

**METODOLOGIA PARA LA SELECCIÓN Y DISEÑO DEL MEJOR SISTEMA
WATER SHUT OFF EN EL CAMPO CARACARA SUR**

DANIEL HERNANDO FAJARDO CASTAÑO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICO QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
MAESTRIA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS Y GAS
BUCARAMANGA
2019**

**METODOLOGIA PARA LA SELECCIÓN Y DISEÑO DEL MEJOR SISTEMA
WATER SHUT OFF EN EL CAMPO CARACARA SUR**

DANIEL HERNANDO FAJARDO CASTAÑO

**Trabajo de grado para optar por el título de
Magister en Ingenierías de Petróleos y Gas**

**Director
ERIK GIOVANY MONTES PÁEZ
Ingeniero de Petróleos Msc**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
MAESTRIA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS Y GAS
BUCARAMANGA
2019**

Dedico este proyecto a mi esposa Sandra Cabrera quien me ha acompañado y apoyado durante todo este proceso académico siempre contribuyendo con sus conocimientos y fortaleza de continuar, y a mi Hijo Emmanuel Fajardo quien es mi principal motor de vida y norte.

Del presente trabajo quiero agradecer a Dios por Bendecirme y permitirme continuar con mis estudios y aprendizaje.

A mi familia quien estuvo pendiente acompañándome en la investigación y me apoyo cuando más lo necesite.

A CEPESA COLOMBIA S.A. por apoyar la investigación y permitirme desarrollar nuevas alternativas y estrategias que brindaran un beneficio a la Industria.

A la Universidad Industrial de Santander y su cuerpo Docente por los conocimientos aportados durante esta etapa de mi vida y aprendizaje.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	15
1. CONTEXTO PROBLEMÁTICO DEL CAMPO CARACARA SUR.....	16
1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA	16
1.2 OBJETIVOS	17
1.2.1 Objetivo General.....	17
1.2.2 Objetivos Específicos	17
1.3 JUSTIFICACION	17
2. MARCO DE REFERENCIA.....	19
2.1 ANTECEDENTES INVESTIGATIVOS	19
2.2 MARCO TEORICO- CONCEPTUAL: MECANISMOS DE PRODUCCIÓN DE AGUA Y METODOS PARA SU CONTROL	20
2.2.1 Mecanismo de Intrusión de Agua	21
2.2.2 Mecanismo de Conificación de Agua	22
2.2.3 Mecanismo de digitación de agua	26
2.2.4 Métodos de Control en la Producción de Agua	27
2.2.5 Método para Identificación de Conificación y Canalización Con Metodología de Chan.	28
2.3 GENERALIDADES DEL CAMPO CARACARA SUR.....	29
2.3.1 Descripción Geológica	32
2.3.2 Propiedades de los Fluidos.....	33
3.1 ANALISIS POZO A POZO SEGUN RELACIÓN AGUA ACEITE.....	34
3.1.1 Clasificación de pozos según la relación agua/aceite.....	34
3.1.2 Variables que Influyen en la Administración del Agua de Producción	35
3.2 ANALISIS POZO A POZO SEGÚN HISTORIA Y EVENTOS DE PRODUCCIÓN ...	37
3.3 ANALISIS POZO A POZO SEGÚN CURVAS DE DECLINACIÓN	43
3.4 ANALISIS POZO A POZO SEGÚN METODOLOGÍA CHAN	47
3.5 INTEGRIDAD DE POZOS: REGISTROS DE CEMENTACIÓN	53

4. DIAGNÓSTICO DE ENFOQUE INTEGRAL PARA LA IDENTIFICACIÓN DEL MECANISMO DE PRODUCCIÓN DEL BLOQUE CARACARA	59
4.1 Modelo estático y dinámico del yacimiento campo Caracara.....	59
4.3 Análisis nodal de los pozos candidatos para la optimización de producción ..	72
5. APLICACIÓN DE LAS TÉCNICAS WATER SHUT OFF A LOS POZOS CANDIDATOS	77
6. ESTRATEGIA METODOLÓGICA COMO RECOMENDACIÓN PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO CARACARA SUR Y PROPUESTAS CONCEPTUALES DE TECNOLOGIAS WATER SHUT OFF.....	82
CONCLUSIONES.....	85
BIBLIOGRAFIA.....	88

Tabla de figuras

Figura 1. Esquema de flujo estable	21
Figura 2 Esquema de flujo inestable	22
Figura 3. Esquema de la conificación	23
Figura 4. Ecuación método Meyer.....	24
Figura 5. Modelo de laboratorio de Sobocinsky y Cornelious para estudiar conificación ..	25
Figura 6. Altura del cono (adimensional) vs. Tiempo (adimensional)	25
Figura 7. Método de Chaney, Noble, Henson y Rice	26
Figura 8. Digitación de agua.....	27
Figura 9. Curvas de diagnóstico Chan.....	29
Figura 10. Esquema del bloque Caracara.....	30
Figura 11. Comportamiento de producción campo Caraca.....	31
Figura 12. Pozos asociados a cada campo del bloque Caracara	31
Figura 13. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca de los Llanos	32
Figura 14. Análisis PVT realizado en pozos del campo.....	33
Figura 15. Curva de permeabilidades relativas	33
Figura 16. Clasificación de pozos según WOR.....	34
Figura 17. Curva WOR Vs producción de aceite acumulada.....	35
Figura 18. Sensibilidades variables que influyen en la administración de agua	36
Figura 19. Historia de producción pozo CCSC-007.....	37
Figura 20. Historia de producción pozo Unuma-2	38
Figura 21. Historia de producción pozo CSC_006.....	39
Figura 22. Historia de producción pozo CCSC_005.....	40
Figura 23. Historia de intervenciones a pozo CCSC_010	41
Figura 24. Historia de intervenciones a pozo CCSC_003	41
Figura 25. Historia de intervenciones a pozo CCSC_002	42
Figura 26. Curva de declinación pozo CCSC-007	43
<i>Figura 27. Curva de declinación pozo Unuma-2.....</i>	<i>44</i>
Figura 28. Curva de declinación pozo CSC_006	44
Figura 29. Curva de declinación pozo CCSC_005	45
Figura 30. Curva de declinación pozo CCSC_005	46
Figura 31. Curva de declinación pozo CCSC_003	46
Figura 32 Curva de declinación pozo CCSC_002	47
Figura 33. Curva de diagnostico Chan periodo I pozo CCSC_007.....	48
Figura 34. Curva de diagnostico Chan periodo II pozo CCSC_007.....	49
Figura 35. Relación agua aceite Vs Aceite producido pozo Unuma_002	49
Figura 36. Curva de diagnostico Chan pozo Unuma_002.....	50
Figura 37. Curva de diagnostico Chan pozo CCSC_006	50
Figura 38. Curva de diagnostico Chan pozo CCSC_005	51

Figura 39. Curva de diagnostico Chan pozo CCSC_010	51
Figura 40. Curva de diagnostico Chan pozo CCSC_003	52
Figura 41. Curva de diagnostico Chan pozo CCSC_002	52
Figura 42. Curva de diagnostico Chan pozo CCSC_002	53
Figura 43. Registro CBL-VDL zona de interés pozo CCSC_003	54
Figura 44. Registro CBL-VDL zona de interés pozo CCSC_007	55
Figura 45. Registro CBL-VDL zona de interés pozo CCSC_002	55
Figura 46 Registro CBL-VDL zona de interés pozo CCSC_010	56
Figura 47. Registro CBL-VDL zona de interés pozo CCSC_006	56
Figura 48 Registro CBL-VDL zona de interés pozo CCSC_005	57
Figura 49. Registro CBL-VDL zona de interés pozo Unuma_002.....	57
Figura 50. Registro USIT zona de interés pozo Unuma_002	58
Figura 51 Grilla de simulación con dos zonas de diferentes características para el modelo del yacimiento de Caracara.....	60
Figura 52. Comportamiento de variables de yacimiento.....	60
Figura 53. Registro gamma ray modelo de simulación yacimiento Caracara	61
Figura 54. Curva de presión capilar	61
Figura 55. Comportamiento de variables de producción	62
Figura 56. Grilla de simulación con dos zonas de diferentes características y shale en el medio aplicado al modelo dinámico del yacimiento de Caracara.....	63
Figura 57. Resumen de casos de simulación.....	64
Figura 58. Información de variables de pozo.....	64
Figura 59. Comportamiento de variables para cambios leves en la presión	65
Figura 60. Características de yacimiento arena 3	65
Figura 61. Curva de presión capilar	66
Figura 62. Grilla de simulación con tres zonas de diferentes	67
Figura 63. Resultados de simulación con las tres zonas sin arcilla en medio y draw down constante	67
Figura 64. Resultados de simulación con diferentes cambios de presión a la misma formación.....	68
Figura 65 Grilla de simulación para un efecto de acuífero lateral, en dos formaciones	69
Figura 66. Comportamiento de variables de producción con un acuífero lateral.....	70
Figura 67. Resultados de simulación para un acuífero de fondo.	71
Figura 68. Resultados de simulación, comparación fondo-lateral.....	71
Figura 69. Análisis nodal y curva de ESP instalada pozo Unuma-2.....	72
Figura 70. Análisis nodal y curva de ESP instalada pozo CCSC_006	73
Figura 71. Análisis nodal y curva de ESP instalada pozo CCSC_010	73
Figura 72. Análisis nodal y curva de ESP instalada pozo CCSC_007	74
Figura 73. Análisis nodal y curva de ESP instalada pozo CCSC_005	74
Figura 74. Análisis nodal y curva de ESP instalada pozo CCSC_003	75

<i>Figura 75. Análisis nodal y curva de ESP instalada pozo CCSC_006</i>	<i>76</i>
Figura 76 Tecnología DWS	79
Figura 77. Tecnología DHOWS.....	80
Figura 78. Correlaciones portafolio tecnológico métodos químicos.....	80
Figura 79. Correlaciones métodos fisicoquímicos	81
Figura 80. Diagrama de flujo metodología de optimización de producción, selección de candidatos, identificación de mecanismos de producción y propuestas conceptuales de tecnologías wáter shut off	83

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Correlación portafolio tecnológico métodos mecánicos	78
Tabla 2 Correlación portafolio tecnológico DWS y DHOWS.....	78

ABREVIATURAS

Amp	Amperios.
API	Instituto Americano de Petróleo.
BBL	Barriles.
BFPD	Barriles de fluido por día.
BOPD	Barriles de aceite por día.
BS&W	Bottom Sediments and wáter - Porcentaje de agua y sedimentos.
BWPD	Barriles de agua por día.
D	Día.
ESP	Bomba electrosomergible.
Ft	Pies.
Hz	Unidad de Frecuencia de operación de las bombas ESP (Hertz)
K	Miles
MSCFPD	Miles Standard Cubic Feet per day - Miles de pies cúbicos estándar por día
MCSF	Minimum Continuous Stable Flow – Flujo continuo Mínimo estable
OFM	Oil Field Management – Software de producción
PI	Productivity Index – Índice de Productividad
PPM	Partes por millón.
PSI	Libra por pulgada cuadrada.
PSIG	Libra por pulgada cuadrada manométrica.
PVT	Análisis de Presión, volumen y temperatura.
PWF	Pressure Well Flow - Presión de fondo fluyente.
RB	Reservoir Barrels - Barriles de reservorio.
SCF	Standard Cubic Feet - pies cúbicos estándar.
SCH	Schedule – Espesor – Referencia de Espesor
STB	Stock Tanks Barrels - Barriles estándar.
° F	Grados Fahrenheit.
%	Porcentaje.
MD	Measured Depth (Profundidad medida)
TVD	True vertical depth (Profundidad vertical verdadera)

RESUMEN

TITULO: METODOLOGIA PARA LA SELECCIÓN DEL MEJOR SISTEMA WATER SHUT OFF EN EL CAMPO CARACA SUR¹

AUTOR: DANIEL HERNANDO FAJARDO CASTAÑO²

PALABRAS CLAVES: Water shut off (control de agua), canalización, conificación, método de Chan, corte de agua, mecanismos de producción, empuje por acuífero activo, WOR (Relación agua aceite).

DESCRIPCIÓN: Este proyecto es desarrollado en el Bloque Caracara. Inicialmente se realizó una descripción de las generalidades del campo para mostrar su historia, localización y producción. El desarrollo del contenido corresponde a la descripción de los mecanismos de producción de agua y las razones de porque la alta irrupción de la misma, en este estudio se contextualiza métodos de filtración, conificación, canalización y una correlación a través de las gráficas de Chan.

Siguiendo una metodología, primero se utilizó un enfoque pozo a pozo substrayendo y analizando todas las variables que influyen en el comportamiento de producción por medio de las curvas históricas, eventos en los pozos, curvas de declinación, registros de cementación y selección de candidatos.

Se realizó por medio de las curvas WOR y derivada del WOR' una correlación con las gráficas de Chan, para corroborar el mecanismo de producción e agua en cada pozo, con esto se verificó la buena adherencia de los cementos al casing para encontrar metodologías de control de producción de agua y la tecnología que aplicaba a cada caso.

Por último un enfoque integral, se simula con parámetros conocidos de este yacimiento identificando un modelo estático de yacimiento, haciendo corridas con diferentes formas de acuífero y como es el comportamiento de las variables de producción a través del tiempo; mirando el flujo a través de los poros e ingreso al pozo, determinando que los altos draw down causan un gran aporte de fluido y sobre todo aumentando el volumen de aporte de agua y disminución de aceite.

¹ Trabajo de grado

² Facultad de Ingenierías Físico-químicas Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Erik Giovany Montes Paez, Ingeniero de petróleo Msc

ABSTRACT

TITLE: METODOLOGY FOR THE SELECTION OF THE BEST WATER SHUT OFF SYSTEM ON CARACA SUR FIELD³

AUTOR: DANIEL HERNANDO FAJARDO CASTAÑO⁴

KEYWORDS: Water shut off (water control), canalization, conification, Chan method, water cut, production mechanisms, thrust by active aquifer, WOR (Oil water ratio)

DESCRIPTION: This project is developed in the Caracara Block. Initially a description of the generalities of the field was made to show its history, location and production. The development of the content corresponds to the description of the water production mechanisms and the reasons why the high irruption of water, in this study is contextualized methods of filtration, conification, channeling and a correlation through the Charts of Chan.

First, Like a methodology, a well-to-well approach was used, subtracting and analyzing all the variables that influence production behavior by means of historical curves, well events, declination curves, cementation records and candidate selection.

It was made through the curves WOR and derived from the WOR' a correlation with the graphs of Chan, to corroborate the mechanism of production and water in each well, with this the good adherence of the cements to the casing was verified to find control methodologies of water production and the technology that applied to each case.

Finally, an integral approach is simulated with known parameters of this deposit, identifying a static reservoir model, making runs with different aquifer forms and how is the behavior of the production variables over time; looking at the flow through the pores and entering the well, determining that the high draw down causes a great contribution of fluid and especially increasing the volume of water supply and oil decrease. The simulator used here is Petrel and Eclipse integrated.

³ Trabajo de grado

⁴ Facultad de Ingenierías Físicoquímicas Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Erik Giovany Montes Paez, Ingeniero de petróleos Msc

INTRODUCCIÓN

La producción de agua en los yacimientos con mecanismo de producción acuífero activo cada día es más alta y está generando en las compañías petroleras un alto problema en términos del tratamiento de la misma debido a: alta irrupción de agua que hace menos eficiente la producción de aceite, generación de alto consumo de energía al momento de su extracción mediante sistemas de levantamiento artificial como en el bombeo electro sumergible, emulsiones generadas cada vez son más difíciles de romper y aumenta la energía adicional en la inyección o disposición de agua residual.

En este documento identifica los mecanismos de filtración y la alta irrupción de agua mediante algunas correlaciones que se usan para simulaciones numéricas; en sí análisis de la información del campo como registros eléctricos, curvas de producción, análisis nodal, curvas de chan, permitiendo definir intrusión de agua (por zonas subyacentes, balances de materia), flujos radiales, caídas de presión constantes, conificación de agua y rupturas prematuras de agua.

También se investiga fenómenos del yacimiento tales como mapas estructurales para saber si la producción de los pozos con volúmenes de agua está en la parte superior, distancia de los intervalos y uniformidad de la permeabilidad.

Al estudiar el comportamiento del corte de agua en yacimientos con empuje de agua se puede hacer un balance de materia a ensayo y error, con toda esta base se logra investigar tecnologías y métodos de control de agua, dentro de ello definir operativamente tasas críticas y tiempos de irrupción, aunque no se quiere producir poco, existe otros métodos con polímeros o geles que cambian la mojabilidad de la roca que da aporte en el mejor control de agua para el campo.

En esta tesis, se quiere realizar un análisis a un yacimiento con características de alta permeabilidad y alta producción de agua, definiendo el mecanismo de producción de agua y que pueda ser común a otros campos de la zona, de esta manera identificar la mejor metodología de control de producción de agua, y que aplicación en tecnologías permite hacer eficiente la explotación del campo Caracara Sur.

1. CONTEXTO PROBLEMÁTICO DEL CAMPO CARACARA SUR

El presente capítulo contiene la descripción de la situación problema que se está presentando en el campo Caracara Sur, como se desarrollará el objetivo general del presente trabajo y los pasos a seguir para su cumplimiento a través de los objetivos específicos. Finalmente, en la justificación se exponen las razones por las cuales se planteará la estrategia que permita exponer la metodología para la selección del mejor sistema water shut off en los pozos candidatos del campo Caracara Sur.

1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

El campo Caracara Sur perteneciente al bloque Caracara bajo la operación de Cepsa Colombia S.A se encuentra en etapa madura de producción con cortes de agua superiores al 90%. El tipo de yacimiento y el mecanismo de producción de la zona es acuífero activo lo cual implica que con el tiempo la estrategia de desarrollo y explotación del campo debe contemplar el manejo de altos volúmenes de agua para lograr mantener la curva de producción de petróleo.

Actualmente el campo ha mostrado una mayor declinación en la curva de petróleo producido como consecuencia de la irrupción de agua de algunos de los pozos que aún no habían alcanzado cortes de agua del 80%, reflejando esto en una pronta necesidad de aumentar la capacidad de tratamiento y manejo de fluidos adicionales; dentro de la proyección que la empresa tiene para el campo Caracara no se tiene contemplado construcción e instalación de más equipos para manejo de fluidos, limitando de esta manera el desarrollo petrolífero del campo de zonas diferentes a las actualmente en producción o a incrementos de los regímenes de extracción de algunos de los pozos.

Dado este escenario se hace necesaria la evaluación de nuevas alternativas dirigidas a la disminución y/o control de la producción de agua asociada, permitiendo de esta manera continuidad en la tendencia de la curva de producción de petróleo en el campo Caracara sur y por consiguiente en el bloque Caracara.

1.2 OBJETIVOS

1.2.1 Objetivo General. Generar una metodología para la selección y diseño del mejor sistema water shut off para el campo Caracara Sur que permita controlar la producción de agua desde el yacimiento evitando su manejo a nivel de superficie.

1.2.2 Objetivos Específicos. Los objetivos específicos se describen a continuación:

- Identificar el mecanismo de producción de agua en el campo, logrando modelar con simulación numérica o de sensibilidad el comportamiento del yacimiento como tal, y conocer el origen de la elevada producción de agua en el campo.
- Determinar los pozos candidatos para la implementación de las metodologías water shut off a través del análisis de registros eléctricos, laboratorio, curvas de producción, eventos e integridad de pozo, análisis nodal y curvas de declinación.
- Evaluar las diferentes metodologías tipo water shut off a los candidatos seleccionados para determinar su viabilidad y aplicación.
- Establecer una estrategia metodológica que pueda ser usada en los campos vecinos para la selección de métodos water shut off y su aplicación en campo

1.3 JUSTIFICACION

El rápido incremento en la producción del agua desde etapas tempranas en este campo está implicando altos costos de levantamiento y disminución en la producción de petróleo por efecto de las movilidades.

Actualmente las facilidades de producción de las estaciones no son suficientes para tratar dichos volúmenes y se hace necesario evaluar nuevas técnicas de control de agua a nivel de yacimiento y pozo con el propósito de buscar alternativas para continuar con la optimización de la producción de petróleo y así disminuir y manejar dicha problemática.

Medidas que ya se han tomado como aislamiento de zonas, completamientos formaciones compartidas, entre otros; no han sido suficientes para disminuir la producción de agua a la capacidad de tratamiento y manejo de fluido de la estación; para lograr mantener la curva básica de producción, se quiere generar una

metodología para selección y diseñar el mejor sistema de water shut off como alternativa para el control en la producción de agua.

Este trabajo permitirá el desarrollo de una metodología que oriente a los ingenieros a llevar a cabo la selección del mejor método water shut off que aplique en el campo, contribuyendo a mejorar el método de explotación de un campo.

2. MARCO DE REFERENCIA

El marco de referencia incluye antecedentes investigativos, marco practico y marco teórico.

2.1 ANTECEDENTES INVESTIGATIVOS

En los últimos 30 años, esfuerzos técnicos para para control de agua fueron generados y desarrollados implementando geles que crean barreras para suprimir la producción de agua. Varios tipos de geles fueron aplicados en diferentes formaciones, pero dichos valores no fueron cuantificados y confirmados. Después de dichos intentos, la tecnología fue mejorando, con el proceso de selección de candidatos, diseños de trabajo, mezcla de geles con control de calidad y bombeo, se fueron adaptando y mejorando.

Según K.S Chan⁵ en el año 1995, existen tres clasificaciones básicas para excesiva producción de agua en superficie, dentro de las mismas se encuentra la conificación de agua, canalización multi-capa y problemas cerca al pozo. Chan generó una metodología llamada bajo su mismo nombre, para diagnosticar rápidamente estos mecanismos, gráficos generados desde la historia de producción disponible; en la cual incluye historia de producción para agua, aceite y gas, relación agua-aceite con su respectiva derivada, aceite producido o eficiencia de recobro y las ratas de declinación de aceite y gas. Estas curvas dan una imagen del comportamiento y remanente de producción potencial. Esta metodología es la base usada en el presente trabajo para el diagnóstico e identificación de los mecanismos de producción e irrupción del agua.

⁶En campos en Venezuela se ha aplicado la tecnología wáter shut off para arenas poco consolidadas y fuerte producción de agua; realizado en un campo con sistema de levantamiento BES, donde se ha generado altos draw down, limitados por sand control gravel pack, alta permeabilidad y cavernamiento cerca al pozo. Inicialmente detectaron canalización por la alta permeabilidad, y alta conificación donde la arena posee alta permeabilidad vertical y se encuentra presente el contacto agua-aceite. Aspectos relevantes del diseño fue el uso de un gel altamente elástico que daba consistencia con control del gel, garantizaba el sello de la zona de agua y la protección de la zona de aceite; la técnica fue positiva aún con el hecho ya experimentado con el intento de tapones de cemento y puentes aislantes sin tener resultados positivos debido a la alta permeabilidad vertical, poca consolidación de la roca y posible presencia de cavernas cerca al wellbore incrementando la

⁵ K.CHAN Water control diagnostic plot, SPE 30775 Schlumberger, Octubre 1995.

⁶ Prado, M., Palencia, J., Reyna, M., Fernandez, I., Espinoza, J., & Rauseo, O. (2005, January 1). Two Different Water Shutoff Applications in a Poorly Consolidated Sandstone Reservoir with Strong Waterdrive. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/93060-MS

comunicación entre capas; penetración limitada en el yacimiento de materiales usados para el control de agua.

Otras de las tecnologías usadas es la implementación de geles como método dirigidos a reducir producción de agua, por su capacidad de penetración dentro de la formación; reduciendo la permeabilidad e incrementando el sello en el intervalo productor⁷.

Estas investigaciones apoyan el presente trabajo teniendo en cuenta que detallan la aplicación de ciertos métodos para el diagnóstico de los mecanismos de producción e intrusión de agua y como los tratamientos aplicados respondieron en términos de producción de petróleo y el sostenimiento de estas tasas incrementales en el tiempo.⁸

Sin embargo, estos trabajos no han incluido la generación de una metodología que oriente a los ingenieros a llevar a cabo la selección y el diseño del mejor método water shut off que aplique en el campo, contribuyendo a mejorar el método de explotación de dicho campo para mantener optimizado tanto la producción de petróleo como los costos asociados a mantenimiento de pozo en el tiempo.

2.2 MARCO TEORICO- CONCEPTUAL: MECANISMOS DE PRODUCCIÓN DE AGUA Y METODOS PARA SU CONTROL

El agua de producción es definida como el agua que trae el hidrocarburo desde la formación durante la extracción de aceite y gas; esto incluye agua de formación, agua de inyección o algún tipo de químico adicionado en fondo durante el tratamiento o separación de las fases agua-aceite. La presión de un yacimiento depleta, el agua de producción incrementa y el yacimiento se aproxima a ser maduro. Existen yacimientos en que es más pronunciado depende de las prácticas en completamientos y administración del yacimiento.

Muchos yacimientos de hidrocarburos se hallan conectados hidráulicamente a rocas saturadas con agua, denominadas acuíferos; los fluidos que contienen están sujetos a la acción de fuerzas naturales que afectan su movimiento dentro del yacimiento a través del medio poroso. Dichas fuerzas son:

- Fuerzas de presión: Se presenta bajo condiciones de equilibrio, en general aumenta con la profundidad y es el resultado del estado de las rocas bajo el peso de la columna geo estática comunicación con un acuífero y por los fluidos contenidos en el yacimiento.

⁷ RH Lane et al, Gel Water Shutoff in Fractured or Faulted Horizontal Wells, 2000.

⁸ F.O Niño et al, WOR Analysis for Optimizing Oil Recovery in the largest Oil Field of Colombia, 2017.

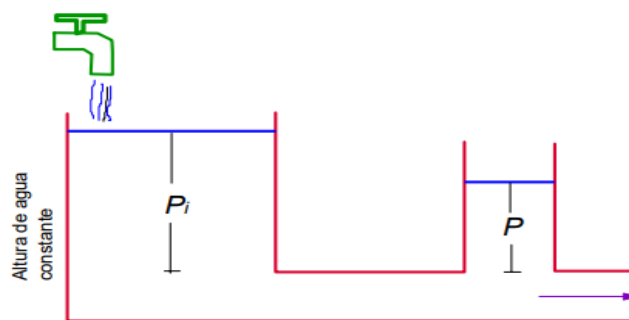
- Fuerzas capilares: Las fuerzas capilares resultan del esfuerzo combinado de tensiones superficiales e interfaciales de líquidos, forma y tamaño de los poros y propiedades de la roca.
- Fuerzas viscosas: Son aquellas que se oponen al movimiento como resultado de la fricción interna producida por las fuerzas intermoleculares del fluido.
- Fuerzas de gravedad: Resulta de las diferencias entre las densidades de los fluidos presentes en el yacimiento.

2.2.1 Mecanismo de Intrusión de Agua. Algunas de las indicaciones de intrusión de agua son: 1) Existe una zona de subyacente de agua, 2) existe suficiente permeabilidad para soportar el movimiento de agua, usualmente mayor a 50 md, 3) aumento de la producción de agua a medida que transcurre el tiempo y 4) balance de materia es el mejor indicador de intrusión de agua.

Existen tres métodos básicos para predecir y/o estimar la cantidad de agua que intruye al yacimiento. Ellos son: El método de Schilthuis, el método de Hurts y Van Everdingen y el método de Fetckovick.

El primer método es el de Schilthuis también llamado de estado estable es el más simple para identificación de intrusión de agua, se utiliza inicialmente, con este método se asume un acuífero gigante y altamente permeable (mayos a 50 md) para que la presión nunca caiga. Este método integra la ley de Darcy, la cual es estado estable.

Figura 1. Esquema de flujo estable

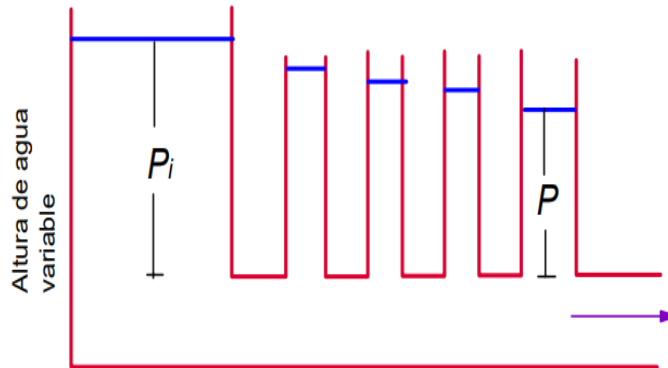


Fuente: Fundamentos en ingeniería de yacimientos

El segundo método es el de estado inestable también llamado de Hurst and Van Everdingen, modelo que asume la existencia de flujo radial de agua a través del acuífero, se asume una caída de presión constante a través del acuífero durante

todo el tiempo y por último se asume las propiedades del acuífero como constantes y uniformes.

Figura 2 Esquema de flujo inestable



Fuente: Fundamentos en ingeniería de yacimientos

Este método se basa en la ecuación de la difusividad, aplica el principio de superposición que indica que las soluciones son aditivas. Para utilizar este principio, existe aproximación a una serie de pequeños incrementos de presión, utilizando promedios, así hasta completar un yacimiento radial infinito.

Finalmente, el tercer método es el de acuíferos finitos también llamado Fetkovich. Los resultados de este modelo se aproximan bastante a los del método de Hurst y Van Everdingen para acuíferos finitos. Aunque aquí, se utiliza un procedimiento de ensayo y error para evaluar las constantes de intrusión de agua con datos de producción. El índice de productividad es adecuado para describir la intrusión de agua desde un acuífero finito a un yacimiento de hidrocarburos, la rata de intrusión de agua es directamente proporcional a la caída de presión entre presión promedio del acuífero y la presión en el contacto agua-aceite.

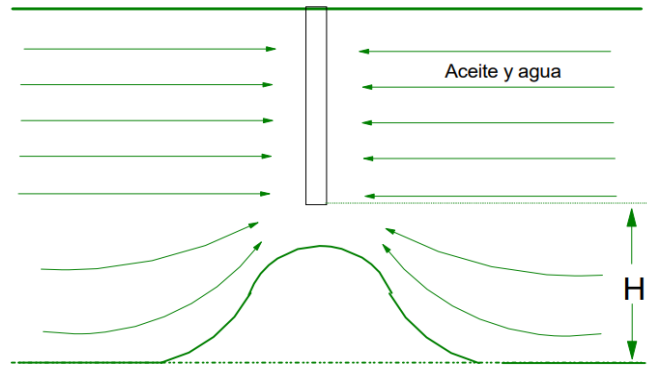
2.2.2 Mecanismo de Conificación de Agua. La producción prematura de agua es a menudo el resultado de conificación cerca de un pozo productor cuando el agua proviene del nivel de agua libre generalmente en la dirección vertical. La producción de un pozo causa una caída de presión en ese punto del yacimiento. Si la presión en la cara del pozo es suficientemente baja, el pozo está completado directamente sobre el contacto agua petróleo y no hay barreras de flujo vertical, entonces abra conificación.

Esto se debe a que la caída de presión que causa el flujo o producción de agua es mayor que la fuerza gravitacional

La forma de la interfase con el segundo fluido cuando el pozo está produciendo se asemeja a un cono vertical invertido, dentro de esos ejemplos de conificación

incluye: producción de agua en un pozo con fondo de manejo de agua, producción de gas en un pozo sobrepuesto en una capa de gas y producción de agua de fondo en un pozo de gas.

Figura 3. Esquema de la conificación



Fuente: Fundamentos en ingeniería de yacimientos

La forma de la interfase con el segundo fluido cuando el pozo está produciendo se asemeja a un cono vertical invertido, dentro de esos ejemplos de conificación incluye: producción de agua en un pozo con fondo de manejo de agua, producción de gas en un pozo sobrepuesto en una capa de gas y producción de agua de fondo en un pozo de gas.

La conificación causa un impacto fuerte y es un problema ya que la segunda fase debe ser manejada en superficie para poder sacar el hidrocarburo deseado; igualmente la rata de producción del mismo se reduce fuertemente después de que el cono irrumpe en el pozo productor. Por ejemplo, la producción de gas en un pozo de petróleo después de que el cono se rompa rápidamente puede agotar la presión del yacimiento y, por esa razón, puede forzar el cierre del pozo productor.

La mayoría de los métodos de predicción de conificación predicen una tasa crítica en la que puede existir un cono estable desde el contacto del fluido con las perforaciones más cercanas. La teoría es que, a velocidades inferiores a la velocidad crítica, el cono no alcanzará las perforaciones y el pozo producirá a la fase única deseada. A velocidades iguales o superiores a la velocidad crítica, el segundo fluido se producirá y aumentará en cantidad con el tiempo. Sin embargo, las teorías basadas en tasas críticas no predicen cuánto producirán avances ni predicen la relación agua/petróleo o la relación gas/petróleo (GOR) después del avance.

Las variables que puede causar conificación son: diferencias de densidad entre el agua y el aceite, o gas y agua (fuerzas gravitacionales), viscosidad de fluidos permeabilidad relativa, distancia entre contactos y perforaciones, entre otras.

Dentro de las correlaciones que se han usado para determinar la conificación son las siguientes:

El método de Meyer y Garder cuyas consideraciones son: flujo radial, el flujo de agua va en dirección vertical desde el contacto agua petróleo al fondo del pozo y que el gradiente de presión controlante de la producción se restringe al gradiente gravitacional debido a la diferencia de densidades entre los fluidos y la distancia entre el contacto agua petróleo y las perforaciones más bajas. Con base en estas consideraciones se halla la siguiente ecuación:

Figura 4. Ecuación método Meyer

$$q_c = \frac{0.001535(\rho_w - \rho_o)k(h^2 - D^2)}{\mu_o B_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}$$

q_c = Caudal crítico de petróleo o máxima rata de petróleo para precluir producción de agua, BF/D

ρ = Densidad de los fluidos, gr/cc

k = Permeabilidad de la formación

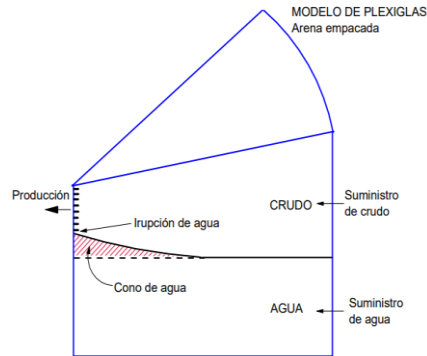
h = Espesor de la formación, pie

D = Intervalo perforado, pie

Fuente: Fundamentos de ingeniería de yacimiento

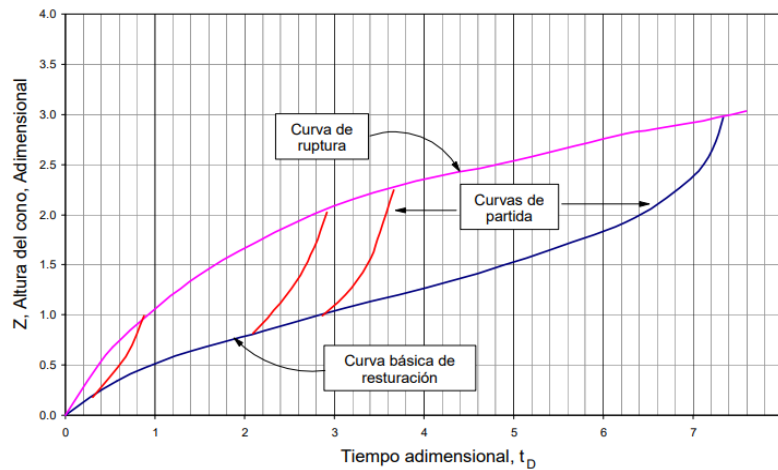
El método de Sobocinsky y Cornelious considera que, aunque producir un pozo a ratas por debajo de la crítica evita la conificación, muchos creen que hacerlo causa baja rentabilidad. Sobocinsky y Cornelious estudiaron, mediante un prototipo de plexiglass en forma de pastel empacado con arena, el problema de definir el tiempo requerido después de que el pozo esté puesto a producción para resultar la conificación o para irrumpir cuando el pozo produce a mayor que caudal que el crítico.

Figura 5. Modelo de laboratorio de Sobocinsky y Cornelious para estudiar conificación



Fuente: Fundamentos de ingeniería de yacimiento

Figura 6. Altura del cono (adimensional) vs. Tiempo (adimensional)

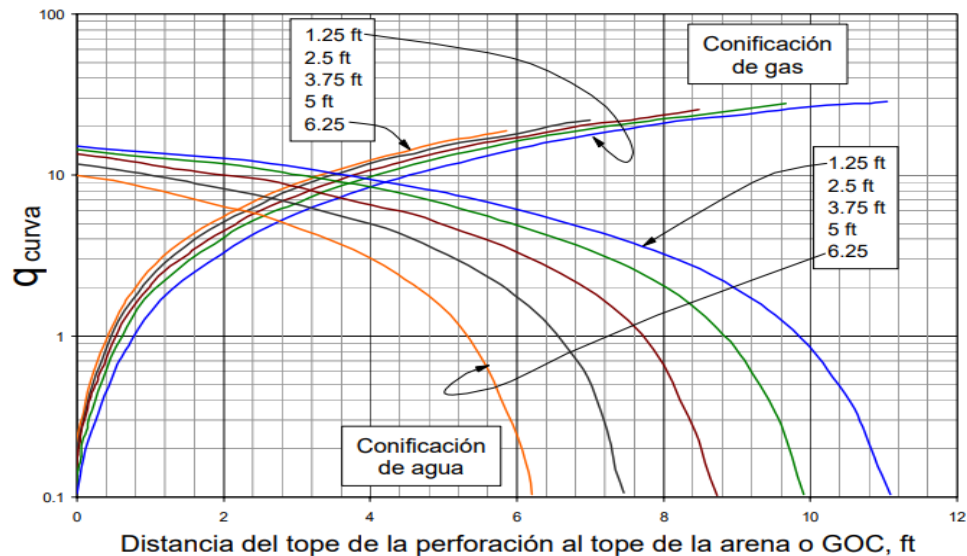


Fuente: Fundamentos de ingeniería de yacimientos.

La figura 6 presenta tres tipos de curvas: ruptura, restauración y partida. Para determinar ruptura solamente se requiere la curva de ruptura. Las otras dos normalmente no se usan, pero permiten estudiar la forma como el cono se construye.

El método de Chaney, Noble, Henson y Rice se fundamenta en el concepto de distribución de potencial alrededor de un pozo con penetración parcial para determinar la rata crítica de conificación analítica y experimentalmente. El experimental se realizó a través de un simulador físico con una red de capacitancia y resistencia. En este estudio se incluye la conificación de agua y de gas.

Figura 7. Método de Chaney, Noble, Henson y Rice



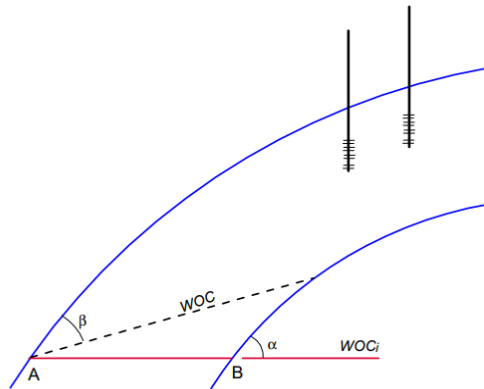
Fuente: Fundamentos de ingeniería de yacimientos.

Los resultados presentados en la figura 6 muestra en diferentes espesores caudal crítico en función de la distancia desde el tope de las perforaciones hasta el tope de la formación o al contacto gas-aceite. Curvas preparadas con permeabilidad de 1000 md, viscosidad de 1 cP y un diferencial de gravedad entre crudo-agua 0.3 gr/cc.

2.2.3 Mecanismo de digitación de agua. Si la producción de agua ocurre en la vida temprana de un yacimiento sin buzamiento donde el contacto se vuelve inestable y el agua fluye más rápido que el crudo debido a su baja viscosidad y a la permeabilidad horizontal, este fenómeno se llama lengüeteo o digitación.

Slider presentó un método para analizar la inclinación del contacto agua petróleo como resultado de la producción de pozos estructuralmente altos. La distancia del intervalo de producción de cualquier pozo y el punto A como lo muestra en la siguiente figura, es más grande que desde B. Si la permeabilidad de la formación es relativamente uniforme o no habrá inclinación del contacto agua-petróleo. El criterio de estabilidad depende si B es constante o no, cuando B está variando habrá inestabilidad.

Figura 8. Digitación de agua



Fuente: Fundamentos de ingeniería de yacimiento

2.2.4 Métodos de Control en la Producción de Agua. Los métodos de control en la producción de agua pueden ser de varios tipos dentro de ellos se encuentran:

1) Mecánicos: Tapón de cemento, empaques, empaques-tapón, abandono de pozo, perforaciones infill, entre otros, 2) Químicos: gelantes, mezcla de macropartículas, sistemas espumantes, modificadores de permeabilidad relativa, emulsiones, precipitados, microorganismos, carbonatos de calcio y algunos polímeros.

Lo anterior tiene como objetivo la solución de problemas debido a la excesiva producción de agua: Fugas en casing, tubing o empaques sin restricción; flujo sin restricción bajo la tubería, flujo con restricción bajo la tubería, contactos agua-aceite en movimiento, pozos sin fracturas con barreras efectivas al flujo cruzado, conificación, fracturas naturales que llevan a acuífero, fracturas que generan canalización entre pozos, canalización a través de la matriz de la roca, pobre barrido areal (pozos inyectores), segregación gravitacional del estrato.

3) Métodos Water shut off⁹ como los cementos, parches, geles, tapón de cemento (zona de agua debajo de la de aceite), operaciones de squeeze, gelantes, polímeros, perforaciones infill, hoyos de drenaje lateral, inyección de sistemas espumantes.

Cinco casos de estudio fueron evaluados y datos obtenidos de casos a investigar, después de tratamiento usando WOR, wáter cut, cambios de productividad, ganancia de aceite y el periodo de mantenimiento; el estudio reveló, el nivel de éxito no es función del tipo de tratamiento, pero la rutina de diagnóstico del problema y la combinación del tratamiento provee el método más eficiente.

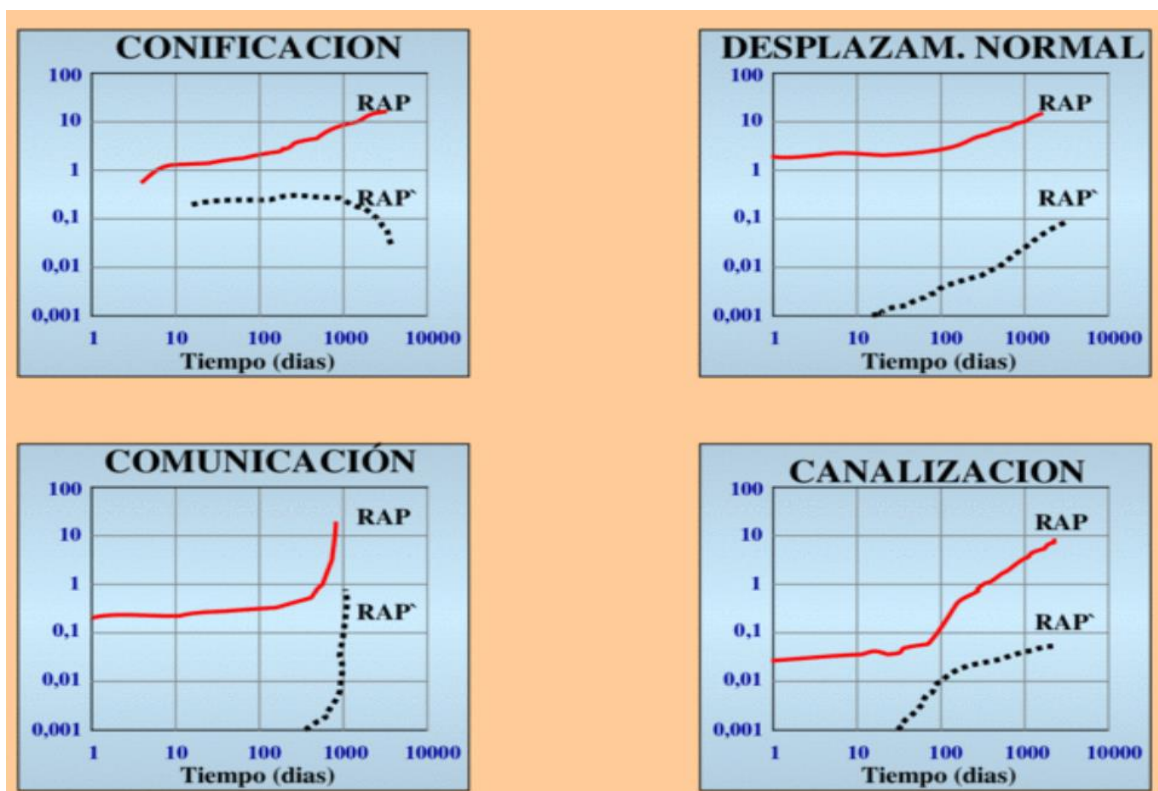
⁹ JOSEPH, A, AJIENKA, J.A Review of water shutoff treatment strategies in oil fields, 2010.

2.2.5 Método para Identificación de Conificación y Canalización Con Metodología de Chan. Una nueva técnica para determinar el mecanismo excesivo de producción de agua y gas se realizó en unos pozos desarrollados. Basados en simulación numérica, se identificó canalización de agua y conificación. Descubierta a través de las curvas log-log de WOR (relación agua/aceite) vs tiempo de muestra de diferentes tendencias de características para diferentes mecanismos. El tiempo derivado de WOR y GOR donde se encontró la capacidad de diferenciar cuando el pozo experimenta conificación de agua o gas, penetración en la capa de alta permeabilidad o canalización cerca al pozo. Utilizando esta metodología generada por K.S. Chan; basado en simulación numérica en conificación de yacimiento de agua y canalización; descubrió que las curvas Log-log de WOR (relación agua/aceite) vs. Tiempo, al igual que con las curvas de GOR (relación gas-aceite vs tiempo). Como menciona Chan, con la derivada del tiempo de WOR y GOR se puede identificar conificación de agua o gas, rompimiento de capas con alta permeabilidad o canalización cerca al pozo.

La curva de producción acumulada de relación aceite y agua (WOR) o y el acumulado de flujo fraccional de agua, vs la producción acumulada de aceite (N_p) una curva típica de tendencia en línea recta. La extrapolación de la línea de tendencia o no típica estima unas reservas recuperables, cuando se logra comparar con otras técnicas, este comportamiento presenta una oportunidad de nuevos trabajos de continuar operación en los pozos. Dentro de las curvas o técnicas consideradas son Log (q_o) versus tiempo; Q_o versus N_p -, Log (f_w) contra N_p y Log (f_o) versus N_p

Dentro de las curvas de Chan, las cuáles se van a comparar con las gráficas en esta tesis, se encuentran la siguiente

Figura 9. Curvas de diagnóstico Chan



Fuente: <https://docslide.net/documents/proceso-curvas-de-chan.html>

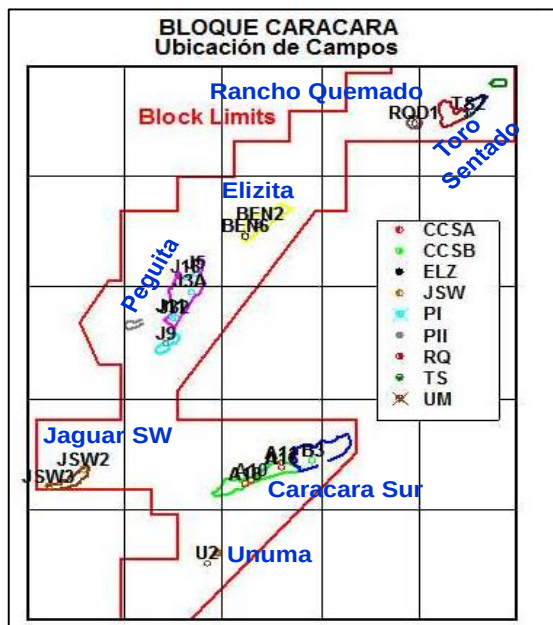
Cabe resaltar estas curvas no se pueden utilizar en etapas prontas de producción o al tener cortes de agua por debajo de 0.5%. Se podría generar errores en la extrapolación.

2.3 GENERALIDADES DEL CAMPO CARACARA SUR

El Campo caraca se encuentra ubicado en el Departamento del Meta, a 20 km de la cabecera municipal del municipio de Puerto Gaitán, es la cuenca de los Llanos Orientales, consta de algunos campos menores los cuáles consisten en yacimientos fluvio deltaicos dividido en compartimientos. Se caracteriza por el empuje de un acuífero activo en fondo y una relación de movilidad desfavorable.

El campo Caracara hace parte de un contrato de asociación entre Cepsa Colombia y Ecopetrol; situado en la cuenca de los Llanos en Colombia, Cepsa es el operador del bloque, siendo Ecopetrol el único socio del proyecto. El bloque se divide en varios campos de explotación (Peguita I, II y III, Caracara sur A, B y C, Rancho quemado, Toro sentado, Unuma, Jaguar South West).

Figura 10. Esquema del bloque Caracara



Fuente: Plan de desarrollo Campo Caracara Cepsa Colombia 2017

Este campo fue descubierto en el año 1986 cuando la compañía chevrón perforó los pozos Cachama-1, Rancho quemado-1 y Caño Barulia-1 seguido por Bengala-1 perforado en 1987. En el año 2001 la empresa Hupecol LLC suscribió el contrato de asociación Caracara para un área de 405.000 hectáreas, para el año 2011 se realizó otrosí para la devolución de áreas, quedando en total 141.320 hectáreas. A través de sísmica 3d y realizando pozos de evaluación, se identificó el potencial del campo. En el año 2008 Cepsa adquirió la totalidad de los derechos a Hupecol quedando con el 70% al igual que su operación.

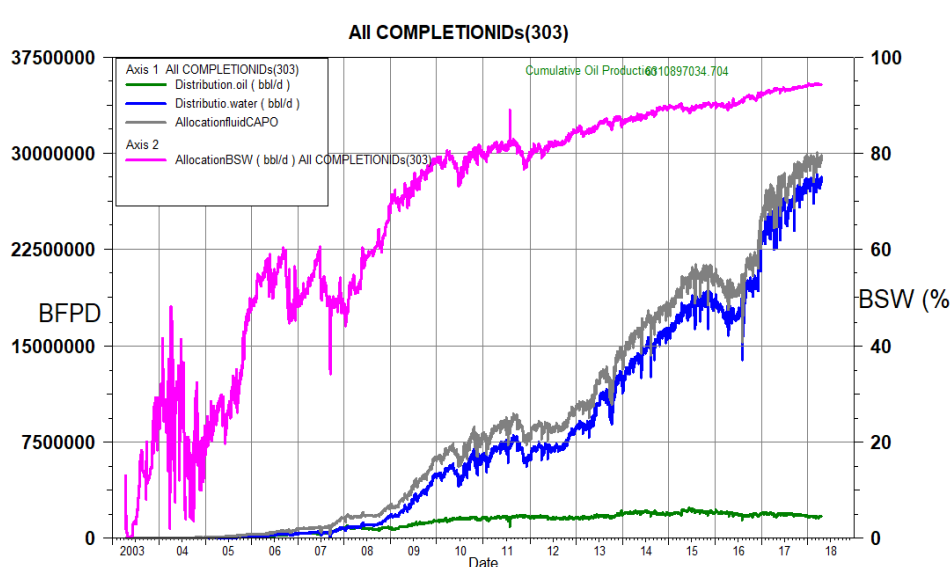
El crudo producido en Caracara se considera semipesado con una densidad media de 21.7- 22.0 ° API y baja presencia de gas asociado (GOR 7-11 scf/bbl). Los yacimientos están soportados por un fuerte acuífero dando una fuente natural de presión, pero insuficiente para proveer una producción espontánea, por lo que el campo esta completado con levantamiento artificial. El mecanismo principal para disposición del agua producida es la Inyección en pozos de disposición.

La permeabilidad del yacimiento es alta, con valores de (1-2 Darcies), de arenas no consolidadas, y el daño que podría ocurrir al momento de producción causa sea necesaria la instalación de control de arenas.

A continuación, en la figura 11 se evidencia la evolución de la producción de aceite (curva verde), agua (curva azul) y corte de agua (fucsia) en el bloque Caracara;

típico comportamiento en acuíferos activos, la curva de agua incrementando para mantener estable la de crudo.

Figura 11. Comportamiento de producción campo Caraca



Fuente: El autor- Base de datos OFM

Figura 12. Pozos asociados a cada campo del bloque Caracara

Campo	Pozos Asociados	Total
Peguita I	JGR-1, JGR-2, JGR-3A, JGR-5, JGR-T7, JGR-8, JGR-11, JGR-12 , JGR-14, JGR-18, JGR-24 , JGR-30H, JGR-35HD, JGR-36H, JGR-39HD, JGR-17 , JGR-32HD, JGR-33HD, JGR-40HD, JGR-21 , JGR-24ST , CC-1 , CC-7 , TIGRILLO-1 , JGR-030	25
Peguita II	JGR-6, JGR-9, JGR-10A, JGR-22 , JGR-31, JGR-15 , JGR-15A , JGR-37H , JGR-41H , JGR-23A	10
Peguita III	JGR-T5, JGR-T6 , JGR-34, JGR-27H, JGR-38H, JGR-40H, JGR-43H, JGR-48H, JGR-42H	9
Jaguar SW	JSW-1, JSW-2, JSW-3, JSW-4H, JSW-5H, JSW-6H, JSW-7H, JSW-8H	8
Elizita	BNG-2, BNG-3, BNG-4, BNG-5, BNG-6, BNG-7ST, BNG-8, BNG-9, BNG-10, BNG-1 , BNG-7	11
Toro Sentado	TOS-2, TOS-2A, TOS-3, TOS-6, TOS-7, TOS-4 , TSN-2 , TOR-1	8
Toro Sentado N	TSN-1, TSN-3	2
Toro Sentado W	TSW-1, TSW-2, TSW-3, TSW-4	4
Rancho	RQ-D1, RQ-D2, RQ-C2 , RQ-A , RQ-1 , CACTUS-1 , CORMORAN-1 , MARANON-1	8
Caracara Sur A	CCS-A1, CCS-A2, CCS-A3, CCS-A4, CCS-A7, CCS-A10, CCS-A11, CCS-A12 , CCS-A13 ST1, CCS-A14 ST1, CCS-A15, CCS-A16, CCS-17, CCS-A18, CCS-A19, CCS-A20, CCS-A21HD , CCS-A22HD, CCS-E1, CCS-E2, CCS-E3, CCS-E4, CCS-E5, CCS-E8, NFE_2.1, NFE-3.1, CCS-A13 , CCS-A14	28
Caracara Sur B-C	CCS-B1, CCS-B2 , CCS-B3 , CCS-B4, CCS-B5, CCS-B6 , CCS-B8, CCS-B9H, CCS-C1, CCS-C2, CCS-C3, CCS-C4, CCS-C5, CCS-C6, CCS-C7, CCS-C11, CCS-C12, CCS-C13 , CCS-C14, CCS-C15, CCS-C16, CCS-C17 , CCS-C18H, CCS-C19H	24
Unuma	UNUMA-1, UNUMA-2, UNUMA-3, BECERRERO-1 , BARBUQUEJO-1	5

Fuente: Plan de desarrollo Caracara 2017 – Cepsa S.A

En la figura 12 se observa los pozos asociados a cada Campo del bloque Caracara, los pozos que se encuentran en negrilla pertenecen al grupo de los abandonados, los resaltados en azul son los inyectores, y los resaltados en rojo son los no comerciales.

2.3.1 Descripción Geológica. La cuenca de los llanos orientales tiene una extensión de 190.000 Km² y corresponde a una región topográficamente plana con una ligera inclinación hacia el este. Se trata de una cuenca pericratónica, asimétrica, Limitada al sur por el Arco del Guaviare o saliente del Vaupés, al Oeste por la cordillera Oriental, al Este por el escudo de Guayana y al norte se prolonga más allá del río Arauca en Venezuela.

La estratigrafía general de la cuenca ha sido definida a partir de datos obtenidos en diferentes pozos exploratorios y de desarrollo perforados en el área en años anteriores por diferentes compañías que han operado en los llanos.

Figura 13. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca de los Llanos

AGE				FORMATION	THICKNESS (m)	LITHOLOGY	RESERVOIR	SOURCE ROCK	SEAL	FIELDS		
TERTIARY	NEOGENE	PLIOCENE	Late	NECESIDAD	400-1500							
			Early									
		MIOCENE	Late	GUAYABO	300-500							
			Middle									
		PALEOGENE	OLIGOCENE	Early	CARBONERA	400-2300		●●●●	■	○○○○	COROCORA PAMARITO LAS ABEJAS EL MICO CHAPARRITO REMACHE SUR TRINIDAD RUBIALES	
				Late								
	EOCENE		Early	MIRADOR	100-250		●●●●		○○○○	APIAY-SURIA LA YUCA CAÑO LIMON CUSIANA CUIAGUA		
			Middle									
	PALEOCENE		Early	BARCO CUERVOS	0-350 0-100		●●●●	■	○○○○			
			Late									
	MESOZOIC	CRETACEOUS	LATE	Maastrichtian	GUADALUPE	150-350		●●●●		○○○○	CUSIANA CASTILLA CRAVO SUR CAPACHOS CAÑO DUYA LOS TROMPILLOS	
				Campanian								
Santonian				GACHETA	200-400		●●●●		○○○○	CASTILLA CRAVO SUR MORICAL TOCARIA CAÑO VERDE CAÑO GARZA		
											Coniacian	
											Turonian	
											Cenomanian	
EARLY			Albian	UNE	800		●●●●		○○○○	MORICAL CRAVO SUR EL PALMAR LA GLORIA		
			Aptian									
PALEOZOIC				FARALLONES GROUP QUETAME GROUP	Up to 20000							

Fuente: Plan de desarrollo Campo Caracara Cepsa Colombia 2017

2.3.2 Propiedades de los Fluidos. Las principales propiedades del aceite producido en Caracara se tratan de un aceite prácticamente muerto con R_s variando entre 7-50 scf/stb, la densidad varía entre 20-25 API, viscosidad a condiciones de yacimiento entre 6-14 cP y un B_o alrededor de 1.05. El agua asociada que se produce en estos yacimientos es agua dulce con salinidades totales que varían entre 200-2000 ppm.

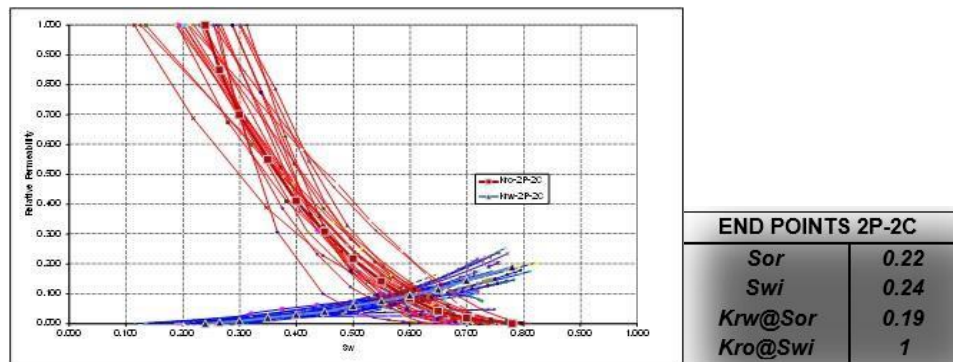
Figura 14. Análisis PVT realizado en pozos del campo

WELL	P_b (psig)	B_{oi} (rb/stb)	B_o (rb/stb)	R_s (scf/stb)	ρ_{res} (g/cm ³)	ρ_b (g/cm ³)	C_{ores} (psi ⁻¹)	μ_{res} (cP)	μ_b (cP)	% H ₂ S	%CO ₂
Jaguar-1	60	1.044	1.057	7	0.8845	0.8741	5.16E-06	7.642	5.563	0	0.04
Bengala-2	64	1.041	1.05	7	0.8929	0.8852	3.74E-06	12.0	8.31	0	0.18
CCS A-11	400	1.048	1.057	47	0.8867	0.8795	5.27E-06	12.0	9.755	0	0.31
CCS B-5	57	1.043	1.053	11	0.9135	0.9048	4.26E-06	14.94	11.87	0	0.26
Rancho Quemado-D1	43	1.052	1.065	10	0.875	0.8646	5.40E-06	7.751	6.073	0	0.32
Toro Sentado-7	121	1.055	1.068	7	0.859	0.8488	5.39E-06	5.871	4.58	0	0.76

Fuente: Plan de desarrollo Campo Caracara Cepsa Colombia 2017

En cuanto a las propiedades de la roca, los únicos análisis de permeabilidad relativa que han sido obtenidos de Caracara corresponden a corazones de pozos en Toro Sentado y Caracara Sur. Los datos de permeabilidades relativas se normalizaron, se promediaron y a través del método Corey se llegó a una definición de las curvas de permeabilidad relativas para generar una curva tipo (2p-2c que se puede observar en la figura 15). Se realiza la hipótesis de que la eficiencia de barrido macroscópica podría variar entre el 40%. (Para aquellos intervalos que fueran más heterogéneos)

Figura 15. Curva de permeabilidades relativas



Fuente: Plan de desarrollo Campo Caracara Cepsa Colombia 2017

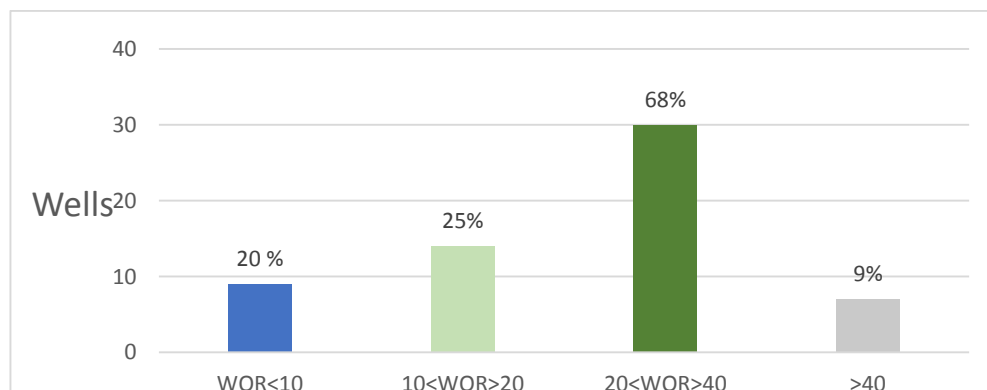
3. DIAGNOSTICO DE ENFOQUE PUNTUAL PARA LA SELECCIÓN DE CANDIDATOS DE APLICACIÓN DE LOS METODOS DE CONTROL DE AGUA

3.1 ANALISIS POZO A POZO SEGUN RELACIÓN AGUA ACEITE

3.1.1 Clasificación de pozos según la relación agua/aceite. Para iniciar con la clasificación se utilizó la técnica vista en paper's de Acipet "WOR análisis para optimización de recobro de aceite en campos de Colombia, cuyos autores son F.O. Niño, J Lopez, J. Sáchica de la empresa Ecopetrol. Un balance tomado desde el estado en que los pozos se encuentran, según una línea base para el diagnóstico de la relación agua aceite. Identificando pozos con valores altos de WOR, medio y bajo WOR.

Cabe resaltar para este ejercicio se tomó como base el último periodo de tiempo, para conocer el estado de pozos con más alto WOR en el campo.

Figura 16. Clasificación de pozos según WOR

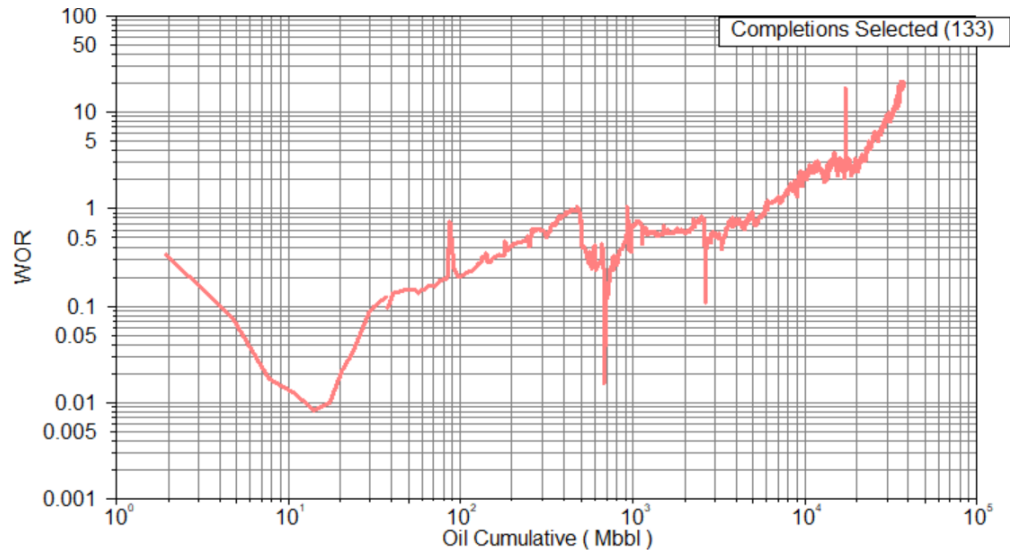


Fuente: Autor

En la figura 16 se puede observar que el 68% de los pozos tienen un WOR sobre 20. El 25% tiene el WOR entre 10 y 20; concluyendo que este campo con un mecanismo de producción empuje hidráulico, tiene la mayoría de pozos con altos cortes de agua y excesiva producción de agua.

Después de obtener esta clasificación, se realizó la curva de WOR vs la producción acumulada para todos los pozos, se puede observar los límites del recobro primario de aceite por pozo fue bastante agresivo o fuerte. La curva de producción acumulada puede mostrar el comportamiento acelerado de la producción.

Figura 17. Curva WOR Vs producción de aceite acumulada



Fuente: Autor

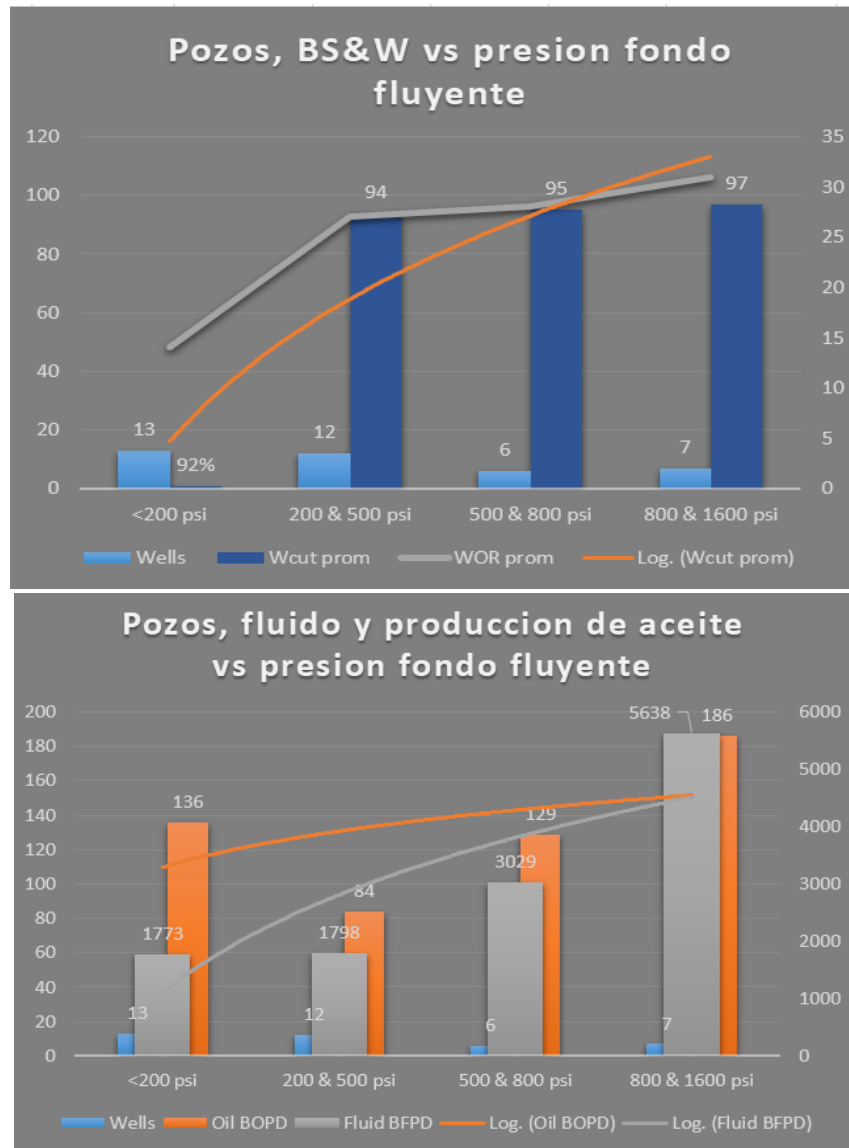
Las variables que influyen en la administración del agua de producción, las caídas de presión o draw down generadas entre la presión promedio del yacimiento y la presión de fondo fluyente, esta relación se tiene en cuenta en la ecuación del índice de productividad.

3.1.2 Variables que Influyen en la Administración del Agua de Producción. La producción de un pozo es proporcional al draw down o diferencia de presión entre la presión del yacimiento y la presión de fondo fluyente; esta relación se conoce como el índice de productividad de un pozo el cuál determina el potencial del pozo en términos de producción de fluidos.

La figura 18 muestra una distribución según las caídas de presión; (rango de baja presión 50 psi) y de alta presión (700 psi), concluyendo que la caída de presión es directamente proporcional al corte de agua, y el comportamiento de WOR en más de 95% de los pozos; típico para pozos en yacimientos con mecanismo de producción acuífero activo.

La presión estática del yacimiento es 1800 psi; los datos reportados para la siguiente curva muestran las presiones dinámicas actuales, por ende describen los más altos draw down del campo.

Figura 18. Sensibilidades variables que influyen en la administración de agua



Fuente: Autor

Los altos caudales reflejan el alto porcentaje de corte de agua y se presenta disminución en la producción de aceite; esto conduce a investigar el punto de equilibrio donde los altos caudales generan gran actividad del acuífero.

Se realizó la segunda gráfica que permite observar el comportamiento de producción de aceite respecto a la presión de fondo fluyente en el campo, pozos con mayor producción que tienen el menor diferencial de presión, cabe resaltar el aporte de fluidos también es muy alto.

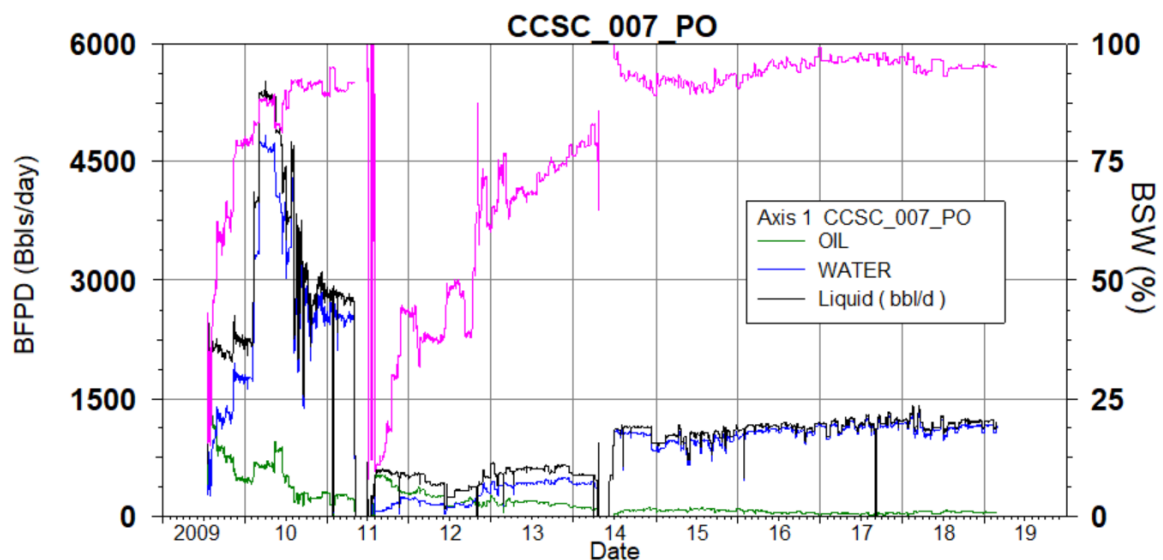
Para la selección de los principales pozos candidatos para ser analizada la opción de utilizar un sistema de control de agua tal como el wáter shut off y otras tecnologías viables verificando un análisis de reservas por medio de curvas de WOR y declinación; los pozos seleccionados se mencionan a continuación con respectivas historias de producción y curvas de análisis.

3.2 ANALISIS POZO A POZO SEGÚN HISTORIA Y EVENTOS DE PRODUCCIÓN

La historia de producción de los pozos contiene información valiosa que debe ser analizada con cierto detalle. Para un correcto diagnóstico es necesario identificar los eventos ocurridos en los gráficos de producción histórica y de esta manera identificar los patrones en las curvas de petróleo y agua que evidencian los posibles problemas de irrupción de agua y por consiguiente reservas de aceite que están dejando de ser barridas eficientemente lo cual se traduce en una menor recuperación de petróleo.

En las figuras 19 a 25 se muestra el resumen de eventos ocurridos para cada uno de los pozos analizados y su respectiva historia de producción;

Figura 19. Historia de producción pozo CCSC-007

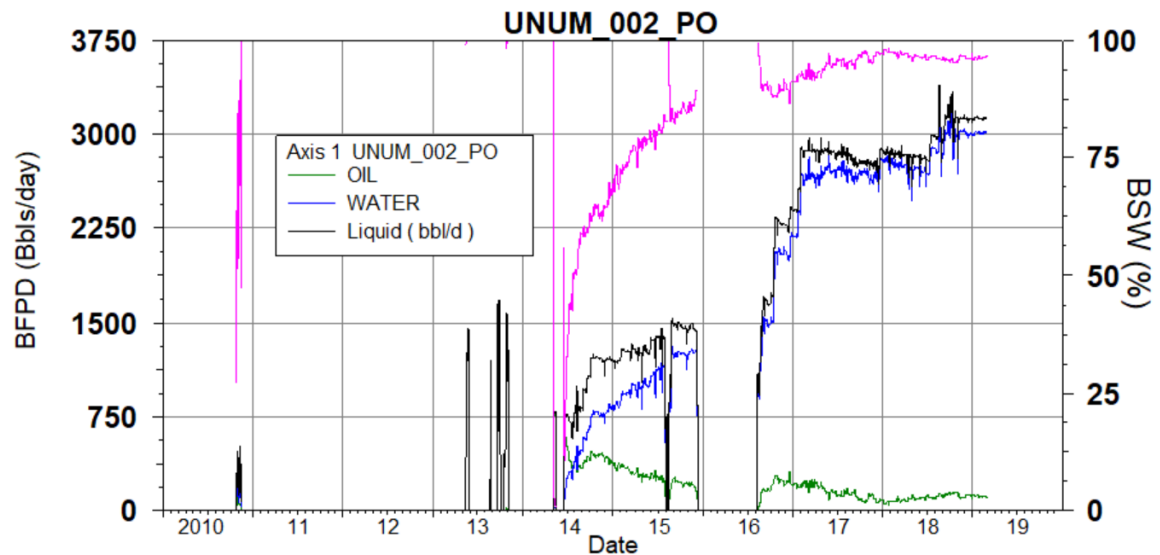


Fuente: Base de datos OFM Campo Caracara - Cepsa Colombia S.A

El pozo CCSC_007 comenzó su producción de la unidad C7-M cerrando producción en esta unidad en el 2011 de 220 bopd, 2504 bwpd y 91% de WCut. El índice de productividad estimado es mayor a 25 bpd/psi.

Posterior al completamiento selectivo se retoma producción en las unidades C7-1 y C7-A en conjunto, sin embargo, por un fallo en la bomba electrosumergible se cambia la unidad para producir individualmente C7-A con una última prueba de producción en agosto 2017 de 26 bopd, 1134 bwpd, 97.8% de BSW y 0.99 bpd/psi de productividad.

Figura 20. Historia de producción pozo Unuma-2



Fuente: Base de datos OFM Campo Caracara - Cepsa Colombia S.A

El pozo UNUM_002 fue perforado en agosto de 2010 y de acuerdo con el análisis G&G, hubo prospectos de zonas a ser completadas: C7-B.2 (4,590 – 4,598 ft) MD, C7-B.1 (4,618 – 4,623 ft) MD, C7-3.2 (4,736 – 4,740 ft) MD, C7-M (4,778 – 4,789 ft) MD y C7-M (4,791 – 4,795 ft) MD. Opcional (4,532 – 4,538 y 4,545 – 4,550 ft) MD del intervalo C7-A.

En octubre de 2010, el pozo fue completado sin control de arena en C7-M previo trabajo de cementación remedial por recirculación en los intervalos (4,800 – 4,805 & 4,783 – 4,785 ft MD). De octubre de 2010 a agosto de 2013 se puso en producción la zona C7-B (4,618 – 4,622 ft) con un aporte de 23,637 BF y 1,447 BO acumulados. En abril de 2013 nuevamente se realizó cementación remedial por recirculación, entre los intervalos 4,689 – 4,690 ft y 4,670 – 4,671 ft MD. De agosto de 2013 a septiembre de 2013 se puso en producción la zona C7-3.2 (4,735 – 4,740 ft) MD con un aporte de 19,183 BF y 0 BO acumulados. Nuevamente se colocó la producción la zona C7-B (4,623 – 4,628 ft) con un aporte adicional de 20,306 barriles de fluido y 100 barriles de aceite acumulados. El pozo presenta falla el 2 de agosto posterior a tener bajo aislamiento por corto ocasionado por un animal dentro del

choque (equipo de datos). Se realiza intervención para cambio de bomba el 14 de agosto dejando el pozo nuevamente en línea.

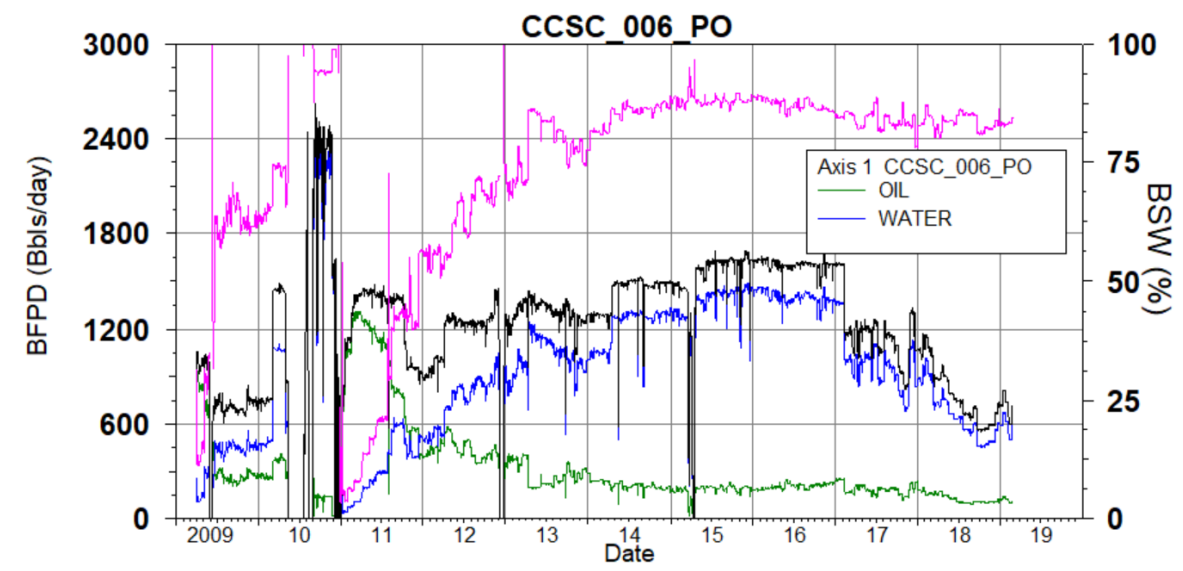
El 8 de diciembre presenta falla disminuyendo la PIP en 100 Psi de forma abrupta, luego de varios intentos se confirma arenamiento el 9 de diciembre de 2015. El 10 de diciembre con slick line verifica fondo @ 4344.5 pies por encima al tope del liner @ 4347 ft MD. Durante la intervención fue necesario recuperar 1 ft de arena por encima del blanking plug. A continuación, resumen de las intervenciones del pozo en mención:

Considerando los dos eventos de arenamiento en un periodo menor a 6 meses, se considera la necesidad de incluir un sistema de control de arena para alargar la vida productiva del pozo, buscando el menor impacto negativo al índice de productividad.

Se descarta la opción del frac pack debido a que en la simulación de esta alternativa la propagación vertical de la fractura está altamente direccionada hacia las zonas superiores contactando en su totalidad la formación C7-A (de acuerdo a la interpretación petrofísica es una zona de agua) y limitando tan solo 5 ft de la zona C7-B (zona probada con alto corte de agua).

De acuerdo con la última prueba de producción del 07 de diciembre de 2015, el pozo tenía los siguientes parámetros: Unidad C7-B: 1,439 BFPD, 89.12% BSW, 155 BOPD, PIP 1,384 Psi @ 53 Hz y presión en cabeza de pozo 180 Psi

Figura 21. Historia de producción pozo CSC_006

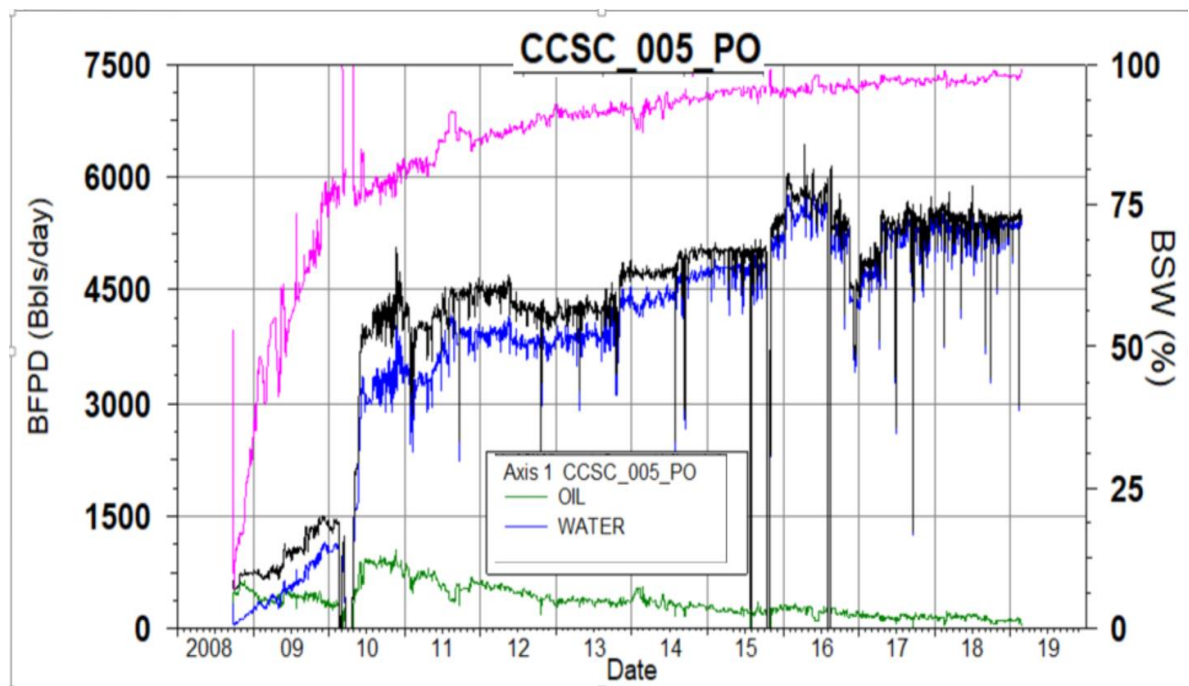


Fuente: Base de datos OFM Campo Caracara - Cepsa Colombia S.A

El pozo CCS-C06 se perforó en marzo de 2009 a una profundidad vertical total de 5,057 pies y se completó en abril de 2009. La unidad C7-2 (4,794' - 4,800' MD) estaba abierta para fluir con un sistema de control de arena a 4,701 pies.

En diciembre de 2010, la unidad C7-2 se aisló a 4,717 Ft-MD, la unidad C7-A (4,630 - 4,638 Ft-MD) se perforó y se aisló. Finalmente, se perforó la unidad C7-A (4,607 - 4,617 Ft-MD) y está produciendo con sistema de control de arena (HRWP) a 4,532 Ft-MD con los siguientes parámetros: 1,270 BFPD, 566 BOPD, 56% de corte de agua y 56 Hz.

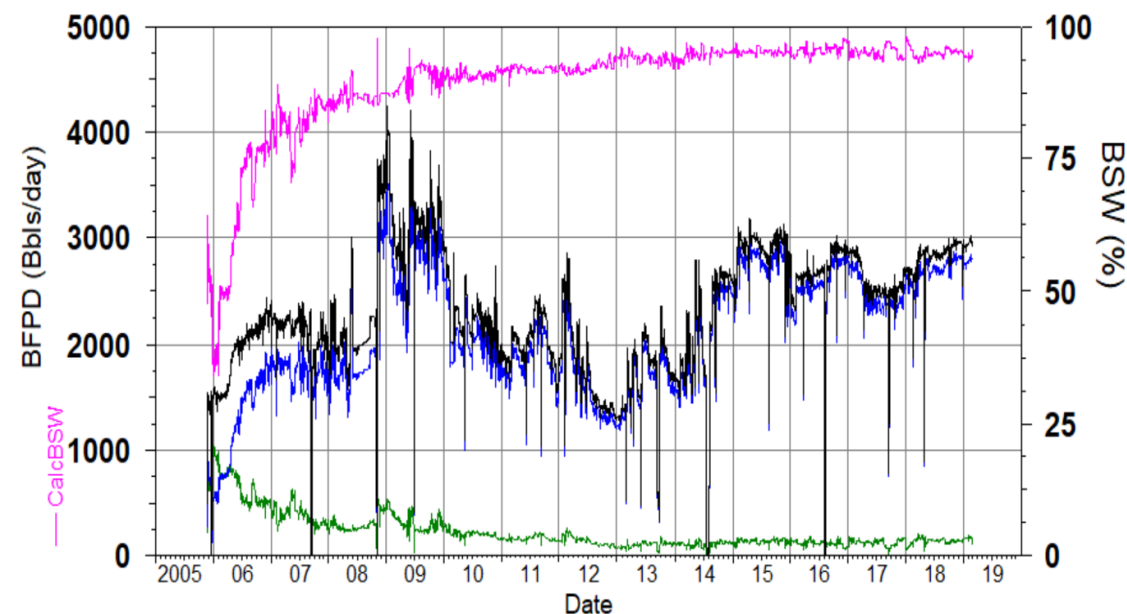
Figura 22. Historia de producción pozo CCSC_005



Fuente: Base de datos OFM Campo Caracara - Cepsa Colombia S.A

La producción comenzó el 1 de marzo de 2010 después del trabajo de WO, donde ESP se cambió de una bomba DN 1100 a una bomba S5000N. Inicialmente tuvo un 100% WC y en marzo 7 de 2010 el corte de agua comenzó a disminuir hasta 79-80% donde mostró estabilización. El 18 de marzo de 2014, la tasa bajó de 1.160 BFPD a 15 BFPD, lo que infirió una posible recirculación de fluido a través del tapón obturador. El 21 de marzo de 2014 se realizó una recirculación inversa sin éxito. Después de este procedimiento, se asumió una posible bomba atorada. Con unidad de slick line se determinó fondo a 4.757 pies por segundo (descarga de la bomba a 5.252 pies por segundo) identificando 495 pies de arena por encima de la cabeza de descarga de la bomba en la tubería.

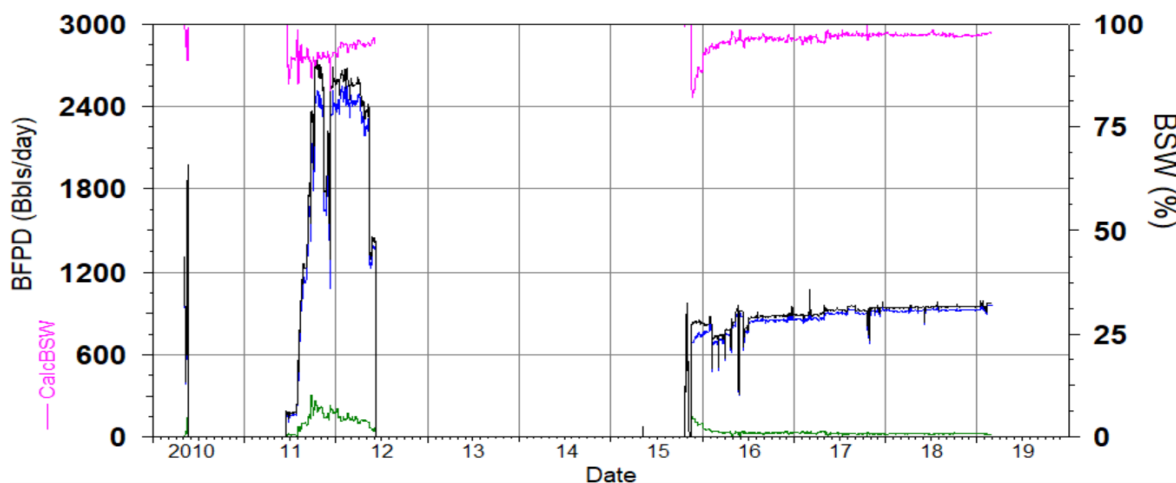
Figura 23. Historia de intervenciones a pozo CCSC_010



Fuente: Base de datos OFM Campo Caracara - Cepsa Colombia S.A

El pozo fue perforado y completado en noviembre de 2005 en unidades C7-2 y C7-1 con sand control. El único servicio reportado al pozo posterior al completamiento inicial fue realizado en noviembre de 2008 para rediseño del equipo ESP. De acuerdo a las últimas pruebas de producción, el pozo se encuentra produciendo 1710 bfpd, 95% de corte de agua, 91 bopd.

Figura 24. Historia de intervenciones a pozo CCSC_003



Fuente: Base de datos OFM Campo Caracara - Cepsa Colombia S.A

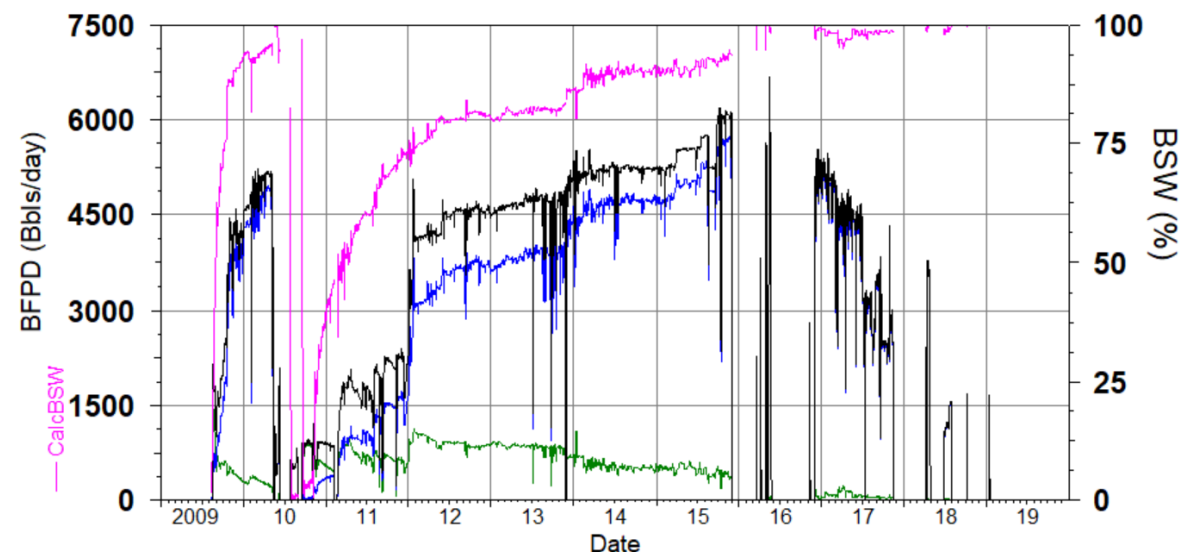
El pozo CCSC_003 fue completado entre el 22 de abril y el 08 de mayo de 010. Se cañonearon y probaron los siguientes intervalos:

C7-3.1 (5823´-5827´) con corte de agua 88.5% (43.197 Bls de fluido desde el 05/05/2010 hasta 20/05/2010). En julio de 2010 se realizó una intervención para extraer el equipo ESP. Nuevamente en junio de 2011 se realizó intervención para abrir el intervalo C7-3.2 (5108´-5808´ MD)

C7-3.2 (5108´-5808´) con corte de agua de 92% (638,922 Bls de fluido desde el 15/06/11 hasta el 08/06/2012.

El CCSC_003 en C7-3.1 ha acumulado de 0.877 MBBL de aceite y 44.37 MBBL en C7-3.2. A 06 de junio de 2012 producía 67 bopd, 1339 bwpd a 41 HZ. Corte de agua 95.23 % y PIP: 1700 psi. El equipo ESP falló el día 08/06/2012.

Figura 25. Historia de intervenciones a pozo CCSC_002



Fuente: Base de datos OFM Campo Caracara - Cepsa Colombia S.A

El pozo se completó en la unidad C7-M en agosto de 2009. En septiembre de 2010 se aisló el intervalo 5202 - 5207 ft MD y se completó con control de arena en el intervalo 5173 - 5177 ft MD. El 26 de noviembre de 2013, falló la bomba ESP después de varios intentos de arranque, el diagnóstico eléctrico confirmó el motor con la fase a tierra.

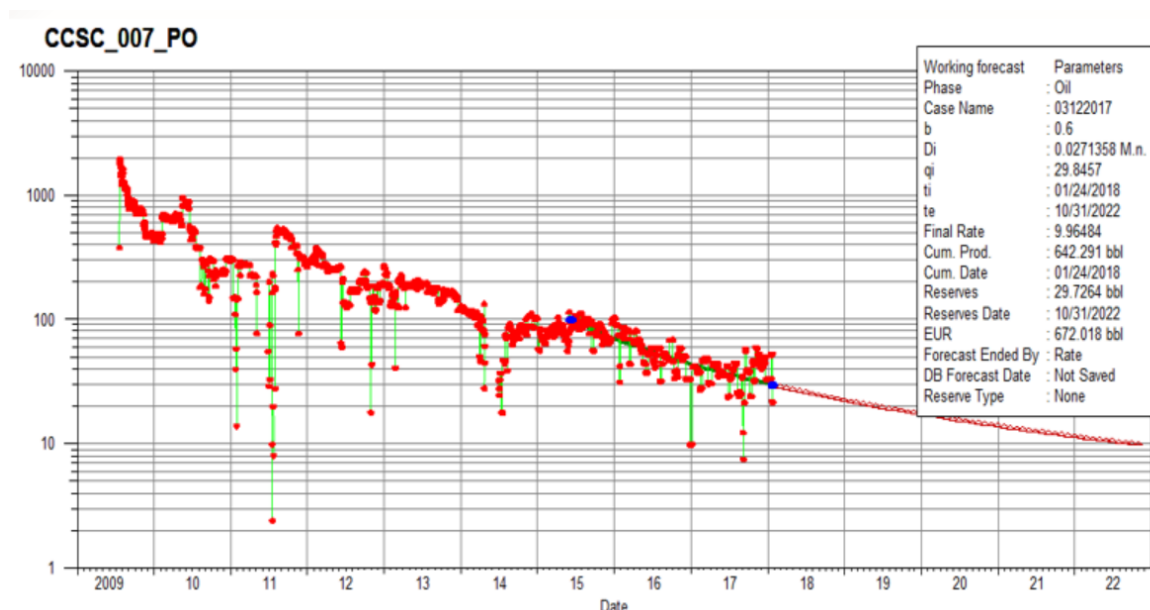
Se realizó un cambio de bomba con un mayor número de etapas. El pozo produjo constantes hasta diciembre de 2015, cuando se decidió cerrar debido a la falta de capacidad en las instalaciones de gestión del agua. La bomba ESP se activó nuevamente para activar el pozo el 17 de marzo de 2016, donde se observó un cambio fuerte en el BSW, que aumentó del 93% al 97%, el pozo produjo durante

marzo y abril de 2016 cuando se decidió cerrar nuevamente debido a un alto corte de agua. Se abrió el pozo nuevamente nuevo en diciembre de 2016 hasta noviembre de 2017 cuando se cerró con los siguientes parámetros. 29 BOPD, 2278 BWPd, P intake 185, 30 Hz, BSW 98,7%. La prueba de producción corta se llevó a cabo en abril de 2018 con los siguientes parámetros: 3 BOPD, 2960 BWPd, P intake 1523, 30 Hz, BSW 99,88%.

3.3 ANALISIS POZO A POZO SEGÚN CURVAS DE DECLINACIÓN

La figura 26 muestra que a nivel de C7-A para el pozo CCSC_007 las reservas remanentes no superan los 50.000 bls, sin embargo para la zona C7-M se observa una declinación con un punto de arranque superior respecto al eje Y (Caudal de aceite) lo cual incrementa las reservas remanentes en el mismo periodo de tiempo y confirma que es la arena de mayor potencial en el pozo. El trabajo de estimulación podría contribuir a mejorar la recuperación de aceite logrando que la tendencia sea menos severa en su declinación. Este indicativo muestra que si es un candidato para wáter shut off.

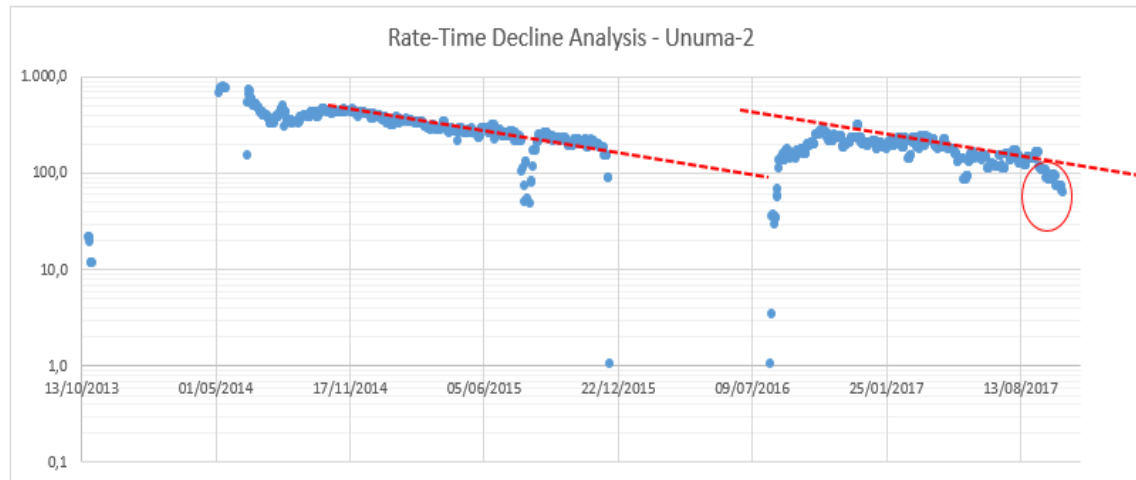
Figura 26. Curva de declinación pozo CCSC-007



Fuente: Base de datos OFM Campo Caracara - Cepsa Colombia S.A

Para el pozo Unuma-2 la figura 27 evidencia que para la unidad C7-B (periodo de producción comprendido entre 2016 a 2018) la tendencia al final muestra una desviación en la pendiente de la curva, declinando la producción drásticamente lo cual ocurre como se muestra en el círculo rojo de la figura 27. Este es una evidencia de un comportamiento típico de irrupción de agua, confirmado con el incremento en el corte de agua reportado desde Octubre de 2017.

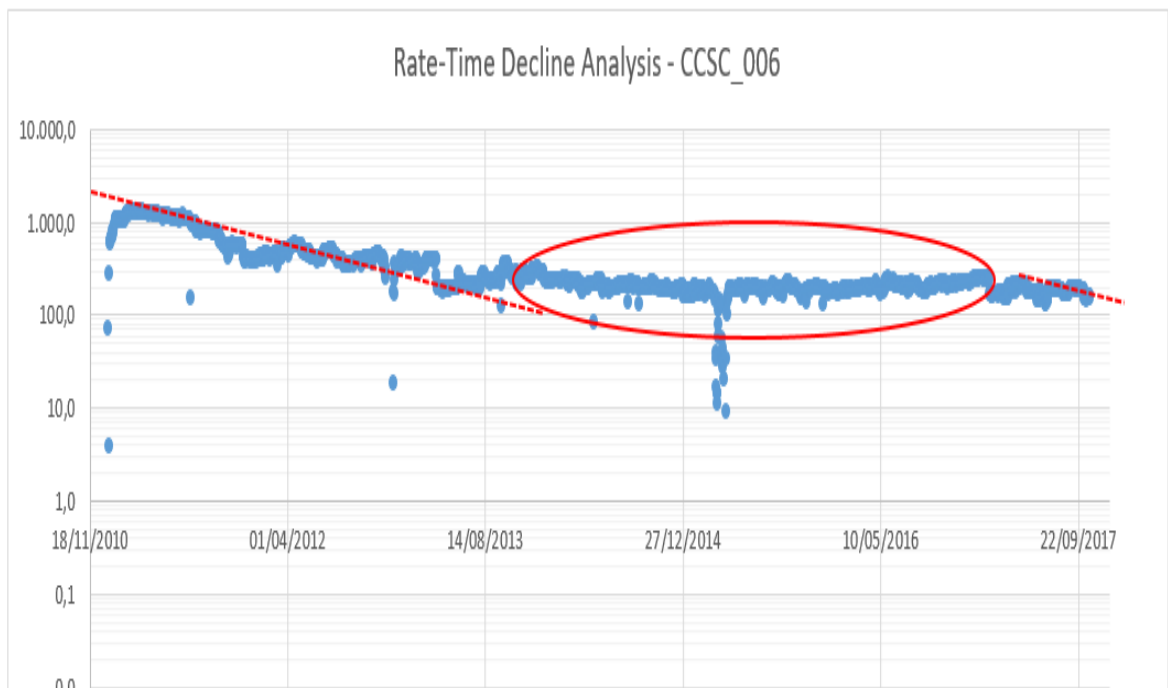
Figura 27. Curva de declinación pozo Unuma-2



Fuente: Base de datos OFM Campo Caracara - Cepsa Colombia S.A

Lo anterior significa una posible zona de petróleo by paseado por la invasión de agua dada la diferencia de movilidades y preferencia por este último fluido. Este hecho hace que el pozo Unuma-2 en la zona C7-B sea un candidato importante para implementar un método water shut off.

Figura 28. Curva de declinación pozo CSC_006

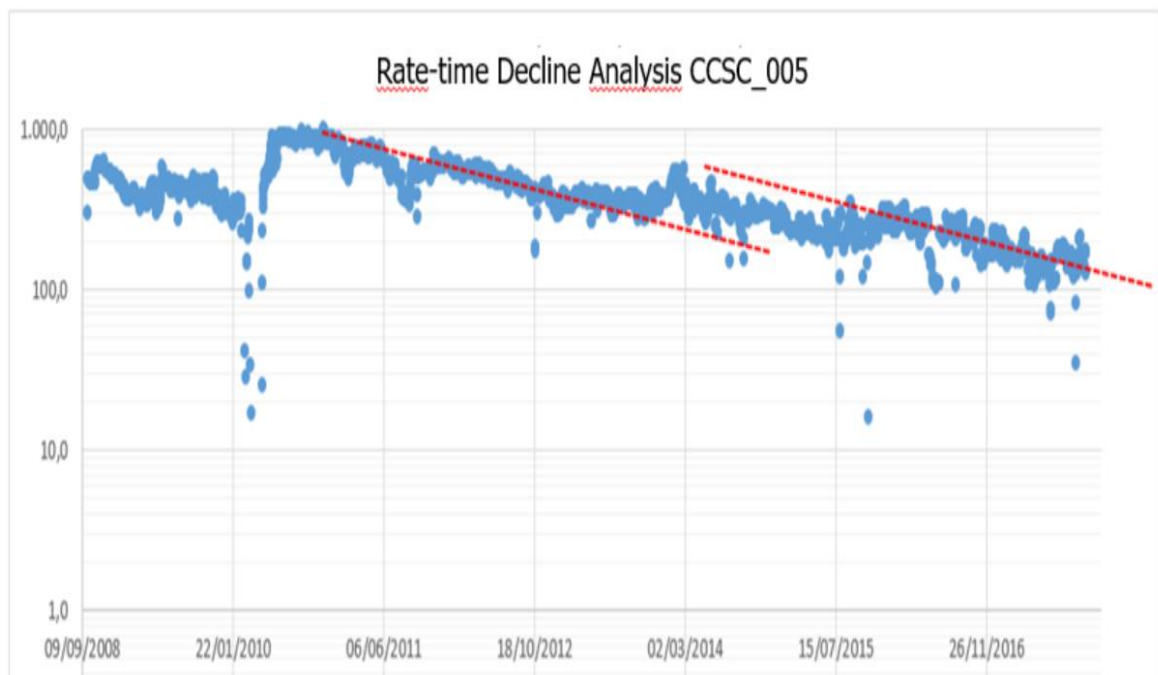


Fuente: Base de datos OFM Campo Caracara - Cepsa Colombia S.A

Este pozo en su historia solo ha producido de la misma unidad productora. Se observa un cambio en la tendencia de la curva de declinación entre el periodo enero 2014 y agosto 2017 dado que su pendiente se aplanar y posterior a septiembre 2017 se retoma la misma pendiente que se traía de 2010 hasta 2013. Este comportamiento no sugiere reservas que se estén dejando de barrer, por el contrario, el régimen de producción utilizado en este pozo indica una extracción eficiente dada que no se está favoreciendo la canalización o llegada de frente de agua de manera temprana.

Considerando este argumento, el pozo CCSC_006 no es un candidato importante para una implementación de algún método de water shut off, dado que su comportamiento no muestra ninguna zona de irrupción de agua.

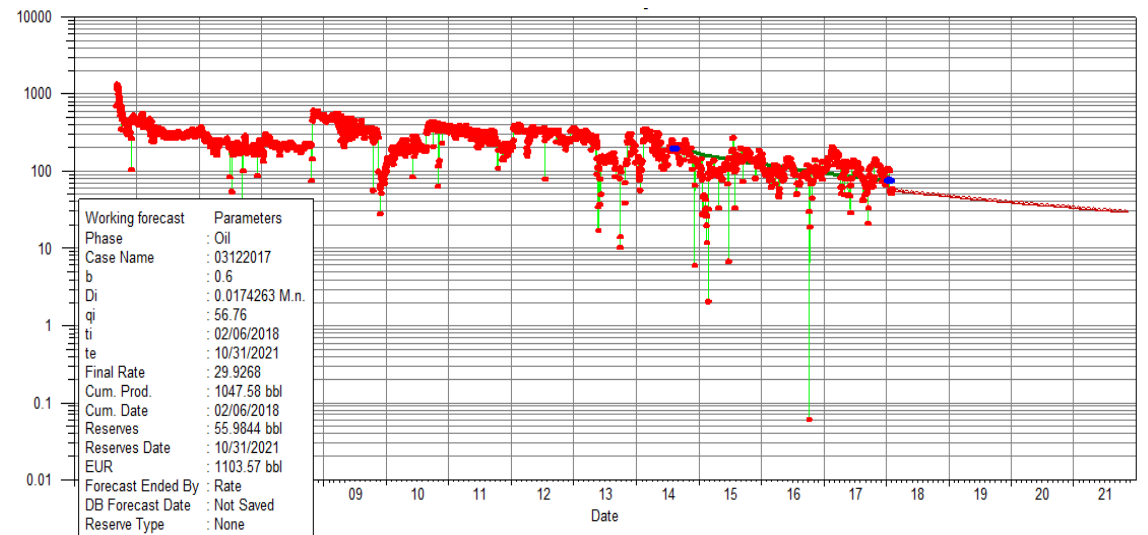
Figura 29. Curva de declinación pozo CCSC_005



Fuente: Base de datos OFM Campo Caracara - Cepsa Colombia S.A

El pozo CCSC_005 muestra un cambio en la tendencia de la curva de declinación de la figura 29 en el año 2014, sin embargo algunos meses después retoma el comportamiento que traía con la misma pendiente lo cual descarta una canalización de agua o intrusión del frente impidiendo un barrido de las reservas asociadas a este pozo de manera eficiente, como se muestra en las líneas rojas de la figura 29. Considerando lo anterior se descarta como candidato importante para una implementación de water shut off bajo el análisis de las curvas de declinación.

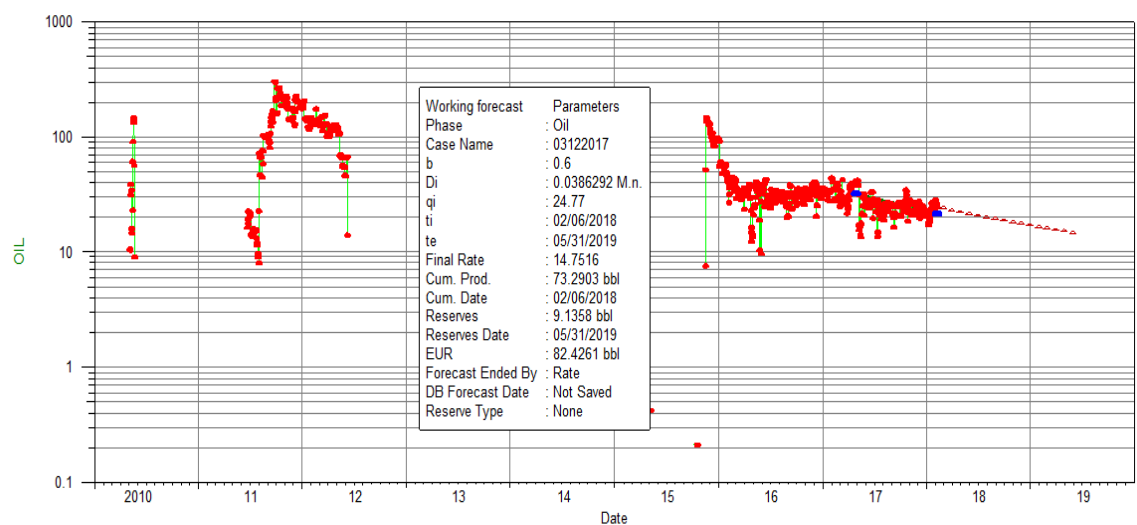
Figura 30. Curva de declinación pozo CCSC_010



Fuente: Base de datos OFM Campo Caracara - Cepsa Colombia S.A

La curva de declinación para el pozo CCSC_010 muestra una ligera desviación durante el periodo 2017 que sugiere la posibilidad bajo el análisis de este tipo de curvas de zonas que estén dejándose de drenar eficientemente por aumento en el drawdown, comportamiento típico al realizarse incrementos en la frecuencia de manera brusca en cortos periodos de tiempo. Es importante considerar los demás análisis para determinar si es o no candidato para la implementación de un water shut off.

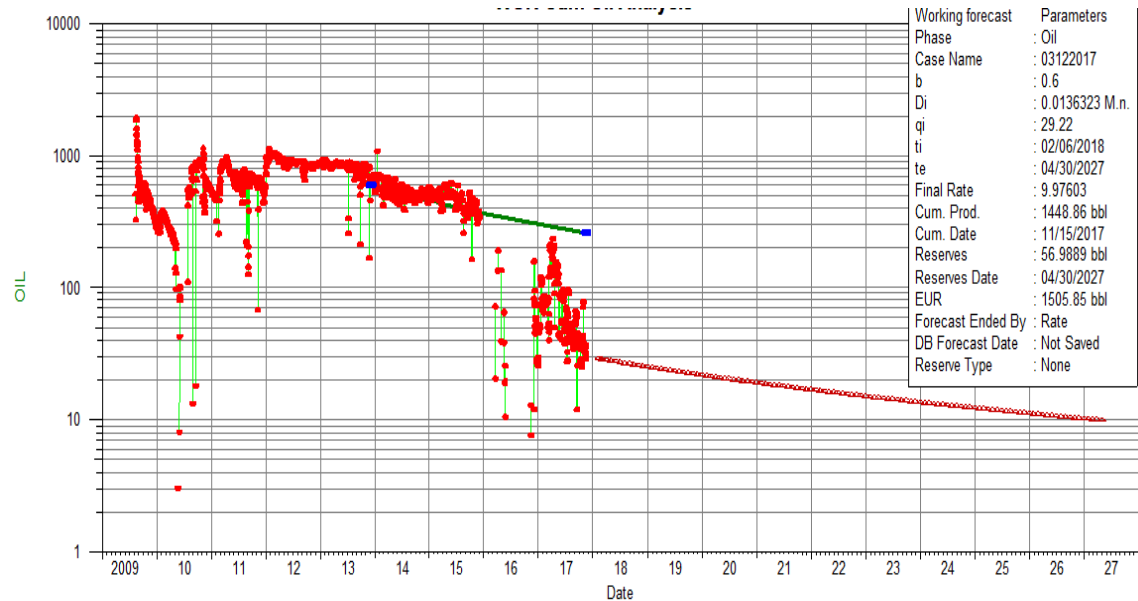
Figura 31. Curva de declinación pozo CCSC_003



Fuente: Base de datos OFM Campo Caracara - Cepsa Colombia S.A

Para el caso del pozo CCSC_003 el comportamiento de la curva iniciando el periodo 2017 muestra un cambio en la pendiente lo que significa que es un posible candidato, sin embargo, las reservas son muy bajas que no justifican una inversión para este pozo, siendo no viable económicamente.

Figura 32 Curva de declinación pozo CCSC_002



Fuente: Base de datos OFM Campo Caracara - Cepsa Colombia S.A

El pozo CCSC_002 presento un periodo de interrupción en la producción en el año 2016 lo cual generó un cambio abrupto en el comportamiento de la curva de producción de aceite como consecuencia del incremento en el corte de agua por encima del 8%, el cual no bajo a los valores con los cuales había cerrado el pozo en el 2016.

La pendiente del comportamiento del año 2017 evidencia una disminución en las reservas drásticamente, razón por la cual este pozo sería un excelente candidato para realizar una prueba piloto de un método wáter shut off que pueda bajar el corte de agua y retomar parcialmente los resultados que se traían hasta el 2016.

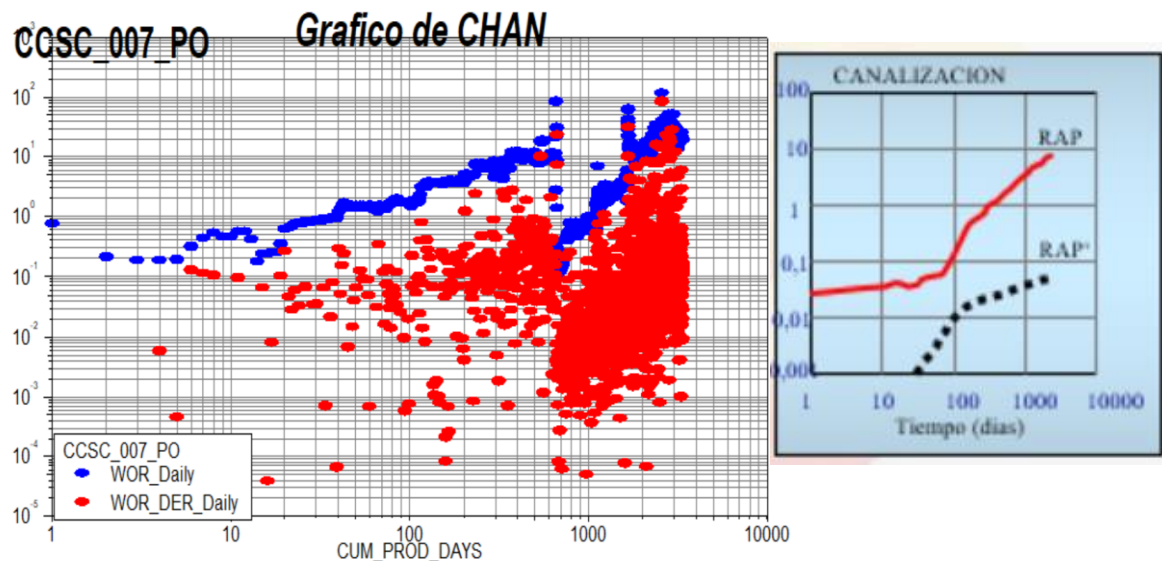
3.4 ANALISIS POZO A POZO SEGÚN METODOLOGÍA CHAN

Para realizar un diagnóstico se utilizaron las siguientes curvas: 1. Curvas históricas de producción de agua y de aceite. 2. Curvas de relación agua aceite Vs Np o la producción acumulada de aceite 3. Producción de aceite acumulado o eficiencia de recobro y 4. Caudales de declinación de aceite y gas. Estas curvas muestran una foto del comportamiento actual e histórico de producción y la producción potencial del pozo. La idea con esta metodología como lo menciona el Chan en su artículo

es identificar después de tener los pozos candidatos seleccionados en numerales anteriores, que tipo de mecanismo de producción de agua se tendría en el yacimiento y en cada pozo respecto a conificación y canalizaciones.

A tasas de producción más bajas, la presión de fondo fluyente y la presión de entrada de la bomba deben ser más altas (proporción inversa). En tiempos de producción cortos, el índice de productividad con variación de caudal es casi constante. Esto cambia cuando la intrusión de agua es muy fuerte (+) o hay daño de formación (-).

Figura 33. Curva de diagnostico Chan periodo I pozo CCSC_007

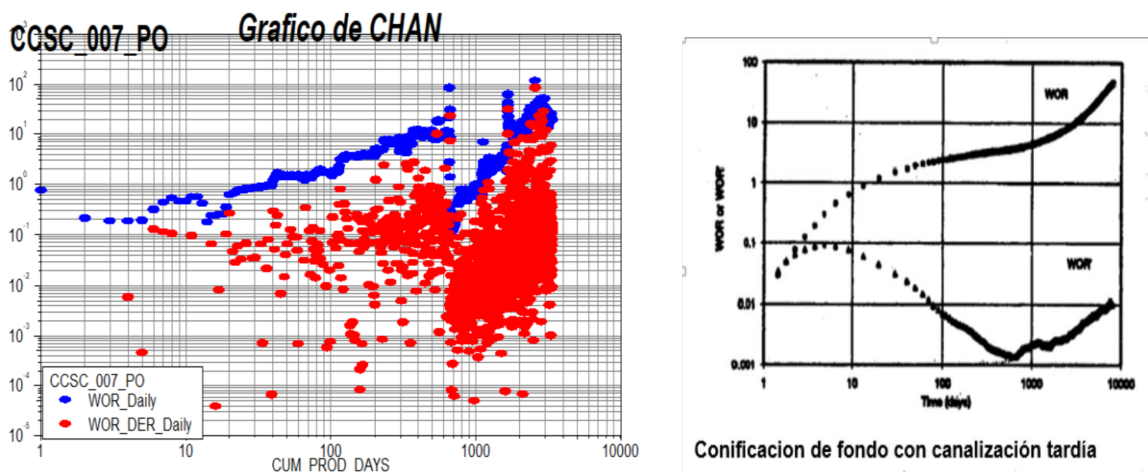


Fuente: Autor – Paper Chan

A mayo de 2011 se reportaron los siguientes datos: corte de agua de 92%, el acumulado de petróleo producido 3371 BOPD y de agua producida 1,710.039 BWPD. Se observa en este periodo de tiempo un incremento en el corte de agua de acuerdo con las gráficas de Chan, lo cual sugiere una posible canalización. Este fenómeno está relacionado teniendo en cuenta que el yacimiento de Caracara está compuesto por multicasas con propiedades diferentes lo cual se conoce como heterogeneidad, generándose de esta manera canales preferenciales para la entrada de agua dado la diferencia de movilidad entre este fluido y el petróleo.

En febrero del 2018 los datos reportados son: petróleo acumulado de 343.545 BO, agua acumulada de 1,898.753 Bw y corte de agua de 96.65%. Se observa conificación, efecto que se genera como consecuencia de los incrementos de frecuencia realizados buscando incrementar el caudal de aceite para compensar la disminución debido a la entrada de agua.

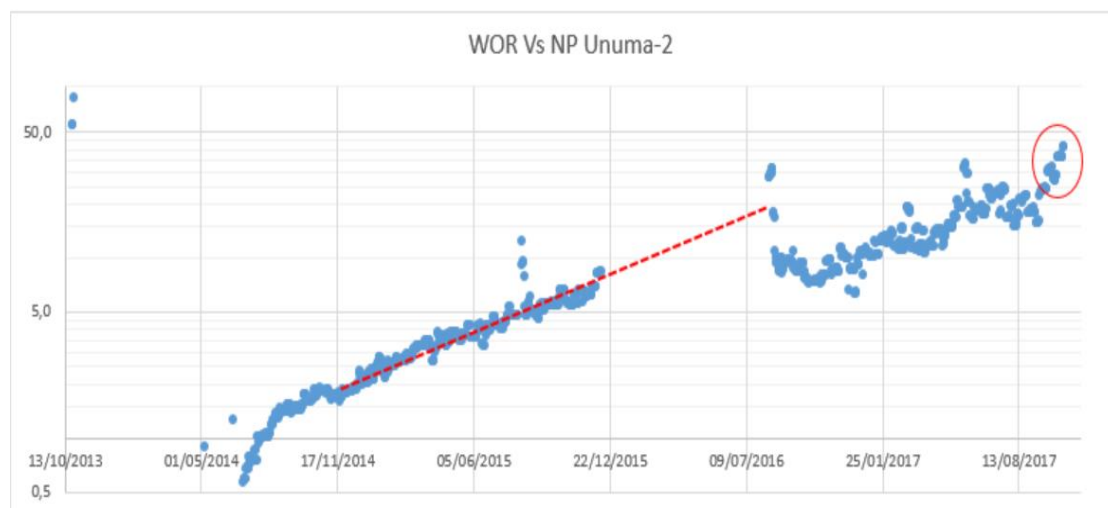
Figura 34. Curva de diagnostico Chan periodo II pozo CCSC_007



Fuente: Autor – Paper Chan

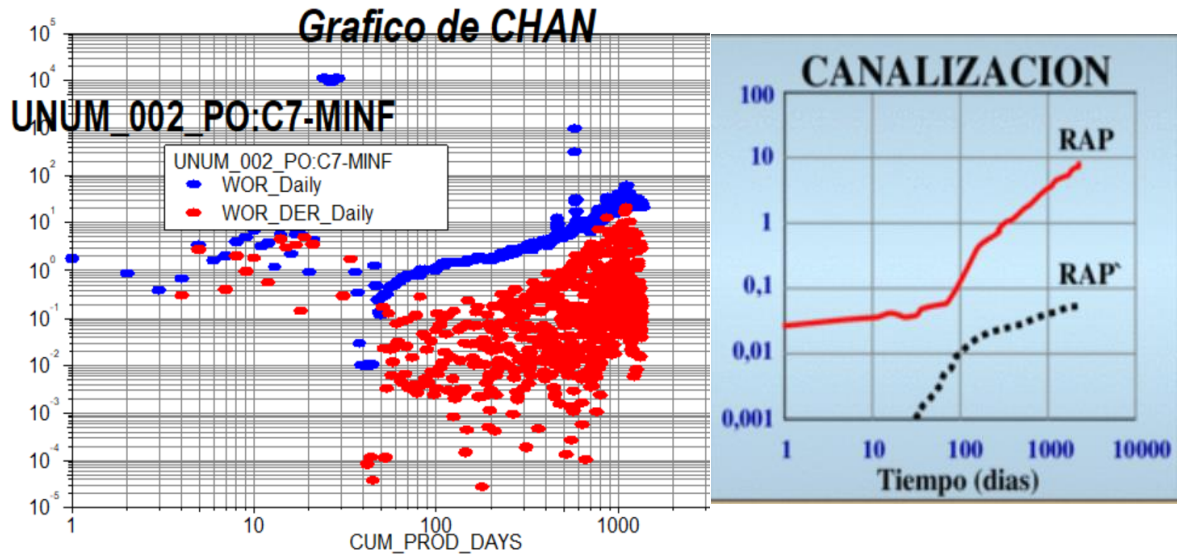
Teniendo en cuenta las figuras 33 y 34 se puede concluir que el pozo CCSC_007 si es un candidato para un trabajo de wáter shut off en la formación C7-M, sin embargo es necesario realizar un trabajo de estimulación o trabajo de limpieza de pozo para mitigar el efecto de la caída en el índice de la productividad posterior a la instalación del sistema de control de arena.

Figura 35. Relación agua aceite Vs Aceite producido pozo Unuma_002



Fuente: Autor

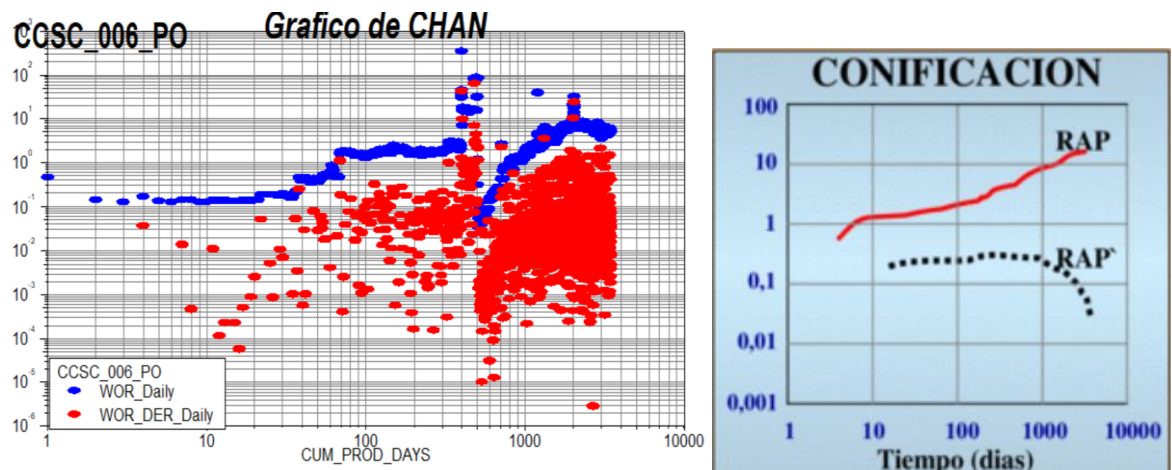
Figura 36. Curva de diagnostico Chan pozo Unuma_002



Fuente: Autor – <https://docslide.net/documents/proceso-curvas-de-chan.html>

Para el caso del pozo Unuma_002 se evidencia un incremento en el corte de agua por encima del 2% a partir del mes de septiembre de 2017. El comportamiento de la relación agua petróleo producido del pozo Unuma_002, sugiere una canalización cercana a la cara del pozo; durante la historia de producción del mismo. Adicionalmente, esta respuesta se asevera cuando se realizan cambios fuertes en el régimen de extracción, es decir al incrementarse frecuencia en la bomba, como se muestra en las figuras 35 y 36.

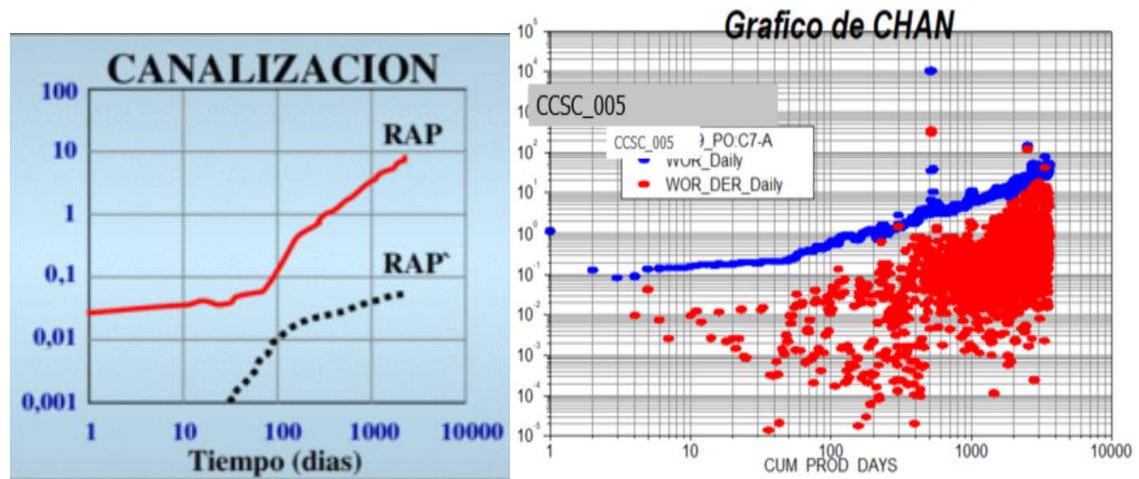
Figura 37. Curva de diagnostico Chan pozo CCSC_006



Fuente: Autor – <https://docslide.net/documents/proceso-curvas-de-chan.html>

Para el pozo CCSC_006, se observa conificación tanto la curva base como la derivada de WOR. El comportamiento de este pozo es normal debido a que el mecanismo de producción de las unidades inferiores del C7 es empuje por acuífero activo de fondo, lo cual se observa en las gráficas de diagnóstico de Chan para el pozo CCSC_006, figura 37.

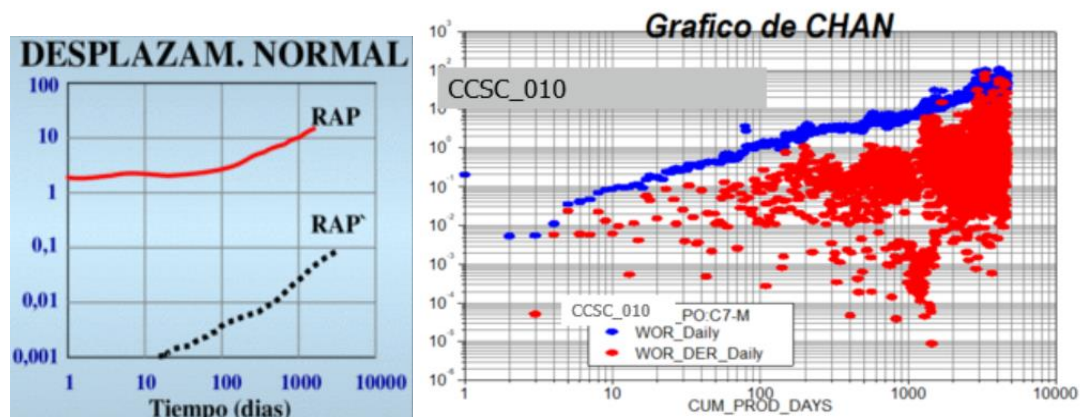
Figura 38. Curva de diagnostico Chan pozo CCSC_005



Fuente: Autor – <https://docslide.net/documents/proceso-curvas-de-chan.html>

El comportamiento del pozo CCSC_005 muestra una tendencia muy similar a la encontrada en el pozo CCSC_006, canalización de tipo multicapa reflejandose este comportamiento como lo muestra la figura 38.

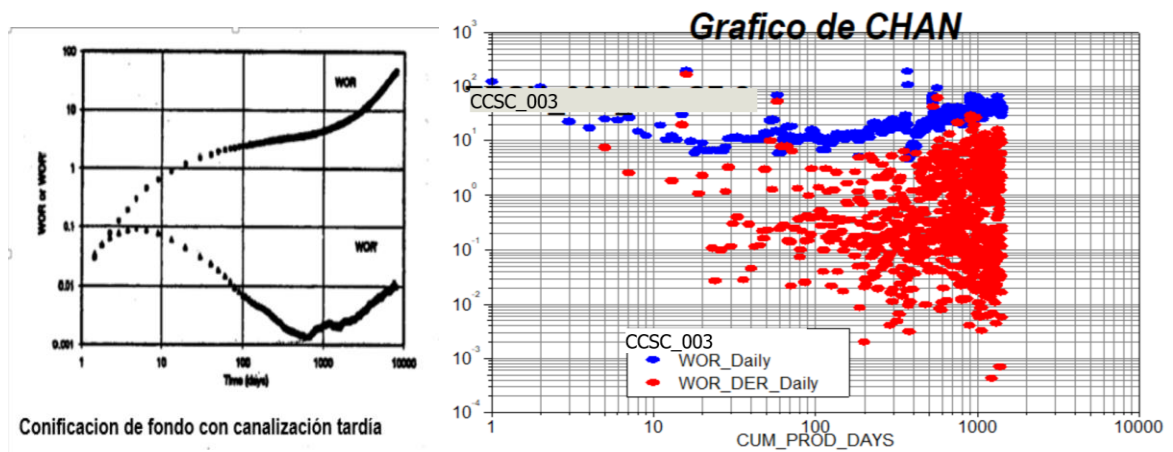
Figura 39. Curva de diagnostico Chan pozo CCSC_010



Fuente: Autor – <https://docslide.net/documents/proceso-curvas-de-chan.html>

Para el pozo CCSC_010, el comportamiento de producción de agua con respecto al aceite producido es muy estable y no se observa cambios de pendiente en las curvas que indiquen posibles reservas que estén dejando de barrerse de manera eficiente como se observa en la figura 39.

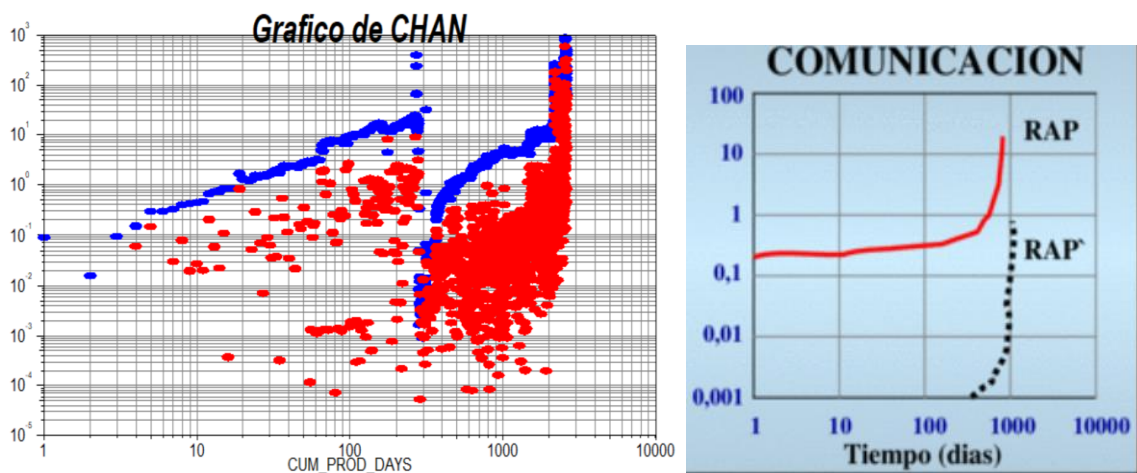
Figura 40. Curva de diagnostico Chan pozo CCSC_003



Fuente: Autor – Paper Chan

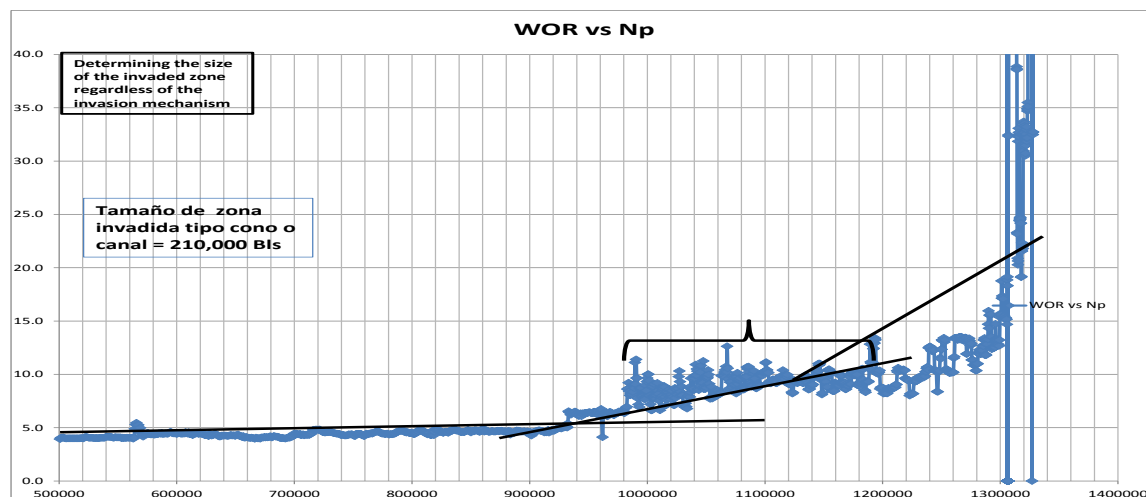
Para el pozo CCSC_003, se observa en la figura 40 efecto de conificación tanto la curva base como la derivada de WOR. El comportamiento de este pozo es normal debido a que el mecanismo de producción de las unidades inferiores del C7 es empuje por acuífero activo de fondo. La posibilidad de un trabajo water shut off en este pozo depende de las reservas asociadas directamente a este pozo.

Figura 41. Curva de diagnostico Chan pozo CCSC_002



Fuente: Autor – <https://docslide.net/documents/proceso-curvas-de-chan.html>

Figura 42. Curva de diagnostico Chan pozo CCSC_002



Fuente: Autor

El pozo CCSC_002 a finales de 2013 se observa un incremento en la presión de succión de la bomba, lo cual se traduce en aumento de la productividad por la entrada adicional de agua. Este comportamiento refleja el inicio de un periodo de conificación como lo muestran las figuras 41 y 42.

Las dos tendencias que se observan en las curvas de WOR vs NP (2012-2013: Avance Normal) y (2014-2015: conificación) según las figuras 41 y 42, son comportamientos que corresponden al mecanismo de producción del yacimiento.

En el periodo 2017 a hoy se hace evidente un cambio fuerte en la tendencia de las variables de producción; los cuales no corresponden al comportamiento normal de producción del pozo indicando posibles problemas en las cercanías del pozo; tal cuál como se identifica en la figura de diagnóstico de Chan en la figura 41.

3.5 INTEGRIDAD DE POZOS: REGISTROS DE CEMENTACIÓN

La calidad del cemento es una característica determinante para la aplicación de algún método water shut off en un pozo candidato, dado que estos métodos están dirigidos también para la corrección de estos canales como también pueden presentarse casos en los cuales un pozo se pueda descartar por la presencia de canales detrás del revestimiento que direccionen el tratamiento a aplicar hacia zonas que no son objetivos.

Debido a lo anterior se incluye este análisis para cada uno de los pozos candidatos con el objeto de determinar si la integridad del pozo permite la aplicación de algún

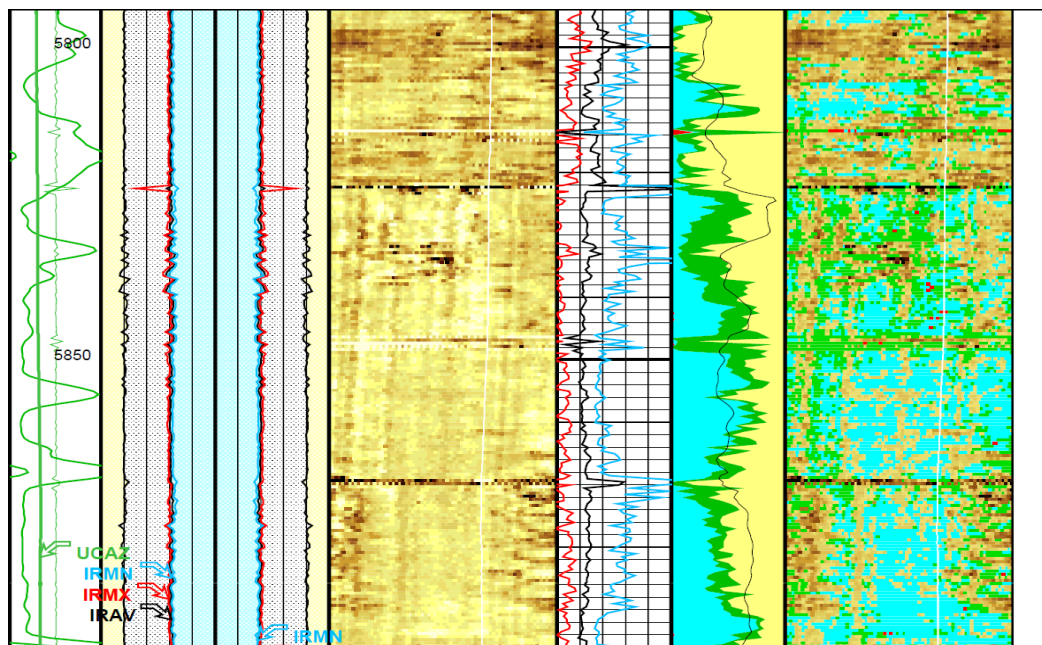
fluido tipo para frenar la canalización y/o conificación del agua o si por el contrario lo descarta y determina al pozo como no candidato.

De los 7 pozos candidatos se encontró que 5 pozos presentan una muy buena calidad en el cemento (adherencia del cemento con el revestimiento y con la roca formación) tanto a lo largo del intervalo cañoneado y posteriormente puesto a producción, como en las zonas circundantes (superior e inferior) permitiendo de esta manera estar completamente aislado de posibles canales de agua proveniente de acuíferos vecinos.

Los pozos que presentan buena adherencia y buen aislamiento se muestran en las figuras 43 a 47.

El intervalo C7-3 (5823 - 5827 ft) del pozo CCSC_003 muestra buena adhesión del cemento tanto con la formación como con el revestimiento. Igualmente se observa buen aislamiento con respecto a las zonas vecinas.

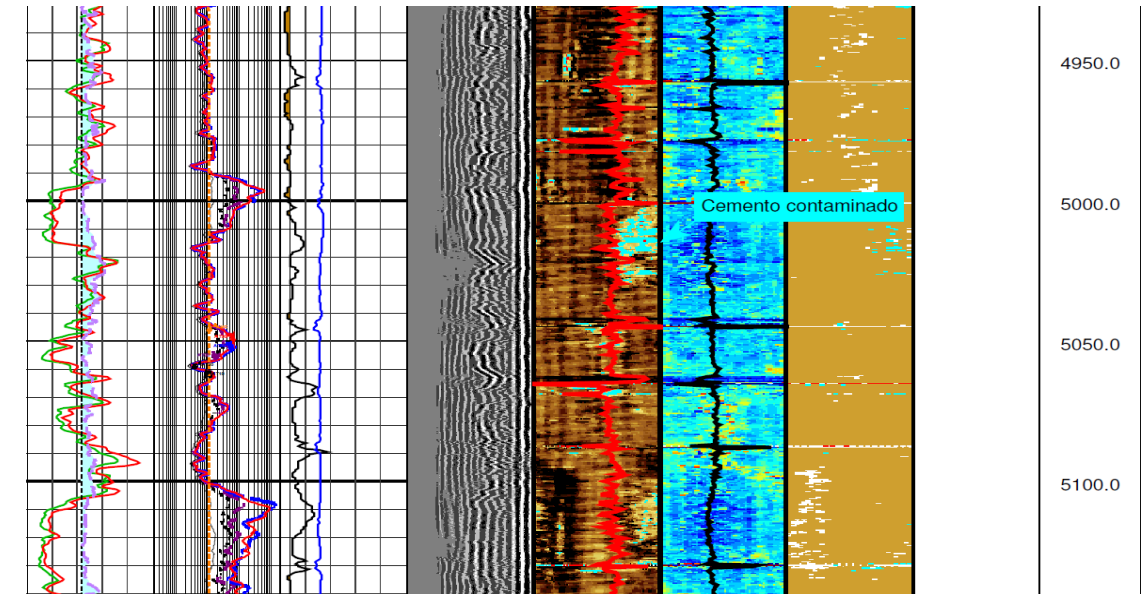
Figura 43. Registro CBL-VDL zona de interés pozo CCSC_003



Fuente: Schlumberger – Cepsa Colombia S.A

Se observa en la figura 44 el registro CBL del pozo CCSC_007 la integridad del cemento en buenas condiciones, no se observa falta de cemento o comunicación por detrás del revestimiento, se ve atenuación de adherencia en los perforados tanto de revestimiento a cemento y de cemento a formación.

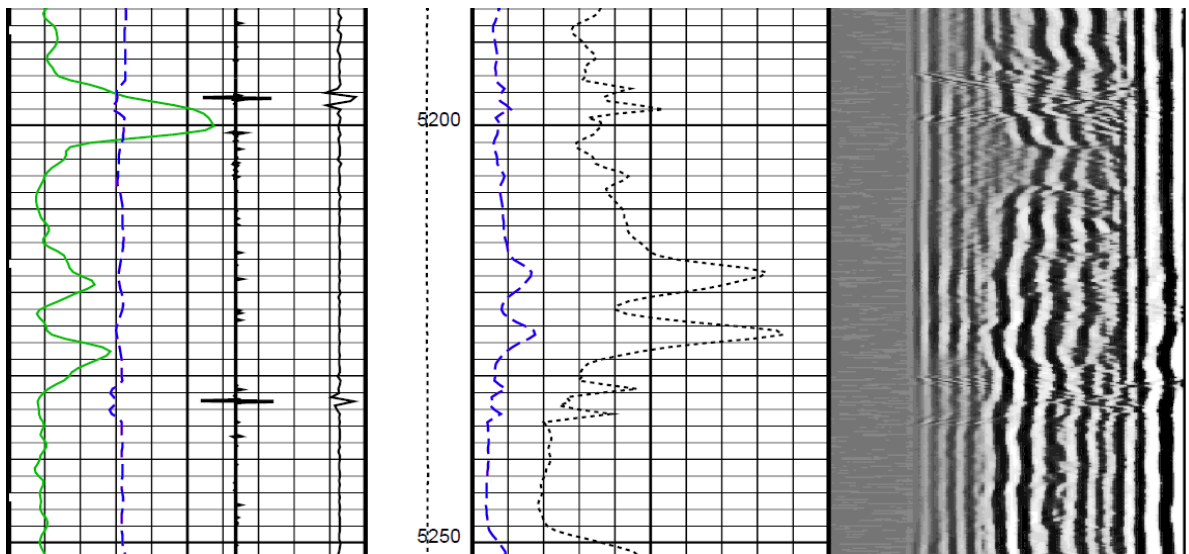
Figura 44. Registro CBL-VDL zona de interés pozo CCSC_007



Fuente: Schlumberger – Cepsa Colombia S.A

Para el pozo CCSC_002 se observa en el registro – figura 45 consolidación y adherencia del cemento tanto entre el revestimiento - cemento, y cemento - formación, lo cuál no sería un impedimento para realizar ningún trabajo de water shut off.

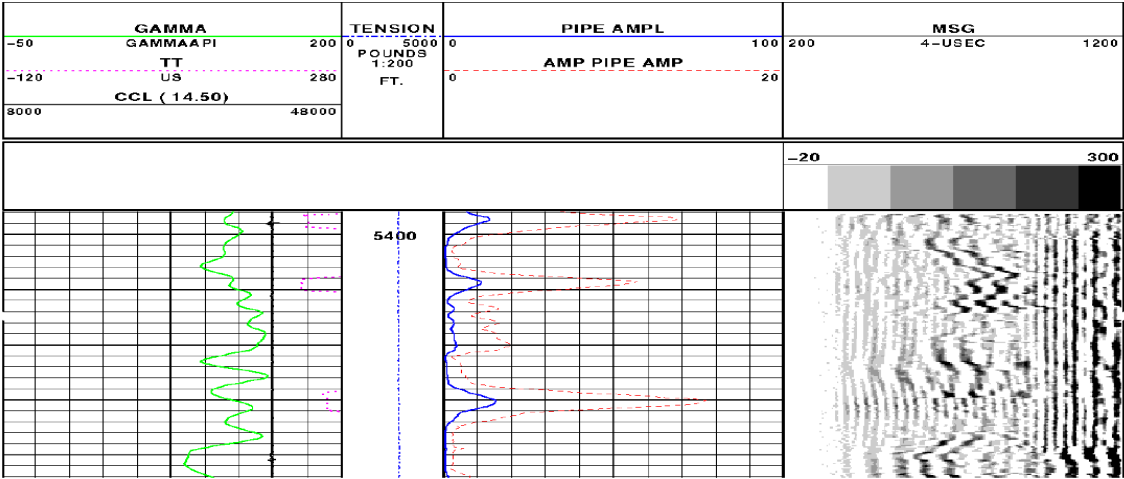
Figura 45. Registro CBL-VDL zona de interés pozo CCSC_002



Fuente: Schlumberger – Cepsa Colombia S.A

Se observa en el intervalo productor del pozo CCSC_010 gran adhesión del cemento y buen aislamiento con posibles zonas que causaran incremento en la producción de agua como se muestra en la figura 46.

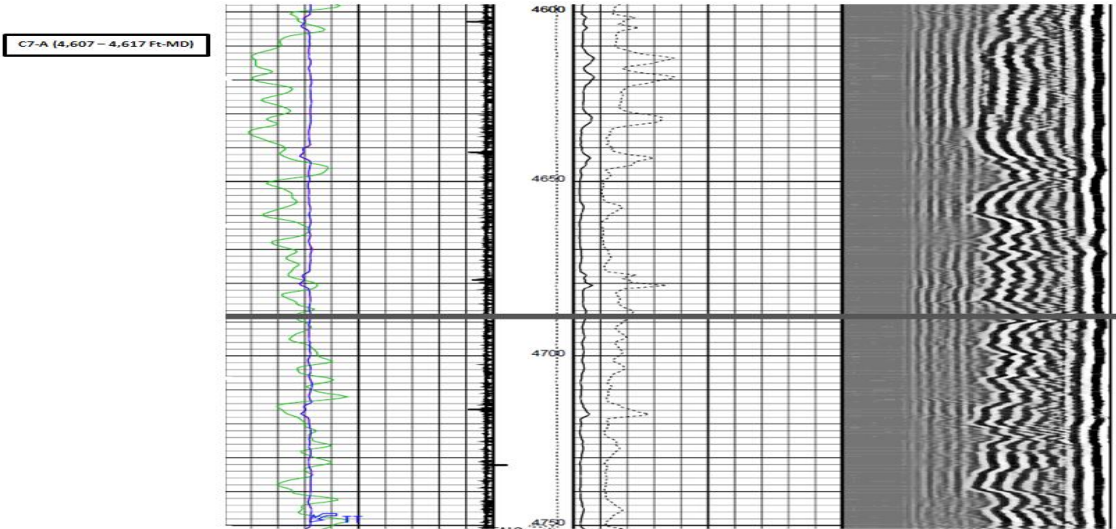
Figura 46 Registro CBL-VDL zona de interés pozo CCSC_010



Fuente: Schlumberger – Cepsa Colombia S.A

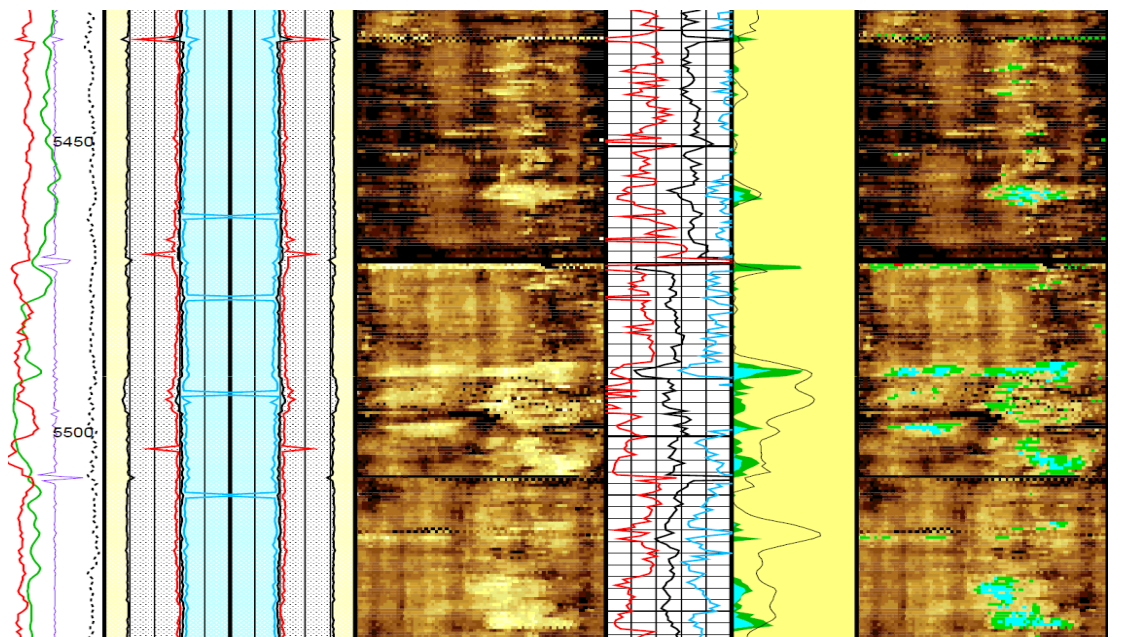
La figura 47 muestra el registro de evaluación del cemento para el pozo CCSC_006 mostrando una muy buena calidad en la adherencia y aislamiento para las unidades producto.

Figura 47. Registro CBL-VDL zona de interés pozo CCSC_006



Fuente: Schlumberger – Cepsa Colombia S.A

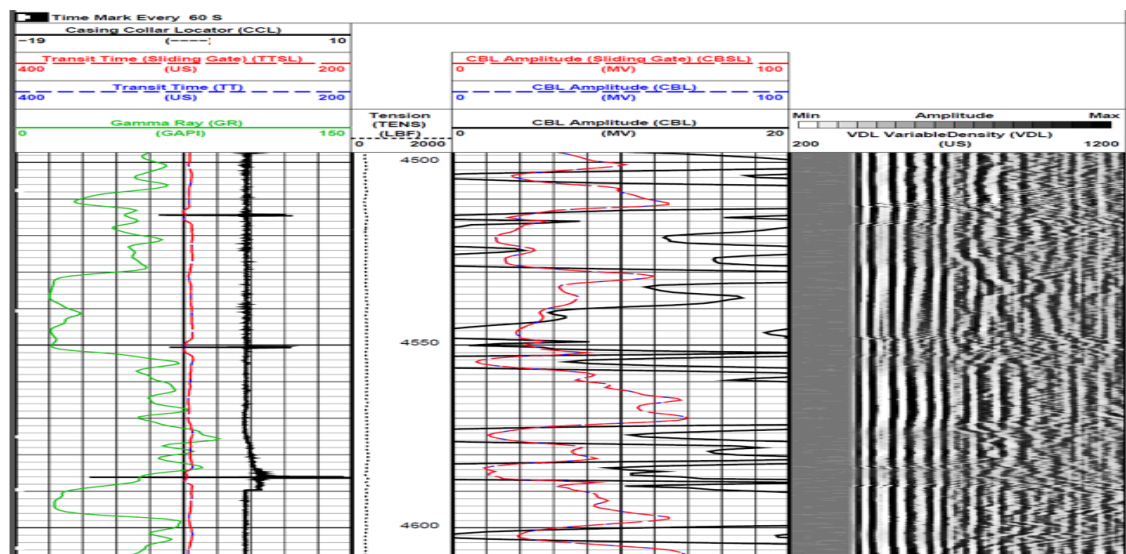
Figura 48 Registro CBL-VDL zona de interés pozo CCSC_005



Fuente: Schlumberger – Cepsa Colombia S.A

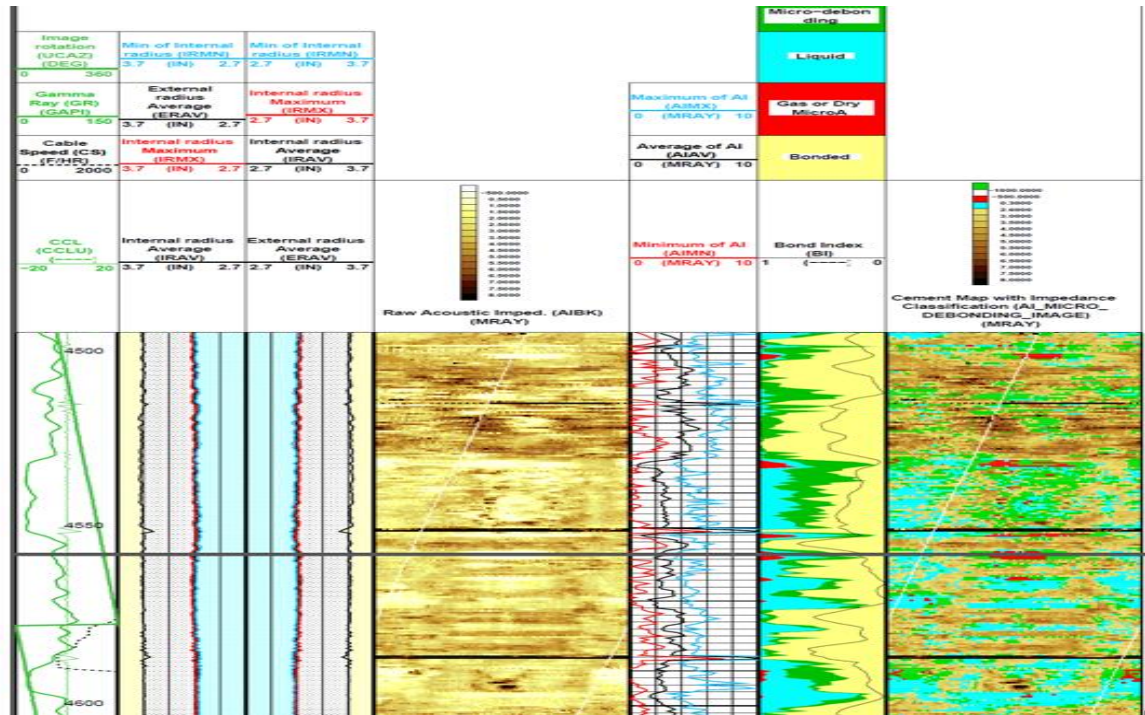
Por otro lado, se encuentran los registros de los pozos que muestran mala calidad en la cementación lo cual evidencia comportamiento de canalización y ha sido evidente el resultado a nivel de producción.

Figura 49. Registro CBL-VDL zona de interés pozo Unuma_002



Fuente: Schlumberger – Cepsa Colombia S.A

Figura 50. Registro USIT zona de interés pozo Unuma_002



Fuente: Schlumberger – Cepsa Colombia S.A

De acuerdo con el registro CBL-VDL-USIT de las figuras 49 y 50, se puede apreciar una adherencia muy pobre a lo largo del pozo en el intervalo cañoneado (4,532 ft a 4,548 ft MD; 4,529.7 ft – 4,545.7 ft TVD), el USIT confirma poca adherencia del cemento y canalización sobre y bajo del intervalo de interés.

4. DIAGNÓSTICO DE ENFOQUE INTEGRAL PARA LA IDENTIFICACIÓN DEL MECANISMO DE PRODUCCIÓN DEL BLOQUE CARACARA

De manera de diagnóstico y tratando de simular el yacimiento del campo Caracara en términos de producción de agua y verificar como se podría estar presentando esta intrusión; se realizó un modelo numérico de simulación variando condiciones del yacimiento, igualmente modificando propiedades descritas en el marco teórico como: la permeabilidad absoluta, permeabilidad relativa, presión capilar y PVT del fluido del yacimiento.

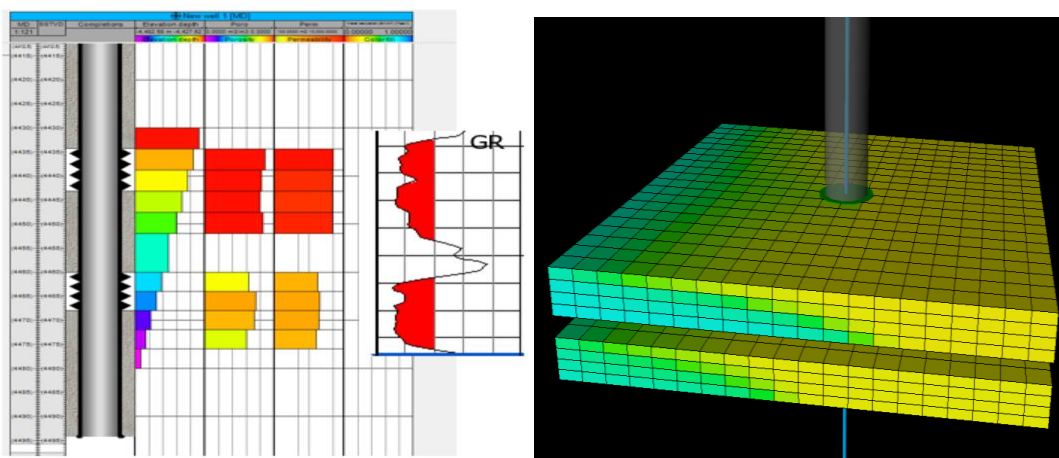
Utilizando el software Petrel y Eclipse, se crearon varios casos simulando un modelo dinámico, en donde se evidenciaron los efectos producidos por los cambios realizados en zonas del yacimiento que entrapan el hidrocarburo y que puede ser afectada su producción en la manera como se hace la extracción del aceite.

Para encontrar conclusiones del porque existe una conificación o una canalización debido a factores como la extracción en superficie, se realizó el ejercicio simulando altas y bajas tasas de producción al igual que los diferenciales de presión causados.

4.1 Modelo estático y dinámico del yacimiento campo Caracara

Se utilizó un modelo de 40 a 50 pies, incluyendo una capa de shale como barrera vertical entre las dos formaciones como se muestra en la figura 51. Se observa la primera grilla definida con dos zonas productoras dentro de un pozo; a este mismo modelo se agregaron las propiedades definidas para el yacimiento de Caracara; en el lado derecho se evidencia la respuesta del registro Gamma ray que presenta este modelo, donde se observa la calidad de la arena de cada formación.

Figura 51. Grilla de simulación con dos zonas de diferentes características para el modelo del yacimiento de Caracara



Fuente. El autor desde simulador Petrel y Ellipse

Dentro de las propiedades definidas, la heterogeneidad se asumió solamente vertical, las capas verticalmente se definieron como homogéneas; igualmente ya que el modelo tiene una extensión areal limitada; por ello solo se tiene en cuenta el área cercana al pozo.

Las propiedades de porosidad y permeabilidad para cada capa se describen en la siguiente gráfica, definida la arena 1 superior y la arena 2 como inferior; como se puede observar, la arena inferior con mayor permeabilidad y mayor porosidad.

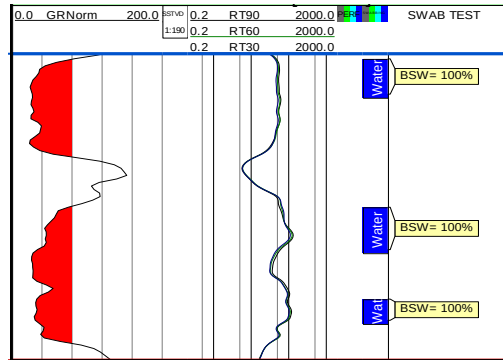
Figura 52. Comportamiento de variables de yacimiento

Arena 1		Arena 2	
Poro	Perm K	Poro	Perm K
0,26	5000	0,19	1727
0,245	4711	0,22	2000
0,24	4615	0,215	1945
0,25	4808	0,18	1636
Perm. Prom.	5000 MD	Perm. Prom.	2000 MD

Fuente. El autor

El registro gamma ray está mostrando las arenas limpias al igual que las arcillas que actúan como sello.

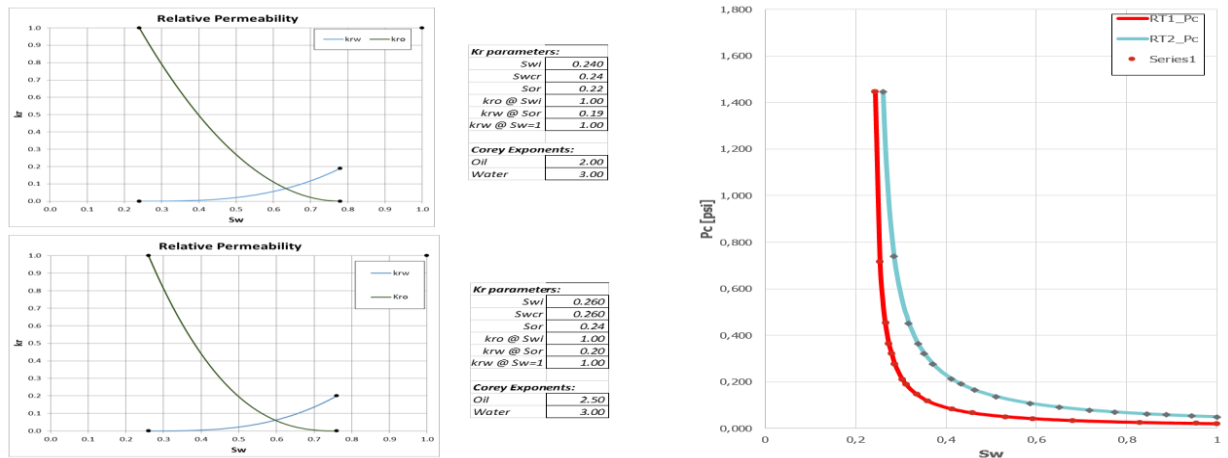
Figura 53. Registro gamma ray modelo de simulación yacimiento Caracara



Fuente. Registro gamma ray

Para el modelo de simulación se utilizaron las siguientes curvas de presión capilar y permeabilidad relativa; basadas en parámetros petrofísicos de la formación y campo de interés al igual que el análisis de fluidos a través de análisis PVT

Figura 54. Curva de presión capilar



Fuente: Plan de desarrollo-geológico campo Caracara

Se observa que la saturación de agua irreducible es de 24% para la arena 1 y de 26% para la arena 2, igualmente se evidencia que la fase mojante es el agua (ideal para campos de producción); cuando el agua comienza a subir, la saturación de crudo disminuye hasta un valor de saturación de aceite residual de 22% y 24% respectivamente; la caída de producción de aceite es muy rápida respecto al incremento en el corte de agua o producción de la misma.

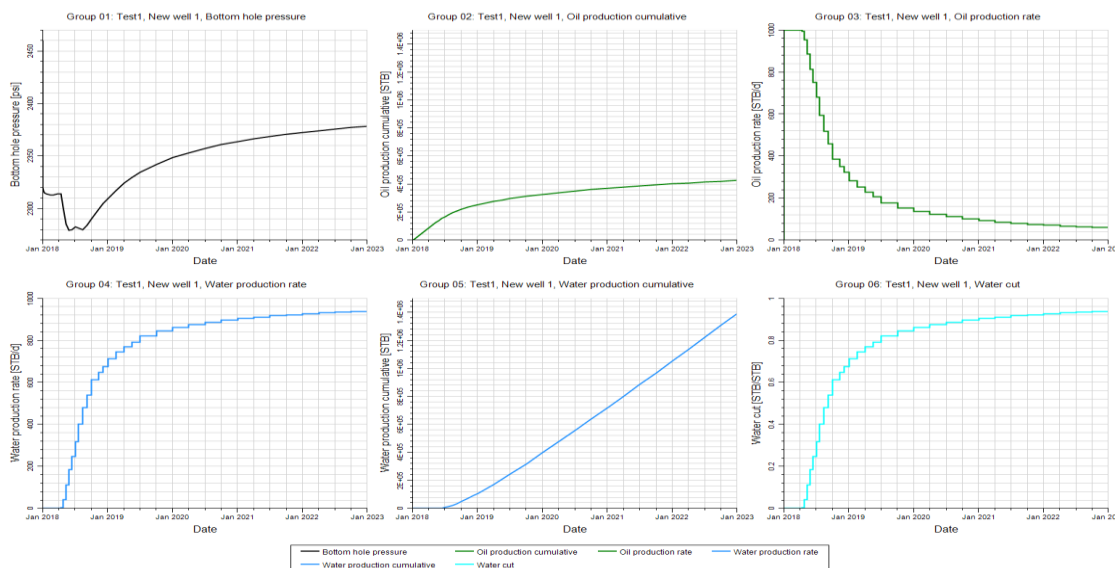
La pendiente de la curva de presión capilar es una buena medida cualitativa del rango de distribución del tamaño de los poros: a mayor horizontalidad de la curva de presión capilar hay mayor uniformidad del tamaño de los poros lo cual se evidencia en la curva roja de la figura 54. La saturación de la fase no mojanete (petróleo) a la cual la presión capilar aumenta sin cambios de saturación corresponde a la saturación irreducible de la fase mojanete (agua).

En la figura 55 se observa la diferencia entre la arena 1 y la arena 2, evidenciándose una mejor calidad de roca en la primera por tener una menor heterogeneidad y así mismo mayor permeabilidad promedio. Lo anterior significa que en la arena 2 se presenta una mayor zona de transición frente a la arena 1.

Según la presión capilar, la magnitud de la saturación de agua en el yacimiento, para una altura determinada está controlada por la estructura porosa de la roca, la densidad de los fluidos y las características de tensión superficial. Las rocas de baja permeabilidad presentan altas presiones capilares y zonas de transición de gran espesor y viceversa.

Se realizó una corrida inicial a través del software por la cual se simuló la condición inicial de cómo se comportan las variables de presión de fondo, producción acumulada y diaria (disminución), el aumento en el corte de agua y producción de la misma respecto a un tiempo de operación establecidas por 5 años.

Figura 55. Comportamiento de variables de producción



Fuente. El autor en simulador Petrel.

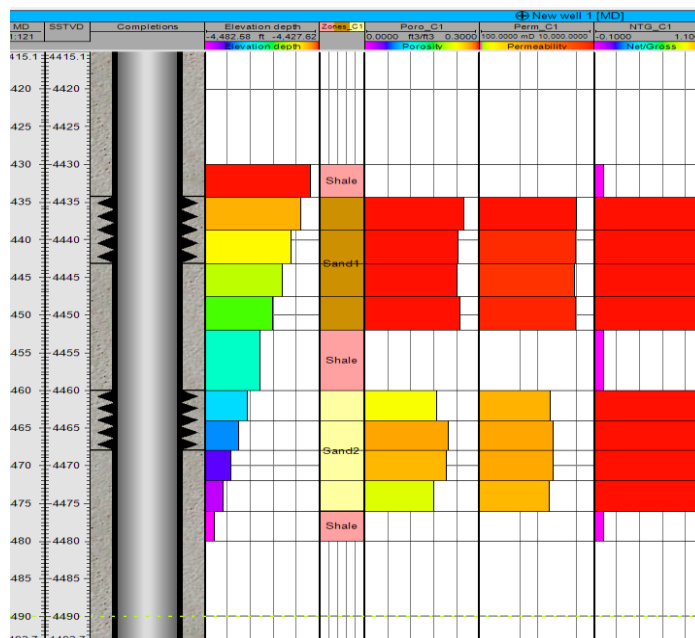
Como se muestra en la figura, el comportamiento estable del yacimiento, el pozo cerrado y sin ningún tipo de sistema de levantamiento; la presión de fondo incrementa como en PBU (Prueba de presión), se observa la caída de aporte de aceite, y el acumulado del mismo. Como lo es natural, el aporte de agua para estos tipos de mecanismos de producción.

4.2 Mecanismos de producción de agua identificados (descripción inicial)

Para el desarrollo de los posibles mecanismos de producción, se utilizó el modelo dinámico del yacimiento, generando cambios y la forma como se podría producir el agua en la formación o pozo; de la siguiente manera al modelo estático descrito en el numeral anterior; la simulación se basó en las siguientes modificaciones:

- A. Conificación: Con cierre de zonas
- B. Efectos de la permeabilidad vertical y/u horizontal
- C. Efecto de la viscosidad en el agua (cambio en las propiedades por ejemplo la salinidad)
- D. Diferentes tipos de acuífero; de fondo y lateral

Figura 56. Grilla de simulación con dos zonas de diferentes características y shale en el medio aplicado al modelo dinámico del yacimiento de Caracara



Fuente. El autor en simulador Petrel.

Según el registro gama ray (arena limpia), se aplicó un modelo rectangular con un pozo en la mitad, al abrir una zona, se propone simular un contacto en la arena lateral (el agua proviene los lados); el modelo tiene un espesor de 40 a 50 pies, realizando subdivisiones en la grilla.

Se realizó varios casos resumidos en la siguiente tabla; buscando identificar como es el comportamiento de las variables de producción según el movimiento del acuífero (es el mecanismo de producción de este campo), y variando algunas condiciones, esto con el objetivo de a futuro saber con qué método se podría contrarrestar los efectos del aporte del acuífero en pérdida de de producción de aceite y alto incremento en aporte de agua.

Figura 57. Resumen de casos de simulación

Condiciones	Acuífero activo			Acuífero lateral	Acuífero de fondo
	Caso 1	Caso 2	Caso 3	Caso 4	Caso 5
Formaciones	Se tiene un shale intermedio entre arena 1 y arena 2	Se agregó una tercera arena en el medio con características	Tres arenas similar al caso dos	Se retira las propiedades de shale o sello	Se retira las propiedades de shale o sello
	Ambas zonas se encuentran abiertas		Tres zonas abiertas		
Draw down	Variable entre 500 psi, 1000 psi y 1500 psi.	Solo 500 psi	Variables desde 200 psi, 500 psi, 1000 psi y 1500 psi.	500 psi	500 psi

Fuente. El autor

Caso 1: Las arenas 1 y 2 están divididas por un shale en el medio; Delimitado por caídas de presión, se muestran en las curvas los respectivos caudales y se observa como incrementa el corte de agua; Las 2 zonas están totalmente abiertas, los cambios de presión muestra cómo se incrementa los cortes de agua – con el propósito de ver en un futuro si la presencia de polímeros tiene algún porcentaje de efectividad en taponamiento de las zonas de aporte de agua.

Figura 58. Información de variables de pozo

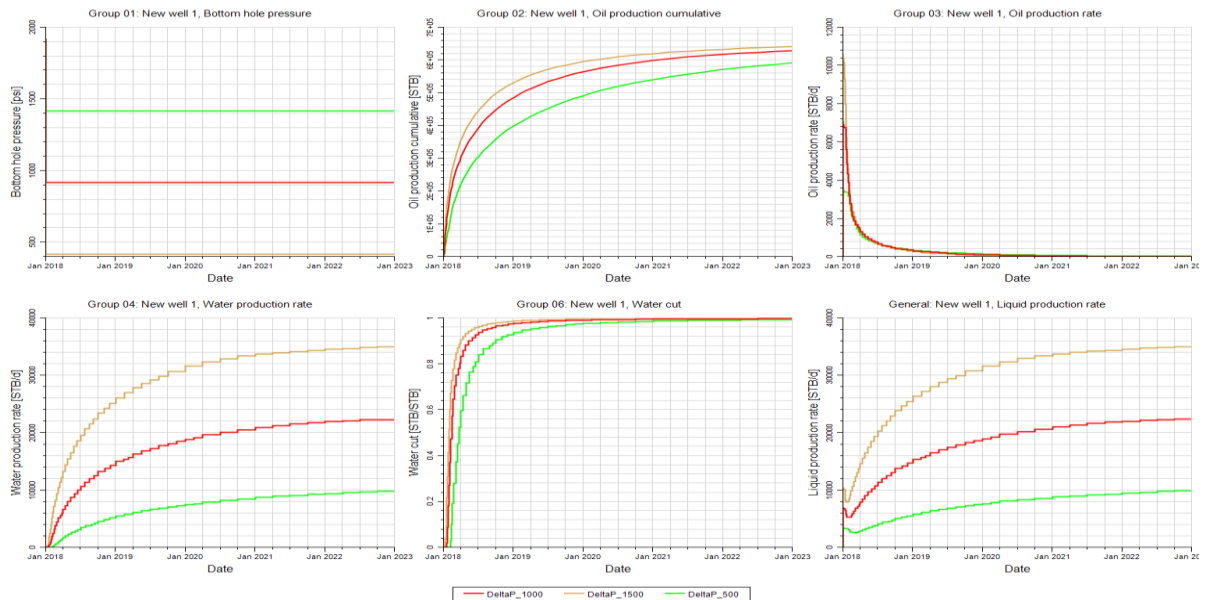
Pozo productor				
Zona	Caudal (BFPD)	P. yacimiento	PWF	Draw down (PSI)
1	3400	1920 psi	1420	500
2	6800			1000
3	10000			1500

Fuente. El autor

La profundidad de las formaciones está a 4430 pies a 4480 pies TVDSS

Cabe mencionar para esta simulación solo se utilizó la heterogeneidad vertical, para la horizontal, las capas serían homogéneas, debido a que el modelo tiene un espacio bastante reducido, solo se tiene en cuenta el área cercana al pozo; las variables petrofísicas como la porosidad y la permeabilidad se sacaron de un corazón del campo Caracara y su respectiva PVT.

Figura 59. Comportamiento de variables para cambios leves en la presión



Fuente: El autor – simulador Petrel

Caso 2: Simulación solo con un draw down de 500 psi. La idea de esta simulación es observar un efecto canal en cada zona (canalización a través de la arena 3 intermedia).

La arena 3 tiene las siguientes características, como se observa es de arena de mala calidad, no alcanza a formar sello en las zonas 1 y 2 pero se por las mismas características de la arena; se puede presentar una canalización o efecto canal a través de la misma, permitiendo fluir el agua a través de ella.

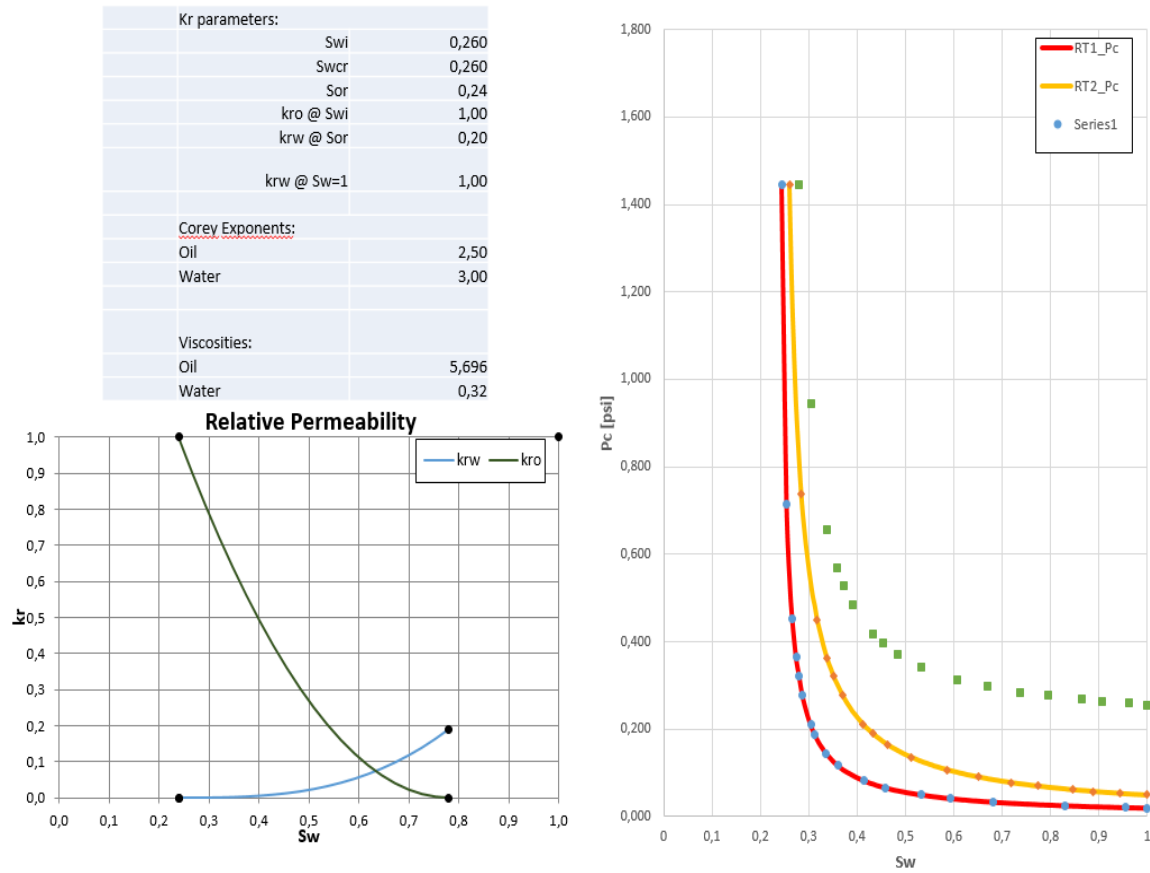
Figura 60. Características de yacimiento arena 3

Arena 3	
Porosidad	Perm K
0,15	500 mD

Fuente. El autor

Se agrega la curva de presión capilar de la arena 3 (línea punteada verde), la cual fue cargada al simulador mostrando las características de arena con poca porosidad y poca permeabilidad es decir un sello no definido y permite la canalización.

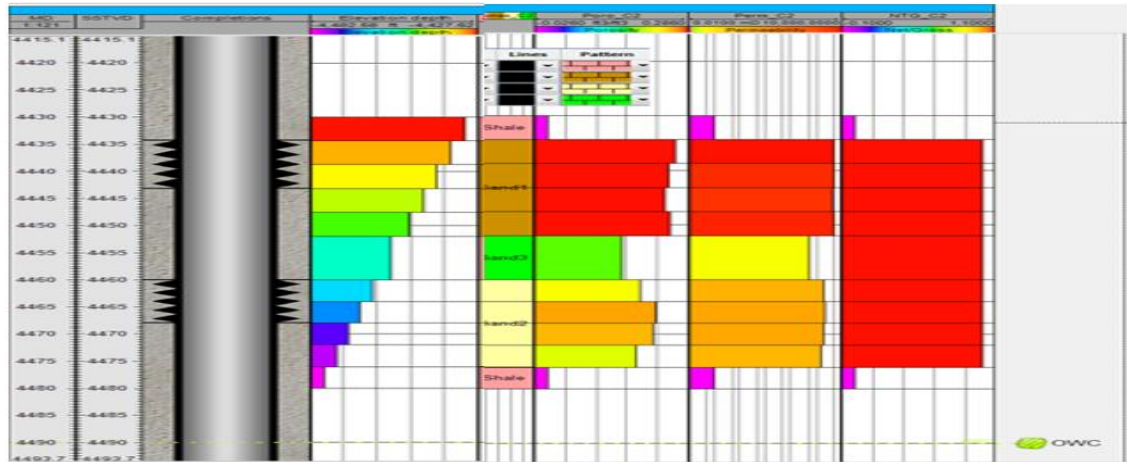
Figura 61. Curva de presión capilar



Fuente: Plan de desarrollo-geológico campo Caracara

La grilla de simulación se muestra en la siguiente gráfica, se observa contacto agua-petróleo en la parte inferior, se tienen las tres formaciones con diferente calidad en sus características petrofísicas, cuando se realizó la simulación se aplicó diferentes cambios en el draw down, al igual que apertura y cierre de zonas para evidenciar las variables de producción y aportes como cambiaron hacia donde se movilizó el volumen de agua.

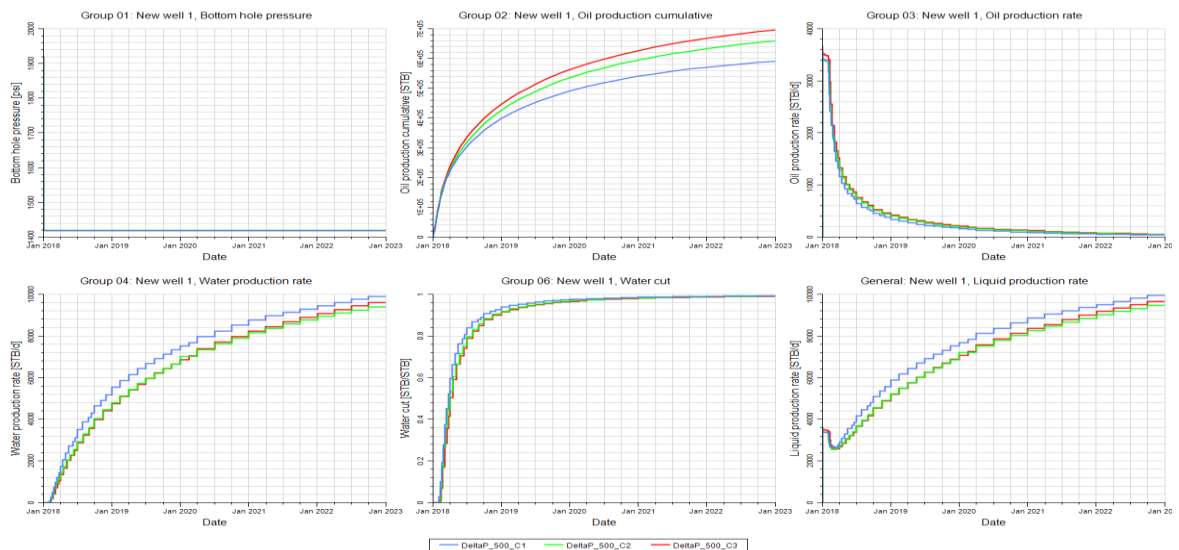
Figura 62. Grilla de simulación con tres zonas de diferentes



Fuente. El autor

Se observa en las curvas de comportamiento como el efecto de gran permeabilidad es proporcional a la producción de agua, la línea azul como formación 1 tiene una producción de agua alta y muestra aporte acumulado de aceite en menor proporción; aunque se observa en las tres formaciones la pérdida de producción de aceite en las mismas proporciones, y acerca del aporte de líquido, es mayor para la zona de mejor permeabilidad.

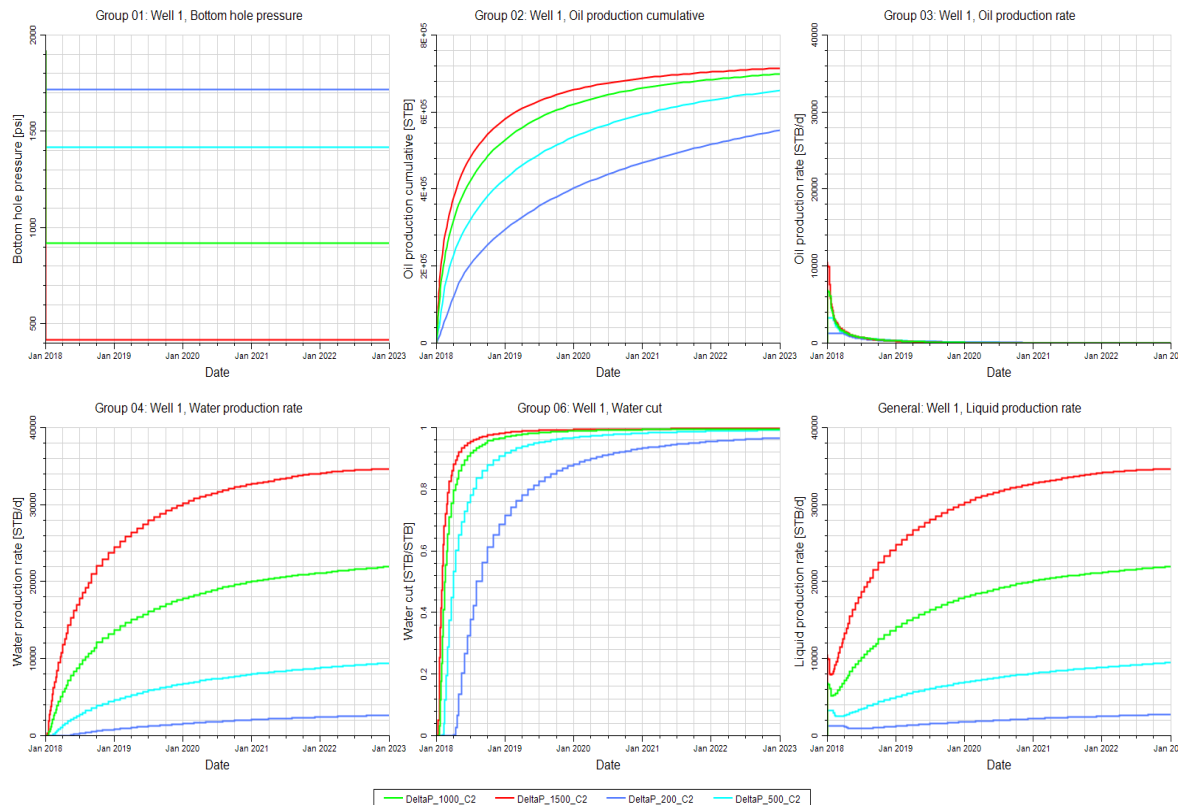
Figura 63. Resultados de simulación con las tres zonas sin arcilla en medio y draw down constante



Fuente. El autor

Caso 3: Para este caso se realizó la simulación con las tres arenas y similar al caso 2 con la diferencia que no se aplicó draw down constante si no que se verificó el comportamiento con cambios de presión desde 200 psi, hasta 1500 psi, cada curva con diferente color.

Figura 64. Resultados de simulación con diferentes cambios de presión a la misma formación.

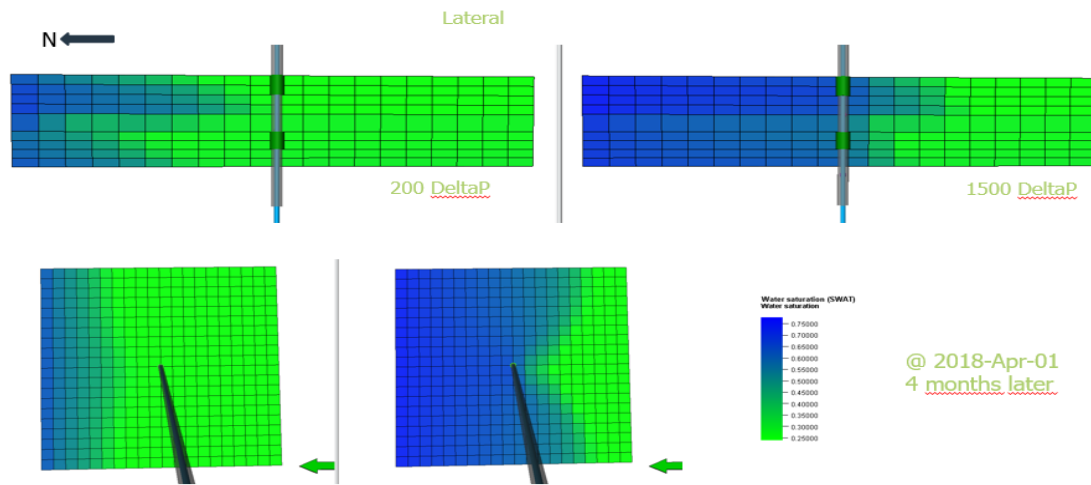


Fuente. El autor, simulación Petrel

Se evidencia la curva de menor draw down es decir 200 psi, tiene mejor desempeño en el aporte de aceite, con fuertes haladas u aporte de agua mayor, pero cabe mencionar no significa no haya un aporte acumulado de aceite, obviamente se debe dar el respectivo manejo al agua en superficie.

Caso 4: Para este caso, se realizó una simulación a diferencia de los casos anteriores, aplicando la entrada de agua a través de un acuífero lateral

Figura 65 Grilla de simulación para un efecto de acuífero lateral, en dos formaciones



Fuente. El autor, simulación Petrel

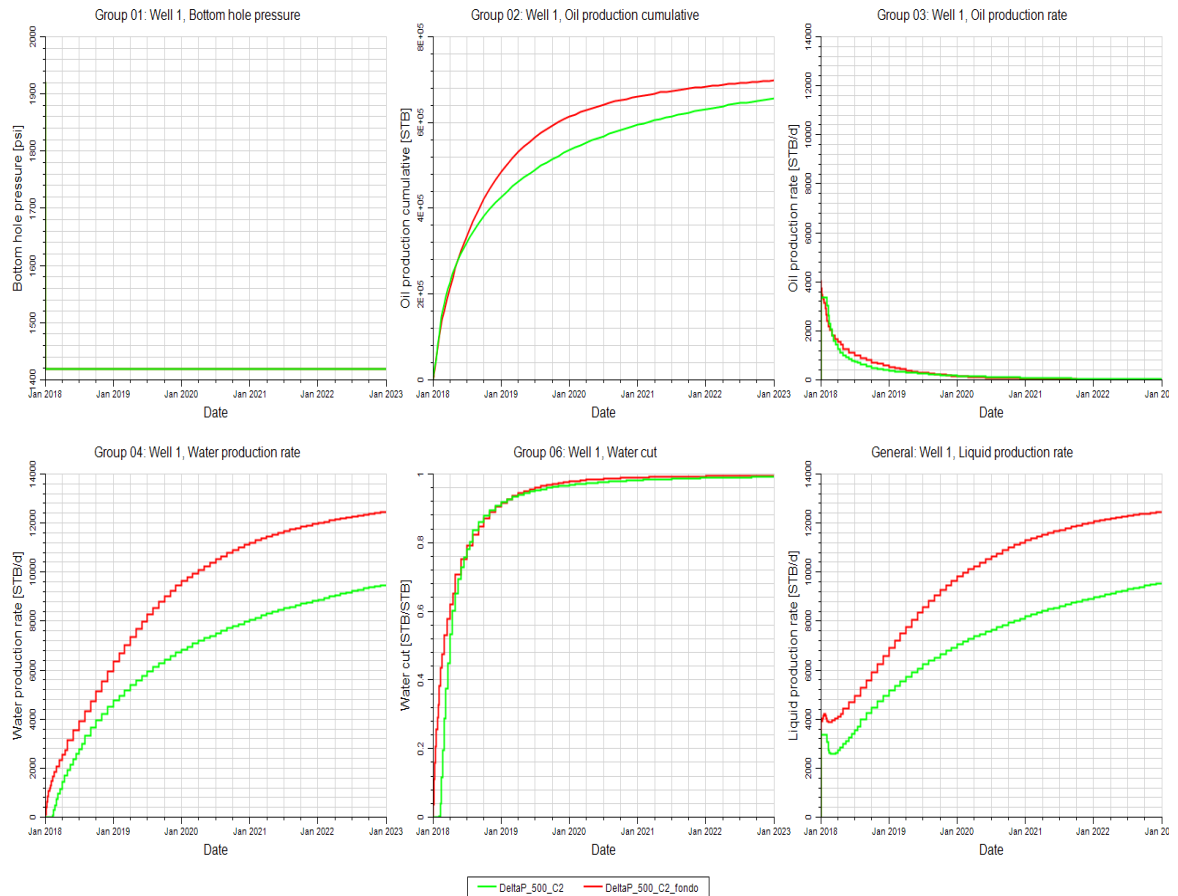
Se realizó una simulación modelando un acuífero lateral, de sur a norte del yacimiento, el acuífero a la izquierda según el registro de saturación inventado por el autor; se desplaza todo el aceite por el mismo empuje hidráulico; se observan los dos perforados del pozo y como se da el movimiento entre ambos con diferencia según sus condiciones petrofísicas.

La arena 1 al tener mayor porosidad y permeabilidad que la arena 2, muestra mayor aporte de crudo; el agua se desplaza de la zona lateral moviéndose más fácilmente donde se tiene mayor permeabilidad y gargantas de poros; el comportamiento de aporte de agua continua incrementando entre más zonas conecte de crudo, mejor la producción del pozo, el efecto de las movilidades entre fases va a ser diferente; dependiendo la zona donde mantenga las permeabilidades relativas, las zonas abiertas con altas saturaciones, la movilidad de agua en esa zona es mayor.

La apertura de zonas con menos saturación de agua, permitirá mayor movilidad del aceite, fomentando la producción del mismo con bajo corte de agua, y como se evidenció manteniendo el draw down.

De la gráfica del pozo con el frente de agua, la de mayor permeabilidad se desplaza más rápidamente que la de baja permeabilidad, al ser lateralmente homogénea, el desplazamiento de agua se da de acuerdo con el delta de la presión.

Figura 66. Comportamiento de variables de producción con un acuífero lateral

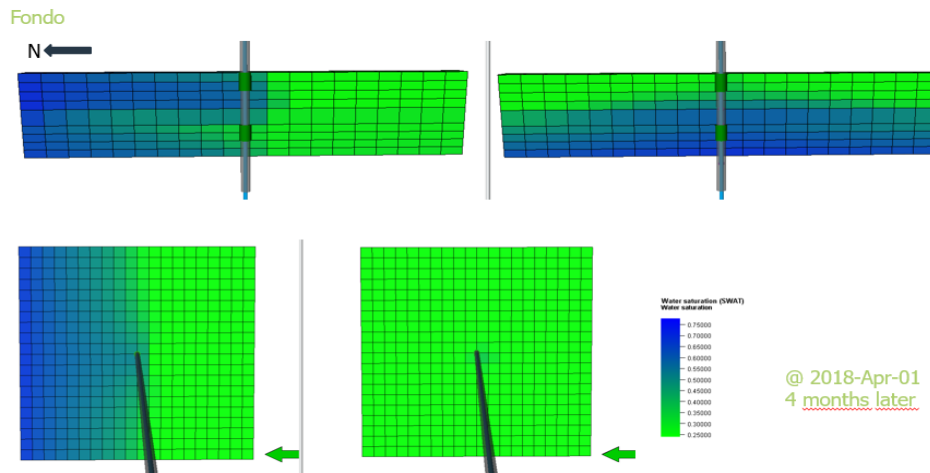


Fuente. El autor, simulación Petrel

La simulación se realizó con el mismo draw down de 500 psi, en la formación arena 1 (curva verde) y 2 (curva roja), se evidencia la llegada de agua con mayor volumen en la zona inferior, consecuentemente la disminución en el aporte de crudo. Cabe recordar se simuló el contacto por debajo de los perforados y por ende un contacto más lateral. En la grilla de simulación, se observa el cono que se forma debido al draw down causado en el pozo.

Caso 5: Simulación con acuífero de fondo, para este caso, se retira las propiedades de shale, es decir no se tiene ningún tipo de sello.

Figura 67. Resultados de simulación para un acuífero de fondo.

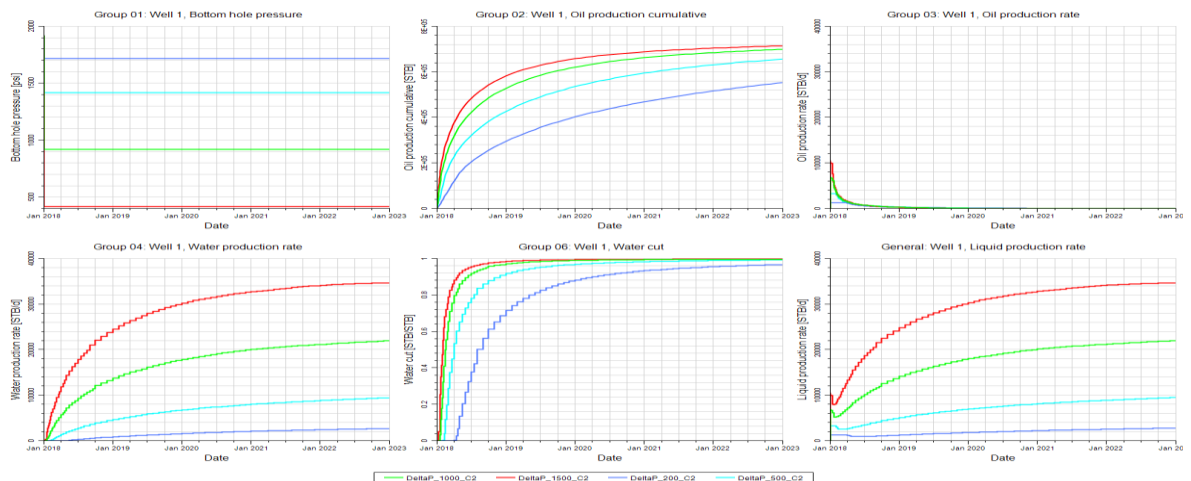


Fuente. El autor, simulación Petrel

En este caso, con un acuífero de fondo, quitando el shale de fondo, se logra tener un acuífero que comienza a desplazarse hacia la superficie o hacia las formaciones. Con el acuífero de fondo, se observa mayor conificación en tiempos iniciales, pero para el drenaje de aceite es más efectivo, según la curva de corte de agua.

Cuando se trabaja solo con la formación superior, se observa mayor cono que trabajando con las dos zonas; cerrando la zona inferior permito la evolución del corte de agua pero también tengo menos drenaje, se nota la diferencia, aunque a tiempos finales llego al mismo valor.

Figura 68. Resultados de simulación, comparación fondo-lateral



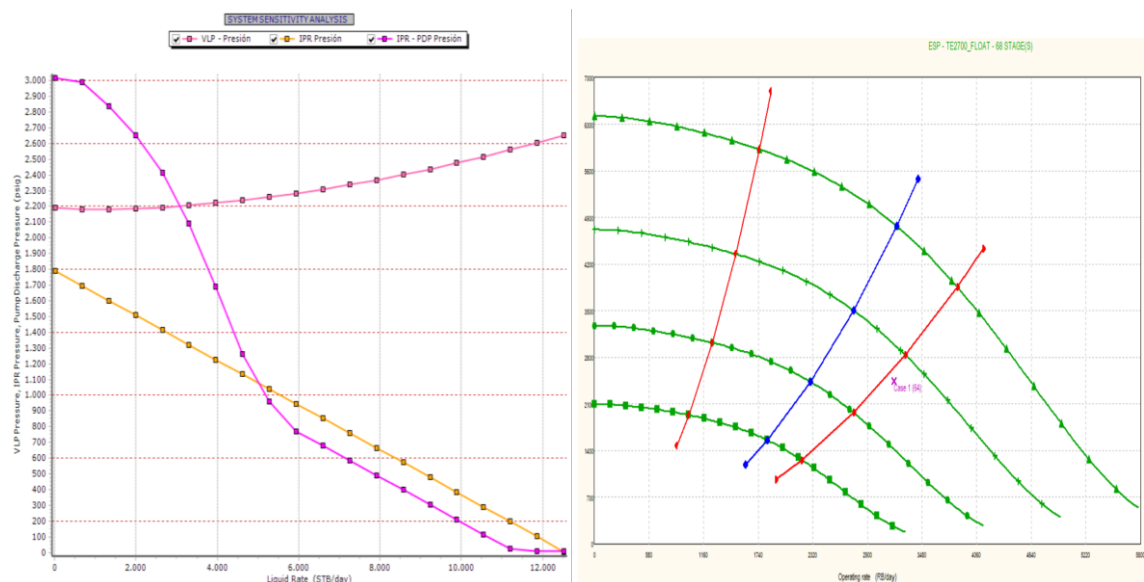
Fuente. El autor

Finalizando se simuló una comparación de acuífero de fondo y acuífero lateral, con diferentes delta de presión; para la arena 2, los comportamientos son similares respecto al aporte de agua, cabe mencionar con menor draw down mayor aporte de aceite y menor aporte de agua; se observa mejor drenaje o desplazamiento de aceite con el acuífero de fondo; el corte de agua con 200 psi de delta de presión hace un manejo mínimo de agua y fluido en formación; la conificación se logra tener con altos regímenes de flujo y altas caídas de presión.

4.3 Análisis nodal de los pozos candidatos para la optimización de producción

Según los pozos analizados en el numeral 3, se realizó un análisis a través de la herramienta-software prosper, con el propósito de analizar la curva de inflow y outflow de los pozos analizados, el interés total fue identificar que el mejor método de control de agua fuese acorde a las condiciones del pozo y del sistema de levantamiento

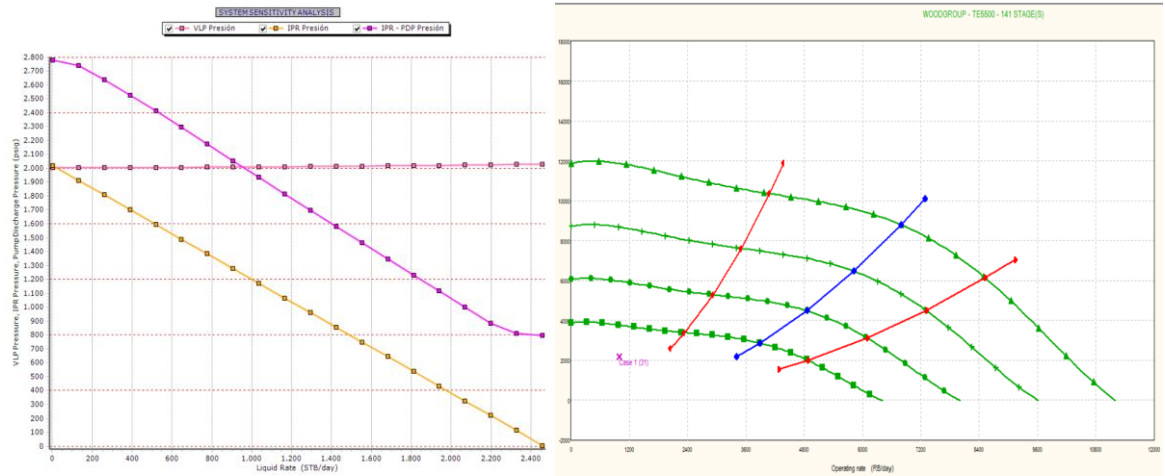
Figura 69. Análisis nodal y curva de ESP instalada pozo Unuma-2



Fuente: Autor

El análisis de producción muestra que no es posible la producción del pozo Unuma_002 bajo condiciones de flujo natural dado que el aporte del yacimiento (curva amarilla) no es suficiente y por tal razón la energía aplicada por la bomba ESP (curva fucsia) permite que el fluido pueda llegar hasta superficie. El sistema de bombeo instalado cuenta con flexibilidad en su capacidad para manejar caudales diferentes al actual, sin embargo no se recomienda dado que la condición de operación actual es el upthrust lo cual podría generar un acelerado desgaste y falla prematura en la bomba.

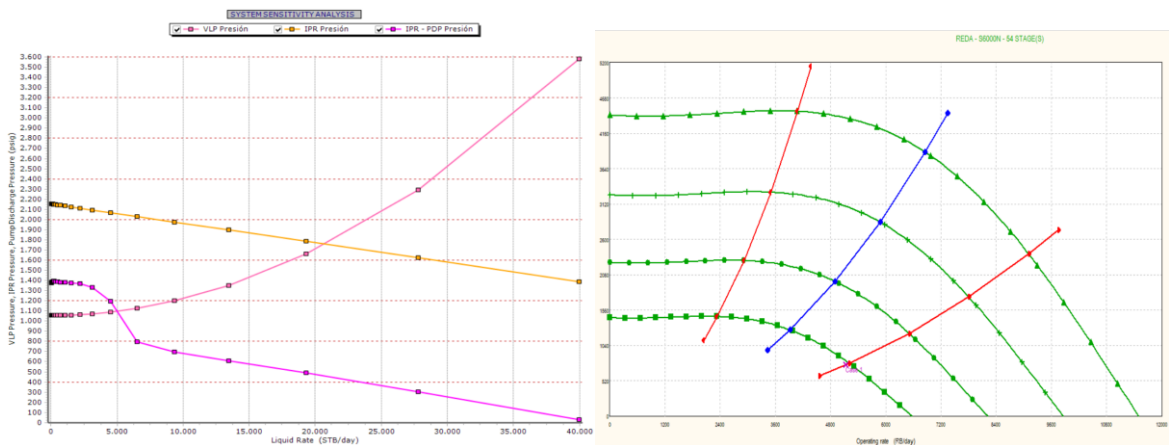
Figura 70. Análisis nodal y curva de ESP instalada pozo CCSC_006



Fuente: Autor

En este caso, el pozo CCSC_006 si podría producir de manera natural dado que el aporte del yacimiento (curva amarilla) se cruza con la rosada (outflow en flujo natural), sin embargo las tasas alcanzadas son muy bajas, razón por la cual es necesario la instalación de la bomba electro sumergible. El sistema de bombeo instalado cuenta con flexibilidad en su capacidad para manejar caudales mayores al actual, sin embargo no es recomendable manejar menores tasas dada la condición de downthrust actual.

Figura 71. Análisis nodal y curva de ESP instalada pozo CCSC_010

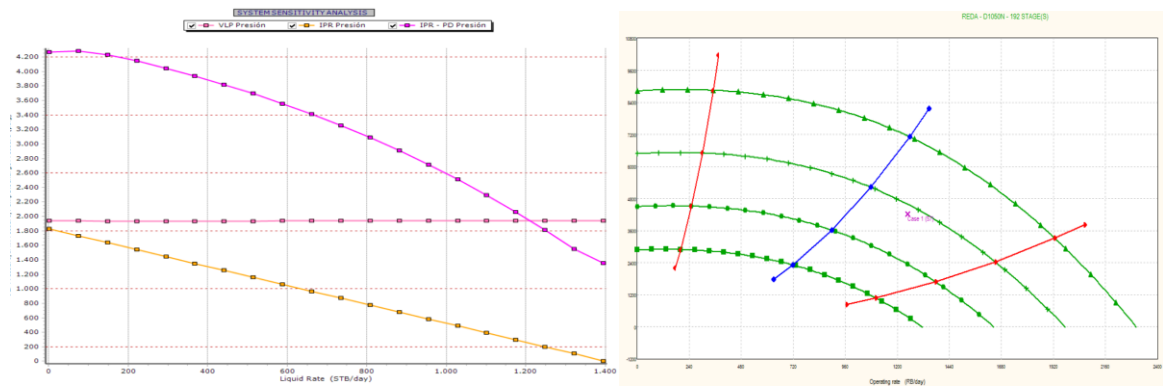


Fuente: Autor

El análisis de producción muestra que no es posible la producción del pozo CCSC_010 bajo condiciones de flujo natural dado que el aporte del yacimiento (curva amarilla) no es suficiente y por tal razón la energía aplicada por la bomba

ESP (curva fucsia) permite que el fluido pueda llegar hasta superficie. El sistema de bombeo instalado cuenta con flexibilidad en su capacidad para manejar caudales diferentes al actual, sin embargo no se recomienda dado que la condición de operación actual es el upthrust lo cual podría generar un acelerado desgaste y falla prematura en la bomba.

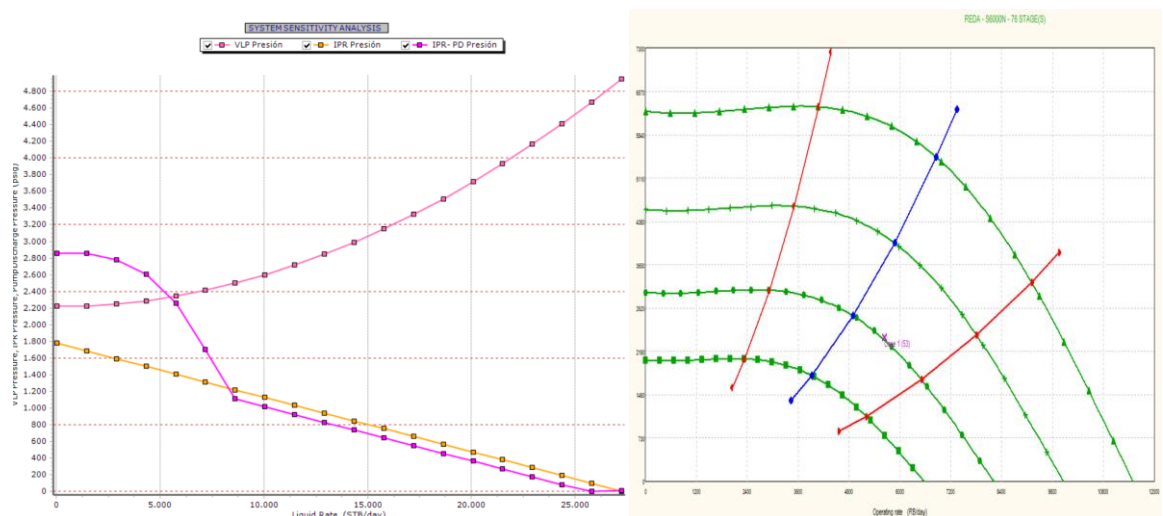
Figura 72. Análisis nodal y curva de ESP instalada pozo CCSC_007



Fuente: Autor

El análisis de producción muestra que no es posible la producción del pozo CCSC_007 bajo condiciones de flujo natural dado que el aporte del yacimiento (curva amarilla) no es suficiente y por tal razón la energía aplicada por la bomba ESP (curva fucsia) permite que el fluido pueda llegar hasta superficie. El sistema de bombeo instalado cuenta con flexibilidad en su capacidad para manejar caudales diferentes al actual por lo cual no sería inconveniente la reducción de caudal de agua producido considerando el estado mecánico actual del pozo.

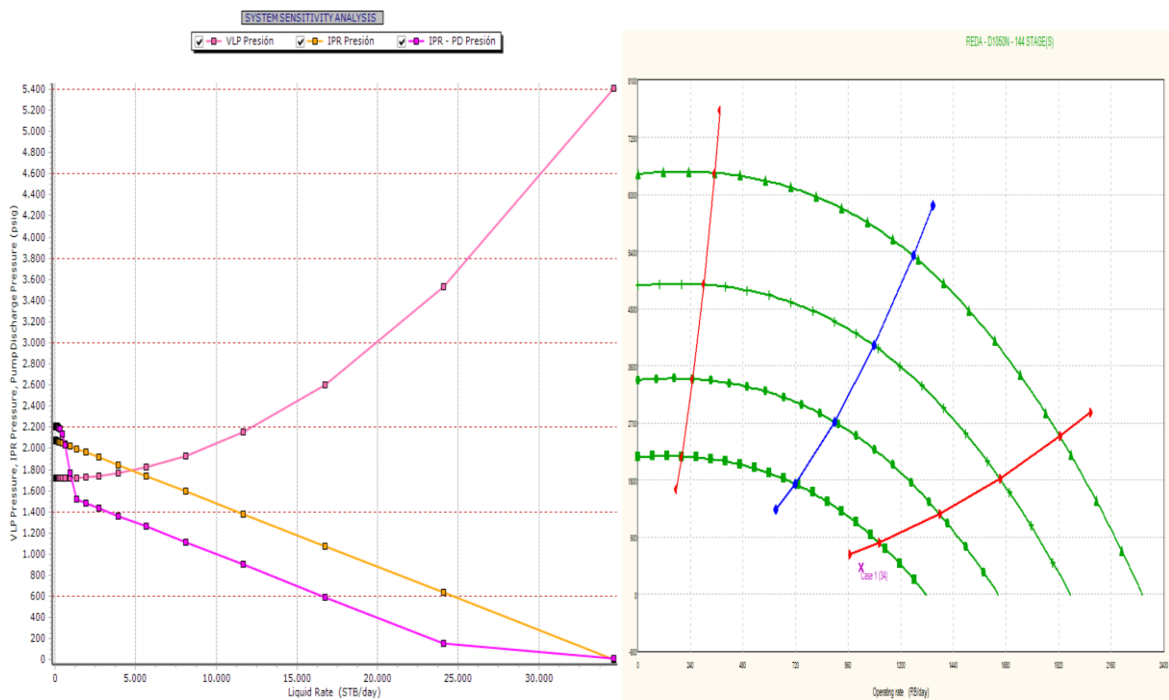
Figura 73. Análisis nodal y curva de ESP instalada pozo CCSC_005



Fuente: Autor

El análisis de producción muestra que no es posible la producción del pozo CCSC_005 bajo condiciones de flujo natural dado que el aporte del yacimiento (curva amarilla) no es suficiente y por tal razón la energía aplicada por la bomba ESP (curva fucsia) permite que el fluido pueda llegar hasta superficie. El sistema de bombeo instalado cuenta con flexibilidad en su capacidad para manejar caudales diferentes al actual por lo cual no sería inconveniente la reducción de caudal de agua producido considerando el estado mecánico actual del pozo.

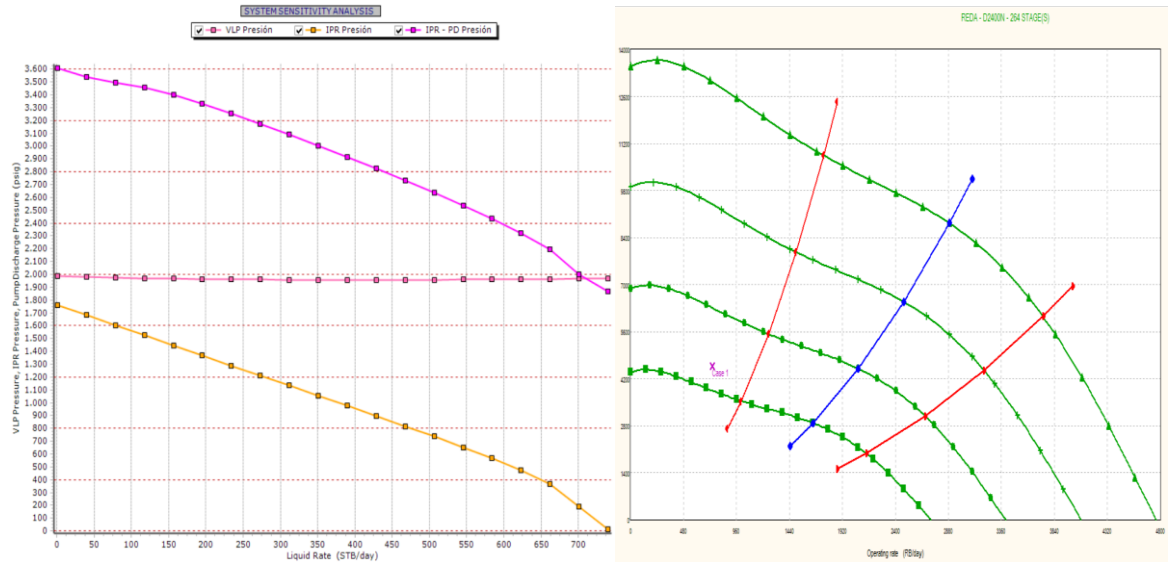
Figura 74. Análisis nodal y curva de ESP instalada pozo CCSC_003



Fuente: Autor

En este caso, el pozo CCSC_003 si podría producir de manera natural dado que el aporte del yacimiento (curva amarilla) se cruza con la rosada (outflow en flujo natural), sin embargo las tasas alcanzadas son muy bajas, razón por la cual es necesario la instalación de la bomba electro sumergible. El sistema de bombeo instalado cuenta con flexibilidad en su capacidad para manejar caudales diferentes al actual, sin embargo no se recomienda dado que la condición de operación actual es el upthrust lo cual podría generar un acelerado desgaste y falla prematura en la bomba.

Figura 75. Análisis nodal y curva de ESP instalada pozo CCSC_006



Fuente: Autor

El análisis de producción muestra que no es posible la producción del pozo CCSC_006 bajo condiciones de flujo natural dado que el aporte del yacimiento (curva amarilla) no es suficiente y por tal razón la energía aplicada por la bomba ESP (curva fucsia) permite que el fluido pueda llegar hasta superficie. El sistema de bombeo instalado cuenta con flexibilidad en su capacidad para manejar caudales mayores al actual, sin embargo no es recomendable manejar menores tasas dada la condición de downthrust actual.

5. APLICACIÓN DE LAS TÉCNICAS WATER SHUT OFF A LOS POZOS CANDIDATOS

Para realizar este proyecto se realizó una aplicación de enfoque integral y enfoque puntual, en el enfoque puntual se da un enfoque pozo a pozo mostrado en el capítulo 3 en el cuál se da algunas soluciones parciales, caso a caso sin considerar el comportamiento y la situación del yacimiento, luego se identificó la información de los pozos problema y su respectivo entorno cercano, las tecnologías de manejo de agua son mayormente casuísticas (de casos).

Par un enfoque integral, se debe considerar la irrupción de agua como un problema de todo el yacimiento, se establecen soluciones y estrategias de largo alcance, se propone maximizar la recuperación de aceite en sitio de manera eficiente, se debe integrar equipos multidisciplinarios (mecanismos de producción del yacimiento, estudios geológicos y caracterización de yacimientos, modelos dinámicos y estáticos, geoquímica y análisis extensivo de aguas de producción, registros, petrofísica, histórico consolidado, análisis nodal, redes, reservas remanentes).

En la siguiente tabla se realizó un análisis de las estrategias adecuadas según el conocimiento adquirido del yacimiento con las respectivas propiedades tales como la heterogeneidad, al igual que posibles opciones tecnológicas, explicando luego los beneficios y limitaciones.

Para el desarrollo de las misma se tiene en cuenta, los mecanismos de irrupción de agua en verticales tales como las fugas, flujo por detrás de casing, contacto agua aceite dinámico, canalización matricial sin flujo cruzado, fracturas /fisuras entre inyector y productor. Fisuras entre pozo productor y acuífero, conificación, barrido areal deficiente, segregación gravitacional, canalización matricial con flujo cruzado.

En las siguientes tablas se puede observar una correlación entre los diferentes pozos evaluados en este proyecto y el respectivo portafolio tecnológico, según cada método; dentro de ellos los métodos mecánicos,

Tabla 1. Correlación portafolio tecnológico métodos mecánicos

Portafolio tecnológico (métodos mecánicos)							
Método/pozo	CCSC_007	Unum_002	CCSC_006	CCSC_005	CCSC_010	CCSC_003	CCSC_002
Cementación squeeze		x	x				
Tapón arena		x	x				
Tapón metálico							
Tapones elastómeros							
Packers inflables		x	x				
Casing expansible							
Completamiento selectivo		x	x				
ICD-Dispositivo control de flujo							
Completamiento inteligente							

Fuente. El autor

Tabla 2 Correlación portafolio tecnológico DWS y DHOWS

Portafolio tecnológico (DWS-downhole water sink/DHOWS-downhole oil water shutting) Manejo conificación / Separación a fondo)							
Método DWS: / pozo	CCSC_007	Unum_002	CCSC_006	CCSC_005	CCSC_010	CCSC_003	CCSC_002
DWS con B.E.S	x				x	x	
DWS Natural BES	x				x	x	
DWS Gas lift							
DHOWS:							
Hidrociclón simple						x	
Hidrociclón 2 etapas							
Separador gravitacional							

Fuente. El autor

Tecnología DWS

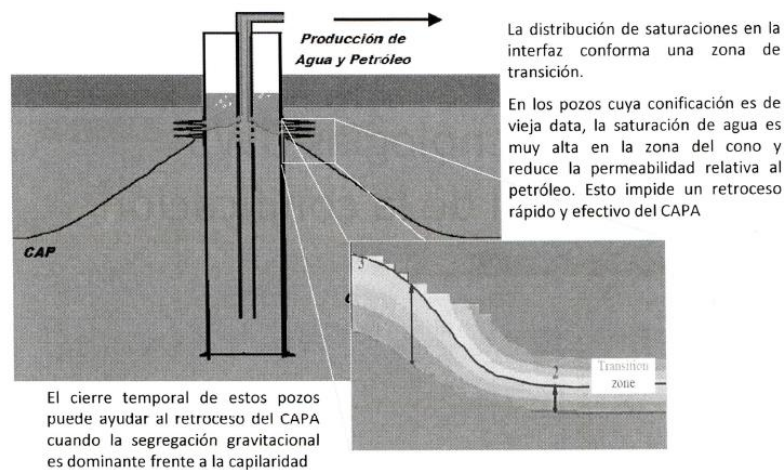
DWS (Downhole water sink): Es una tecnología de cono invertido, consiste en extraer agua del acuífero y promover el descenso del contacto agua-crudo hasta

abatir el cono, no es necesario invertir el cono, tampoco es una técnica de control de agua, ya que la producción de agua aumenta, es una técnica de recobro hasta el límite económico.

Este método se aplica cuando se han confirmado que existe una conificación, se tiene altas permeabilidades, casing de 7" o mayor, altos cortes de agua, cemento en buen estado, ubicación confiable del contacto agua-aceite, existe una capa receptora potencialmente para DWS.

- Ventajas: La tasa de petróleo incrementa, aumenta la vida productiva del pozo, el petróleo es producido con una relación agua petróleo mucho menor en la zona productora, se incrementa y acelera el recobro por pozo y por yacimiento, se reducen los costos de tratamiento del agua producida al presentar solo trazas de crudo.
- Desventajas: Diseños de completamientos algunos casos complicados, el diseño del análisis nodal acoplado a la simulación del yacimiento; por último el tiempo de abatimiento del cono puede ser muy largo, si las saturaciones de agua son muy altas (largo tiempo de conificación) o las permeabilidades y la relación K_v/K_h no son muy altas – en este caso cuando la conificación es prolongada, se puede realizar un tratamiento químico antes de la aplicación del DWS mediante la inyección de surfactante en el área del cono.

Figura 76 Tecnología DWS

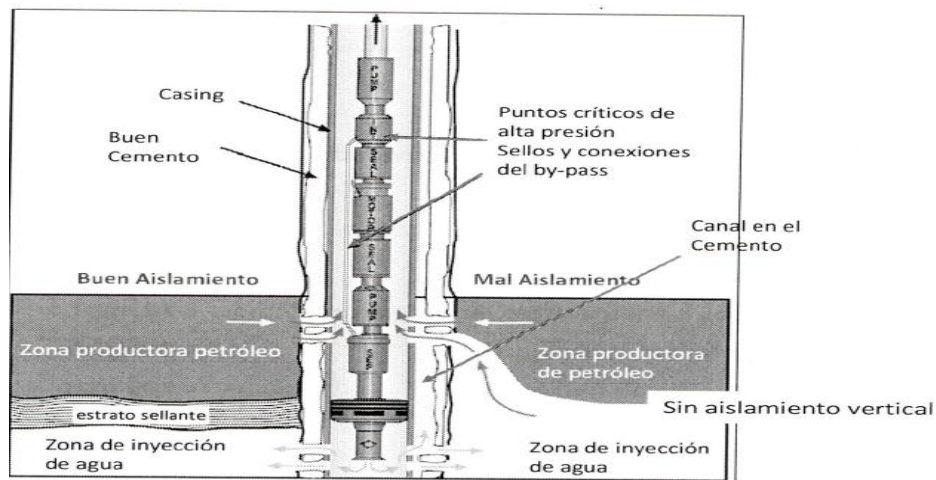


Fuente. Centrilift "DOWS Technology", seminario de control de agua. –intevp 1998, proceedings

Tecnología DHOWS

Para pozos horizontales, es un mecanismo preferente de irrupción de agua, generando sello hidráulico entre la arena productora, separando capas poco permeables, la zona productora sin aporte de arena, cemento en buen estado, capa con capacidad de recibir agua: capa de baja presión o agotada, acuífero, tiene un corte de agua de más de 90%, tiene como patrón de flujo la dispersión (tipo burbuja) crudo en agua, sin emulsión; relación de densidades agua-crudo favorables.¹⁰

Figura 77. Tecnología DHOWS



Fuente. Centrilift “DOWS Technology”, seminario de control de agua. –intevp 1998, proceedings

Figura 78. Correlaciones portafolio tecnológico métodos químicos

Portafolio tecnológico (Métodos químicos)							
Método / pozo	CCSC_007	Unum_002	CCSC_006	CCSC_005	CCSC_010	CCSC_003	CCSC_002
Geles sellantes			X	X	X	X	X
Geles DPR			X			X	X
Resinas							
Microgeles					X		

Inyección selectiva							
Inyección dual							
Inyección bullheading		X	X				
Gel+Cemento		X					

Fuente. El autor

¹⁰ BAUERBERG, Klein; Training and consulting, curso control de producción de agua.2016

Para el pozo Unuma_002, hay una falla en el cemento como ocurre en el pozo Unuma-2 pues los métodos fisicoquímicos estarían descartados y la solución remedial es la cementación remedial (con alto riesgo de falla) o algún tipo de tapón. También aplicaría algún gel sellante.

Figura 79. Correlaciones métodos fisicoquímicos

Portafolio tecnológico (Métodos fisicoquímicos)							
Método / Pozo	CCSC_007	Unu_002	CCSC_006	CCSC_005	CCSC_010	CCSC_003	CCSC_002
Modificadores de permeabilidad (MPR)				x			x
Surfactantes (modificadores de tensión interfacial)		x	x				
AWACT (Inyección de gas no miscible)							

Fuente. El autor

Como criterio en la selección de los candidatos se definieron los siguientes parámetros:

- Pozos en el límite económico de su producción ocasionado por la alta producción de agua.
- Presencia de reservas de hidrocarburo traspasadas por la producción de agua.
- Historias y eventos ocurridos durante la vida de producción de cada pozo.

6. ESTRATEGIA METODOLÓGICA COMO RECOMENDACIÓN PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO CARACARA SUR Y PROPUESTAS CONCEPTUALES DE TECNOLOGÍAS WATER SHUT OFF

Como metodología generada para identificar candidatos, realizar cálculos matemáticos para encontrar mecanismos de producción y realizar propuestas conceptuales para aplicar tecnologías wáter shut off y permitir la optimización de la producción se realizó el siguiente diagrama de flujo aplicado a las actividades elaboradas en este trabajo

La metodología o paso a paso que se propone para el personal encargado de la operación y monitoreo del campo Caracara en la realización de un proceso de identificación y diagnóstico del daño de formación se resume a continuación:

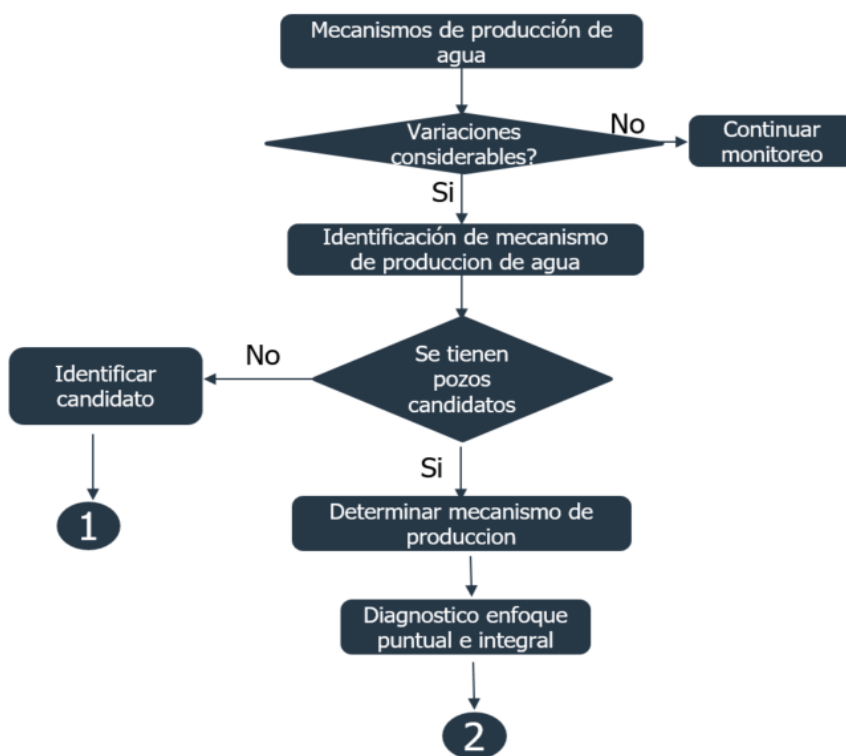
1. Seguimiento y análisis de los parámetros de producción principalmente: los caudales de fluidos, presiones de fondo y cabeza, cortes de agua y draw down histórico. También es importante registrar mediciones de calidad de fluidos, para el caso del petróleo la densidad API y en el caso del agua fisicoquímicos para monitorear salinidad del agua.
2. Determinación de los índices de productividad y programación de pruebas de pozo para determinar tendencias históricas y así identificar y cuantificar las pérdidas de producción de aceite e incremento en el aporte del agua.
3. Realizar la identificación de candidatos utilizando un enfoque puntual para generar o seleccionar candidatos
4. Al seleccionar el candidato, realizar el respectivo enfoque puntual el cual depende de clasificar los pozos según la relación agua-aceite, analizar y recopilar las variables de producción; analizar los comportamientos e historia de producción.
5. Aplicar un enfoque integral, el cual depende de realizar un análisis de identificación de mecanismos de producción de agua realizando los análisis de los diferentes mecanismos a través de las curvas de Chan, analizando posible intrusión, canalización y conificación.
6. El enfoque integral, analiza según el mecanismo de producción de agua, intrusión o conificación de agua, verificar la instalación de un control de agua a través de selección de tratamiento fisicoquímico, o químico o u control mecánico en algún formación, cabe resaltar se deriva también del enfoque puntual en el que se revisan las opciones de realizar trabajos de workover ya

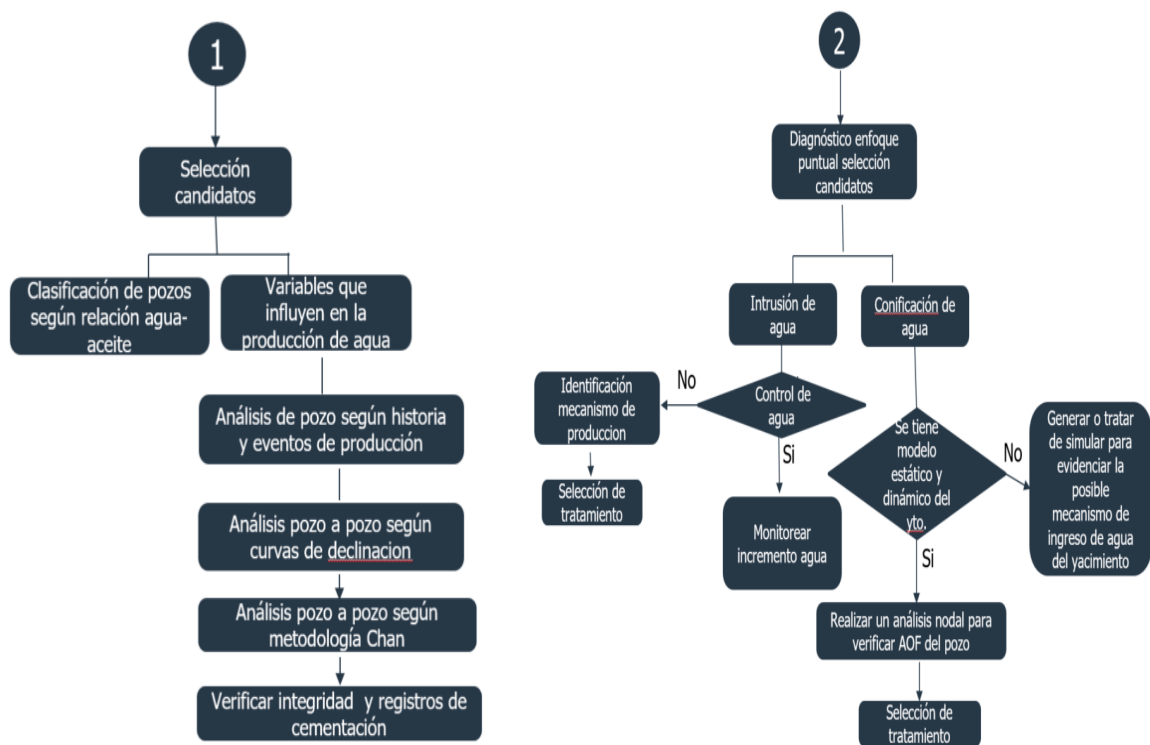
que siempre son bombeos a presión con la revisión de los registros de cemento se permite o no la filtración del cemento.

7. Para cerrar la metodología, aplica un análisis nodal para verificar la curva AOF del pozo y el respectivo VLP para el diseño del mejor sistema de levantamiento.
8. Recomendaciones y la selección del mejor tratamiento para los pozos seleccionados.

Las figuras a continuación muestran a manera de flujo de proceso como se desarrolló el presente trabajo siguiendo la metodología que se describe en las siguientes figuras:

Figura 80. Diagrama de flujo metodología de optimización de producción, selección de candidatos, identificación de mecanismos de producción y propuestas conceptuales de tecnologías wáter shut off





Fuente. El autor

CONCLUSIONES

- Se debe considerar que en yacimientos con empuje hidráulico activo como es el caso de Caracara, la producción de agua es la responsable de la producción de petróleo hasta el momento en que el fluido dominante o preferente siendo el agua en este caso; genere o elabore sus propios canales preferenciales de flujo.
- Definida la intrusión de agua como un canal o cono responsable de la preferencia de flujo de fluidos, el objetivo primario del tratamiento de agua a manera WSO es bloquear, sellar el canal preferencial al flujo de fluidos con una solución polimérica de alta viscosidad para restringir de esta manera la producción de agua.
- Como objetivo secundario del tratamiento de control de agua WSO es recuperar parte de las reservas que fueron traspasadas por la producción de agua, como se observa en las curvas de Chan y en las curvas de declinación; identificando como reducir la entrada de agua, y con soluciones de cambio de mojabilidad en roca, se lograría recuperar ese aceite encapsulado en agua.
- Las curvas de Chan permiten realizar un análisis de la intrusión de agua y cuantificación del volumen del canal preferencial del flujo de fluidos; al realizar una estimulación o bombeo de fluidos, se podrá estimar un volumen de fluidos barridos por el agua después de su fuerte intrusión y hallando un área barrida a través del yacimiento.
- Un amplio estudio y pruebas de laboratorio se deben realizar con el propósito de obtener la mejor calidad de los fluidos de tratamiento, dentro de ellas están las pruebas de compatibilidad, de rompimiento, la viscosidad de geles y la prueba fundamental de Gelificación o prueba de Sydansk.
- A través de esta metodología, se puede lograr proponer una campaña de workover, en la cual se permita producir menor volumen de agua y de esta forma disminuir los costos por el tratamiento e inyección de la misma.

- La metodología de enfoque puntual o pozo a pozo se debe utilizar durante todos los periodos de producción, esta herramienta permite a los ingenieros de producción generar nuevas ideas para incrementar o mantener la producción del campo, debido a que en este enfoque los eventos ocurridos y evidenciados en las curvas de producción muestran las respuestas de los pozos a cada variable interpuesta (tal como la frecuencia) y los cambios en pérdidas y ganancias por la variación en los cortes de agua.

Recomendaciones

- Implementar esta metodología en los pozos que se evaluaron y aplicar las respectivas soluciones (Tratamientos químicos, soluciones mecánicas y cementación remedial) con el fin de dar mayor rentabilidad posible al campo en el mediano y largo plazo.
- Continuar con esta metodología en otros pozos del campo, seleccionando candidatos adicionales con el fin de establecer en que otro sector se puede implementar.
- Aplicar el ejercicio de WSO por medio de geles para el pozo JGSW_001, en la cuál se logrará evaluar la efectividad de la información obtenida acerca de la mejora en los volúmenes de aceite y posible cambio en la curva de declinación que actualmente no se hace rentable en poco tiempo.
- Dentro de las actividades operativas, tener en cuenta el control de producción de agua a través del control de caídas de presión, como se mostró en las simulaciones en Petrel, se identifica que el empuje de agua se presenta a través del yacimiento según el grado en que se extraiga desde cada pozo y su sistema de levantamiento.
- Desarrollar una evaluación económica en la cual se permita evidenciar la ganancia en el ahorro de opex por disminución en el consumo energético, al igual que disminución en el costo de tratamiento y manejo de agua, es posible que el perfil de producción con el cuál se vende el proyecto, tenga barriles incrementales según la visión de yacimientos, pero de ser el contrario se hace viable por disminución en costos de producción.

BIBLIOGRAFIA

- BAUERBERG, Klein; Training and consulting, curso control de producción de agua.2016
- K. CHAN Water control diagnostic plot, SPE 30775 Schlumberger, Octubre 1995.
- Faber, M. J., Joosten, G. J. P., Hashmi, K. A., & Gruenenfelder, M. (1998, January 1). Water Shut-off Field Experience with a Relative Permeability Modification System in. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/39633-MS
- F.O Niño et al, WOR Analysis for Optimizing Oil Recovery in the largest Oil Field of Colombia, 2017.
- Fulleylove, R. J., Morgan, J. C., Stevens, D. G., & Thrasher, D. R. (1996, January 1). Water Shut-Off in Oil Production Wells - Lessons from 12 Treatments. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/36211-MS
- JOSEPH, A, AJIENKA, J.A Review of water shutoff treatment strategies in oil fields, 2010.
- Joseph, A., & Ajenka, J. A. (2010, January 1). A Review of Water Shutoff Treatment Strategies in Oil Fields. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/136969-MS
- Prado, M., Palencia, J., Reyna, M., Fernandez, I., Espinoza, J., & Rauseo, O. (2005, January 1). Two Different Water Shutoff Applications in a Poorly Consolidated Sandstone Reservoir with Strong Waterdrive. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/93060-MS
- RH Lane et al, Gel Water Shutoff in Fractured or Faulted Horizontal Wells, 2000.

- Vega, I. N., Morris, W., Robles, J. L., Peacock, H., & Marin, A. (2010, January). Water shut-off polymer systems: design and efficiency evaluation based on experimental studies. In SPE Improved Oil Recovery Symposium. Society of Petroleum Engineers.