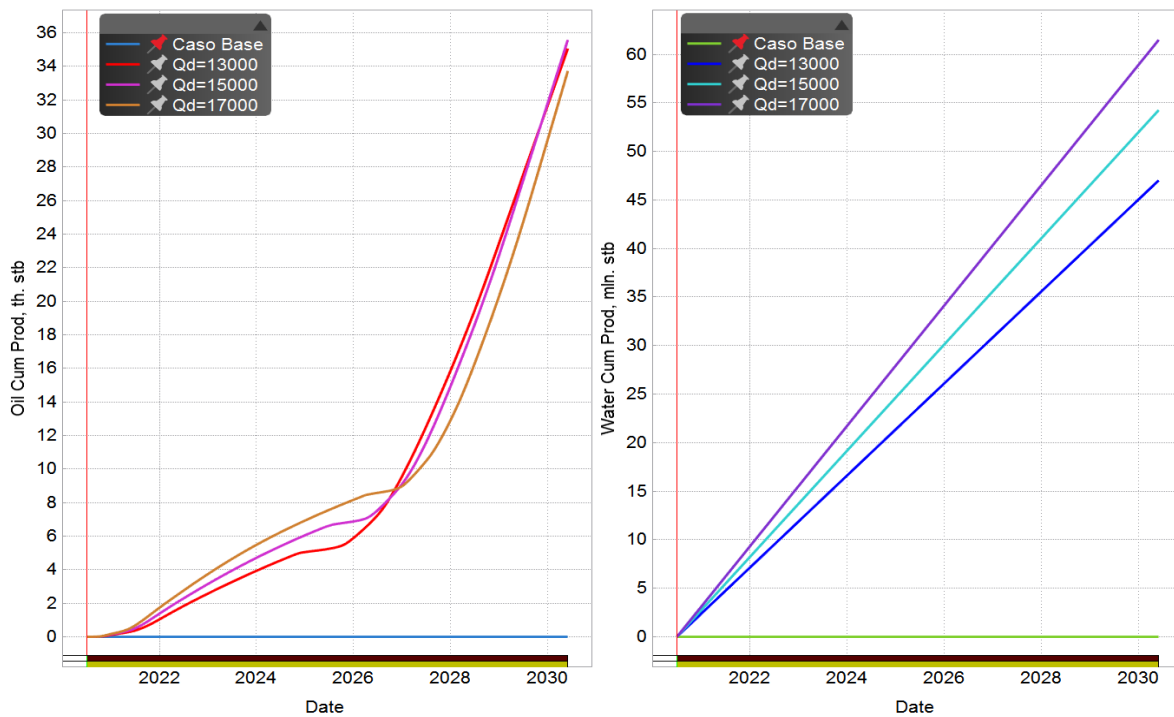


Figura 8. Comportamiento de la producción de petróleo (izquierda) y agua (derecha) en el segmento de drenaje en función del caudal de drenaje de agua

Los resultados muestran que el incremento en el caudal de drenaje contribuye a un mayor control de la intrusión del acuífero hacia la zona productora. Esa caída de presión adicional redistribuye el campo de velocidades (flujo potencial), disminuyendo el movimiento del agua hacia la zona productora y aumentando la producción acumulada de petróleo en la sección superior (más de 40000 barriles adicionales).

También se observa que a medida que se aumenta el caudal de drenaje en el acuífero se favorece el movimiento descendente del contacto agua-petróleo (cresta inversa). Esto implica una producción significativa de petróleo por la sección inferior como puede observarse en la Figura 8. La producción acumulada de petróleo por la sección inferior es ligeramente mayor con el aumento del caudal de drenaje. También puede inferirse la existencia de un caudal límite por encima del cual el movimiento descendente del WOC sea descontrolado y aumente significativamente y de manera indeseada la producción de petróleo, lo que tendería implicaciones técnicas en lo que se refiere a una necesidad adicional de separación de los fluidos producidos. Por otra parte, el segmento de drenaje debe cerrarse una vez el segmento productor alcanza el límite económico. En el ejercicio de predicción se mantuvo abierto con la finalidad de evaluar la severidad del fenómeno de conificación inversa y la producción acumulada de petróleo.

Sensibilidad al caudal de producción en la zona de petróleo

En este caso fueron evaluados tres escenarios en los que el caudal de drenaje fue fijado en 13000 BPD y el caudal en la zona productora de petróleo fue establecido en 8000, 10000 y 13000 BPD. Los resultados para la producción acumulada de petróleo y de agua en el segmento de producción se muestran en la Figura 9.

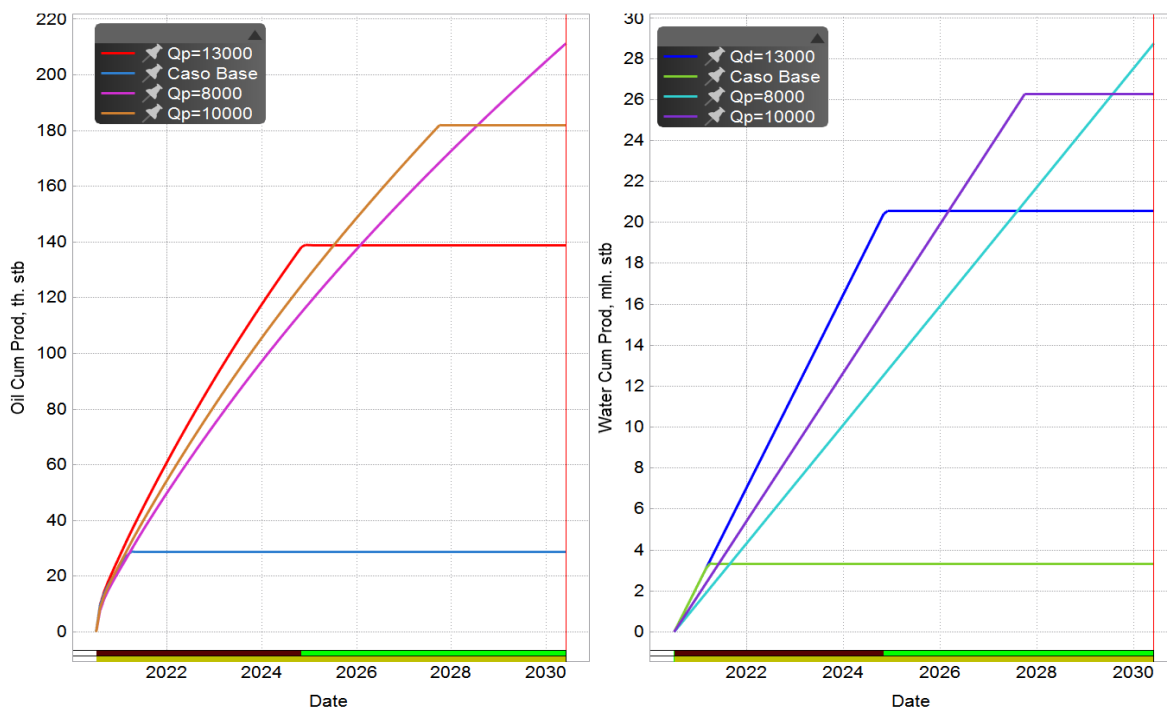


Figura 9. Comportamiento de la producción de petróleo (izquierda) y agua (derecha) en el segmento de producción en la zona de petróleo en función del caudal de producción.

Los resultados de esta sensibilidad muestran que disminuir el caudal de extracción de petróleo minimiza la producción de agua por la sección superior gracias a una menor caída de presión. Esto hace que una menor cantidad de agua fluya desde el acuífero hacia la zona productora, con un consiguiente control de los fenómenos de digitación viscosa presentes en el desplazamiento de petróleo pesado por agua (movilidad desfavorable). Por otra parte, en el escenario de 8,000 BPD se logró mantener la sección superior abierta durante todo el período de predicción (10 años). Esto permite inferir que el corte de agua se mantuvo por debajo del límite económico, lo que le permitió seguir recuperando petróleo por un período de tiempo mayor que los otros escenarios evaluados.

Sensibilidad a la longitud del segmento horizontal de drenaje

La arquitectura de pozo BWS, al tener secciones horizontales, permite una redistribución del perfil de presión a lo largo de la sección completada en la zona de petróleo, específicamente alrededor del talón (*heel*). Sin embargo, la longitud de la sección completada en el acuífero puede modificar el perfil del movimiento ascendente del WOC.

Para verificar esto, fueron diseñados cinco escenarios adicionales al inicial (cuya longitud del segmento horizontal es de 1000 pies) de tal manera que fuera posible determinar el efecto de la longitud completada en segmento del acuífero. En los cuatro primeros escenarios las longitudes utilizadas fueron 490, 650, 820 y 1200 y un quinto escenario con longitud del segmento horizontal de 1000 pies y tasa de drenaje de 15000 BPD. La Figura 10 presenta el comportamiento de la producción de petróleo y agua en la sección superior en función de la longitud completada del segmento inferior cuando este valor se encuentra por debajo del valor del caso base (1000 pies).

Al analizar los resultados presentados en la Figura 10 se observa que, para los modelos simulados, disminuir la longitud de la sección inferior con respecto al caso con una longitud de segmento horizontal de 1000 pies y tasa de drenaje de 15000 BPD no beneficia la recuperación de petróleo.

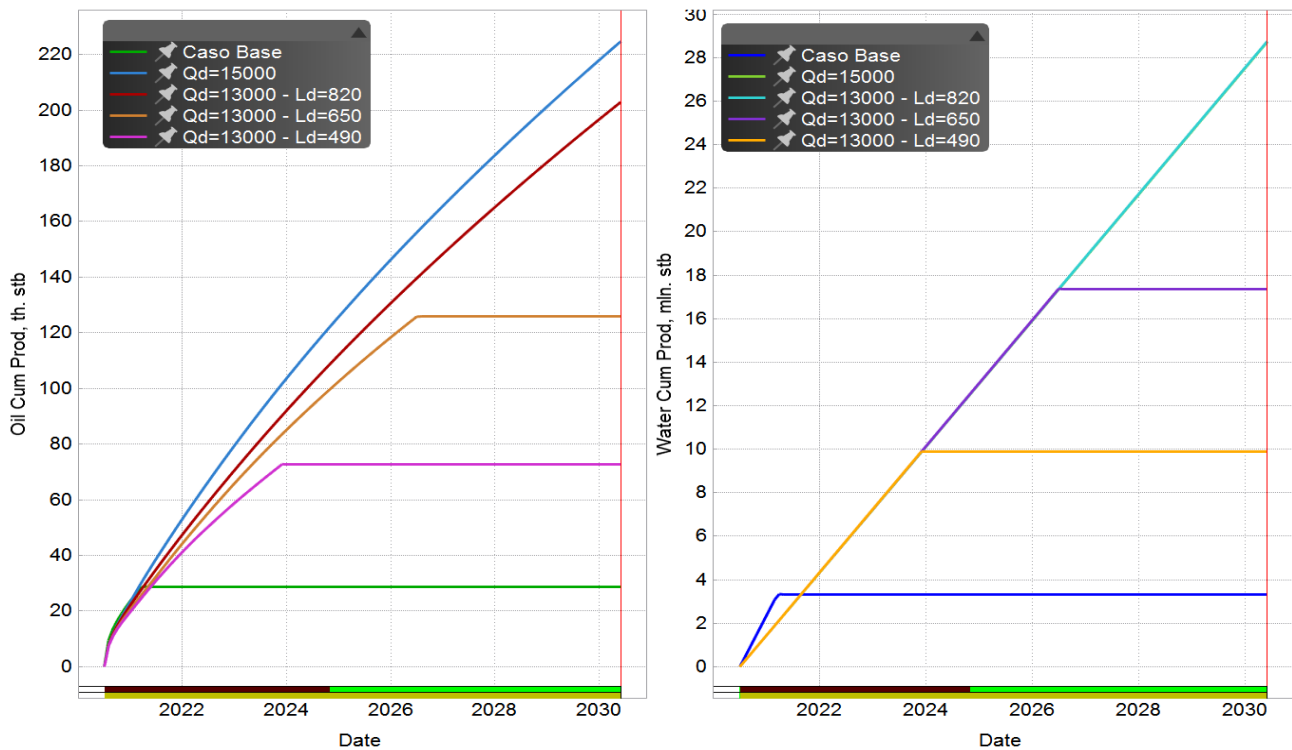


Figura 10. Comportamiento de la producción de petróleo (izquierda) y agua (derecha) en función de la longitud completada del segmento de drenaje.

Por otra parte, los resultados para el escenario con longitud horizontal del segmento de drenaje de 1200 pies se muestran en la Figura 11. En este caso, los caudales de producción y drenaje fueron de 9,000 y 15,500 BPD, respectivamente. De la figura es posible observar que un aumento en la longitud de la sección de drenaje provoca una caída de presión adicional hacia el segmento de drenaje, generando un movimiento descendente del contacto agua-petróleo manifestado en la aceleración de la producción de petróleo por el segmento de drenaje y una disminución de la producción de petróleo por la sección completada en zona productora, a pesar de estar produciendo a una tasa ligeramente más alta.

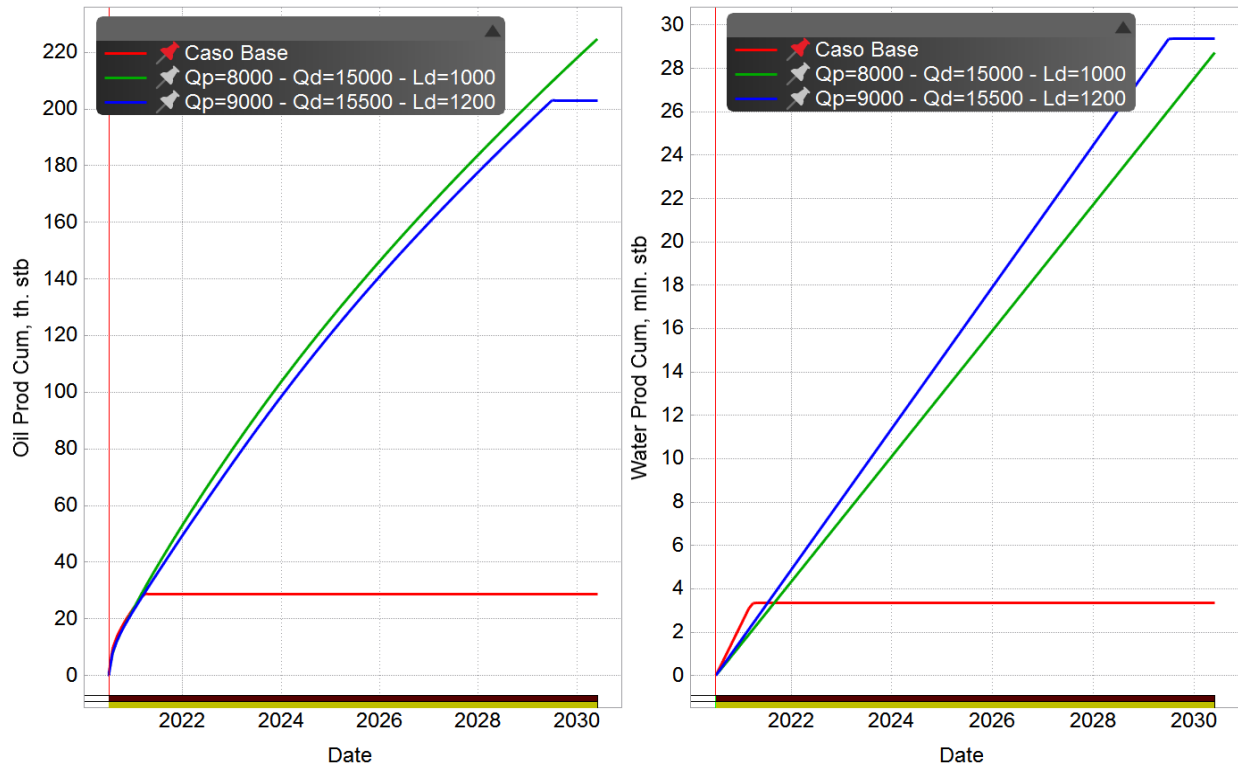


Figura 11. Comportamiento de la producción de fluidos con una mayor longitud del segmento de drenaje

Optimización de los caudales en los segmentos de producción y drenaje

A partir de los resultados del análisis de sensibilidad se observa que al disminuir el caudal de producción manteniendo el caudal de drenaje fijo, el fenómeno de cresta inversa puede generar producciones acumuladas de petróleo significativas por la sección inferior. De igual manera, incrementos en el caudal de drenaje manteniendo el caudal de producción fijo, generan efectos similares en la producción de petróleo. Adicionalmente, cuando se drena a un caudal bajo de agua acompañado de un caudal de producción bajo de petróleo, la caída de presión hacia la sección de drenaje es insuficiente para detener el movimiento vertical del contacto agua-petróleo, generando un aumento en el corte de agua y un cierre anticipado de la sección superior por alcanzar corte de agua límite económico.

Así, se hace evidente la necesidad de ajustar de manera simultánea los caudales de producción y drenaje de manera que sea posible aumentar la productividad y controlar de manera eficiente el influjo de agua desde el acuífero, siendo que, para un caudal de drenaje establecido, existe un caudal de producción de petróleo crítico que minimiza la producción de agua. De igual forma, es posible inferir que existe una condición operacional de caudales de producción y drenaje óptima, cuyos rangos obedecen a condiciones de productividad y prevención del fenómeno de conificación inversa.

Con estas premisas se analizaron diferentes combinaciones, buscando optimizar el proceso, en los cuales se evaluaron de manera combinada caudales de producción de 8000, 9000, 10000 y 13000 BPD y caudales de drenaje de 10000, 13000 y 15000 BPD y cuyos resultados se presentan en la Figura 12 para las producciones acumuladas de agua y petróleo en el segmento de producción.

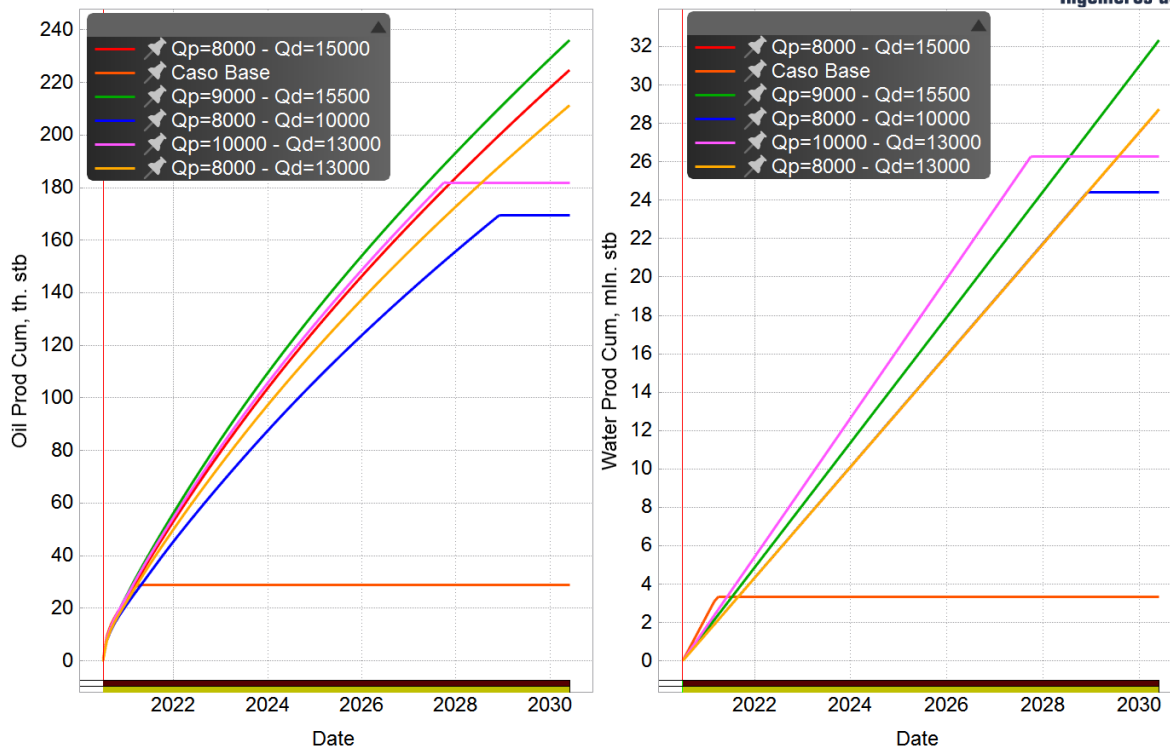


Figura 12. Optimización de parámetros operacionales para control del ascenso del acuífero usando pozos con arquitectura BWS.

De esta forma se estableció que la condición operativa óptima que permite maximizar la producción de petróleo, mientras se controla el influjo de agua y el efecto de conificación inversa, se logra drenando el acuífero a un caudal de 15000 BPD y se produce la sección superior a un caudal de 9000 BPD. No obstante, esta combinación de parámetros operacionales y de longitud horizontal del segmento de drenaje puede ser afectada por condiciones locales del yacimiento (Presión, Saturación de petróleo y agua, permeabilidad horizontal y vertical, espesor de la zona productora y del acuífero) al momento de implementar una arquitectura de pozos tipo BWS para el control mecánico de acuíferos en zonas de yacimiento sin sello.

Conclusiones

- La implementación de pozos con arquitectura tipo *Bilateral Water Sink (BWS)* presentan un potencial de aplicación para el control del influjo de agua desde el acuífero en yacimientos localizados en zonas sin sello, permitiendo incrementar su recuperación final y contribuyendo a la extensión de la vida útil de los pozos completados en dichas zonas.
- La disminución del caudal de producción genera un efecto en la caída de presión hacia el segmento completado en la zona productora, balanceando de una mejor manera las fuerzas viscosas y gravitacionales en yacimientos con relaciones de movilidad desfavorables. Por otra parte, aumentar el caudal en el segmento de drenaje mejora el control de la intrusión de agua hacia la zona productora, mejorando significativamente la producción acumulada de petróleo por el segmento productor.
- Los análisis de sensibilidad realizados muestran que disminuir el caudal de producción de la sección superior mientras se mantiene fijo el caudal de drenaje o aumentar el caudal de drenaje manteniendo fijo el caudal de producción pueden provocar un fenómeno de conificación inversa que resulta en producciones acumuladas de petróleo significativas por la sección inferior.
- De igual manera, disminuir la longitud de la sección completada en la zona del acuífero no contribuye al control del acuífero ni al incremento en la productividad de este tipo de pozos cuando se completan en zonas sin sello ya que debido a los efectos viscosos en un escenario de relación de movilidad provoca una intrusión de agua significativa en la parte de la sección superior que no cuenta con soporte de drenaje inferior.
- De esta forma, es necesaria la realización de procesos de optimización combinada los parámetros operacionales (caudal de producción, caudal de drenaje, longitud de las secciones horizontales, distancia del contacto a la sección de drenaje) con el fin de maximizar la producción acumulada de petróleo mediante la implementación de pozos BWS. Es importante considerar que

esta combinación está afectada por condiciones locales del yacimiento (Presión, Saturación de petróleo y agua, permeabilidad horizontal y vertical, espesor de la zona productora y del acuífero).

Agradecimientos

Los autores expresan su agradecimiento a la Vicepresidencia Andina Oriente de Ecopetrol por la autorización para el uso de datos y la publicación de este trabajo.

Referencias

- Alblooshi, Y. A., & Wojtanowicz, A. K. (2014, November). Multi-Lateral Wells with Downhole Water Control and Disposal in Heavy Oil Reservoirs with Bottom Water—A Case Study. In Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference. Society of Petroleum Engineers.
- Hernandez, J.C. (2007). Oil Bypassing by Water Invasion to Wells Mechanisms and Remediation. PhD dissertation, Louisiana State University and Agricultural and Mechanical College, Baton Rouge, Louisiana
- Jin, L., & Wojtanowicz, A. K. (2010, January). Coning Control and Recovery Improvement Using In-Situ Water Drainage/Injection in Bottom/Water/Drive Reservoir. In SPE Improved Oil Recovery Symposium. Society of Petroleum Engineers.
- Okon, A. Olagunju, D. & Akpabio, J. (2017). Water Coning Control: A Comparison of Downhole Water Sink and Downhole Water Loop Technologies. *Journal of Scientific and Engineering Research*. 137-148.
- Sherrard, D. W., Brice, B. W., & MacDonald, D. G. (1987). Application of horizontal wells at Prudhoe Bay. *Journal of petroleum technology*, 39(11), 1-417.
- Shirman, E. I. (1998). Experimental and Theoretical Study of Dynamic Water Control in Oil Wells.
- Shirman, E. I., & Wojtanowicz, A. K. (2000). More oil using downhole water-sink technology: a feasibility study. *SPE Production & Facilities*, 15(04), 234-240.
- Siemek, J., & Stopa, J. (2002). A simplified semi-analytical model for water-coning control in oil wells with dual completions system. *J. Energy Resour. Technol.*, 124(4), 246-252.
- Utama, F.A. (2008). An Analytical Model to Predict Segregated Flow in the Downhole Water Sink Completion and Anisotropic Reservoir. Paper SPE 120196 presented as part of the student paper contest at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, 21–24 September.
- Wojtanowicz, A. K., Xu, H., & Bassiouni, Z. A. (1991, January). Oilwell coning control using dual completion with tailpipe water sink. In SPE Production Operations Symposium. Society of Petroleum Engineers.
- Wojtanowicz, A. K., & Xu, H. (1995). Downhole water loop—a new completion method to minimize oil well production watercut in bottom-water-drive reservoirs. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 34(08).