



UNIVERSIDAD  
**NACIONAL**  
DE COLOMBIA

**Control de agua en yacimientos de crudo pesado con  
acuífero activo y con contacto agua-petróleo:  
Alternativas Tecnológicas para los Campos de los  
Llanos Orientales**

**Luis Francisco Castiblanco Borbón**

Universidad Nacional de Colombia  
Facultad de Minas, Departamento de Procesos y Energía  
Medellín, Colombia  
2017



# **Control de agua en yacimientos de crudo pesado con acuífero activo y con contacto agua-petróleo: Alternativas Tecnológicas para los Campos de los Llanos Orientales**

**Luis Francisco Castiblanco Borbón**

**Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título de:  
Magister en Ingeniería de Petróleos**

**Director:  
Ph.D. Sergio Hernando Lopera Castro**

**Universidad Nacional de Colombia  
Facultad de Minas, Departamento de Procesos y Energía  
Medellín, Colombia  
2017**



*Nuestra recompensa se encuentra en el esfuerzo y no en el resultado. Un esfuerzo total es una victoria completa.*  
Mahatma Gandhi



## **Agradecimientos**

Quiero agradecer a Dios por sus constantes bendiciones, a mi familia por su apoyo incondicional en cada uno de los proyectos que he emprendido en el transcurso de la vida. A nivel profesional, agradezco a todos aquellos que han influido en mí, aportando conocimientos que sin duda han sido significativos en este proceso de aprendizaje continuo.

Quiero expresar mi gratitud al director de tesis Ph.D. Sergio H. Lopera, por su tutoría en la realización de este trabajo. Finalmente, aunque igualmente importante, agradezco a Pacific E&P por permitirme tomar uno de sus campos como punto de referencia.



## Resumen

El reto constante de mantener e incrementar reservas lleva consigo desafíos importantes cuando se trata de mantener a flote campos maduros de crudo pesado, donde la producción de agua opaca la producción de aceite. Sin embargo, cuando la producción de agua aumenta en la vida inicial de los pozos de forma repentina, es un problema que debe ser diagnosticado y atacado rápidamente con el fin de no afectar la economía del campo. Es por ello que este trabajo, a partir de un método inductivo, diagnóstica que la principal causa de entrada de agua a los pozos es la conificación de agua proveniente del acuífero activo de fondo, gracias a la alta permeabilidad vertical, un fuerte empuje hidráulico y una desfavorable relación de movilidades entre los fluidos presentes en el yacimiento. A partir de esto, se proponen dos alternativas apropiadas como métodos de control de agua, en un yacimiento de crudo pesado con acuífero activo y con contacto agua-petróleo en la arena productora: la primera, la implementación de geles poliméricos en pozos verticales o desviados y la otra, uso de completamientos con dispositivos de control de flujo. Estas barreras artificiales, contribuyen a una caída de presión uniforme a lo largo de la misma, para drenar así de forma análoga el radio del pozo.

Esta visión, permite tomar acciones correctivas y preventivas desde la planeación misma del pozo, si se tienen en cuenta la geología, petrofísica y experiencias similares en pozos cercanos. Además, si se encuentran alternativas efectivas que permitan retardar la entrada de agua, será posible reactivar pozos que actualmente están cerrados, recuperar las reservas asociadas a dichos pozos y desarrollar campos nuevos con estas características en el yacimiento.

**Palabras clave:** control de agua, conificación, geles, Chan.



# Contenido

	<b>Pág.</b>
Agradecimientos .....	VII
Resumen.....	IX
Lista de figuras.....	XIII
Lista de tablas.....	XIV
Introducción.....	1
1. Marco teórico.....	5
1.1 Tipos de agua en el yacimiento.....	5
1.2 Mecanismos de entrada de agua .....	6
1.2.1 Flujo canalizado detrás del revestimiento, tuberías de producción o empacadores .....	6
1.2.2 Contacto agua-petróleo dinámico .....	7
1.2.3 Fracturas o fallas.....	7
1.2.4 Conificación o formación de crestas .....	7
1.3 Técnicas de diagnóstico para identificar la entrada de agua .....	7
1.3.1 Diagnóstico mediante registros .....	7
1.3.2 Diagnóstico mediante gráficos .....	11
1.4 Métodos de control de agua.....	14
1.4.1 Soluciones mecánicas.....	14
1.4.2 Soluciones químicas .....	14
1.5 Completamiento de pozos.....	16
1.5.1 Factores que determinan el diseño del completamiento .....	17
1.5.2 Tipos de completamiento .....	17
2. Información general del área de estudio .....	19
2.1 Características del yacimiento y los fluidos de formación .....	19
2.2 Propiedades de la roca yacimiento .....	22
2.3 Completamiento usual de los pozos del campo en estudio.....	23
2.4 Histórico de producción. Relación agua-petróleo .....	24
3. Métodos de control de agua .....	25
3.1 Gráficos de producción .....	25
3.2 Gráficos de Chan .....	26
3.3 Método de control de agua para pozos verticales y/o desviados .....	28
3.4 Método de control de agua para pozos horizontales.....	31
4. Validación de métodos de control de agua .....	35
4.1 Efecto de la orientación del pozo .....	35
4.2 Descripción general de modelo de simulación de yacimientos .....	38
4.3 Alternativa 1: Inyección de geles en pozos verticales o desviados.....	41
4.3.1 Sensibilidades .....	44

---

4.3.2	Evaluación económica .....	49
4.3.3	Resumen resultados alternativa 1 .....	51
4.4	Alternativa 2: Completamiento dispositivos de control de flujo en pozo Horizontales .....	52
4.4.1	Escenario Base .....	52
4.4.2	Escenario completamiento de la sección horizontal con dispositivos de control de flujo .....	53
4.4.3	Evaluación económica .....	55
4.4.4	Resumen resultados alternativa 2 .....	56
<b>5.</b>	<b>Conclusiones y recomendaciones .....</b>	<b>58</b>
5.1	Conclusiones .....	58
5.2	Recomendaciones .....	59
<b>Bibliografía.....</b>		<b>61</b>

## Lista de figuras

	<b>Pág.</b>
Figura 1-2. Ejemplo Curvas de declinación.....	11
Figura 1-3. Tipos de gráficos de Chan.....	13
Figura 1-4. Gráfico de la historia de producción.....	13
Figura 2-1. Corte estructural esquematizado para la parte este de la cuenca de los Llanos Orientales.....	19
Figura 2-2. Diagrama de Stiff para la abundancia de iones en el sistema acuoso.....	21
Figura 2-3. (a) Estado mecánico pozo vertical. (b) Estado mecánico pozo horizontal.....	23
Figura 2-4. Comportamiento de Presión Vs Tiempo.....	24
Figura 3-1. Producción histórica de agua del campo en estudio.....	25
Figura 3-2. Producción histórica de petróleo del campo en estudio.....	26
Figura 3-3. Diagnóstico por gráfico de Chan a partir de la producción total histórica del campo.....	26
Figura 3-4. Gráficos de Chan de una muestra aleatoria de pozos diferentes del campo en estudio (a, b y c respectivamente).....	27
Figura 3-5. Ejemplo implementación de tecnología gel en pozo.....	29
Figura 3-6. Efecto talón-punta en un pozo horizontal.....	31
Figura 3-7. Diagrama mecánico pozo con <i>side track</i> para control de agua.....	32
Figura 4-1. EUR por pozo.....	35
Figura 4-2. Correlaciones para pozos verticales.....	36
Figura 4-3. Comportamiento de producción de los pozos con barrera de permeabilidad.....	36
Figura 4-4. Comportamiento de producción del pozo sin barrera de permeabilidad.....	37
Figura 4-5. Normalización de la producción acumulada de agua y de petróleo en función del azimuth de los pozos.....	37
Figura 4-6. RAP y RPA en función del azimuth de los pozos.....	38
Figura 4-7. Submodelo de simulación campo estudio.....	42
Figura 4-8. Ubicación pozo NEW-DEV-2.....	42
Figura 4-9. Pronóstico de producción escenario base.....	43
Figura 4-10. Comportamiento de saturación de agua Vs tiempo escenario base.....	43
Figura 4-11. Resultados simulación numérica escenario profundidad de inyección de gel.....	44
Figura 4-12. Resultados reducción de permeabilidad, 60% daño de formación.....	46
Figura 4-13. Resultados reducción de permeabilidad, 90% daño de formación. ¡Error! Marcador no definido.	46
Figura 4-14. Resultados reducción de permeabilidad, 98% daño de formación.....	48
Figura 4-15. Comportamiento de producción de un pozo horizontal, escenario base.....	53
Figura 4-16. Ubicación del pozo horizontal en la arena productora.....	54
Figura 4-17. Pronóstico de producción pozo horizontal: escenario base y completamiento ICD.....	54

## Lista de tablas

	<b>Pág.</b>
Tabla 2-1. Propiedades generales del yacimiento.....	20
Tabla 2-2. Propiedades físico-químicas del agua de formación.....	20
Tabla 2-3. Propiedades del aceite de formación.....	21
Tabla 2-4. Resumen del análisis SARA del crudo de formación.....	21
Tabla 2-5. Resumen de la información obtenida a partir de las curvas permeabilidades relativas de campos análogos.....	22
Tabla 4-1. Aceite incremental escenario diferente profundidad de inyección.....	45
Tabla 4-2. Aceite incremental escenario reducción de permeabilidad absoluta, 60% daño de formación. ...	46
Tabla 4-3. Aceite incremental escenario reducción de permeabilidad absoluta, 90% daño de formación. ...	48
Tabla 4-4. Aceite incremental escenario reducción de permeabilidad absoluta, 98% daño de formación. ...	49
Tabla 4-5. Estimado de costos inyección gel.....	50
Tabla 4-6. Estimado de costos en el escenario base e inyección de gel.....	50
Tabla 4-7. Indicadores económicos escenario base alternativa 1.....	51
Tabla 4-8. Indicadores económicos escenario inyección de gel.....	51
Tabla 4-9. Tabla de Resumen de resultados alternativa 1.....	52
Tabla 4-10. Resumen escenario base y escenario con completamiento ICD.....	55
Tabla 4-11. Estimado de costos por completamiento ICD.....	55
Tabla 4-12. Estimado de costos para un pozo horizontal base y con completamiento ICD.....	56
Tabla 4-13. Indicadores económicos escenario base alternativa 2.....	56
Tabla 4-14. Indicadores económicos completamiento ICD.....	56
Tabla 4-15. Tabla resumen de resultados alternativa 2.....	57

## Introducción

Se estima que el alrededor del 70% de las reservas mundiales de hidrocarburos están integradas por crudos pesados, extra pesados, arenas petrolíferas y bitumen. Siendo Latinoamérica, quien lidera la tabla de crudos pesados y extra pesados con un 48% del total estimado y donde Colombia tiene únicamente el 0,6% de participación, con cerca de 2,5 millones de barriles de reservas probadas y probables de hidrocarburos en general, de los cuales se acomete casi el 50% a reservas de crudos pesados y extra pesados (1).

Para Colombia, en comparación con las reservas mundiales de petróleo, se consideran ínfimas sus reservas totales; aunque exista una clara dependencia económica con la industria petrolera, pues se proyecta que el 50% de las exportaciones totales de Colombia a 2018 provengan del negocio de hidrocarburos (2). Siendo entonces los crudos pesados fundamentales para el cumplimiento de esta meta, a su explotación vienen asociados desafíos considerables en infraestructura, tecnología, talento humano e insumos. La alta viscosidad y densidad de este fluido requiere tratamientos térmicos y químicos adicionales para su efectiva extracción; no obstante a los avances tecnológicos, los factores de recobro en este tipo de campos siguen siendo bajos, del orden de 10-15%.

Los campos presentes en la cuenca de los Llanos Orientales son los principales benefactores de petróleo pesado a la producción diaria del país (aproximadamente el 53%). Se caracterizan por tener altas productividades pese a las peculiaridades de su fluido (viscosidades del orden de 300cP a 600 cP) y excelentes propiedades petrofísicas como porosidades cercanas al 30% y permeabilidades de hasta 10 darcys. Además, cuenta con la presencia de un acuífero activo de fondo como mecanismo de empuje de varios campos a lo largo de la Cuenca, que les permite mantener la presión de los pozos en valores cercanos a los iniciales, lo cual es destacable, al considerar el volumen importante de fluidos que ya han sido producidos.

Aunque tarde o temprano los yacimientos que tienen asociado un acuífero activo como mecanismo de producción primaria tienden a aumentar la producción de agua a medida que transcurre el tiempo, la producción de agua asociada a reservorios como el de esta zona, puede llegar a ser rápidamente crítica para la economía del proceso extractivo; pues las características antes descritas, actúan en contra, cuando la arena productora cuenta con el contacto agua petróleo (factor importante para precisar el petróleo in situ (3)) justo en el lugar donde se han completado los pozos, debido a la rápida intrusión del agua que limita la salida del petróleo e impide la recuperación de reservas asociadas al pozo. La alta

permeabilidad vertical, un fuerte empuje hidráulico y una desfavorable relación de movilidades entre los fluidos presentes en el yacimiento, hacen que los pozos perforados, registren bajas producciones acumuladas de aceite y altos cortes de agua. En consecuencia, los pozos se deben cerrar rápidamente, comprometiendo las reservas asociadas al campo al cual pertenecen.

Esta condición, hace que cualquier inversión extra en este tipo de pozos no sea rentable, pues costos operativos en sistemas de levantamiento, tratamiento, reinyección y/o disposición, representan costos significativos para las compañías operadoras de los campos y, en consecuencia, restringe los planes de perforación de nuevos pozos, pese al potencial de reservas que se encuentre asociado a la zona. Pues en general, los planes de desarrollo de los campos, se enfocan inicialmente hacia las mejores zonas del yacimiento, postergando la perforación en arenas productoras que contengan el contacto agua petróleo, debido a los retos operativos que conlleva la producción de los pozos en estas zonas. No obstante, se debe tener en cuenta que las reservas probadas asociadas a estas condiciones, representan hasta un 20% de las reservas totales asociadas al campo, valor que en algunos casos puede llegar a representar hasta el 40-50% de las mismas.

Los registros eléctricos tomados de los pozos evidencian que la problemática planteada tiene relación directa con las características del yacimiento, ya que cuando existe una barrera de permeabilidad, los pozos muestran una mayor tasa de producción de petróleo. Esto sugiere, que pueden existir formas de crear mecanismos artificiales en el yacimiento, que permitan controlar los efectos adversos de la alta permeabilidad vertical y del impacto del acuífero activo sobre un fluido viscoso en la etapa productiva.

Diferentes tecnologías y herramientas han sido implementadas en la industria petrolera en procesos de control de agua a lo largo de la historia, sin embargo, no existe un método único adecuado que retenga el agua indeseada, pues para ello, es fundamental identificar el mecanismo de entrada de agua predominante en el campo según la configuración mecánica de los pozos, para posteriormente recomendar la solución más adecuada, sea mecánica (tapones), química (geles o polímeros), reconfiguración del completamiento del pozo o una mezcla entre ellas. La implementación de este tipo de métodos refleja, además de un conveniente aumento en la producción de hidrocarburos, un ahorro considerable en los costos operativos del proceso.

La bibliografía refiere que, de las técnicas de control de agua más utilizadas, es viable implementar selladores mecánicos o bloqueadores poliméricos como los geles, en pozos verticales y/o desviados, con el fin de crear una barrera de permeabilidad artificial que retarde el influjo de agua al pozo y favorezca el barrido de aceite en el yacimiento. Mientras que, en pozos horizontales, donde se ha comprobado que la zona crítica (mayor caída de presión y por ende mayor producción de fluidos) es el talón, es viable plantear diversas configuraciones en el completamiento de la sección horizontal, tal que, contribuyan a una caída de presión uniforme a lo largo de la misma, para así drenar de forma uniforme radio del pozo, evitando la conificación de agua en el mismo. Por otro lado, también se considera que la perforación horizontal o geonavegación de un pozo en zona de agua, se utilice para inyectar bloqueadores poliméricos y posteriormente se cree un *side-track* en la zona de petróleo que permita la producción de hidrocarburos.

En este orden, se pretende evaluar por lo menos dos alternativas tecnológicas que permitan el control de agua en yacimientos de crudo pesado con acuífero activo y contacto agua-petróleo en la arena productora, en un campo ubicado en la cuenca de los Llanos Orientales de Colombia; mediante la valoración del efecto de la orientación del pozo, para determinar las variables más importantes que afectan la producción; y posteriormente seleccionar una alternativa apropiada como método de control de agua para un pozo vertical o desviado, y otra alternativa conveniente como método de control de agua para un pozo horizontal, en un yacimiento de crudo pesado con acuífero activo y con contacto agua-petróleo en la arena productora, en la cuenca de los Llanos Orientales de Colombia.

Para dar cumplimiento a los objetivos de este trabajo, se plantea una metodología basada en el método inductivo (4), que consta de la revisión bibliográfica de información, estudios análogos y aplicaciones ya realizadas sobre métodos de control de agua, la clasificación de los mismos, y el estudio de los parámetros aplicables a los pozos perforados en yacimientos de crudo pesado con presencia de acuífero activo de fondo y el contacto agua-petróleo en la arena productora, para luego analizar las tecnologías más convenientes para los pozos objeto de investigación; y de esta forma poder generalizar los métodos de control de agua aplicables más apropiados para el campo en estudio. Aclarando que estas alternativas son pensadas en acciones correctivas para pozos ya perforados, pero que a la vez pueden ser base en algún momento dado para el diseño de los completamientos de nuevos pozos.

El desarrollo de trabajos como este, permite dilucidar el efecto de la planeación de la perforación de pozos con la geología y las características petrofísicas de una secuencia estratigráfica que contiene una arena productora y el contacto agua petróleo en la misma. Para de esta forma, en un futuro tomar acciones tanto preventivas con correctivas a partir de un diagnóstico conveniente de las causas de la intrusión de agua mala al hoyo productor (vertical, desviado u horizontal según sea el caso).

Finalmente, si se logran encontrar alternativas efectivas que permitan retardar la entrada de agua, será posible reactivar pozos que actualmente están cerrados, recuperar las reservas asociadas a dichos pozos y desarrollar campos nuevos con estas características en el yacimiento.



# 1. Marco teórico

Producir agua de manera excesiva, siempre es algo indeseable, más aún, cuando este fluido es el causante de diversos problemas tanto operacionales como económicos. Si bien el agua siempre está asociada a la producción de petróleo, su producción innecesaria puede estimular el yacimiento y/o generar daño a la formación por depósitos orgánicos que taponen el espacio poroso; o inducir daño por migración de finos o incluso, directamente, desatar un problema por producción de arena; además de incrementar los requerimientos energéticos de la operación extractiva en general, tanto por el aumento de la carga hidrostática como por su empleo en la extracción de agua asociada. Así pues, es altamente deseable detener el inicio abundante de agua producida y reducir además, su magnitud, tanto tiempo como sea posible (5–8).

Aunque en este trabajo no se desarrollaran cálculos asociados a los impactos económicos y ambientales que genera la producción excesiva de agua, a continuación, se presentan los fundamentos teóricos con el fin de contextualizar al lector sobre los conceptos que permiten el desarrollo de este trabajo.

## 1.1 Tipos de agua en el yacimiento

En el proceso de extracción de petróleo, el agua es el fluido más abundante (9), pues sin importar cuál sea su fuente u origen, siempre llega a superficie junto con el aceite proveniente del yacimiento. Generalmente, la producción de agua aumenta con la vida productiva de los pozos hasta el punto de representar hasta el 98% de los fluidos producidos por el yacimiento. Los costos asociados al tratamiento, inyección y/o vertimiento del agua, representan un costo significativo para compañías operadoras (3).

Según su origen, el agua presente en la formación productora puede clasificarse como:

- **Agua intersticial o agua de formación:** Es el agua presente naturalmente en el espacio poroso. Este fluido podría no haber estado presente cuando se formó originalmente la roca (3,10).
- **Agua connata o agua fósil:** Es el agua atrapada en los poros de una roca durante su formación, normalmente es inmóvil (3).
- **Agua libre:** es aquella en el espacio poral que está disponible para fluir a condiciones normales de yacimiento. El agua libre es toda la que no está ligada a capilaridad, arcillas o hidratos minerales presentes en la formación. Cuando el término se utiliza en relación con el modelo de doble agua, hace alusión al agua lejana (3,11).

Si se tiene en cuenta su función o utilidad, el agua se clasifica en:

- **Agua de barrido:** es el agua proveniente de un acuífero activo de fondo o de un pozo inyector, cuya función contribuir al desplazamiento de los fluidos, en especial el hidrocarburo, presentes en el yacimiento. Su control puede constituir un factor determinante en la productividad de los pozos y reservas finales (3).
- **Agua buena:** Es el líquido producido dentro del hueco a una tasa inferior al límite económico de la relación agua petróleo (RAP) (3). El flujo fraccional de agua buena está determinado por la tendencia natural de mezcla a aumentar la RAP con el tiempo (12).
- **Agua mala:** es el agua producida en exceso, que en simultaneo no produce petróleo o por lo menos no lo suficiente para compensar el costo asociado con el manejo de esta, es decir es el agua producida por encima del límite económico de la RAP (3).

## 1.2 .Mecanismos de entrada de agua

Más allá del problema de la producción indeseada de agua en pozos petroleros, el reto real para la industria, radica en encontrar y establecer métodos óptimos para que permitan controlarla y de esta forma, aumentar la vida útil de los campos. Para poder encontrar una solución que satisfaga las necesidades de la compañía operadora, es necesario diagnosticar el origen del agua para dilucidar así, su aporte a la producción total del pozo.

Descartando aspectos obvios, como por ejemplo, un mal aislamiento de capas acuíferas, la producción de agua está asociada a diversos escenarios (usualmente una combinación de ellos). Fuere cual fuere el contexto, la causa base es siempre la mayor movilidad del agua respecto del petróleo. Los problemas más comunes de entrada de agua a un pozo productor son:

- Filtraciones en el revestidor, tubería de producción o empacadores
- Flujo detrás del revestidor
- CAP dinámico
- Conificación o Cúspide
- Fracturas, fallas o canales de una capa de agua

### 1.2.1 Flujo canalizado detrás del revestimiento, tuberías de producción o empacadores

Este flujo se presenta por falencias en la cementación pueden favorecer la conexión de las arenas productoras con zonas de agua, mediante la canalización del agua en el espacio anular. El fluido invasor se puede detectar mediante la corrida de registros de medición de flujo o de temperatura, registros CBL, VDL, etc. Al ser un problema relativamente sencillo, es viable la implementación de fluidos de cegado, como cementación forzada de alta resistencia (correctiva) o el uso de resinas en el espacio anular (3).

### 1.2.2 Contacto agua-petróleo dinámico

Este problema ocurre cuando la zona productora tiene una permeabilidad vertical muy baja y el contacto agua petróleo se encuentra presente en esta región, situándose cercano a la zona completada del pozo y favoreciendo la producción de agua. La cual, apoyada por el empuje de un acuífero activo que favorece la presencia de un CAP dinámico, es causada por diversos factores, por lo cual se recomienda un estudio exhaustivo para un correcto diagnóstico. Este tipo de mecanismo se puede controlar colocando una capa de gel en el contacto agua-petróleo o abandonando también la zona productora del pozo con un tapón y reabriendo otra zona en un lugar más apropiado (en pozos verticales por ejemplo) (3).

### 1.2.3 Fracturas o fallas

Normalmente, en formaciones falladas o naturalmente fracturadas, el agua presente en otras formaciones o proveniente de un pozo inyector cercano, puede comunicarse con la zona productora, generando así un serio problema de producción excesiva de agua (3). Para ello es frecuentemente utilizado el uso de geles para disminuir la conectividad del medio.

### 1.2.4 Conificación o formación de crestas

La conificación o formación de crestas (cúspides), se presenta cuando la permeabilidad vertical es muy alta ( $k_v > 0,01k_h$ ) y el CAP en un pozo se aproxima a los intervalos cañoneados del mismo (3). Eventualmente, el agua puede sustituir la totalidad o parte importante de la producción de hidrocarburos (13).

## 1.3 Técnicas de diagnóstico para identificar la entrada de agua

El comportamiento de un yacimiento con entrada de agua depende del ritmo de producción y del influjo mismo, por lo que es fundamental determinar su magnitud. Cuando la historia de producción es confiable, ésta, contiene información que puede ayudar a diagnosticar el problema del agua. Para poder distinguir las diferentes fuentes de agua, se han desarrollado diversas técnicas analíticas que utilizan relaciones agua/aceite, los datos de producción y las mediciones de los registros.

### 1.3.1 Diagnóstico mediante registros

#### i) Registros de Saturación (Carbono/Oxígeno)

El RST es un instrumento utilizado para medir la saturación de agua mediante la captura de neutrones de la formación (3,8,14), (15) a través de un pozo revestido. Es una herramienta sumamente utilizada en formaciones que contienen agua dulce, o cuya salinidad es desconocida y/o variable, pues para tener una saturación de agua clara, dependen de la medición de la relación Carbono/Oxígeno.

Esta herramienta se conforma por un generador de neutrones de alta energía y dos detectores (uno cercano y otro lejano) protegidos con cristales de oxiosilicato con gadolinio bañados con cerio. Existen

dos presentaciones de esta herramienta, una de 1-11/16 pulgadas y otra de 2-1/2 de pulgadas de diámetro. Ambas funcionan de la misma forma, solo que el RST de 2-1/2 el detector cercano está aislado de la formación y el lejano se encuentra aislado al pozo. La captura de neutrones se realiza colocando la herramienta en un modo Inelástico o en modo Sigma (3,8,14), (15).

- **Modo de Captura Inelástico**

Los neutrones que emite el generador colisionan inelásticamente con la formación, perdiendo energía que es medida por los detectores durante el bombardeo. Cuando el hidrógeno presente en la formación interactúa con los neutrones de la herramienta, el hidrógeno alcanza un nivel termal, siendo capturado nuevamente por el núcleo de la formación y emitiendo rayos gamma nuevamente (3,12,14,16–21). Al utilizar la herramienta con este modo se puede medir la relación Carbono/Oxígeno (COR), la cual determina la contribución relativa de esos elementos con el contenido de petróleo y agua al calcular la saturación de agua.

- **Modo Sigma**

Es una técnica donde el bombardeo de neutrones es doble, en donde las cuentas se miden luego de los bombardeos de larga y corta duración, para luego utilizar ambos detectores y bombardeos para obtener el sigma de la formación y el del pozo. A través de este modo de captura se puede realizar un perfil de porosidad, el cual está condicionado a la calidad del cemento utilizado cuando revistió el pozo. Los valores de porosidad resultantes son producidos por el tiempo de tránsito de las ondas compresionales y de cortes los cuales son transformados a porosidad en unidades porosas (3,12,14,16–21).

Desafortunadamente, el rango dinámico de la medición es muy pequeño, por lo cual se requiere una precisión estadística muy alta para obtener un margen de incertidumbre razonable en la estimación de la saturación de petróleo. La herramienta de saturación es una herramienta de espectrometría de rayos gama inducidos desarrollada por Halliburton (22), que utiliza detectores cercano y lejano de Germanato de Bismuto. Las relaciones Carbono/Oxígeno y Calcio/Silicio han sido caracterizadas en el laboratorio para análisis de saturación de petróleo y litología en la formación.

## ii) **Registro de flujo de agua (Activación de Oxígeno)**

Esta herramienta bombardea neutrones a la formación, para así determinar una medición independiente de la velocidad y dirección del flujo del agua en el pozo. Además emite neutrones de alta energía, quienes mediante interacciones elásticas, excitan los núcleos de los átomos de oxígeno presentes en el agua que se encuentran en movimiento. Estas detecciones permiten identificar de forma muy precisa los puntos de entrada de agua, para así poder descifrar problemas relacionados con la producción de la misma, tales como fugas en empaques, fisuras de tuberías o revestimientos, así como también es posible utilizar estas detecciones para diagnosticar canales de agua detrás de la tubería. Los registros pueden ser continuos, pero las mediciones más precisas se hacen con la herramienta estacionaria. Aunque probado por primera vez en la década de 1960, el registro no se estudió e implementó totalmente hasta finales de la década de 1970 con una herramienta experimental fabricada de exprofeso. Las herramientas estándar de la espectroscopía de neutrones pulsados se modificaron para grabar el registro en la década de 1980 (3,12,14,16–21).

### iii) Registro de Cementación (Perfil CBL/VDL)

El registro de adherencia del cemento (CBL) permite inspeccionar la integridad del cemento que sella la formación con el revestimiento. La herramienta CBL es similar en funcionamiento a la herramienta Sónica (“sonic tool”) a hueco abierto. Consta de un transmisor y dos receptores a distancias de 3 y 5 pies del transmisor. Al igual que con la herramienta Sonic las ondas compresionales u ondas P se utilizan para medir el tiempo de viaje desde el transmisor al receptor. La herramienta CBL no es compensada a diferencia de la herramienta Sonic a hueco abierto. La centralización de la CBL es esencial para garantizar su operación. Con este fin, un centralizador Gemoco de diámetro exterior que coincida con el diámetro interior de la carcasa debe estar siempre colocado en la herramienta CBL (3,12,14,16–21).

La señal 3-pie (“3-foot signal”) desde el emisor hacia el primer receptor, mide principalmente la adherencia del cemento al casing. Si hay poco o ningún vínculo, la amplitud de la señal será muy grande. Si hay buena adherencia, la amplitud será muy pequeña. Esto se conoce comúnmente como el TT3 (Tiempo de viaje de 3 pies) o señal CBL (Registro CBL de Adherencia del cemento).

### iv) Registro de Producción

El registro de producción (“Production Logging Tool - PLT”) es la medida de los parámetros del fluido en una formación para obtener información acerca del tipo de movimiento de fluidos, dentro y cerca de la cara del pozo (19). Los registros de producción son útiles para medir el comportamiento de los pozos productores, suministrando un diagnóstico sobre las zonas en donde los fluidos, gas, agua, petróleo están entrando al pozo, además indican la eficiencia de la zona abierta del pozo. Los registros de producción tradicionales involucran cuatro medidas: flujo, densidad, temperatura y presión. Sin embargo tan sólo las señales de flujo y densidad proporcionan una medida cuantitativa de los análisis de registros. Los datos de temperatura y presión son utilizados cualitativamente para determinar propiedades “in situ” del fluido o localizar zonas de entrada de fluidos al pozo (3,12,14,16–21). Los registros de producción se efectúan con el fin de analizar el desempeño dinámico del pozo y la productividad o inyectividad de diferentes zonas, diagnosticar pozos con problemas o monitorear los resultados de una estimulación o una terminación. El término se extiende a veces para incluir adquisiciones de registros para medir la condición física del pozo, por ejemplo, registros de adhesión del cemento y de corrosión.

Los primeros registros de producción constaban de registros de temperatura (década de 1930) y medidores de flujo (década de 1940) a los cuales se añadieron pronto registros de densidad de fluido y de capacitancia (década de 1950). Las mediciones de tasa de flujo se mejoraron gradualmente por el desarrollo de registros de trazadores y el mejoramiento del medidor de flujo de molinete básico. Estas técnicas eran adecuadas para pozos casi verticales con flujo simple o bifásico, pero podían ser engañosas en pozos desviados, especialmente en pozos horizontales. A principios de la década de 1980 se desarrollaron nuevas técnicas. Estas técnicas se enfocaban en probetas locales para medir la retención en diferentes puntos del pozo, técnicas nucleares para analizar la retención total de las tres fases y registros de velocidad de fase para el análisis de fluidos individuales. Al mismo tiempo, se han estudiado más exhaustivamente estructuras y regímenes de flujo complejos utilizando circuitos cerrados de flujo.

Por otra parte, con la ayuda de estos registros es posible identificar distintos problemas mecánicos en el pozo como fisuras en la tubería y canales detrás del revestidor.

#### v) Registro de Presión

La historia de producción de un pozo (o de un yacimiento) puede considerarse como una prueba de decremento con gasto variable. El análisis de la producción total de un campo y de su historia de presión de fondo fluyente y estática puede ser utilizada para obtener como resultado la evaluación del volumen original de hidrocarburos, así como el modelo de entrada de agua. Esta herramienta realiza una medida continua de la presión dentro del pozo, parámetro indispensable junto con la temperatura, para el cálculo de los volúmenes y tipo de fluidos producidos por cada intervalo. Existen diferentes tipos de pruebas de presión, cada una con un fin claro pero el principio de operación siempre será el mismo (3,16,18–21).

- **Prueba de un solo pozo:** es la medición continua del cambio de presión en el fondo del pozo debido a un cambio en las condiciones de producción o inyección en el mismo pozo (23).
- **Prueba de interferencia:** Medición continua en un pozo de observación de la respuesta de presión causada por un cambio del gasto (caudal) en otro pozo (activo).
- **Medición de presión de fondo fluyendo en pozos:** Dicha medición se toma a diferentes profundidades, denominadas estaciones, siendo la estación inicial el nivel correspondiente al árbol de válvulas. Las estaciones subsecuentes deberán ser tales que los datos medidos permitan ajustar un modelo de simulación de flujo de fluidos a cada uno de los elementos de flujo dentro del pozo (tuberías, válvulas, reducciones, expansiones, etc.). La estación final registrada será por lo menos a la profundidad correspondiente al extremo inferior de la tubería de producción, o en el caso de pozos terminados sin esta, la profundidad mínima de la estación final de la herramienta será de 100 metros verticales arriba de la cima del intervalo abierto productor más somero (18). La utilidad de éste registro para la caracterización dinámica requiere que la medición de la presión de fondo de la estación final, sea referenciada a el nivel medio de los disparos si el análisis es por pozo o referenciado a un plano de referencia si el análisis es por yacimiento. Es importante mencionar que se debe de medir el gasto del pozo y anotar la fecha y hora del registro ya que esta información será de vital importancia en la caracterización dinámica (23).
- **Medición de presión de fondo en pozos cerrados:** Es la medición de la presión y la temperatura en un pozo cerrado. Dicha medición se toma a diferentes profundidades, denominadas estaciones, siendo la estación inicial el nivel correspondiente al árbol de válvulas. Las estaciones subsecuentes deberán ser tales que permitan calcular la profundidad de los diferentes contactos de fluidos; el gradiente de presión que permita extrapolar el valor de la presión y la temperatura del pozo a otras profundidades. La estación final registrada será por lo menos a la profundidad correspondiente al extremo

inferior de la tubería de producción, o en el caso de pozos terminados sin esta, la profundidad mínima de la estación final será de 100 metros verticales arriba de la cima del intervalo abierto productor más somero. Se deberá considerar, para la definición del tiempo de cierre del pozo, el comportamiento de pruebas de incremento de presión tomadas en el campo, cuando estas existan(18).

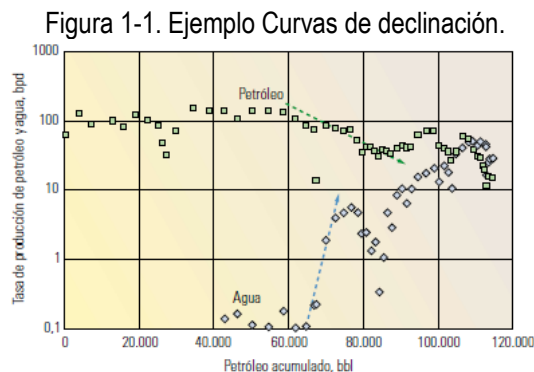
### 1.3.2 Diagnóstico mediante gráficos

Este proceso tiene como finalidad realizar de una manera rápida, diagnósticos del origen de la producción de agua no deseada en los pozos, cuya producción excesiva se puede reducir si se logra identificar con exactitud el punto de entrada de este fluido.

#### i) Curvas de declinación

Las curvas de declinación representan la producción del yacimiento bajo condiciones de frontera dominada por el flujo, lo cual significa que durante la vida temprana del pozo, mientras domina el estado transitorio, aún no se alcanza el efecto de las fronteras del yacimiento. Durante este periodo, el ritmo de declinación normalmente es alto, sin embargo se estabiliza tan pronto el efecto de frontera domina el flujo. Cada pozo tiene comportamientos particulares, los cuales son función de las propiedades del yacimiento. Es conveniente tener en cuenta que el flujo transitorio puede durar en algunos pozos sólo unos pocos meses, mientras que en otros puede prolongarse por varios años (24).

Este es un gráfico semilogarítmico, que ilustra la tasa de producción de petróleo con respecto al petróleo acumulado. El agotamiento normal produce una curva cuya tendencia es rectilínea, mientras que una declinación pronunciada puede indicar la existencia de algún otro problema, como por ejemplo la disminución severa de la presión o el aumento del daño (14). Cualquier cambio brusco en la pendiente de la típica recta de declinación de la tasa de producción de petróleo, constituye una advertencia de que el exceso de agua, junto con otros problemas, puede estar afectando la producción normal (ver Figura 1-11).



Fuente: M. Bailey, Water Control. Sprint 2000, Schlumberger (3).

## ii) Gráficos de Chan

K. S Chan (25) llevó a cabo numerosos estudios de simulación numérica para reservorios donde se presentaban problemas de conificación y canalización. Descubrió que los gráficos de diagnóstico que interpretan el comportamiento de la relación agua petróleo (RAP) y la derivada de esta relación ( $RAP'$ ), con respecto al tiempo, en escala doble logarítmica muestran diferentes tendencias bien definidas para los mecanismos antes mencionados (14,26–29). Para realizar el diagnóstico del método agrupa los diferentes mecanismos de invasión de agua en tres grupos básicos.

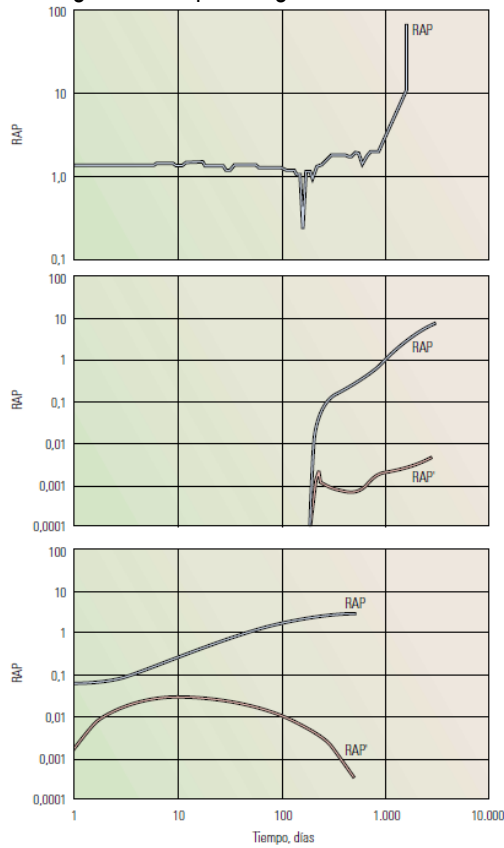
- **Grupo 1**, llamado flujo marginal; conformado por los mecanismos de entrada de tipo mecánico, filtraciones en el revestidor empaques y flujo canalizado detrás del revestidor.
- **Grupo 2**, que involucra la presencia de un contacto agua-petróleo dinámico y fracturas que comunican directamente zonas de agua con los intervalos perforados.
- **Grupo 3**, en el que se habla de invasión de agua por conificación.

En un gráfico log-log RAP vs Tiempo, 3 períodos del desarrollo de RAP pueden ser discernidos. Durante el periodo temprano (primer periodo), las curvas RAP permanecen planas mostrando una producción inicial esperada (14). El valor del rap inicial depende de la saturación inicial de agua y su distribución entre todas las capas así como también de las funciones de permeabilidad relativa. La longitud de este período depende del mecanismo de empuje de agua y su evidencia se hace notable con la desviación del rap con respecto a su valor constante (26,29).

El segundo periodo de tiempo, el gráfico muestra el incremento de RAP con el tiempo. La tasa incremental difiere para cada diferente mecanismo. El período de transición depende del contraste de permeabilidades entre capas, principalmente afectado por la presión capilar (30).

En el tercer periodo para una conificación, un cono pseudo-estable es desarrollado. El pozo principalmente produce agua. El cono de agua se convierte en un canal de agua de alta conductividad. El incremento de la RAP se torna más rápido y parecido a un caso de canalización. Para canalización, el incremento de RAP se reanuda a la misma tasa después de pasar por el período de transición de acuerdo a la segunda capa (26,29).

Figura 1-2. Tipos de gráficos de Chan.

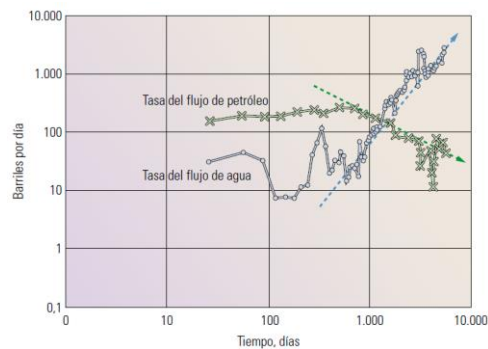


Fuente: M. Bailey, Water Control. Sprint 2000, Schlumberger (3).

**iii) Gráficos de la historia de producción**

Es un gráfico doble logarítmico que grafica las tasas de producción de petróleo y del agua con respecto al tiempo (3,29). Por lo general, los pozos en los que conviene aplicar un sistema de control del agua muestran un aumento de la producción de agua y una disminución de la producción de petróleo en forma casi simultánea (14). Cualquier cambio brusco y simultáneo que indique un aumento del agua con una reducción del petróleo es señal de que se podría necesitar un tratamiento de control de entrada al agua (ver Figura 1-33).

Figura 1-3. Gráfico de la historia de producción.



Fuente: M. Bailey, Water Control. Sprint 2000, Schlumberger (3).

## 1.4 Métodos de control de agua

En la discusión que sigue, no se profundizará en los tipos de soluciones mecánicas, la inyección a presión de cemento o geles inorgánicos para terminar con el aporte de zonas acuatizadas y otras posibilidades que, en realidad, son técnicas de sellado de agua (*water shut-off*), pues se consideran usuales y bien conocidas por la industria. Se limitará estrictamente la revisión a técnicas de control de agua, con base en diversos productos o sistemas químicos.

### 1.4.1 Soluciones mecánicas

En general las soluciones mecánicas, están diseñadas para restringir el flujo de agua hacia el interior del pozo, por lo cual son herramientas pueden instalarse (y retirarse en muchos casos) al interior de la tubería de producción; además al no interactuar directamente con el yacimiento minimizan el riesgo de generar algún tipo de daño de formación. Existen en el mercado innumerables accesorios con las cuales se pueden aislar arenas con alta producción de agua, como lo son; separadores de fondo, empaques, tuberías, tapones, camisas, tecnologías inteligentes, etc. (27,31–47). Diversos productos pueden ser encontrados en el mercado ofertados por compañías de servicios (27,31,33,36–39,41,42,44,45), que aseguran, siempre funcionar con éxito, sin embargo, cada pozo tiene características propias, que en el momento de tomar acciones correctivas, deben ser tenidas en cuenta para la reconfiguración del completamiento del mismo.

### 1.4.2 Soluciones químicas

Las soluciones químicas como su nombre lo infiere, tienen interacción directa con la formación, pudiendo generar consecuencias desfavorables, o bajo planes adecuados, resultados favorables. Entre este tipo de métodos se tienen:

#### i) Bloqueadores de permeabilidad o gelificantes

Son geles que mediante una reacción química retardada y controlada permiten ser inyectados en la zona interés para bloquear el flujo de fluidos indeseados. Se caracterizan por ser soluciones reticulares de baja concentración, baja viscosidad, con controladores de pH, diseñados para “activarse” *in situ* a condiciones de temperatura yacimiento. Su diseño no está dado para ser selectivo hacia el agua o el petróleo, por lo tanto el taponamiento de los poros de la roca, puede disminuir sin discriminación el flujo de ambos fluidos por igual. Razón por la cual necesitan medios de colocación selectiva para evitar que se tape la zona productora de petróleo. Estos tipos de tratamientos pueden ser aceptables si el único factor en la producción de agua es la conificación. En el caso de canalización, fingering o zonas de alta saturación de agua asociadas a yacimientos maduros, se produce una reducción en la producción de petróleo. Suelen ser de corta duración y comercialmente inaceptables (48,49).

Entre las más comunes en la industria, se encuentran las soluciones de silicato de sodio, activadas internamente con ésteres de urea o resinas aminoplásticas. Otras opciones incluyen resinas y látex o soluciones de polímeros que gelifican en respuesta a la temperatura, salinidad o pH para formar precipitados coagulados o geles tridimensionales, tales como aquellos obtenidos por resinas látex o fenólicas. Los sistemas más conocidos se basan en poliacrilamidas reticuladas con cromo y PVA reticulado con glutaraldehído.

**ii) Reductores desproporcionados de permeabilidad (DPR – Disproportionate Permeability Reducers)**

Son reductores de permeabilidad efectiva al agua, comúnmente solubles en petróleo, cuya tendencia a precipitarse es mínima, Son estables, pues no se hinchan ni se viscosifican, principalmente reactivos en contacto con fase acuosa mas no oleosa, sin que esto evite un reducción paralelapero en menor proporción de la producción de petrolei, Estos materiales no reaccionan en presencia de hidrocarburos, sino que el precipitado se disuelve parcialmente en poros donde la saturación es mixta. Otros materiales similares para uso en fluidos base aceite, incluye el tetra metil ortosilicato (TMOS) y el etil silicato que reacciona en presencia de agua y forma un gel rígido de sílice. La aplicación de este tipo de materiales no ha sido demasiado exitosa (3).

**iii) Bloqueadores de permeabilidad selectivos (SPB – Selective Permeability Blockers)**

Sistemas basados en un surfactante viscoelástico aniónico – VAS (Viscoelastic Anionic Surfactant), recientemente introducidos para el control de agua. Estos sistemas son únicos y completamente diferentes de los usados previamente con respecto a la ubicación y taponamiento de poros. El VAS, en presencia de cationes, produce geles de muy baja viscosidad efectiva cuando están sometidos a alta velocidad de corte. De muchas maneras estos geles son semejantes a aquellos producidos por reticulado de polímeros hidrosolubles (fluidos de fractura, por ejemplo). Sin embargo, como el gel está libre de sólidos puede ser bombeado e inyectado en el reservorio, en condiciones matriciales (por debajo de la presión de fractura).

Una vez que se encuentran en los poros de la formación, quedan sujetos a velocidades de corte típicas de aquellas encontradas en la producción radial (menores de 15 seg<sup>-1</sup>); la viscosidad de estos sistemas VAS podría aumentar tanto como 100 veces, por lo que restringirían el movimiento de fluido. Más adelante se da un ejemplo concreto de este comportamiento.

Debido a la composición química única de estos sistemas especiales VAS, los hidrocarburos los rompen al contactarlos y se revierten a la viscosidad del agua salada base. Esto libera solamente los poros con saturación residual de hidrocarburo, dejándolos libres y fuertemente acuohumectados. Los poros con alta saturación de agua, por otra parte, quedan tapados con un gel de alta viscosidad. Es importante recordar que la ruptura del gel no es instantánea y que, por lo tanto, se puede obtener una respuesta inicial más lenta de los pozos tratados con estos sistemas (3).

**iv) Modificadores de permeabilidad relativa (RPM – Relative Peremeability Modifiers)**

Son sistemas de polímeros hidrofílicos, solubles en agua que cuando se hidratan producen largas cadenas de polímeros que libremente ocuparán en la roca los espacios porales. Debido a que son altamente hidrofílicos, atraen el agua y repelen el aceite y, como resultado neto, ejercen una fuerza de resistencia al flujo del agua en los poros con un mínimo efecto sobre el flujo de petróleo (que a veces es positivo). Como consecuencia, se reduce la permeabilidad efectiva al agua, mientras que la permeabilidad efectiva al petróleo es poco alterada (3,20,50–53).

Los primeros polímeros usados con este fin fueron poliacrilamidas de alto peso molecular y, más recientemente, los escleroglucanos. Sin embargo, las limitaciones de temperatura, la sensibilidad al corte y la poca tolerancia a los iones de calcio y magnesio disminuyen su efectividad ya que son removidos rápidamente por la producción de fluidos de reservorio. Se han desarrollado RPM de mayor efectividad agregando radicales cargados a poliacrilamidas que forman así terpolímeros anfóteros (Poli-DMDAAC – Poli Dimetil-dialil cloruro de amonio). Esto mejora tanto su sensibilidad al corte, a la temperatura y la tolerancia a las sales como su adhesión a la roca.

Más recientemente, un terpolímero vinil-amida ha sido introducido para reemplazar las poliacrilamidas anfóteras en pozos de condiciones más difíciles, debido a que ofrecen una mayor resistencia al flujo de agua. Así se ha expandido el rango de aplicación a situaciones más exigentes. Lo ideal sería que los materiales RPM fueran líquidos (hidrolizados en agua) y que su concentración fuera proporcional a la permeabilidad de la formación. Los RPM's incrementan la resistencia al flujo de agua en el orden de 2 a 100 veces. En cambio, el aumento de resistencia al flujo de petróleo (aspecto "negativo") es por lo menos un orden de magnitud más bajo, y nunca mayor que 2.

Estos tratamientos, junto a aquellos que emplean SPB, son los más seguros con respecto al mantenimiento de la producción de petróleo y los que tienen mayor probabilidad de éxito en el control de agua cuando se los coloca correctamente y para grados de movilidad de petróleo/agua por debajo de 10. Los cambios en el entorno tales como el pH, la salinidad o la baja presión alteran la efectividad y durabilidad del tratamiento. En otros términos, cualquier intervención de pozo luego del tratamiento, probablemente destruya parcial o completamente sus propiedades de control de agua (3,20,50–53).

## 1.5 Completamiento de pozos

Se entiende como completamiento "el diseño, selección e instalación de tubulares, herramientas y equipos en un pozo con el propósito de converger, bombear y controlar la producción o inyección de fluidos" después de la última fase de perforación del pozo (42,54). También puede definirse como el conjunto de trabajos que se realizan después de la perforación, para dejarlos en condiciones de producir más eficientemente los fluidos de la zona de interés o destinarlos a otros usos, por ejemplo la inyección de agua o gas. Los trabajos pueden incluir el revestimiento del intervalo productor con tubería lisa o rasurada, la realización de empaques con grava o el cañoneo del revestimiento y finalmente, la instalación de la tubería de producción. En general los completamientos pueden ser:

- **Sencillos:** Este tipo de completamiento es el más común en la industria, consiste en la producción de una zona de interés por medio de un conducto que va desde fondo hasta superficie.
- **Múltiples:** configuraciones de fondo que permiten el flujo directo o administrado de entrada (producción) o de salida (inyección) de dos o más capas productoras o inyectoras, con o sin la característica de monitoreo en tiempo real de fondo.

### 1.5.1 Factores que determinan el diseño del completamiento

La vida productiva de cualquier pozo puede verse afectada por el tipo de completamiento y los trabajos posteriores a este que se lleven a cabo en el pozo mismo. Es por ello, que la adecuada selección del completamiento tiene como objetivo obtener la favorecer la máxima producción de petróleo de forma eficiente, por lo cual, se deben considerar factores (27) como:

- Tasa de producción requerida.
- Reservas de zonas a completar.
- Soporte a esfuerzos.
- Corrosión.
- Volumen a extraer.
- Mecanismos de producción en las zonas o yacimientos a completar.
- Requerimientos para el control de arena.
- Consideraciones para el levantamiento artificial por gas, bombeo mecánico, etc.
- Posibilidades de futuros proyectos de recuperación adicional de petróleo.
- Inversiones requeridas.
- Necesidades futuras de estimulación.
- Facilidad de arenamiento.
- Futuras reparaciones.

### 1.5.2 Tipos de completamiento

El tipo de completamiento puede ser variable de acuerdo a la compañía que lo realice y las necesidades del pozo. Sin embargo, a continuación, se presentan algunos tipos de completamiento comúnmente usados en campos de crudo pesado en la cuenca de los Llanos Orientales de Colombia (27).

- Completamiento con grava en hueco abierto.
- Completamiento ensanchado en hueco abierto.
- Completamiento hueco abierto ensanchado con empaque de grava.
- Completamiento pozos horizontales (hueco abierto).
- Completamiento con Empaquetamiento de Grava en Hueco Revestido.

Jiménez O. en su tesis, plantea una matriz que permite seleccionar de forma preliminar de la configuración del completamiento que puede ser usada en el pozo (54). Esta matriz considera además, el análisis de completamientos similares en pozos cercanos con el fin de dilucidar el comportamiento en producción que puede tener el nuevo pozo.



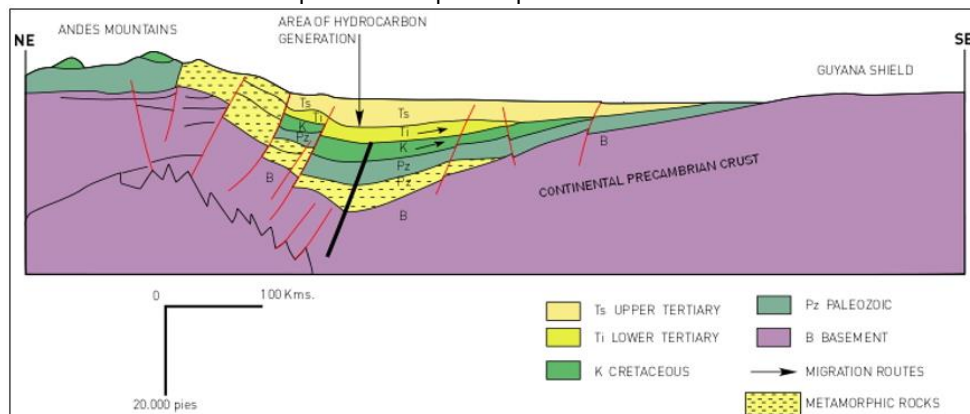
## 2. Información general del área de estudio

La clave en la planeación de cualquier trabajo a pozo que permita controlar de forma eficiente el agua excesiva que produce el mismo, está en conocer la historia del campo y tener información acertada de las propiedades de la roca y los fluidos del yacimiento. Es por ello que en este capítulo se muestran las características generales del yacimiento y sus fluidos. Al igual que los completamientos usualmente implementados en los pozos del campo estudio.

### 2.1 Características del yacimiento y los fluidos de formación

El campo en estudio se encuentra ubicado en el sector más oriental del "foreland" de la cuenca de los Llanos Orientales, además se sitúa al sureste de la ciudad de Villavicencio en el Departamento del Meta. Se encuentra aproximadamente a 200km del frente de cabalgamiento de la Cordillera Oriental, en una zona donde el basamento Precámbrico se someriza gradualmente hacia el Oriente, a medida que el relleno sedimentario Meso y Cenozoico lo traslapa y se adelgaza. Debido a que el Escudo Guayanés no se encuentra muy profundo, la estructura del área se encuentra fuertemente controlada por el basamento, en una zona relativamente "tranquila", afectada por esfuerzos distensivos manifestados en la presencia de falla normales antitéticas ("Up to the Basin"), las cuales generan estructuras favorables para la acumulación de hidrocarburos (55).

Figura 2-1. Corte estructural esquematizado para la parte este de la cuenca de los Llanos Orientales.



Fuente: Compañía Operadora.

La secuencia estratigráfica en la cuenca está constituida por rocas que van desde el Precámbrico, pasando por el Paleozoico Inferior, Cretácico y Terciario (Formaciones Carbonera, León, Guayabo y Necesidad) separadas por discordancias regionales (ver Figura 2-1); la zona productora está representada por los miembros informales C-7 y por la unidad productora correspondientes a la Formación Carbonera. Su ambiente de sedimentación ha sido interpretado como un ambiente fluvial que sugiere depósitos fluviales trenzados, con canales de baja sinuosidad. El cubrimiento sísmico 3D en el bloque muestra que la estructura está definida por un monoclinal ligeramente plegado que buza hacia el suroeste con una inclinación que no sobrepasa los 5°. La estructura se encuentra controlada principalmente por la morfología de un valle cavado con orientación preferencial noreste-suroeste que controla el sistema de fallas existente, afectando las secuencias estratigráficas inferiores de las unidades Intra Carbonera. La Tabla 2-1 muestra las características generales del yacimiento.

Tabla 2-1. Propiedades generales del yacimiento.

<b>Profundidad – TVD (ft)</b>	<b>3280</b>
<b>Temperatura (°F)</b>	160
<b>Presión Inicial (psi)</b>	1187
<b>Mecanismo de producción</b>	Empuje - acuífero activo de fondo

Fuente: Compañía Operadora.

Cualquier operación a pozo que implique la implementación de fluidos, tiene asociado un tema de compatibilidades con los fluidos de la formación, es por ello que la caracterización del agua y el aceite presentes en la formación es clave para el diseño de los fluidos de la operación. Con el fin de mantener este equilibrio fluido-fluido, se presentan las propiedades físico-químicas del agua en la Tabla 2-2. Allí se muestra que se tiene un agua salobre y alcalina, no reactiva según el balance iónico.

Tabla 2-2. Propiedades físico-químicas del agua de formación.

<b>Salinidad (mg/l)</b>	3296
<b>pH</b>	9,04
<b>Conductividad (microSiemens/cm)</b>	5780
<b>Resistividad @77 °F (Ohm-m)</b>	1,73
<b>Gravedad específica @ 60 / 60 F</b>	0,1990
<b>Total aniones (Meq)</b>	69
<b>Total cationes (Meq)</b>	69
<b>Balance iónico</b>	0,002
<b>Total sólidos disueltos - TDS (mg/l)</b>	4918

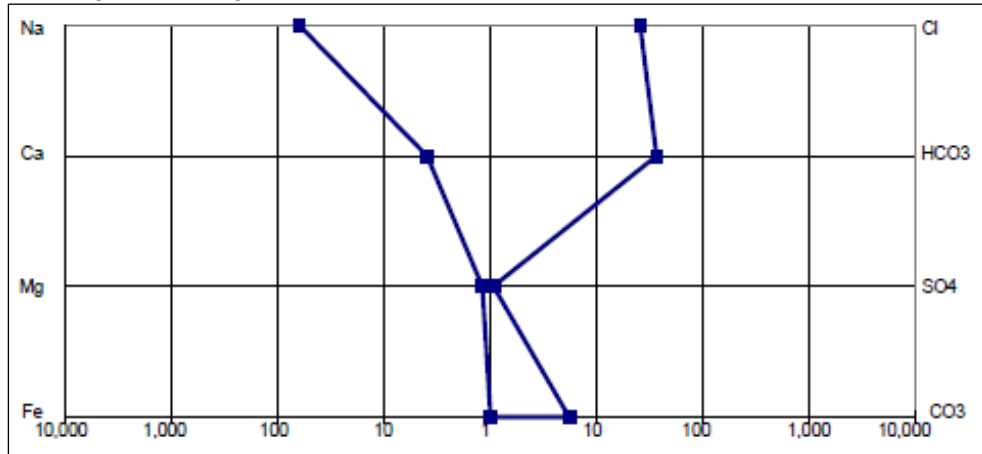
Fuente: Compañía Operadora.

El diagrama de Stiff presentado en la Figura 2-2 arroja que el agua de formación tiene un bajo contenido de calcio, hierro y sulfato, siendo más propenso a ser incompatible con los fluidos de invasión. Adicionalmente, la define como agua bicarbonatada sódica, donde predomina el catión sódico y el anión de bicarbonato indicando un origen hipertermal profundo. Este análisis es importante porque permite predecir tendencias de la distribución iónica en el yacimiento y de esta manera, diseñar y controlar el

fluido que se manejará durante la operación, pues con el diagrama se puede establecer reemplazamiento iónico.

El contacto de agua en los pozos del Campo ha sido identificado a diferentes profundidades mediante los registros eléctricos. Esta variación de profundidad se podría interpretar como un contacto agua-petróleo inclinado asociado con el mecanismo hidrodinámico típico en la Cuenca de Los Llanos Orientales.

Figura 2-2. Diagrama de Stiff para la abundancia de iones en el sistema acuoso.



Fuente: Compañía Operadora.

La caracterización del crudo de formación de forma general se presenta en la Tabla 2-3. Además se realiza un análisis SARA para establecer el equilibrio de los asfaltenos en relación a los saturados, aromáticos y resinas también presentes en el crudo. Este análisis determinó para el petróleo un índice coloidal mayor a 0.9 que lo hace inestable ante la presencia de asfaltenos (ver Tabla 2-4).

Tabla 2-3. Propiedades del aceite de formación.

Gravedad Específica (°API)	11
Viscosidad @ 132° F (cp)	594
Factor Volumétrico (RB/STB)	1.035
Presión de Burbuja (PSI)	119
Número Acido (mg KOH/g)	0.7

Fuente: Compañía Operadora.

Tabla 2-4. Resumen del análisis SARA del crudo de formación.

ASFALTENOS	SATURADOS	AROMÁTICOS	RESINAS
12.83 %	35.72 %	42.46 %	8.99 %
Asfaltenos + Saturados		Aromáticos + Resinas	
48.55 %		51.45 %	
ASFALTENOS / RESINAS	INDICE DE INESTABILIDAD COLOIDAL - CII		COMPOSICIÓN
1.43	0.94		Inestable

Fuente: Compañía Operadora.

La estabilidad del crudo se debe a que los coloides están dominados por fuerzas electrostáticas que generan repulsión entre las partículas. En caso contrario, los factores desestabilizantes serían las fuerzas de atracción que dan lugar a la unión, como el movimiento Browniano, las fuerzas de Van der Waals y también en menor grado las fuerzas de gravedad (56).

## 2.2 Propiedades de la roca yacimiento

Un diseño adecuado de un método de control de agua óptimo para el campo en estudio, requiere conocer las propiedades petrofísicas básicas de la roca, para con ello delimitar las variables claves del proceso.

El análisis de difracción de rayos X para la zona interés, identifica areniscas cuarzosas, con bajo contenido de feldespato potásico, plagioclasas, y pirita. Mientras la geología del lugar apoyada de la sísmica, registros de pozo y evaluación microscópica, permite caracterizar también las propiedades petrofísicas de la formación. Estos estudios arrojan que las rocas de la Unidad Arenas Basales tiene una rango de porosidad que varía de 25% y 33%, permeabilidades de 5 a 10 darcys y espesor neto petrolífero entre 3 ft y 55 ft. El espesor total de dicha unidad en el campo varía entre 120 y 200 pies.

Definida la permeabilidad relativa como “la fracción de área transversal unitaria a una presión  $P$ , que ocupa una fase de fluido en un instante de tiempo  $t$ , para el cual existen unas condiciones de distribución de fluidos específicas constantes” (57), que en otras palabras, es la relación entre la permeabilidad efectiva de un fluido a una saturación dada con respecto a la permeabilidad absoluta base. (58) Esta propiedad se interpreta a partir de curvas de permeabilidad relativa, que dan una idea de la tendencia humectante de la roca yacimiento bajo estudio, y de esta forma, de la movilidad de cada uno de sus fluidos (59).

En el campo en estudio, no se han realizado estudios que permitan tener valores de permeabilidad relativa, efectiva y absoluta, por ende se presentan valores de campos análogos cuyas condiciones a nivel yacimiento son semejantes. Esto, con el fin de dilucidar el comportamiento que pudiesen tener los fluidos al interior del reservorio, además de tener valores que sustenten la desfavorable relación de movilidades. Para el modelamiento de las propiedades de roca, se integran los valores de las curvas de permeabilidad relativa dispuestas por la compañía operadora del campo, para un sistema agua-petróleo mojado preferencialmente por agua. Un resumen de la información obtenida a partir de estas curvas se presenta en la Tabla 2-5.

Tabla 2-5. Resumen de la información obtenida a partir de las curvas permeabilidades relativas de campos análogos.

$K_{aire}$ (mD)	$\emptyset$ (%)	$S_{wirr}$ (%)	$K_o@S_{wirr}$	$S_{or}$ (%)	$K_{rw}@S_{or}$	Relación de Movilidad
9284	32.9	26.2	6086	36.2	0.146	254
1853	31.2	32.5	1209	33.5	0.075	130

Fuente: Compañía Operadora.

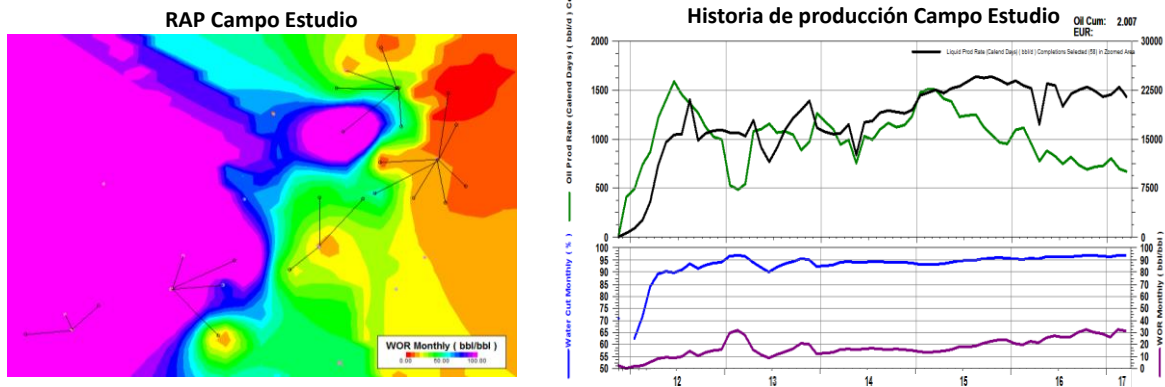


producción en Campo se ha llevado a cabo principalmente por el método de levantamiento artificial de Bombeo Electro Sumergible en pozos horizontales (ESP). Los pozos de desarrollo verticales, se completan con el método de Bombas de Cavidad Progresiva (PCP).

## 2.4 Histórico de producción. Relación agua-petróleo

En el Campo estudio, la relación del agua producida con el petróleo producido es de 23.4 con un BSW de 95.9%. Se observa que la RAP está concentrada en la zona central. Como se conoce, la actividad del acuífero de fondo como mecanismo de empuje, evidencia que en la medida que se extraiga el petróleo, el agua desplazara el mismo y por ende se comenzará a elevar los valores de RAP por pozo. La Figura 2-4 muestra el comportamiento de RAP y la historia de producción del campo estudio.

Figura 2-4. Graficos de WOR y Comportamiento de Produccion.



Fuente: Compañía Operadora.

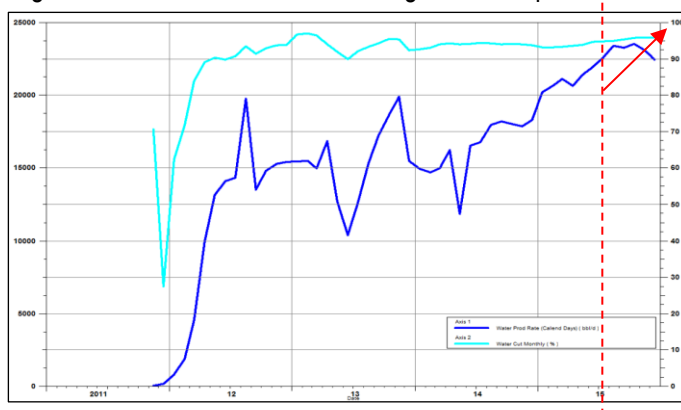
## 3. Métodos de control de agua

Para iniciar de forma correcta el desarrollo de este trabajo, es fundamental conocer la causa real para la producción excesiva de agua. Como se mencionó en el Capítulo 1, entre las herramientas de diagnóstico se tienen los gráficos de producción, los gráficos de Chan y las curvas de declinación. Estos serán los métodos mediante los cuales se validará la causa real de la producción excesiva de agua en los pozos del campo en estudio.

### 3.1 Gráficos de producción

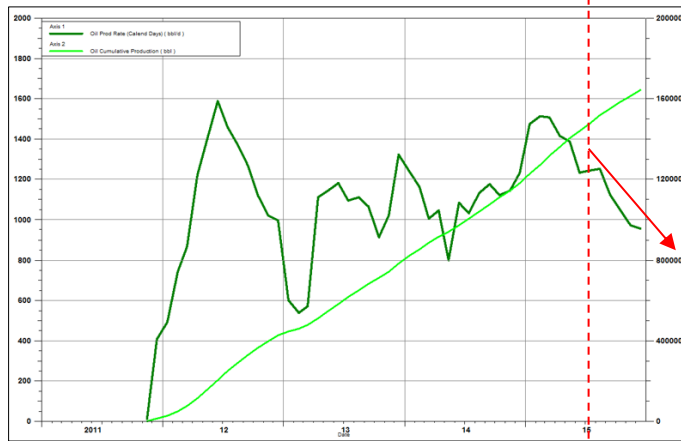
Los gráficos de producción son quizá, el método más fácil para dilucidar el efecto de la producción de agua en la historia del campo. La Figura 3-1 y la Figura 3-2 representan respectivamente la producción acumulada de agua y de petróleo del campo estudio. Si se observa con detenimiento, al traslapar ambas gráficas, se tiene que a mediados de marzo de 2015 inician los problemas claros de producción de agua para el campo en general. Sugiriendo así la necesidad de implementar medidas de control con prontitud.

Figura 3-1. Producción histórica de agua del campo en estudio.



Fuente: Compañía Operadora.

Figura 3-2. Producción histórica de petróleo del campo en estudio.

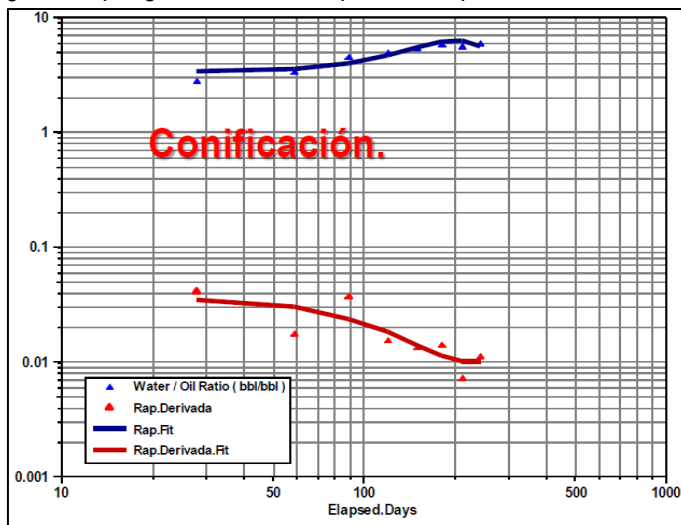


Fuente: Compañía Operadora.

### 3.2 Gráficos de Chan

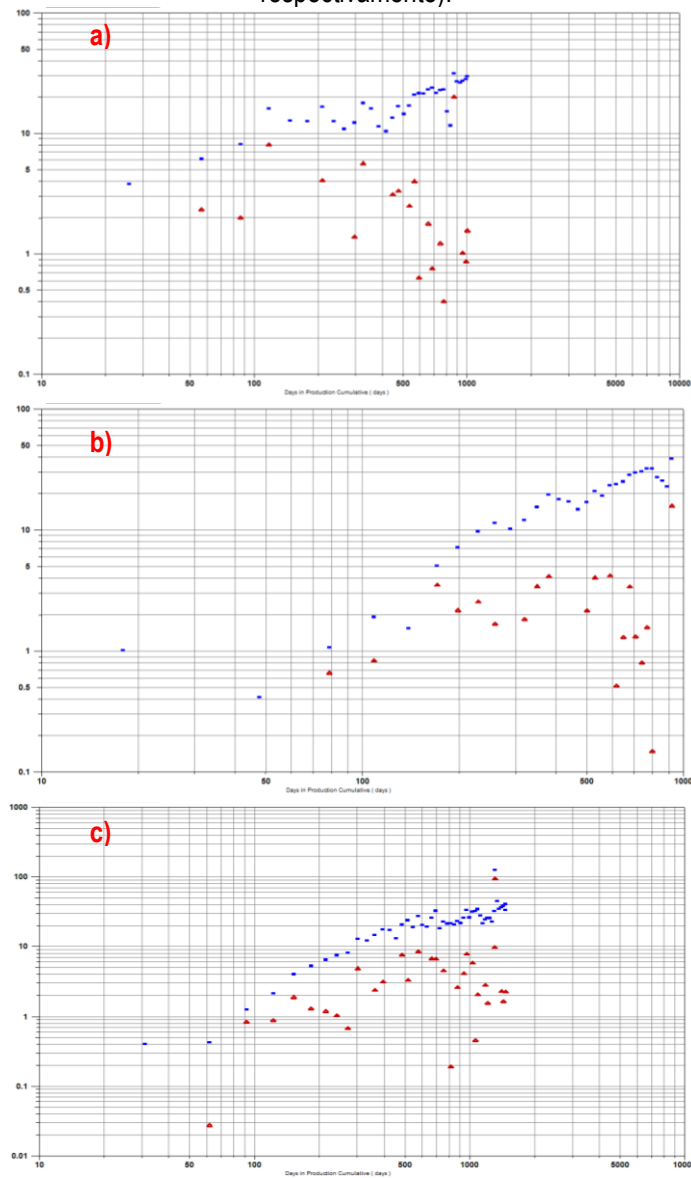
Dado que la formación en estudio, se puede considerar macro porosa con altos valores de permeabilidad vertical y horizontal, promoviendo una anisotropía cercana al 88%, que indica que dichas permeabilidades son similares; es de esperar que, en presencia de un acuífero activo de fondo para un sistema de depositación fluvial, uno de los principales mecanismos de entrada de agua sea la conificación, como lo indica la Figura 3-3, que muestra el gráfico de Chan correspondiente a la producción histórica del campo a un momento dado. Este problema ocurre cuando un pozo, horizontal o vertical, es completado cerca del contacto agua-petróleo y la formación posee suficiente permeabilidad vertical (como se ha indicado anteriormente) que sea capaz de lograr que el agua migre a las perforaciones por efecto de un diferencial de presión alrededor de estas.

Figura 3-3. Diagnóstico por gráfico de Chan a partir de la producción total histórica del campo.



Fuente: Compañía Operadora.

Figura 3-4. Gráficos de Chan de una muestra aleatoria de pozos diferentes del campo en estudio (a, b y c respectivamente).



Fuente: Compañía Operadora.

Para validar la respuesta obtenida del análisis general del campo, se elige una muestra aleatoria de pozos, donde se analizan mediante gráficos de Chan, los orígenes del agua excesiva. Aunque por cuestiones prácticas, en la Figura 3-4 solo se presente una muestra tres de los pozos analizados, todos con la misma tendencia de conificación de agua o formación de crestas (pozos horizontales), pues predomina una tendencia negativa en la derivada de la RAP. A estos pozos, se le realizó además un análisis breve sobre su completamiento, con el fin de validar que es la conificación el problema real y no otros aspectos los que pueden estar influyendo en el aporte de agua innecesaria a la producción.

Si bien, en la mayoría de los pozos analizados, los registros muestran que la cementación no es óptima, no es un factor dominante en la contribución de agua proveniente de posibles arenas superiores al intervalo petrolífero, pues los registros de resistividad indican que en estos espesores no hay presencia de agua suficiente que pueda ser aporte a la producción y genere alto corte de BSW. Los registros también evidencian que las zonas abiertas y/o navegadas de los pozos estudio, no poseen sellos directos que aislen el acuífero presente en la zona, favoreciendo así en gran manera el aporte de fluidos de este a la producción total, por la relación de movilidad de fluidos dominante. Es válido incluir, que el sistema de levantamiento de algunos de los pozos en estudio, involucra caudales altos, lo que defiende de alguna forma, que el volumen de fluido en superficie se mayoritariamente agua.

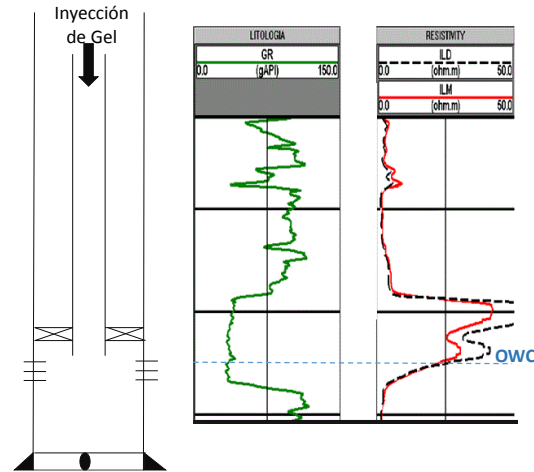
Aunque la conificación es el problema real, no pueden descartarse aspectos obvios como los técnicos, pues gracias a ellos puede o no promoverse este aporte indeseado de agua excesiva a la producción total del pozo.

### **3.3 Método de control de agua para pozos verticales y/o desviados**

Teniendo presente que el yacimiento en estudio se encuentra ubicado en los Llanos Orientales de Colombia, caracterizados por presentar un acuífero activo de fondo de reemplazamiento 1 a 1; y por tener características petrofísicas atractivas como permeabilidades entre 5 a 10 Darcys y porosidades de 25% a 29% y una relación de permeabilidad vertical-horizontal de aproximadamente 1, arenas con espesor neto entre 3 a 55 ft y las no tan deseables saturaciones de agua iniciales del orden de 25% a 50%. Se ha observado que la buena productividad de un pozo en estos yacimientos depende en gran medida de la presencia de un barrera de permeabilidad que aislé el fuerte acuífero presente en el yacimiento y evite la conificación temprana. Sin embargo, existen zonas del yacimiento sin presencia de barreras de permeabilidad, y el contacto agua-petróleo se encuentra en la arena productora, haciendo que los pozos perforados en estas áreas, sean antieconómicos debido a la baja producción de aceite y alta producción de agua.

Con base a lo anterior, la alternativa propuesta como método de control de agua en un pozo vertical o desviado, para un yacimiento de crudo pesado con acuífero activo, es un método de control de agua químico. Para lo cual, se pretende cañonear en el contacto agua-petróleo y mediante el la inyección en este intervalo, de un fluido que permita crear una barrera artificial situada entre el petróleo y el agua, y de esta forma favorecer la producción de aceite en el intervalo original del pozo. Como se observa, esta solución es remedial y a bajo costo. (Ver Figura 3-5).

Figura 3-5. Ejemplo implementación de tecnología gel en pozo.



Fuente: Elaboración propia

La búsqueda en la literatura sobre aplicaciones en laboratorio y en campo de geles realizadas en el mundo arroja innumerables casos de éxito, en los que la creación de una barrera de permeabilidad, puede además de aumentar la eficiencia de barrido de hidrocarburos, controlar de manera directa la producción de fluidos indeseados cuando estos canales preferenciales han sido bloqueados por los geles poliméricos. Muestra de ello, es uno de los varios estudios realizados en el Laboratorio de Yacimientos y Análisis Petrofísicos de la Universidad Nacional de Colombia, dirigido por el profesor Ph.D. Sergio H. Lopera, donde se evaluó la eficiencia de gel como fluido divergente, para reducir total o parcialmente el área del flujo de la capa de mayor permeabilidad y aumentar el recobro de aceite en las capas de menor grado (60).

Este estudio (60) se realizó mediante un montaje en paralelo con tres núcleos de permeabilidad (alta, media y baja) pertenecientes a la misma formación; que fueron sometidos simultáneamente a una prueba de flujo inicial, para dilucidar el comportamiento de los fluidos desde las diferentes capas hacia el pozo. Posteriormente se evaluó el perfil de absorción del gel en paralelo en cada uno de los núcleos, para así determinar el cambio en permeabilidad, la eficiencia del gel como fluido divergente en zona de la alta permeabilidad y las alteraciones en humectabilidad de los núcleos expuestos al químico. Finalmente, la inyección del gel, arrojó un taponamiento claro del canal preferencial del núcleo de alta permeabilidad, reduciendo su capacidad de flujo en un 97%, en el sistema de flujo para tres muestras en paralelo sometidas a condiciones de presión y temperatura yacimiento. En este estudio, se evidencia que, con un caudal de inyección bajo es posible lograr que el gel inyectado se oriente hacia el canal preferencial y penetre de forma significativa en las zonas de media y baja permeabilidad.

Como pruebas exitosas de fluidos divergentes aplicados en campo, se tiene el caso del Campo Guafita, Venezuela, cuyo principal mecanismo de producción es el empuje de agua proveniente de un acuífero infinito, que ha mantenido la presión cerca de los valores iniciales por más de 20 años (50). Para el cuál

se diseñaron dos formas de impedir la producción de agua indeseada, teniendo presente el alto *drawdown*, las tasas de producción obtenidas con el uso de bombas electrosumergibles (ESP) principalmente utilizadas como método de levantamiento y las poco efectivas experiencias ya implementadas de métodos de aislamiento mecánico en los pozos con problema de producción de agua. El primer método de control de agua implementado en este campo, es un tratamiento correctivo en los pozos, que consiste en aislar con un gel inyectado en la cara del pozo. Dado que el riesgo de ocasionar daño a la zona productiva debido a comunicación vertical entre estratos y el alto volumen de gel necesitado para lograr los resultados esperados, se implementó el segundo método de control de agua, el cual consistió en crear un disco de gel de alta penetración cerca de la cara del pozo entre el contacto aceite-agua. Los resultados obtenidos en campo, demuestran una disminución considerable en la producción de agua en los tres pozos piloto, sin embargo a la fecha de la publicación no se tenía certeza de la perdurabilidad del gel en el tiempo, tal que pudiese garantizarse una producción de aceite rentable para el proceso extractivo en el tiempo.

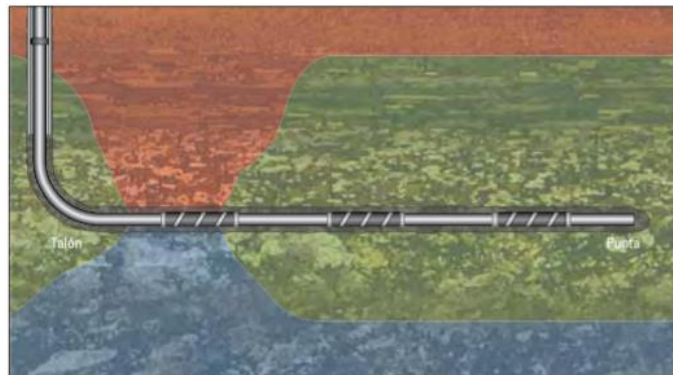
La inyección de geles se ha convertido en una tecnología aceptada y comprobada con la que se ha trabajado durante los últimos 15 años, pues tiene la capacidad de penetrar profundo en la formación creando un sello y reduciendo considerablemente la permeabilidad de la zona. Además, esta tecnología no requiere de complicados equipos y enormes volúmenes de tratamiento, por lo que puede resumirse como una tarea sencilla. El equipamiento de superficie consiste de una unidad de bombeo tipo *triplex*, una tolva alimentadora de polímero, un mezclador de polímero y un sistema dosificador de gelificante; todo esto puede estar contenido en un tráiler montado en un semirremolque de mediana dimensión. La operación está controlada electrónicamente. El seguimiento del proceso de inyección se realiza con una frecuencia de 30 minutos. El producto como tal y sus cálculos dependen del pozo en que se implementará en campo, caso que no será presentado en esta disertación. Sin embargo, los parámetros de temperatura en fondo, volúmenes de tratamiento y desplazamiento y máxima presión en fondo que deben ser tenidos en cuenta para el diseño del fluido divergente a usar (35).

Entre algunos resultados de la aplicación de geles es que se pueden obtener una recuperación final de 783 Mbbl a 30 años o 962 Mbbl en igual período de tiempo, la reducción de permeabilidad oscila entre un rango de 50 a 75%. Este rango podrá variar en función de la concentración utilizada, mientras que la distribución del tratamiento en las capas será función de la permeabilidad, de la presión y de la saturación de agua. Puede esperarse menor espesor contactado y más elevadas permeabilidades taponadas cuanto menor sea el régimen de inyección (48,61,62). Esto implicará un menor volumen de tratamiento para un costo operativo dado tanto en pozos productores como en inyectoras, la inyección del gel debe realizarse a bajo caudal, para los primeros, con el fin de evitar daño a los estratos que deben permanecer en producción; y para los segundos, para garantizar no superar el gradiente de fractura de la formación.

### 3.4 Método de control de agua para pozos horizontales

Los pozos horizontales incrementan el acceso a yacimientos petrolíferos maximizando el área de contacto con las zonas productoras. Sin embargo, cuando el régimen de producción a lo largo del completamiento tiene una distribución desigual, genera que el agua o el gas de formación irruman en el pozo prematuramente. Si la formación es homogénea la caída de presión será significativa en el intervalo abierto del hueco a medida que los fluidos fluyan desde la punta del hoyo hasta el talón del pozo (Figura 3-6; **Error! No se encuentra el origen de la referencia.**). Esta secuela conocida como efecto talón-punta (14,38), está gobernado por las altas caídas de presión en el sector del talón genera no solo irregularidad en el influjo de fluidos, sino también favorece la conificación (formación de crestas) en el pozo. Caso que sustenta el problema en el campo en estudio.

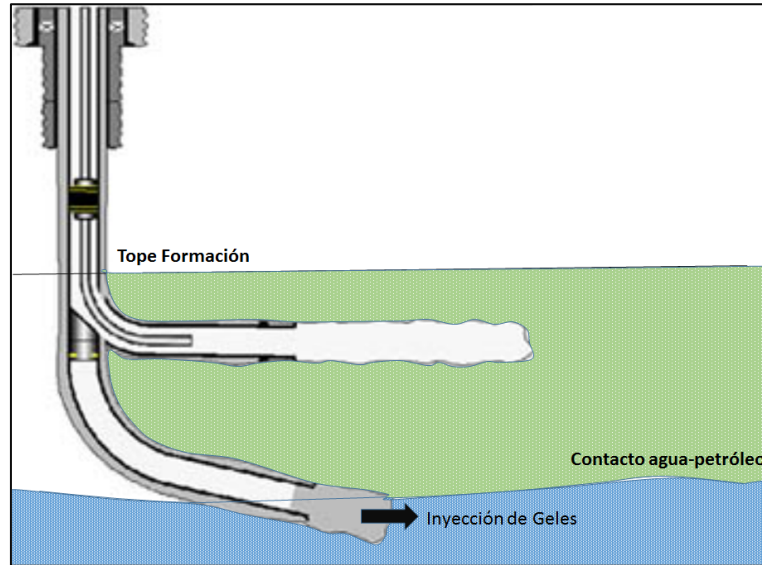
Figura 3-6. Efecto talón-punta en un pozo horizontal.



Fuente: M. Bailey, Water Control. Sprint 2000, Schlumberger (3).

La intención es evaluar un conjunto de soluciones tecnológicas en subsuelo-superficie que permitan mejorar la productividad y la recuperación de las reservas. En este orden, una alternativa propuesta como método de control de agua en un pozo horizontal, en un yacimiento de crudo pesado con acuífero activo es un método de control de agua químico, con la perforación de un pozo horizontal, el cual este planeado para realizar geo navegación en el contacto agua-petróleo, de tal forma que se inyecte un volumen considerable de gel. Posteriormente, se realiza un *side track* en la zona de petróleo y se procede a completar el pozo (ver Figura 3-7). Con la idea propuesta, se generaría una barrera de permeabilidad artificial que reduce o selle completamente la entrada de agua en el talón del pozo forzando que el acuífero se mueva y entre lateralmente desplazando aceite hacia el pozo (31,36,49).

Como segunda opción, se propone una alternativa mecánica, en pozos horizontales se hace necesario implementar diseños de completamientos más complejos pero más efectivos. Por lo anterior, se propone utilizar una combinación de camisas, empaques y dispositivos de control de flujo ICD's que permitan sectorizar la sección horizontal del pozo con el fin de estabilizar la presión a lo largo de la misma, en donde, una vez el pozo alcance un alto corte de agua, se puede cerrar una sección del pozo para tratar de que en el desplazamiento del agua a la sección abierta, desplace petróleo.

Figura 3-7. Diagrama mecánico pozo con *side track* para control de agua.

Fuente: Elaboración propia

La longitud horizontal de estos pozos, que favorece un mayor contacto con el yacimiento, tiende a incluir varias zonas productoras, es por esto que es necesario diseñar un completamiento que permita optimizar al máximo esta interacción con la formación y de esta manera reflejar en superficie más barriles de petróleo. Sumado, con la clara necesidad de tener una caída de presión menor y homogénea a lo largo del hoyo, para disminuir el problema de conificación (formación de crestas) que se presenta actualmente en los pozos del campo en estudio. Es por ello que a partir de la revisión bibliográfica realizada, se considera viable instalar secciones de tubería de dispositivos de control de flujo ICD que favorece el ingreso de petróleo a la tubería de producción, mientras que con empaques hinchables en las otras zonas de la sección horizontal, se logra segmentar los puntos con mayor permeabilidad o aislar las zonas con alta saturación de agua alrededor del hoyo (41).

El uso de dispositivos de control de flujo autónomos (AICD) para ayudar a retrasar y reducir el flujo de fluidos no deseados y estimular la producción equilibrada a lo largo de todo el intervalo, se ha vuelto sumamente común, con resultados exitosos en campo; ya que esta tecnología dinámica de diodos fluidicos, permite distinguir los tipos de fluidos que fluyen a través del dispositivo con el fin de optimizar la producción y la recuperación del petróleo (38,63). Funcionan como ICDs (*Inflow Control Devices*) pasivos durante la producción de petróleo y/o cuando el agua o gas de formación irrumpen en el pozo producto de la conificación (33,41). Poseen un selector de que mediante un sistema de canales de flujo y con base en la viscosidad, densidad y velocidad, "identifica" el fluido que atraviesa el AICD y así divide el flujo total entre dos trayectorias, una de ellas conduce el fluido deseado al interior del pozo, y la otra restringe el paso de los fluidos no deseados al interior del mismo.

La ventaja de los empaques hinchables es que permiten manejar altas diferenciales de presión, tener un bypass interno largo para mejorar igualación de presiones, doble agarre, asentamiento y desasentamiento por rotación, ser recuperados de emergencia entre otros.

El diseño final del completamiento y los cálculos requeridos para implementarlo en campo, dependen del pozo en que se requiera implementar. Este tipo de completamientos innovadores, sirven no solo como una solución preventiva en pozos futuros sino como una solución correctiva en pozos que se encuentran cerrados por sus altos cortes de agua. De esta forma es posible además de incrementar, recuperar reservas que se habían desestimado por las economías que rigen cada una de las compañías operadoras.



## 4. Validación de métodos de control de agua

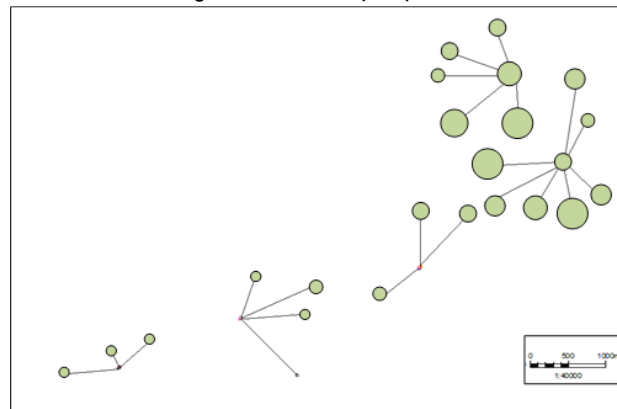
Dando cumplimiento a los objetivos de esta disertación, en este capítulo se evidencia la evaluación del efecto de la orientación del pozo, para determinar las variables más importantes que afectan la producción del campo de estudio. Además se presentan los resultados esperados mediante el uso de la simulación de yacimientos, para los métodos de control de agua propuestos en pozos verticales y horizontales del campo en estudio.

### 4.1 Efecto de la orientación del pozo

Determinar las variables, que para el caso, afectan directamente la producción del campo, requiere estimar el efecto de la orientación de los pozos allí perforados, teniendo en cuenta los fluidos (petróleo – agua) producidos acumulados y su distribución a lo largo del campo. Esto permitiría encontrar un patrón que a futuro ayude a optimizar la producción, a partir de la planificación exitosa de una campaña de perforación.

Para ello se realiza un mapa de burbujas para el EUR (*Estimated Ultimate recovery*) por pozo, donde se observa que hacia la parte oriental del campo, se encuentran ubicados los mejores pozos con acumulados de petróleo, respecto a pozos de todo el campo (Figura 4-1). Para entender este comportamiento, se realizaron correlaciones entre los pozos de la zona del campo con mejores producciones acumuladas de aceite y los pozos verticales cercanos.

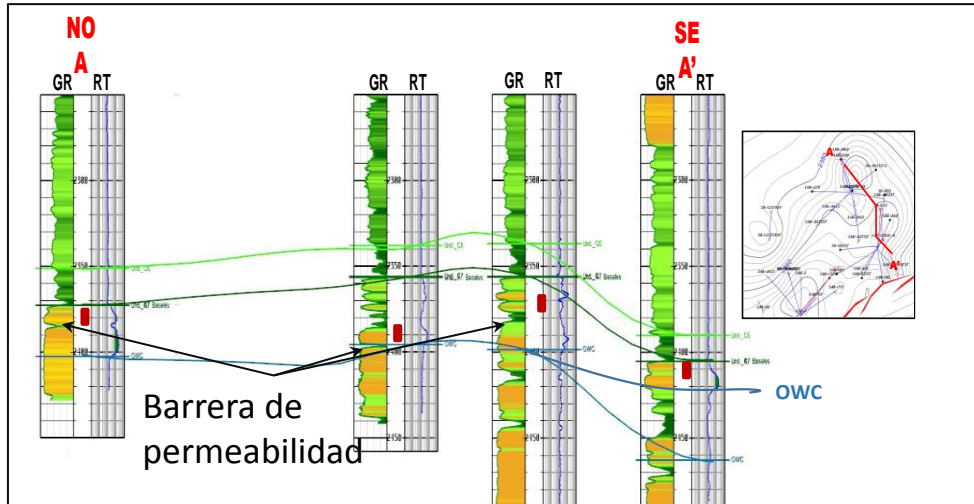
Figura 4-1. EUR por pozo.



Fuente: Compañía Operadora.

En la siguiente correlación (Figura 4-2) muestran que los tres primeros pozos presentados de izquierda a derecha, tienen un factor en común, y es la presencia de una barrera de permeabilidad entre el intervalo completado el contacto agua-petróleo. Entre tanto, el último pozo presenta el contacto agua-petróleo en la misma arena productora.

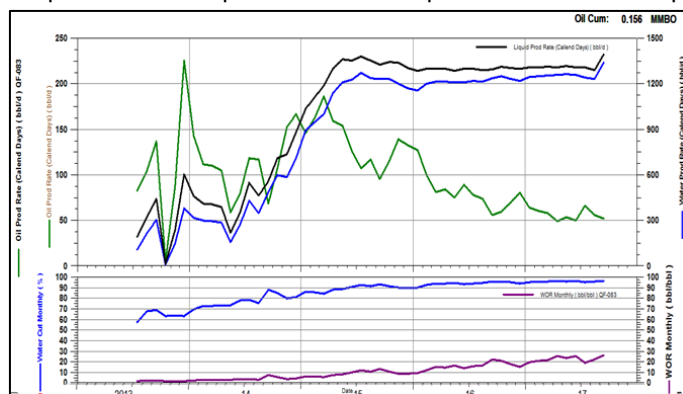
Figura 4-2. Correlaciones para pozos verticales.



Fuente: Compañía Operadora.

El efecto de esta barrera de permeabilidad se observa en el gráfico de comportamiento de producción, donde el corte de agua del pozo inicia en el orden del 60% y paulatinamente va incrementando a medida que se va optimizando el pozo, la barrera de permeabilidad evita que en el pozo presente conificación y hace que tenga buenas producciones acumuladas de petróleo (ver Figura 4-3).

Figura 4-3. Comportamiento de producción de los pozos con barrera de permeabilidad.

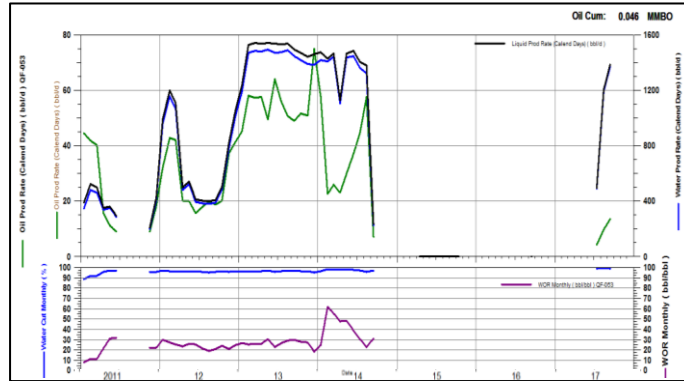


Fuente: Compañía Operadora.

Mientras que la ausencia de esta barrera en el último pozo correlacionado, muestra una clara variación en el corte de agua producida (Figura 4-4), ya que el pozo inicia con alto corte de agua (90%) y en cuestión

de meses, este incrementa al 96%, influyendo directamente en su posterior cierre por cuestiones económicas.

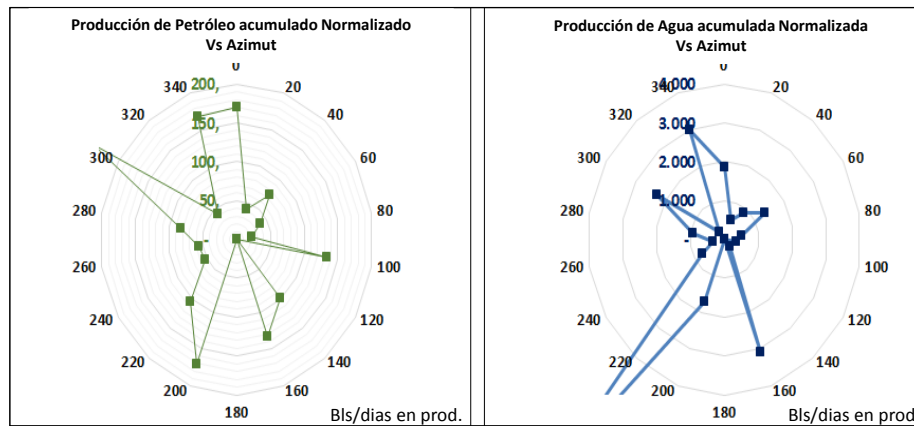
Figura 4-4. Comportamiento de producción del pozo sin barrera de permeabilidad.



Fuente: Compañía Operadora.

Para validar las sugerencias arrojadas por las observaciones anteriores, se realizan análisis a partir de gráficos del aceite y el agua acumulado(a) producido(a) respectivamente, en términos del azimuth de los pozos del campo (ver Figura 4-5). Partiendo de que no todos los pozos involucrados en dicho análisis, iniciaron su vida productiva al mismo tiempo, por lo cual se hizo necesario, normalizar estos valores en los días en producción de cada pozo.

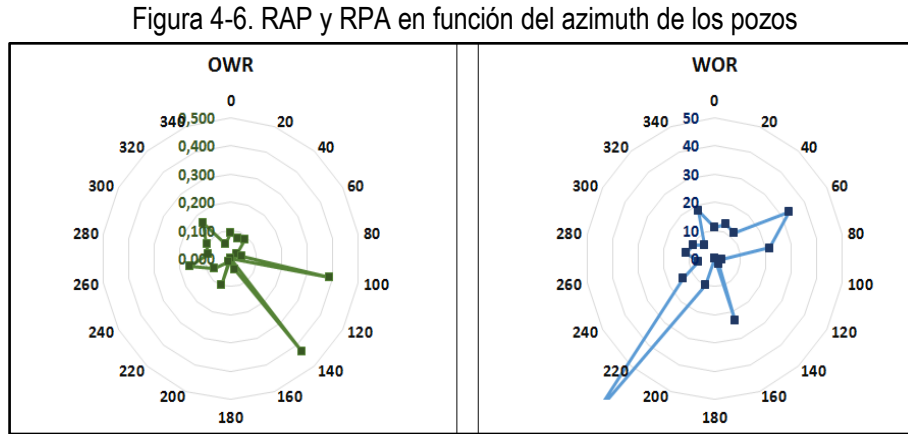
Figura 4-5. Normalización de la producción acumulada de agua y de petróleo en función del azimuth de los pozos.



Fuente: Elaboración propia.

Como se observa en la figura anterior, el gráfico de aceite normalizado no muestra una relación clara en términos de orientación de los pozos, esto es, que las diferentes direcciones existen acumulados de petróleo similares; mientras que el gráfico de agua normalizada indica, que en la dirección noreste se ubican los pozos con menor producción de agua. También se realizaron gráficos de relación petróleo-agua (RPA) y de relación agua-petróleo (RAP) para validar de otra forma cuál es la mejor orientación de los pozos en términos de producción de fluidos. Como se observa en la Figura 4-6, la relación de petróleo-

agua, en el gráfico de la izquierda indica una predominancia importante en la región sureste del campo, mientras que el gráfico de la derecha, refleja que en la dirección noreste se tienen menores valores para la relación agua-petróleo.



. Fuente: Elaboración propia.

En el gráfico de relación de petróleo-agua, se observa que se tiene mejores relaciones hacia el sur-este y en el gráfico de relación agua-petróleo, se observa que en la dirección noroeste existe la menor relación de agua-aceite en el campo estudio.

Con lo expuesto, se puede argumentar que el efecto de la orientación de un pozo no obedece a la dirección del mismo, sino a la presencia de una característica petrofísica del yacimiento como lo es la barrera de permeabilidad.

## 4.2 Descripción general de Modelo de simulación de yacimientos

El modelo estático ha sido construido por la compañía operadora teniendo en cuenta los diferentes tipos de rocas observadas a través de diferentes registros, teniendo presente que la formación evaluada fue depositada en un ambiente de sedimentación fluvial el cual es favorable para la presencia de hidrocarburos, pero en simultáneo limita la continuidad misma de la arena a lo largo del campo (64).

El modelo dinámico consiste de un modelo de crudo pesado (black oil), porosidad simple (single porosity), consta de 144 celdas en I, 119 en dirección J, y 42 en dirección Z para un total de 719712 bloques. La presión inicial y las condiciones de saturación en el yacimiento fueron especificadas por equilibrio, definiendo el contacto agua-petróleo, profundidad y presión. A continuación se presenta una descripción general del modelo:

- Modelamiento de porosidad

Para el modelamiento de la porosidad, los valores de los registros eléctricos fueron escalados usando variogramas y métodos de transformación de datos del software usado (Petrel). Simulación secuencial Gaussiana fue corrida y usada basado en que fue capaz capturar la heterogeneidad del yacimiento. Kriging fue probada pero el método creo un resultado muy homogéneo y suavizado.

- Modelamiento de permeabilidad

Para el modelado de permeabilidad, las facies crearon una función de correlación entre la permeabilidad y la porosidad con el fin de utilizar un modelo de co-kriging y mantener una correlación consistente entre las dos propiedades. Adicionalmente se incluyeron datos obtenidos de estudios de núcleos adquiridos en el campo, en los cuales se han determinado altas relaciones de permeabilidad horizontal a vertical ( $K_h/K_v$  mayores a 0.8) y se destaca la Caolinita como mineral arcilloso predominante. Un resumen de las características de permeabilidad porosidad y volumen de clay son presentadas en la tabla 4.1.

Tabla 4-1. Características petrofísicas de la unidad productora

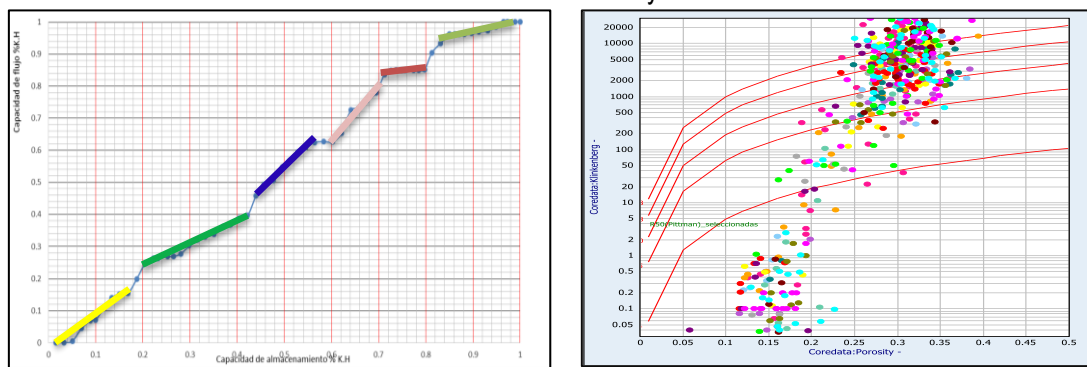
	Propiedad	Mínimo	Promedio	Maximo
<b>Propiedades Petrofísicas Unidad productora</b>	Permeabilidad [md]	600	3400	15200
	Porosidad [%]	22	29	33
	Volumen de Clay [%]	2	4	10

Fuente: Compañía operadora.

- Clasificación de tipos de roca

La clasificación de los tipos de roca se realizó mediante el uso del gráfico de Lorentz y gráfico de Pitman, los cuales se presentan a continuación:

Tabla 4-2 Grafico de Lorentz y Pitman



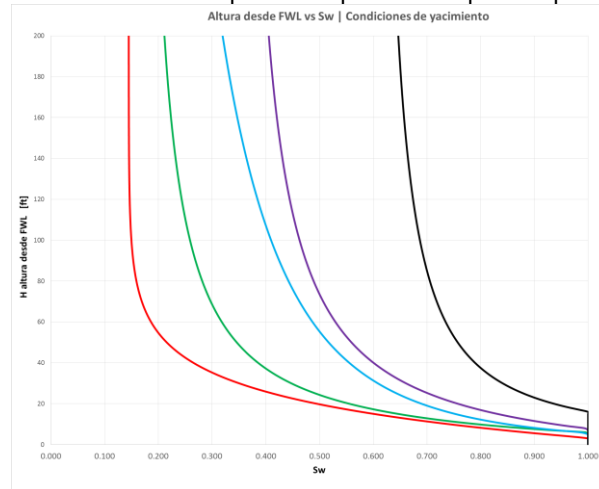
Fuente: Compañía operadora.

En el anterior gráfico de Lorentz, se identifican 6 puntos de inflexión que evidencian 6 unidades que guardan relación en capacidad de flujo y de almacenamiento. Adicionalmente en el gráfico de Pitman se seleccionaron 5 curvas de garantas porales para definir los 5 tipos de roca.

- Saturación de agua

La saturación de agua, se definió mediante el uso de la función J. En el campo en estudio, no se han realizado estudios que permitan tener valores de presión capilar, por ende se presentan valores de campos análogos cuyas condiciones a nivel yacimiento son semejantes para los cuales se definieron 5 curvas.

Tabla 4-3 Curva de presión capilar Roca tipo 1 a tipo 5.



Fuente: Compañía operadora.

- Modelo PVT

Las muestras de fluidos tomadas en varios pozos del campo fueron considerados confiables. Los resultados del análisis PVT fueron resumidos en la siguiente tabla.

Tabla 4-4 Información disponible de PVT

General	
Presión de saturación	119 psi
Rs	4.0 SCF/STB
Bo	1.023 RB/STB
Compresibilidad	2.846E-06 1/Psi
Viscosidad	593 Cp

Fuente: Compañía operadora.

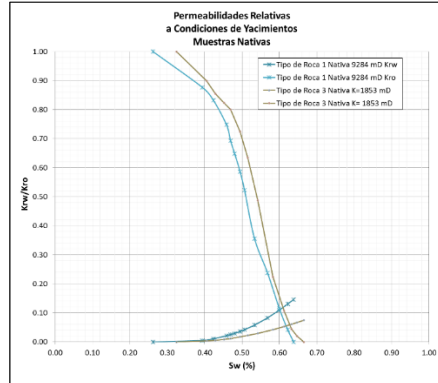
- Curvas de permeabilidad relativa

Datos de curvas de permeabilidad relativa fueron utilizados de campos cercanos, en los cuales se tiene el mismo mecanismo de producción y propiedades petrofísicas y de fluidos similares. Estas curvas fueron obtenidas de laboratorio y ajustadas con correlaciones de Corey para suavizar las curvas para el simulador.

Las curvas de permeabilidad relativa ( $K_r$ ) juegan un papel importante en el ajuste histórico y la predicción del comportamiento de producción de fluidos. Para el modelamiento de las propiedades de roca, se

integran los valores de las curvas de permeabilidad relativa dispuestas por la compañía operadora del campo, para un sistema agua-petróleo en un sistema mojado preferencialmente por agua.

Figura 4-7. Curvas de permeabilidad relativa



Fuente: Compañía operadora.

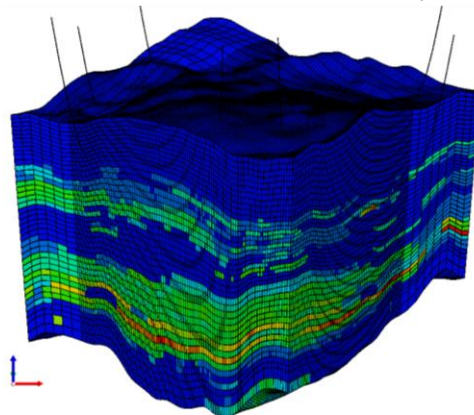
Es claro que la relación de movilidad varía con las propiedades de la roca, y teniendo en cuenta que el petróleo es considerado pesado y su composición no varía en el área de estudio, entonces los pozos que se encuentren completados en rocas tipos 1, tendrán mayor posibilidad de que el agua del acuífero irrumpa más fácilmente que en los tipos de roca menos óptimos, es por esto que la relación de movilidad juega un papel importante en cálculo de la producción

### 4.3 Alternativa 1: Inyección de geles en pozos verticales o desviados

La validación de las alternativas propuestas fue llevada a cabo mediante el uso del modelo de simulación del campo estudio, el cual se realizó con el objeto de establecer el plan de desarrollo y la estimación de reservas asociadas al mismo. Es importante aclarar que mediante la simulación numérica, se representó el efecto de gel en el medio poroso, reduciendo de permeabilidad absoluta en las capas de inyección de gel.

Debido al tamaño del modelo y a los altos tiempos de computacionales, se extrajo un submodelo en una zona del yacimiento, donde el contacto agua petróleo se encuentre en la misma arena productora, para la simulación de las alternativas propuestas para control de agua en los pozos (ver Figura 4-88).

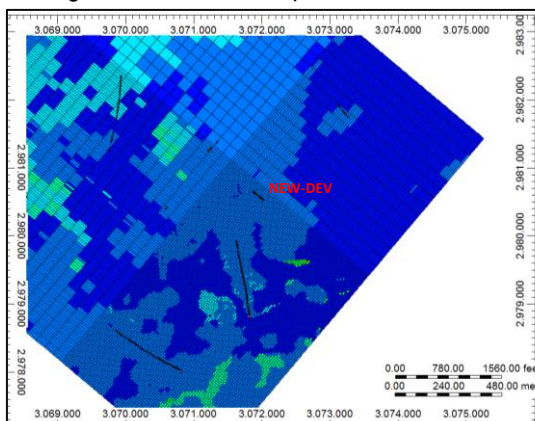
Figura 4-8. Submodelo de simulación campo estudio.



Fuente: Elaboración propia.

Con el submodelo generado, y mediante el uso del software CMG, se crea un pozo desviado en un punto dado, denominado NEW-DEV-2 (Figura 4-99) completado en la formación objetivo e iniciando producción en enero de 2018.

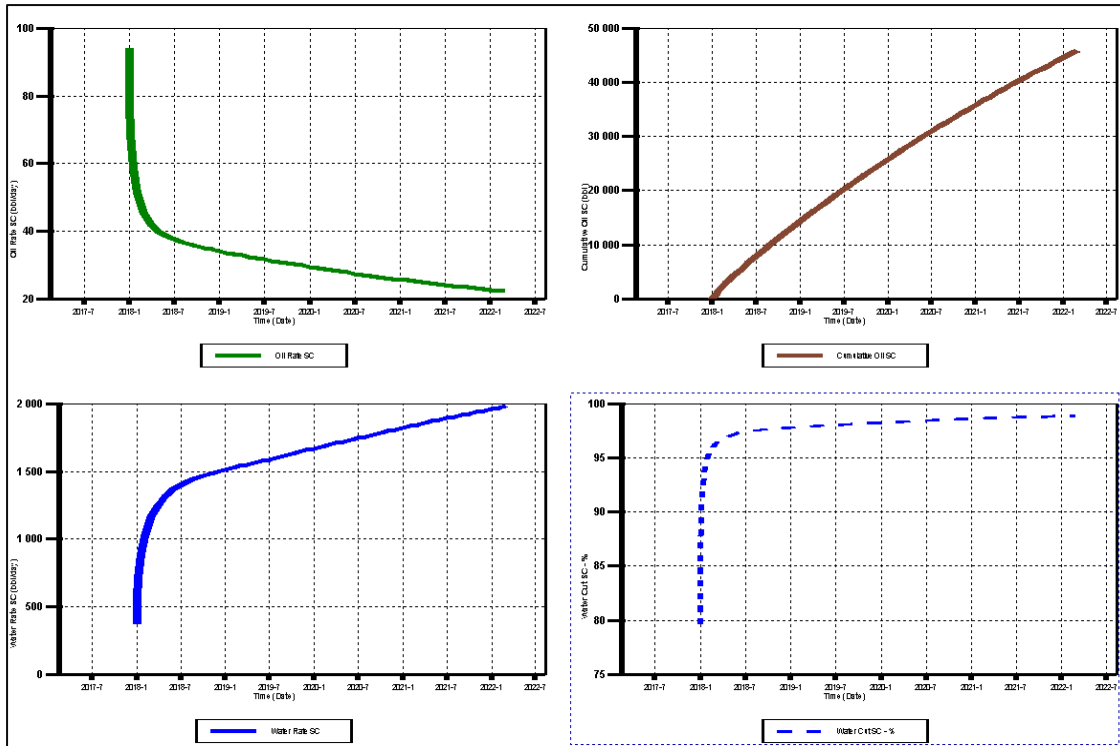
Figura 4-9. Ubicación pozo NEW-DEV-2.



Fuente: Elaboración propia.

Se realizó la corrida del modelo hasta el año 2022 y de esta forma se estimó el pronóstico de producción del pozo NEW-DEV-2 como escenario base, que sirve como punto de partida para los análisis con los cambios según las alternativas de control de agua propuestas. La Figura 4-1010 presenta los gráficos de producción obtenidos inicialmente. Allí el pozo inicia con una producción de aproximada de 94 bopd que rápidamente cae a los 51 bopd y a 2022 declina a 22 barriles. En la figura superior izquierda, se presenta la producción acumulada del pozo de 45,8 KBls y en las figuras inferiores se presenta el comportamiento de producción de agua y el de corte de agua, donde es clara la irrupción rápida de agua pasando de 80% a 95% en un mes de producción, comportamiento muy similar al observado en la realidad en pozos perforados en arenas con el contacto agua petróleo en la misma zona productora.

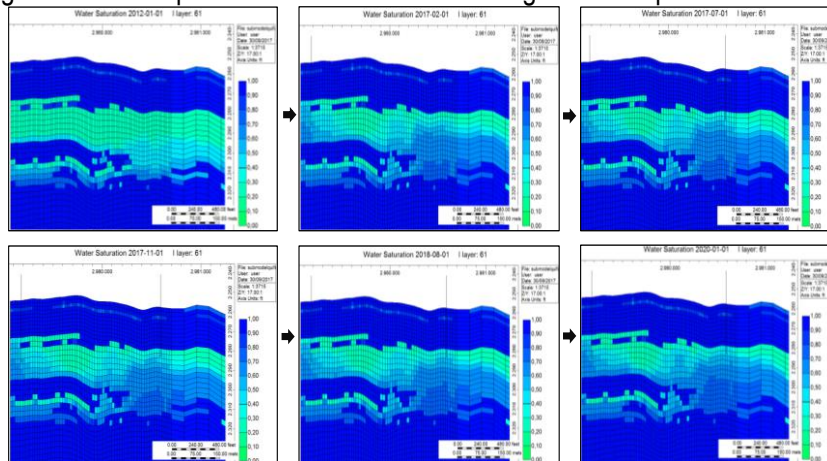
Figura 4-10. Pronostico de producción escenario base.



Fuente: Elaboración propia.

En términos de saturación de agua, se genera una gráfica de la misma en función del de evidenciar el comportamiento de los fluidos en producción, la Figura 4-111, evidencia que al inicio de la etapa productiva, existe un equilibrio entre las fases fluyentes, pero después de algún tiempo, cuando nuevos pozos han sido perforados en la zona e ingresado a producción, se observa el efecto de entrada de agua al pozo, generando conificación y disminuyendo la producción de petróleo del pozo NEW-DEV-2.

Figura 4-11. Comportamiento de saturación de agua Vs tiempo escenario base.



Fuente: Elaboración propia.

### 4.3.1 Sensibilidades

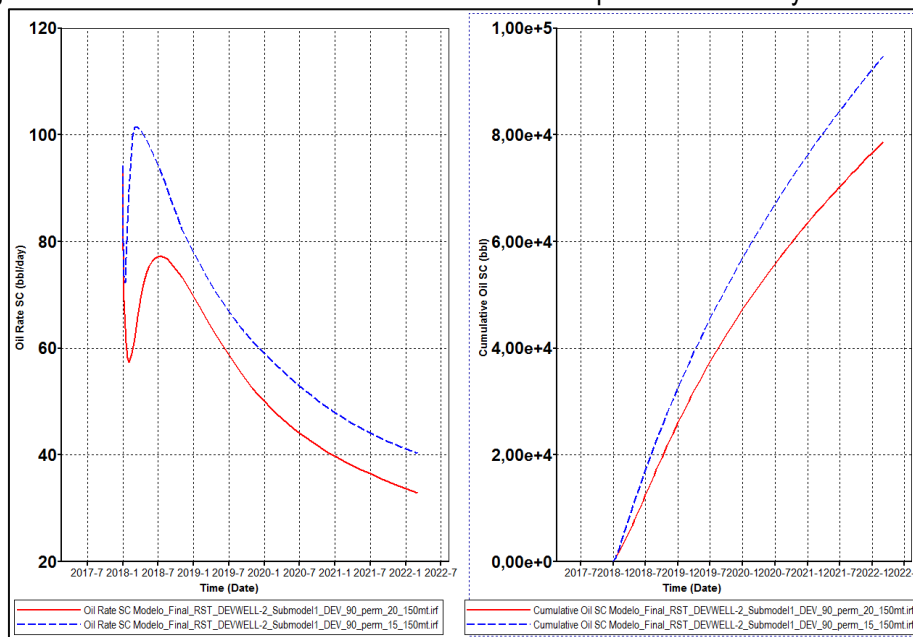
Para generar una barrera de permeabilidad, mediante la inyección de un gel en el pozo, y de esta manera optimizar la producción de crudo y reducir consecuentemente la de agua, se plantean diferentes casos para determinar la sensibilidad del sistema ante de los cambios de algunas variables. Para ello, se tienen en cuenta los siguientes criterios:

- **Profundidad de inyección:** se realizaron sensibilidades a diferentes profundidades de inyección de gel, siempre teniendo en cuenta que se encontraran por debajo del contacto agua-petróleo en las capas 15 y 20 en el modelo de simulación.
- **Reducción en permeabilidad absoluta:** se corrieron casos para la permeabilidad absoluta, generando un daño en la formación del 60%, 90% y 98%. Estos valores fueron referenciados del estudio (60) de inyección de geles anteriormente mencionado. Para cada uno de ellos, se realizaron escenarios de radio de invasión para 50, 100, 150 y 200 metros.

#### 4.3.1.1 Escenario: Profundidad de inyección del gel

Para la sensibilidad de diferentes profundidades de inyección del gel, se llevó a cabo dos corridas; una inyectando el gel en la capa 15 y otra inyectado el gel en la capa 20, siendo la capa 15 la de menor distancia al contacto agua petróleo en el modelo de simulación numérica. Para lo anterior, se asumió el mismo daño y el mismo radio de invasión de gel en las dos profundidades, con el fin de observar el comportamiento en producción del pozo nuevo NEW\_DEV-2. Los resultados se presentan continuación:

Figura 4-12. Resultados simulación numérica escenario profundidad de inyección de gel.



Fuente: Elaboración propia.

De acuerdo al grafico anterior, se puede observar que el mejor escenario de profundidad de inyección de gel, es el de la capa 15 (línea azul) ya que presenta un mejor comportamiento en producción con un acumulado de aceite de 94 Kbls comparado con 78 Kbls del escenario de inyección en la capa 20 (línea roja). A continuación, se presenta el resumen de resultados para cada uno de las profundidades de inyección simulados:

Tabla 4-5. Aceite incremental escenario diferente profundidad de inyección

Radio de invasión (Mt)	Aceite Acumulado (KBlS)
Inyección capa 15	94
Inyección capa 20	78

Fuente: Elaboración propia

La Tabla 4-55, indica que la profundidad óptima para llevar a cabo la inyección está ligada a la capa 15. Este comportamiento se puede explicar basado en que en la capa 15 existe menor distancia al contacto agua-petróleo y una vez se crea la barrera de permeabilidad, la cantidad de agua es menor, generando un mejor comportamiento en la producción de aceite del pozo. Por lo anterior, las siguientes sensibilidades a realizar, serán aplicadas a la capa 15.

#### 4.3.1.2 Escenario: Reducción de permeabilidad absoluta.

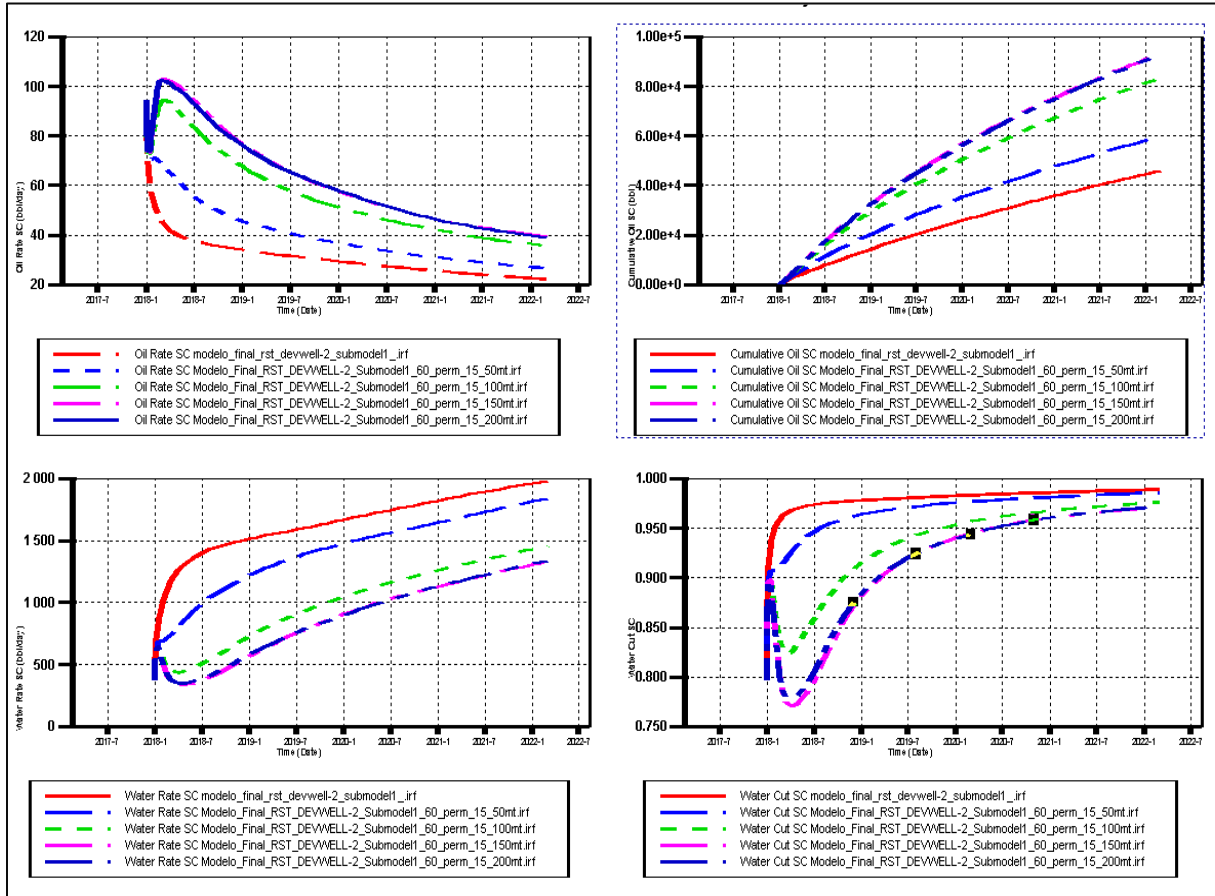
Se llevó a cabo se corrieron casos para la permeabilidad absoluta, generando un daño en la formación del 60%, 90% y 98%.

##### a. Escenario: Reducción de permeabilidad absoluta, 60% daño.

Del estudio (60) de inyección de geles anteriormente mencionado en esta disertación, se toma como valor base una permeabilidad absoluta 60% de daño de formación. En la Figura 4-133 se presenta en rojo los resultados del escenario base y los escenarios de radio de invasión en los siguientes casos 50, 100, 150, 200 metros. En la parte superior e inferior izquierda se presenta los gráficos de tasa (calendario) de aceite agua y en la parte superior e inferior derecha, el acumulado de aceite y el corte de agua.

Para explicar el cuadro de leyenda de la gráfica, el numero 60 corresponde al daño de formación, el numero 15 corresponde a la capa de inyección del gel y el último número corresponde al radio de invasión del gel.

Figura 4-13. Resultados reducción de permeabilidad, 60% daño de formación.



Fuente: Elaboración propia

La Figura 4-133 evidencia, que el aceite acumulado tiene una relación directa con el radio de invasión de gel, es decir, entre mayor radio de invasión, se tiene mayor producción acumulada, mientras que con la producción de agua sucede lo contrario, a mayor radio de invasión la producción de agua disminuye. Se observa en la Tabla 4-66 un mejor comportamiento para los radios de invasión de 200 mt y 150 mt, los cual presentan un acumulado de petróleo igual de 89 KBls seguido por el radio de invasión de 100 mt y 50 mt con un acumulado de 83 KBls y 59 KBls respectivamente.

Tabla 4-6. Aceite incremental escenario reducción de permeabilidad absoluta, 60% daño de formación.

Radio de invasión (Mt)	Aceite Acumulado (KBls)	Aceite incremental (Kbls)
Escenario Base	45.8	-
50	59	13.2
100	81	35.2
150	89	43.2
200	89	43.2

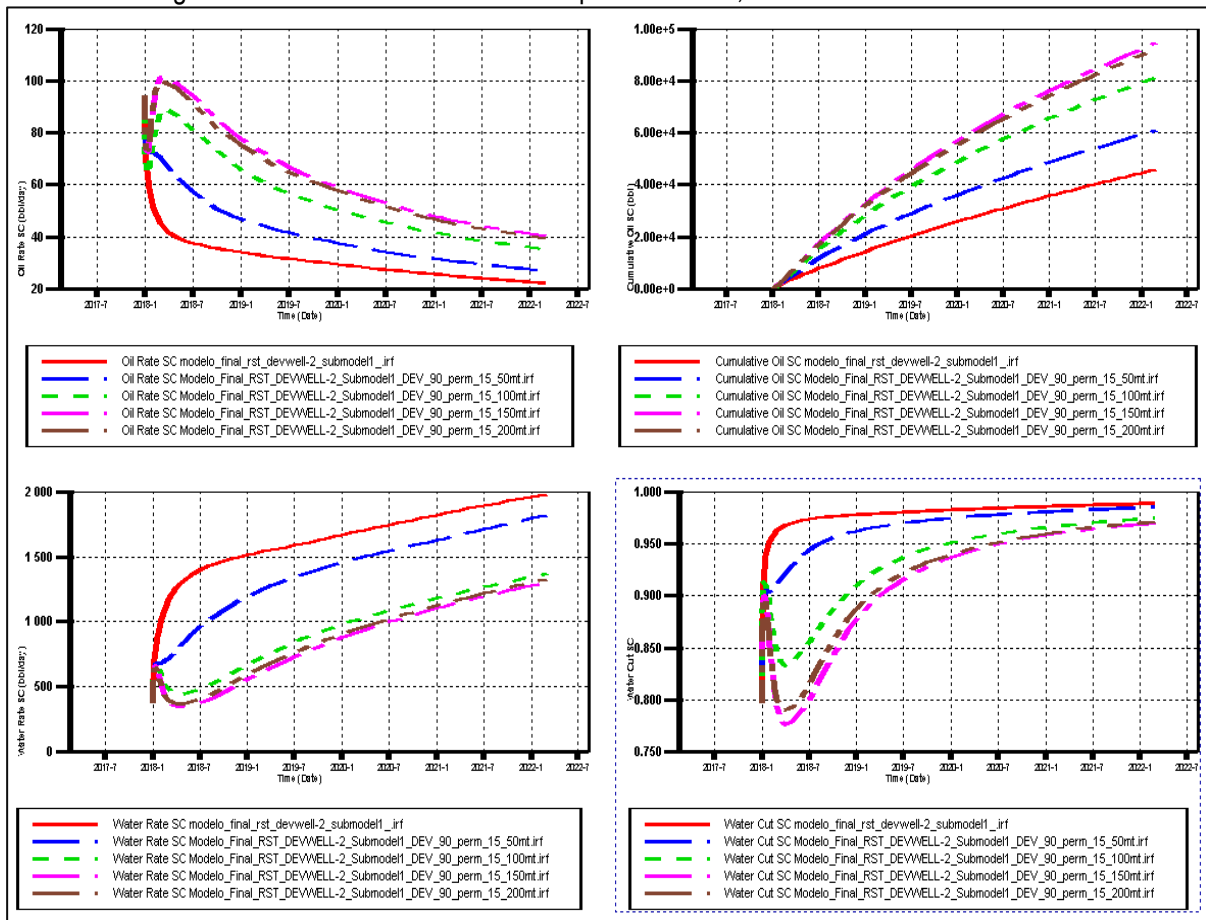
Fuente: Elaboración propia

De acuerdo con la tabla anterior, los escenarios de radio de invasión de 50, 100 mts presentan un acumulado de aceite mayor que el escenario base, sin embargo, el volumen incremental es bajo y posiblemente no económico. En el escenario con mejor comportamiento en cuanto a aceite incremental es el de 150 mt con 89K Bls.

**b. Escenario: Reducción de permeabilidad absoluta, 90% daño.**

A continuación, se presentan en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.4**, los resultados obtenidos para el escenario de reducción de permeabilidad absoluta, 90% daño de formación, en el cual, se presenta en rojo los resultados del escenario base y las sensibilidades para el radio de invasión en los siguientes casos 50, 100, 150 y 200 metros. En la parte superior e inferior izquierda se presenta los gráficos de tasa (calendario) de aceite agua y en la parte superior e inferior derecha, el acumulado de aceite y el corte de agua.

Figura 4-14. Resultados reducción de permeabilidad, 90% daño de formación.



Fuente: Elaboración propia

Como se observa en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.4**, el mejor comportamiento en cuanto a aceite acumulado, es el del radio de invasión de 150 mt donde acumula 95 Kbls, seguido del

radio de invasión de 200 y 100 mt con producciones acumuladas de 93 y 81 Kbls respectivamente. Se observa, que el radio de invasión de 150 mt presenta el menor perfil de agua (ver Tabla 4-77).

Tabla 4-7. Aceite incremental escenario reducción de permeabilidad absoluta, 90% daño de formación.

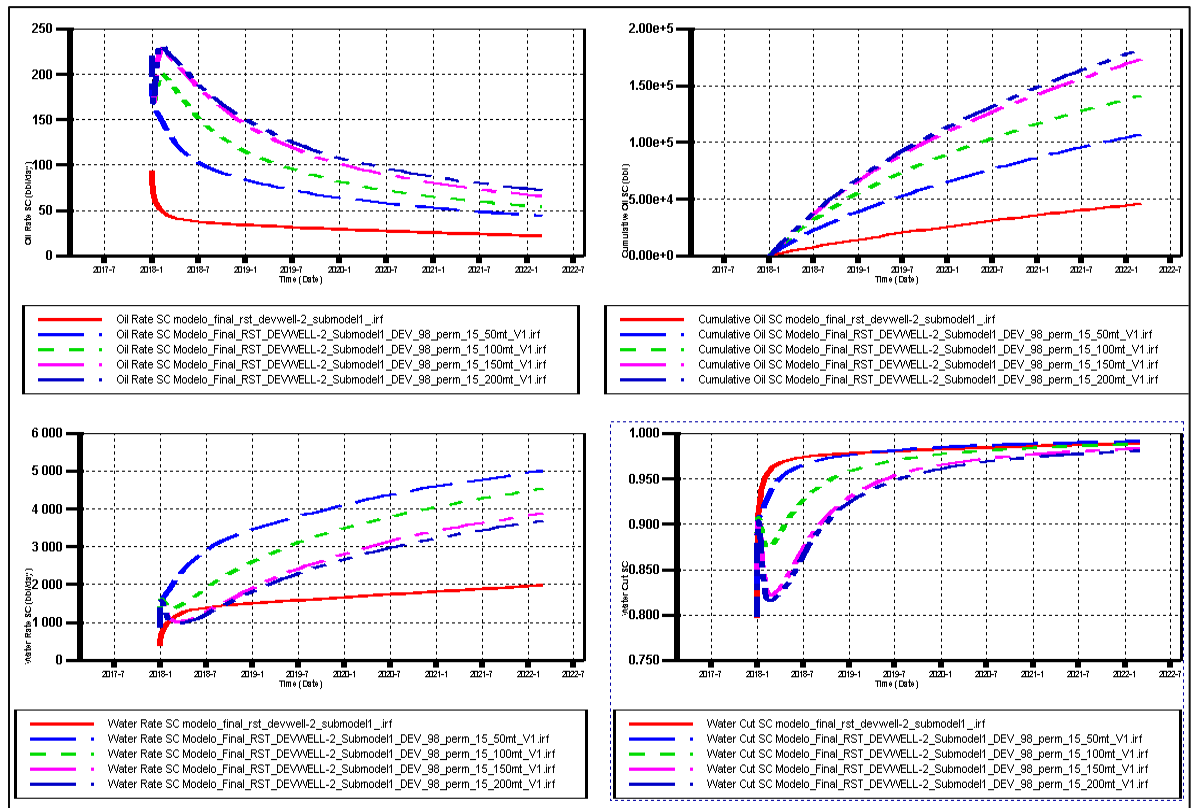
Radio de invasión (Mt)	Aceite Acumulado (KBls)	Aceite incremental (Kbls)
Escenario Base	45.8	-
50	61	15.2
100	81	35.2
150	95	49.2
200	93	47.2

Fuente: Elaboración propia

**c. Escenario: Reducción de permeabilidad absoluta, 98% daño.**

La Figura 4-155, presenta los resultados obtenidos para el escenario de reducción de permeabilidad absoluta, 98% daño de formación, en el cual, se presenta en rojo los resultados del escenario base y las sensibilidades para el radio de invasión en los siguientes casos 50, 100, 150 y 200 metros. En la parte superior e inferior izquierda se presenta los gráficos de tasa (calendario) de aceite agua y en la parte superior e inferior derecha, el acumulado de aceite y el corte de agua.

Figura 4-15. Resultados reducción de permeabilidad, 98% daño de formación.



Fuente: Elaboración propia

Como se observa en la Figura 4-155, el mejor comportamiento en cuanto a aceite acumulado, es el del radio de invasión de 200 mt donde acumula 171 Kbls, seguido del radio de invasión de 150 mt y 100 mt con producciones acumuladas de 167 Kbls y 146 Kbls respectivamente. Se evidencia que no existe una diferencia ostensible entre el escenario de 200 mt y el escenario de 150 mt en cuanto a producción acumulada de petróleo (ver Tabla 4-88).

Tabla 4-8. Aceite incremental escenario reducción de permeabilidad absoluta, 98% daño de formación.

Radio de invasión (Mt)	Aceite Acumulado (KBlS)	Aceite incremental (Kbls)
Escenario Base	45.8	
50	106	60.2
100	146	100.2
150	167	121.2
200	171	125.2

Fuente: Elaboración propia

Según la tabla anterior, el escenario más óptimo, es el de radio de invasión de 150 mt ya que presenta un aceite acumulado de 121.2 Kbls muy cercano al escenario de 200 mt de 125.2 Kbls, en el cual se necesitaría menor cantidad de gel, por lo cual es el escenario seleccionado para llevar a cabo la evaluación económica.

### 4.3.2 Evaluación económica

A continuación se describirán las variables que influyen en el análisis económico.

#### 4.3.2.1 Inversión

En la inversión están incluidos todos los costos en que se incurren en la ejecución y desarrollo del proyecto.

##### a. Costo Gel

Con el fin de estimar el costo del gel, inicialmente se determinó el volumen de gel a inyectar, que para el caso se encuentra cerca de los 5500 bls, y es obtenido a partir de la siguiente ecuación:

$$Vg = 0.56 * rp^2 * hp * \phi \quad \text{Ecuación 1}$$

Donde;

$Vg$ : Volumen de gel a inyectar (BlS).

$rp$ : Radio de penetración (ft).

$hp$ : Espesor de la total de gel (ft)

$\phi$ : Porosidad promedio de la zona.

Para la estimación del costo asociado a la inyección del gel y basados en el diseño producto de la simulación numérica, se cotiza con diferentes empresas de servicios, los costos presentados en la Tabla 4-99.

Tabla 4-9. Estimado de costos inyección gel.

Ítem	Costo unitario (USD)	5500 Bls de gel (USD)
Ensayos laboratorio	8000	8.000
Personal técnico	8000	8.000
Gel	140 USD/Bbl gel	770.000
Total	-	786.000

Fuente: Elaboración propia

### b. Costo de pozo vertical escenario base

El costo aproximado de un pozo vertical, en un yacimiento de crudo pesado ubicado en los Llanos Orientales es de aproximadamente 1'222.600 USD.

### c. Costo de pozo vertical con inyección de gel

El costo aproximado de un pozo vertical considerando inyección del gel, en un yacimiento de crudo pesado ubicado en los llanos orientales 2'045.800 USD. El anterior estimado tiene en cuenta 4 días de inyección de gel y su correspondiente en días de taladro, así como el costo estimado de gel.

## 4.3.2.2 Ingresos

El cálculo de los ingresos se realizó con base al pronóstico de producción para el escenario base y escenario de inyección de gel, determinado a partir del modelo de simulación numérica y se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 4-10. Estimado de costos en el escenario base e inyección de gel.

Año	BOPD (promedio año)	BWPD (promedio año)
<b>ESCENARIO BASE</b>		
1	94	366
2	34	1513
3	29	1669
4	25	1822
5	22	1961
<b>INYECCIÓN GEL</b>		
1	94	366
2	80	524
3	60	872
4	47	1110
5	40	1290

Fuente: Elaboración propia

El precio del crudo referencia (WTI) tomado para la evaluación del proyecto fue de 50 U\$/Barril el cual corresponde al precio del crudo determinado por la compañía para evaluar los proyectos 2017.

### 4.3.2.3 Evaluación y Resultados

Se realizó la evaluación económica para los dos escenarios, es decir, sin inyección y con inyección de gel en un pozo desviado según el submodelo generado en el software CMG, dando como resultados los presentados a continuación.

#### a. Resultados escenario base

La Tabla 4-1111 presenta los indicadores económicos para el escenario base, al no ser atractivos, se concluye que no es favorable económicamente.

Tabla 4-11. Indicadores económicos escenario base alternativa 1.

<b>VPN (UDS)</b>	No rentable
<b>TIR (%)</b>	No rentable
<b>Eficiencia Inversión</b>	No rentable
<b>Tiempo de pago (años)</b>	No rentable

Fuente: Elaboración propia

La no rentabilidad del proyecto indica que la TIR es menor a la tasa de oportunidad que maneja la operadora, la eficiencia de la inversión no es atractiva y el tiempo de pago es mayor a 5 años.

#### b. Resultados inyección de gel

Los resultados para el escenario con inyección de gel se presentan a continuación:

Tabla 4-12. Indicadores económicos escenario inyección de gel.

<b>VPN (UDS)</b>	\$ 371,900
<b>TIR (%)</b>	23.6
<b>Eficiencia Inversión</b>	0.29
<b>Tiempo de pago (años)</b>	2.61

Fuente: Elaboración propia

De acuerdo a la tabla anterior, este escenario presenta indicadores económicos positivos. Dentro de los indicadores a resaltar se encuentran el VPN es de 371.9 KUS, la tasa interna de retorno (TIR) de 23.6%, una eficiencia de inversión del 0.29 y un tiempo de pago de 2.61 años

### 4.3.3 Resumen resultados alternativa 1

En la siguiente tabla se presentan el resumen de resultados obtenidos

Tabla 4-13 Tabla de Resumen de resultados

Escenario	Sensibilidad	Aceite acumulado (Kbls)	Aceite Incremental (Kbls)	VPN (KUSD)	TIR (%)	Eficiencia de la inversión	Tiempo de pago (años)
Base		45.8		NR	NR	NR	NR
Profundidad de inyección	Capa 15	94	48.2	--	--	--	--
	Capa 20	78	32.2	--	--	--	--
Reducción de permeabilidad 60% daño	50 mts	59	13.2	--	--	--	--
	100 mts	81	35.2	--	--	--	--
	150 mts	89	43.2	--	--	--	--
	200 mts	89	43.2	--	--	--	--
Reducción de permeabilidad 90% daño	50 mts	61	15.2	--	--	--	--
	100 mts	81	35.2	--	--	--	--
	150 mts	95	49.2	--	--	--	--
	200 mts	93	47.2	--	--	--	--
Reducción de permeabilidad 98% daño	50 mts	106	60.2	--	--	--	--
	100 mts	146	100.2	--	--	--	--
	150 mts	167	121.2	371.9	23.6	0.29	2.61
	200 mts	171	125.2	--	--	--	--

NR: No rentable

Fuente: Elaboración propia

Como se observa en la tabla anterior, el escenario base que representa perforar un pozo vertical y/o desviado en un yacimiento de crudo pesado con el contacto agua-petróleo en la misma arena productora no es rentable. Sin embargo, bajo el escenario de inyección de gel para un radio de 150 metros los indicadores económicos presentan resultados positivos.

## 4.4 Alternativa 2: Completamiento dispositivos de control de flujo en pozo Horizontales

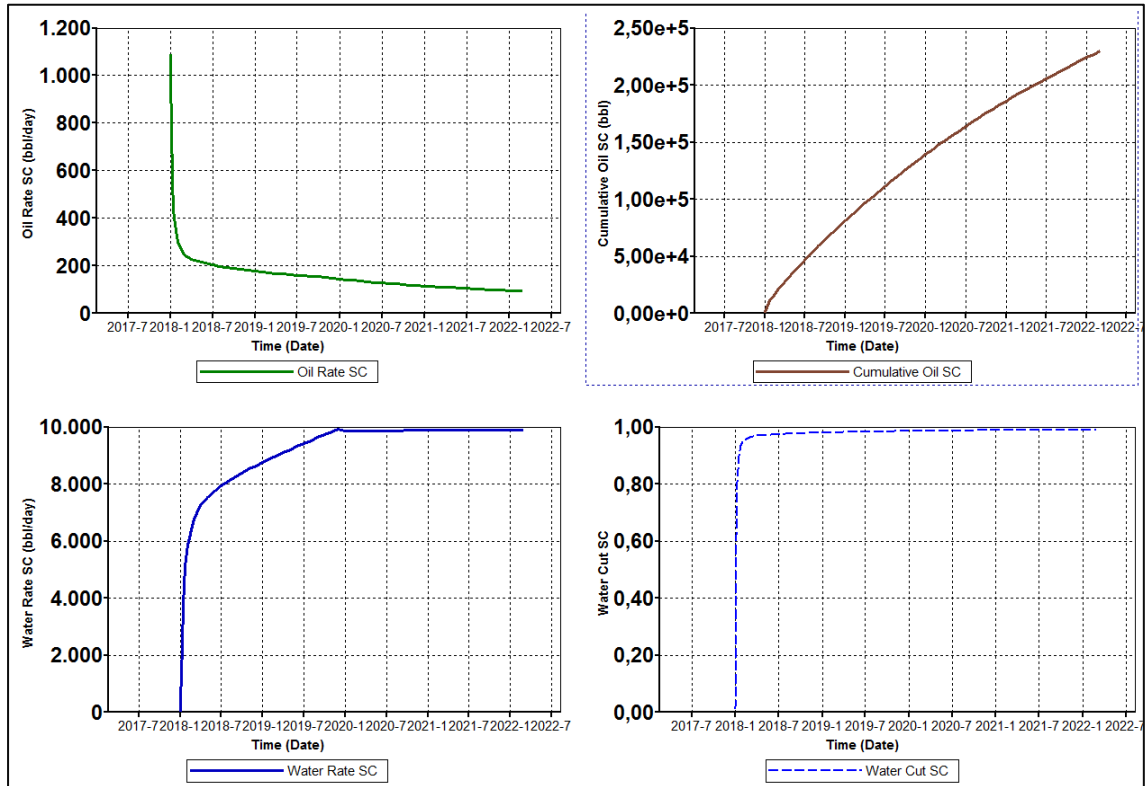
Para llevar a cabo esta alternativa, se creó el escenario base en el cual se estableció un pozo horizontal en una zona del yacimiento con el contacto agua-petróleo en la misma arena y se realizó corrida de simulación. Posteriormente, se creó el mismo pozo horizontal adicionando el efecto de un completamiento de control de flujo de acuerdo a las opciones disponibles en CMG.

### 4.4.1 Escenario Base

Se creó un pozo horizontal con una longitud de 1000 ft en la zona del yacimiento con contacto agua-petróleo en la misma arena en el modelo de simulación desde enero 2018, y posteriormente se realizó corrida de simulación. Obteniendo los resultados presentados en la Figura 4-166, donde se observa que el pozo inicia con una producción de aproximadamente 1150 bopd y rápidamente cae a los 230 bopd declinando hasta los 100 barriles en 2022. En la figura superior izquierda, se presenta la producción

acumulada del pozo de 229.8 KBl y en las figuras inferiores se presenta el comportamiento de producción de agua y el de corte de agua, en donde se nota la irrupción rápida de agua pasando de 10% a 95% en un mes de producción.

Figura 4-16. Comportamiento de producción de un pozo horizontal, escenario base.



Fuente: Elaboración propia

#### 4.4.2 Escenario completamiento de la sección horizontal con dispositivos de control de flujo

Para llevar a cabo la simulación del escenario de un pozo horizontal con dispositivos de Control de (*Inflow Control Devices "ICD"*), se creó un pozo horizontal con una longitud de 1000 ft en la misma ubicación del pozo horizontal del escenario base. En la zona de ubicación del pozo, se observó que el modelo presentaba dos diferentes zonas de permeabilidad, obteniendo así dos segmentos en el pozo, dejando un mayor radio de pozo en la sección horizontal con menor permeabilidad y un menor radio de pozo en la sección horizontal con mayor permeabilidad, con el fin de crear un efecto de restricción de en la zona de mayor permeabilidad y mantener uniformidad de presión en la sección horizontal del pozo.

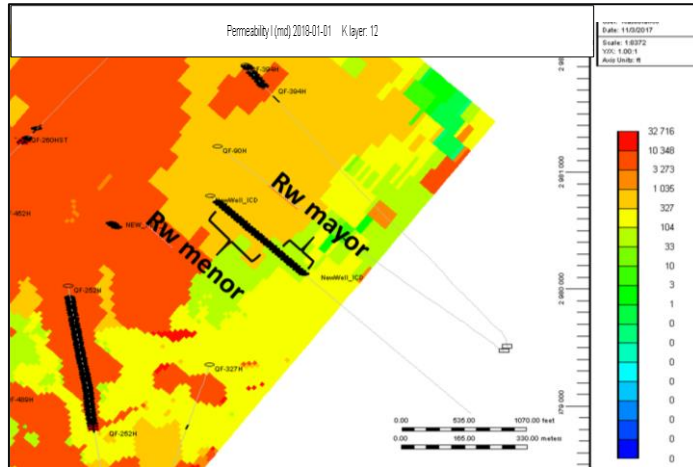
(Ver

Figura 4-177).

De acuerdo a la Figura 4-188, los dos escenarios son similares, aunque en el escenario de pozo completado con ICD se observa un mejor acumulado de petróleo de 237.3 Kbls, no se observa una

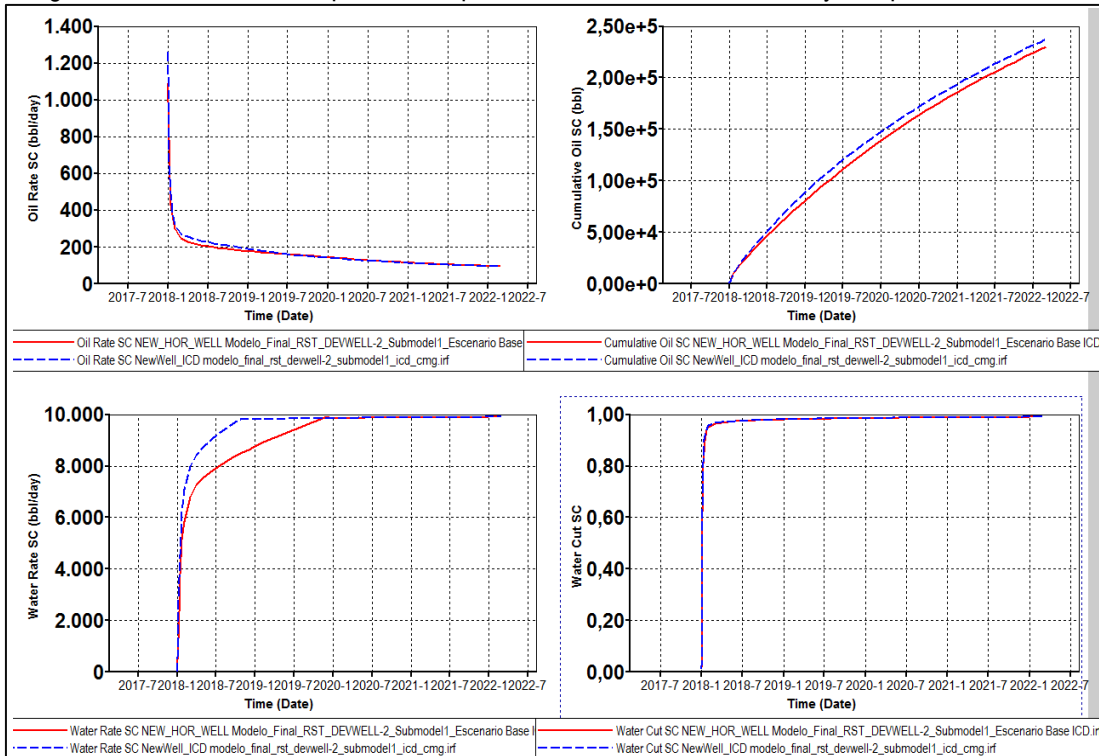
disminución en producción de agua. La Tabla 4-1414 presenta el petróleo incremental de los escenarios simulados.

Figura 4-17. Ubicación del pozo horizontal en la arena productora.



Fuente: Elaboración propia

Figura 4-18. Pronóstico de producción pozo horizontal: escenario base y completamiento ICD.



Fuente: Elaboración propia

Tabla 4-14. Resumen escenario base y escenario con completamiento ICD.

Escenario	Aceite Acumulado (KBls)	Aceite incremental (Kbls)
Escenario Base	229.8	
Escenario ICD	237.3	7.5

Fuente: Elaboración propia

### 4.4.3 Evaluación económica

A continuación se describirán las variables que influyen en el análisis económico.

#### 4.4.3.1 Inversión

Se realizó estimación de costos de rejillas ICD, costos de un pozo horizontal convencional y costo de un pozo horizontal con completamiento ICD, los cuales se presentan a continuación.

##### a. Costo de rejillas ICD

Para la estimación del costo asociado a las rejillas ICD, se realizó investigación con las empresas de servicio, para aproximadamente 25 rejillas ICD a usar en un pozo horizontal de 1000 ft de longitud. A continuación se presenta el estimado de costos.

Tabla 4-15. Estimado de costos por completamiento ICD.

Ítem	Aprox. Costo unitario (USD/ft)	Cantidad estimada	Total (USD)
Costo Rejilla ICD	\$400	1000 ft	\$400,000

Fuente: Elaboración propia

##### b. Costo de pozo horizontal convencional

El costo aproximado de un pozo horizontal completado normalmente es de aproximadamente \$1'342,000 USD.

##### c. Costo de pozo horizontal con dispositivo de control de flujo ICD

Para un pozo completado con ICD se requieren cerca de \$1'742,000 USD.

#### 4.4.3.2 Ingresos

El cálculo de los ingresos se realizó de acuerdo al pronóstico de producción para el escenario base y escenario de completamiento ICD, determinado a partir del modelo de simulación numérica y se presentan en las siguientes tablas:

Tabla 4-16. Estimado de costos para un pozo horizontal base y con completamiento ICD.

Año	BOPD (promedio año)	BWPD (promedio año)
<b>POZO HORIZONTAL: ESCENARIO BASE</b>		
1	475	6100
2	177	8770
3	144	9855
4	115	9884
5	96	9903
<b>POZO HORIZONTAL COMPLETADO CON ICD</b>		
1	512	6200
2	190	9809
3	141	9858
4	113	9886
5	95	9904

Fuente: Elaboración propia

El precio del crudo referencia (WTI) tomado para la evaluación del proyecto fue de 50 US\$/Barril el cual corresponde al precio del crudo determinado por la compañía para evaluar los proyectos 2017.

#### 4.4.3.3 Evaluación y resultados

La siguiente tabla presenta los resultados obtenidos en la evaluación económica del escenario base para un pozo con una sección horizontal de 1000 ft. Como se observa dichos valores son positivos, el VPN es de 996.5 KUS, la tasa interna de retorno (TIR) de 68.2%, una eficiencia de inversión del 0.99 y un tiempo de pago de 0.99 años.

Tabla 4-17. Indicadores económicos escenario base alternativa 2.

<b>VPN (UDS)</b>	\$ 996,561
<b>TIR (%)</b>	68.2
<b>Eficiencia Inversión</b>	1.17
<b>Tiempo de pago (años)</b>	0.99

Fuente: Elaboración propia

Para cuando se pretende completar un pozo con ICD, la evaluación económica arroja resultados positivos para el proyecto presentados en la Tabla 4-188.

Tabla 4-18. Indicadores económicos completamiento ICD.

<b>VPN (UDS)</b>	\$ 861,578
<b>TIR (%)</b>	50.1
<b>Eficiencia Inversión</b>	0.78
<b>Tiempo de pago (años)</b>	1.33

Fuente: Elaboración propia

#### 4.4.4 Resumen resultados alternativa 2

En la siguiente tabla se presentan el resumen de resultados obtenidos

Tabla 4-19 Tabla resumen de resultados alternativa 2.

<b>Escenario</b>	<b>Aceite acumulado (Kbls)</b>	<b>Aceite Incremental (Kbls)</b>	<b>VPN (USD)</b>	<b>TIR (%)</b>	<b>Eficiencia de la inversión</b>	<b>Tiempo de pago (años)</b>
Base	229	--	996.5	68.2	1.17	0.99
Completamiento ICD	237	7.5	861.5	50.1	0.78	1.33

Fuente: Elaboración propia

Analizando los resultados, se observa que el escenario de completamiento con ICD, aunque si bien es económico, el escenario base presenta mejores indicadores económicos, a esto sumado, que en los pronósticos de producción de esta tecnología no demostró una reducción sustancial en la producción de agua.

## 5. Conclusiones y recomendaciones

### 5.1 Conclusiones

En primera instancia, es viable concluir que aunque se observan mejores condiciones para extraer petróleo en la zona noreste del campo, no existe una forma única y general que permita describir el efecto de la orientación de un pozo en un campo de crudo pesado con acuífero activo y con contacto agua-petróleo en la arena productora. A esto sumado, que las condiciones geológicas del yacimiento son de origen fluvial, motivo que implica una discordancia continua en la secuencia estratigráfica.

Con lo expuesto, se puede argumentar que el efecto de la orientación de un pozo no obedece a la dirección del mismo, sino a la presencia de una característica petrofísica del yacimiento como lo es la barrera de permeabilidad.

El diagnóstico del problema de producción excesiva en el campo a partir del comportamiento de producción de los pozos del campo estudio en comparación con los gráficos de Chan, indica que la principal causa de producción temprana y excesiva de agua se debe a la conificación de la misma en la zona abierta del pozo.

La alternativa de inyección de geles en un pozo vertical/desviado como método control de agua en un yacimiento de crudo pesado con acuífero activo y contacto agua-petróleo en la arena productora es técnica y económicamente viable, a partir de los análisis realizados. Mientras que la tecnología propuesta para el control de agua en un pozo horizontal, no produjo cambios significativos que justifiquen la inversión requerida. Esto es, que con la implementación de completamientos de dispositivos de control de flujo en la sección horizontal no se observa una disminución en la producción de agua; resultando ser más económico el escenario base.

Se determinó que el mejor escenario en términos de mayor aceite acumulado dentro de todas las sensibilidades realizadas, es el de llevar a cabo la inyección cerca al contacto agua-petróleo, en un radio de invasión de 150 metros y con una reducción de permeabilidad absoluta con 98% de daño de formación para lograr un petróleo incremental de 121.2 KBIs en un pozo vertical o desviado para el campo en estudio.

Al hacer uso de un software comercial para la realización de las simulaciones, la incertidumbre de esta puede ser considerable, en términos de que no se conoce con certeza el modelo numérico del mismo, por lo que no se puede tener claridad en las sensibilidades mismas de las variables con la que opera el sistema.

## 5.2 Recomendaciones

Es necesario continuar con este proyecto, incluyendo valoración económica detallada para pilotos en campo con el fin de dar veracidad a las opciones planteadas. Para ello deben aterrizar los datos dependiendo del pozo donde pudiesen implementarse las opciones mencionadas en este texto.

Dado que las simulaciones, técnica y económica, no arrojaron puntos negativos para el uso de completamientos ICD en campos como este, se puede plantear un análisis futuro de completamientos múltiples, para determinar su viabilidad técnica, económica y su respectiva eficiencia operacional.

Al no conocer el modelo numérico del software implementado en la simulaciones, situación que de forma directa afecta los resultados obtenidos, sin que esto signifique que sean erróneos, recomendaría realizar el mismo proceso utilizado en otros software diferentes, para comparar en magnitud los resultados y de esta forma concluir con certeza su posible viabilidad en campo.

Al tener los datos exactos de los pozos donde podría implementarse esta tecnología en campo, debe llevarse a laboratorio los geles que pueden ser utilizados para evaluar cuál de estos tiene las propiedades necesarias y óptimas para inyectar en la formación y obtener una barrera de permeabilidad adecuada.



## Bibliografía

1. ANH. Estadísticas de Producción de Petróleo en Colombia [Internet]. [cited 2017 May 14]. Available from: <http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Paginas/Estadisticas-de-Produccion.aspx>
2. Departamento Nacional de Planeación. Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2014-2018 [Internet]. Departamento Nacional de Planeación. Bogotá: Departamento Nacional de Planeación; 2014. p. 1–783. Available from: <https://goo.gl/wuDSYZ>
3. Bailey B, Crabtree M, Tyrie J, Jon E, Kuchuk F, Romano C, et al. Control del agua. Oilf Rev Schlumberger. 2000;(Verano):32–53.
4. Bluedorn H. Dos Métodos de Razonamiento: Una Introducción a la Lógica Inductiva y la Deductiva [Internet]. 1995. p. 1–5. Available from: [https://www.contra-mundum.org/castellano/bluedorn/Met\\_Razonamiento.pdf](https://www.contra-mundum.org/castellano/bluedorn/Met_Razonamiento.pdf)
5. Anthony EP, Mohan A. Water Management vs. Water Control: Profitability, Not Cost, Driving the Paradigm Change. Soc Pet Eng. 2010;(June):1–11.
6. Schlumberger. Oilfield Water Management. Schlumberger Water Services. 2014;1–5.
7. Black B, Mohamed D, Herrmann R, Largeau D, Maliva R, Will B. El manejo de un recurso precioso. Oilf Rev Schlumberger. 2008;(Otoño):18–33.
8. Arnold R, Burnett DB, Elphinck J, Feeley TJ, Galbrun M, Hightower M, et al. Manejo de la producción de agua: De residuo a recurso. Oilf Rev Schlumberger. 2004;(Otoño):30–45.
9. Schlumberger. Water in the oil field. Middle East Well Eval Rev 3. 1997;(19):1–13.
10. Schlumberger. Interstitial Water [Internet]. Oilfield Glossary. [cited 2017 May 11]. Available from: [http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/i/interstitial\\_water.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/i/interstitial_water.aspx)
11. Schlumberger. Agua Libre - [Internet]. Oilfield Glossary. [cited 2017 Sep 11]. Available from: [http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/f/free\\_water.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/f/free_water.aspx)
12. Carrión MG. Reservorios II. p. 1–13.
13. Naranjo A. Propiedades Físicas de Rocas y Fluidos de Yacimiento. Medellín, Colombia: Universidad Nacional de Colombia; 1989.

14. Schlumberger. El diagnóstico del perfil mantiene la productividad y evita un tratamiento costoso de control de agua. 2011;1-2.
15. Schlumberger. La evaluación de la saturación con la herramienta RST permite detectar zonas de petróleo y gas pasadas por alto. 2005;(Operaciones de Disparos).
16. Elliot GR. Behavior and Control of Natural Water-drive Reservoirs. Soc Pet Eng. 1946;165(February):201-18.
17. Franco O. VH, Perez U. J. Estado del arte del control de entrada de agua en pozos productores de petróleo. [Caracas]: Universidad Central de Venezuela; 2012.
18. Economides MJ, Hill AD, Ehlig-Economides C. Petroleum Production Systems. Prentice-Hall PTR, editor. New Jersey: Prentice Hall Inc.; 1994. 1-626 p.
19. Magoon LB, Beaumont EA. Petroleum System. In: American Association of Petroleum Geologists, editor. Exploring for oil and gas traps: Treatise of Petroleum Geology [Internet]. American Association of Petroleum Geologists; 1999. p. 3.1-3.34. Available from: <ftp://roswell.sdsu.edu/incoming/petroleum/PetroleumETextbook/eTextbook/eTextbook/Data/Resources/Links/Text/0406.pdf>
20. Bidner MS. Propiedades de la roca y los fluidos en reservorios de petróleo. Primera. EUDEBA EU de BA, editor. Ciudad de Buenos Aires: Editorial Universitaria de Buenos Aires; 2001. 1-231 p.
21. Ringrose P, Bentley M. Reservoir Model Design a practitioner's guide. Springer Science; 2015. 1-260 p.
22. Schlumberger. La evaluación de la saturación de con la herramienta RST permie detectar zonas de petróleo y gas pasadas por lo alto. Vols. 11-NaN-20. 2011. p. 1-2.
23. Schlumberger. Fundamentals of Formation Testing. In: Schlumberger. Sugar Land: Schumberger; 2006. p. 1-11.
24. Bennion B. An overview of formation damage mechanisms causing a reduction in the productivity and injectivity of oil and gas producing formations. J Can Pet Technol. 2002;41(11):29-36.
25. Chan KS. Water Control Diagnostic Plots. In: SPE Annual Technical Conference and Exhibition [Internet]. Society of Petroleum Engineers; 1995 [cited 2017 Aug 2]. Available from: <http://www.onepetro.org/doi/10.2118/30775-MS>
26. Chan KS, Dowell S. Water Control Diagnostic Plots. Soc Pet Eng. 1995;(October):755-63.
27. Herrera Ramírez JA, Romero Izquierdo AF. Selección de técnicas para el control de la producción de agua en los pozos productores del campo rubiales. [Bogotá]: Fundación

- Universidad de América; 2009.
28. Hernandez Montiel A. Identificación del origen y control del agua producida. [México D.F]: Universidad Autónoma de México; 2010.
  29. Bondar V V, Blasingame TA. Analysis and Interpretation of Water-Oil-Ratio Performance. Soc Pet Eng. 2002;(September):1–19.
  30. Lopera SH (Universidad N de C, Clavijo JV (Universidad N de C. Evaluación de la permeabilidad efectiva y curvas de permeabilidad relativa asociadas al flujo de lodo de perforación y posterior tratamiento – daño por filtrado de lodo e inyección de surfactante. Medellín, Colombia; 2014.
  31. Dalrymple ED, Dahl JA, East LE, Mckown KW, Services H. A Selective Water Control Process incorporates small particle size. Soc Pet Eng. 1992;(May):225–30.
  32. Foucault H, Total DP, Djuricic A, Sincor MS, Statoil JS, Pdvsa RS. A Successful Experience For Fiber Optic And Water Shut Off On Horizontal Wells With Slotted Liner Completion In An Extra Heavy Oil Field. Soc Pet Eng. 2004;(April):1–6.
  33. Least B, Greci S, Burkey R, Ufford A, Wileman A. Autonomous ICD Single Phase Testing. Soc Explor Geophys. 2012;(October):1–9.
  34. Schlumberger. Control de Agua y Disparos Incrementan la producción 1,47%. 2009;1–2.
  35. Zubillaga A, Cortona M, Veiga M, Norberto B. Control de agua. Aplicación de nuevas técnicas y productos. Petrociencia. 2004;(Febrero):69–76.
  36. Dahl JA, Nguyen PD, Dalrymple ED, Rahimi AB. Current Water-Control Treatment Designs. Soc Pet Eng. 1992;(November):129–42.
  37. Miguel A, Mendoza Á, Cortés AC. Diseño de la terminación con empacadores hinchables. [México D.F]: Universidad Nacional Autonoma de México; 2009.
  38. Ellis T, Erkal A, Goh G, Jokela T, Kvernstuen S, Leung E, et al. Dispositivos de control de influjo : Perfeccionamiento de los estándares. Oilf Rev Schlumberger. 2010;21(4):30–9.
  39. Schumberger. El sistema de control de la producción de agua WaterSEEKER incrementa la producción de petróleo un 244 % y reduce el corte de agua un 65 % Un sistema de lechada selectiva taponó las zonas. 2011. p. 2–3.
  40. Dickerson R, Price-smith C, Tiffin D. Empaques de grava en pozos horizontales de alta productividad. Oilf Rev Schlumberger. 2001;(Otoño):52–75.
  41. Centeno Rojas AC. Evaluación de la aplicación de dispositivos de control de flujo (ICD'S) para el control de la conificación de agua a través de pozos horizontales en yacimientos de crudo mediano. [Barcelona]: Universidad de Oriente; 2011.

42. Terminación y Mantenimiento de Pozos. Oil Production Net. 2014. 1-161 p.
43. Flatern R Von. Terminaciones inteligentes. Oilf Rev Schlumberger. 2016;1-3.
44. Dyer S, Huber M. Terminaciones inteligentes : Manejo automatizado de pozos Concebidos inicialmente como alternativas a las intervenciones costosas o técnicas -. Oilfield Review Schlumberger. 2008;4-17.
45. Beveridge K, Eck JA, Goh G, Izetti RG, Jadid MB, Sablerolle, Willem Ruys Scamparini G. Terminaciones inteligentes modulares. Oilf Rev Schlumberger. 2012;23(3):18-27.
46. Al-hammadi YA. Towards Efficient Workover Cost and Time Saving : Hoist Applications Reveal The Advantages Over Conventional Rigs : 1st Case Study in UAE Fields. Soc Pet Eng. 2013;(October):1-6.
47. Gallegos Orta R, Tumbaco Núñez G, Villacís Hinojosa N. Tratamientos para el control de agua de formación usando sellantes permanentes. 2009.
48. Al-muntasheri GA, Aramco S, Zitha PLJ. A New Organic Gel System for Water Control : a Computed Tomography Study. Soc Pet Eng J. 2nd ed. 2010;(March):4-6.
49. Seright RS, Liang J. A Survey of Field Applications of Gel Treatments for Water Shutoff. Soc Pet Eng. 1994;(April):221-31.
50. Prado M, Palencia J, Reyna M, Fernández I, Espinoza J, Rauseo O. Two Different Water Shutoff Applications in a Poorly Consolidated Sandstone Reservoir With Strong Waterdrive. Soc Pet Eng. 2005;(February):1-7.
51. Anderson WG. Wettability Literature Survey Part 2 : Wettability Measurement. J Pet Technol. 1986;SPE 13933(November):1246-62.
52. Anderson WG. Wettability Literature Survey Part 1: Rock/Oil/Brine Interactions and the Effects of Core Handling on Wettability. J Pet Technol. 1986;SPE 13932(October):1125-44.
53. Anderson WG. Wettability Literature Survey Part 5: The effects of wettability on relative permeability. J Pet Technol. 1987;SPE 16323(November):1453-68.
54. Jimenez OJ, Rincón Arias ÁX. Diseño del módulo de completamientos múltiples. Manual general de completamiento de pozos ECP. Fundación Universitaria de América; 2017.
55. Pardo A, Barrero D, Vargas CA, Martínez JF. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal [Internet]. Bogotá: Agencia Nacional de Hidrocarburos; 2007. 1-92 p. Available from: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Cuencas-sedimentarias/Documents/colombian\\_sedimentary\\_basins.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Cuencas-sedimentarias/Documents/colombian_sedimentary_basins.pdf)
56. Escobar Macualo FH. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. I. Neiva, Huila: Universidad

- Surcolombiana; 1-331 p.
57. Lopera SH (Universidad N de C. Permeabilidad relativa. In: Análisis petrofísicos básicos y especiales. 2009. p. 199–225.
  58. Crain R. Crain's petrophysical handbook. 2006.
  59. Johnson EF, Bossler DP, Naumann VO. Calculation of relative permeability from Displacement Experiments. *Pet Trans AIME*. 1959;216:370–2.
  60. Lopera SH, Reina JF, López PA, Gonzalez C. Evaluación del gel como fluido divergente en un sistema paralelo de muestras de formación balcón. Medellín, Colombia; 2010.
  61. Cárcamo Bernal V. Desarrollo de una metodología estadística para la selección de agentes gelificantes aplicados al control de la conificación de agua en pozos productores. [México D.F]: Universidad Nacional Autónoma de México; 2010.
  62. Baylocq P, Fery JJ, Grenon A. Field Advanced Water Control Techniques Using Gel Systems. *Soc Pet Eng*. 1998;(October):452–61.
  63. Gualdrón MBG, Anaya AF, Araujo YE, Parra W, Uzcategui M, Bolaños V, et al. Autonomous Inflow Control Devices ( AICD ) Application in Horizontal Wells Completions in Rubiales Area , Heavy Oil Reservoir. *Soc Explor Geophys*. 2015;
  64. Pacific E&P. Informe técnico anual. 2015.