

Diseño de una prueba piloto para la implementación de una técnica de *Water Shut-off* aplicada a pozos productores con empuje hidráulico activo en la Cuenca de los Llanos Orientales

Lina María Argüello Borray

Propuesta de trabajo de aplicación

Director

Maika Karen Gambús

PhD en Ingeniería petrolera

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Maestría en Ingeniería de Petróleos y Gas

Énfasis en Ingeniería de Yacimientos

Bucaramanga

2022

Tabla de Contenido

	Pág.
Introducción.....	12
1. Objetivos.....	14
1.1 Objetivo General.....	14
1.2 Objetivos Específicos.....	14
2. Generalidades del campo de estudio	16
2.1 Geología General	16
2.2 Estratigrafía.....	17
2.3 Geología Estructural	21
2.4 Historia de producción de agua.....	22
3. Marco Conceptual	23
3.1 Antecedentes investigativos.....	23
3.2 Causas del incremento de la producción de agua en pozos productores	25
3.2.1 Causas relacionadas con el pozo.....	26
3.2.2 Causas relacionadas con el yacimiento.....	28
3.3. Técnicas de diagnóstico	33
3.3.1 Gráficos de recuperación	34
3.3.2 Gráfico de la historia de producción.....	35
3.3.3 Análisis de curvas de declinación	35
3.3.4 Gráfico de corte de agua contra tiempo	36

3.3.5 Gráficos de diagnóstico	37
3.4. Principales técnicas para el control de agua (Water Shut-off)	40
3.4.1 Métodos Mecánicos	41
3.4.2 Métodos Químicos	43
3.4.2.2 Tratamientos para aumento de viscosidad	52
4. Metodología para la selección del mejor candidato a implementar las técnicas de <i>Water Shut-off</i>	60
4.1 Implementación de la metodología para la selección del mejor candidato a implementar las técnicas de WSO en los pozos de estudio	64
4.1.1 Análisis Grafico de recuperación WOR vs Petróleo acumulado (Np)	64
4.1.2 Análisis del potencial de reservas	66
4.1.3 Ranking de pozos candidatos posterior al análisis del potencial de reservas	84
4.1.4 Identificación de las causas de producción de agua en los pozos candidatos	85
4.1.5 Identificación de las condiciones operativas y presupuestales definidas por la compañía para la implementación de la técnica de control de agua	97
4.1.6 Selección del Pozo Candidato	97
4.1.7 Evaluación Financiera	99
4.2 Selección de la técnica más adecuada para ser aplicada en el pozo candidato	101
5. Diseño de la prueba piloto para la implementación de la técnica de <i>Water Shut off</i> de inyección de geles en el Pozo 3	112
5.1 Objetivo	112
5.2 Factibilidad técnica	112
5.3 Información de producción	113

5.4 Análisis de pozo	113
5.4.1 Identificación intrusión de agua	113
5.5 Metodología WSO.....	114
5.6 Diseño WSO.....	114
5.6.1 Diseño del tratamiento químico WSO.....	114
5.7 Procedimiento WSO.....	120
5.7.1 Preparación antes del tratamiento WSO.....	120
5.7.2 Bombeo	121
6. Implementación prueba piloto para la inyección de geles en el Pozo 3	123
6.1 Pruebas de gelificación en sitio	123
6.2 Verificación de equipos y productos químicos en sitio.....	125
6.3 Inicio de operaciones.....	126
6.4 Resultados después del tratamiento.....	128
Conclusiones	129
Recomendaciones	131
Referencias Bibliográficas	132

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. Empaques de uso común	42
Tabla 2. Rangos de aplicación para la inyección de geles.....	49
Tabla 3. Resumen de los criterios de screening para la inyección de polímero	60
Tabla 4. Clasificación de los pozos según su eficiencia de recobro	66
Tabla 5. Comparación Reservas y EUR – Pozo 1	71
Tabla 6. Comparación Reservas y EUR – Pozo 2	75
Tabla 7. Comparación Reservas y EUR – Pozo 3	79
Tabla 8. Comparación Reservas y EUR – Pozo 5	81
Tabla 9. Comparación Reservas y EUR – Pozo 7	83
Tabla 10. Pozos candidatos posterior al análisis del potencial de reservas	84
Tabla 11. Resumen de los pozos candidatos y su principal causa de producción excesiva de agua.	97
Tabla 12. Condiciones operativas y de producción de los pozos candidatos	98
Tabla 13. Evaluación Financiera preliminar para el pozo 3	100
Tabla 14. Propiedades de Yacimiento	101
Tabla 15. Información de Fluidos.....	102

Tabla 16. Completamiento Pozo 3	103
Tabla 17. Resumen de los criterios de evaluación y de las propuestas de WSO realizadas por cada compañía.....	104
Tabla 18. Resumen de las propuestas de WSO que cumplieron con los criterios de evaluación.....	106
Tabla 19. Compatibilidad crudo Pozo 3/Salmuera inhibida	108
Tabla 20. Compatibilidad crudo Pozo 3/Tratamiento	109
Tabla 21. Compatibilidad Agua Pozo 3/Salmuera inhibida	110
Tabla 22. Compatibilidad Agua Pozo 3/Tratamiento.....	110
Tabla 23. Comparación entre los rangos de aplicación para la inyección de geles y los datos del Pozo 3.....	112
Tabla 24. Condiciones operativas y de producción.....	113
Tabla 25. Información de producción	113
Tabla 26. Información agente WSO.....	115
Tabla 27. Evaluación de la estabilidad del gel	116
Tabla 28. Diseño del tratamiento	118
Tabla 29. Evaluación de la resistencia de los geles débil y fuerte	123
Tabla 30. Prueba de Inyectividad.....	126
Tabla 31. Volúmenes inyectados de tratamiento WSO.....	127

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1. Columna estratigráfica generalizada	17
Figura 2. Historia de producción de agua y corte de agua del campo de estudios	22
Figura 3. Causas más comunes de la producción excesiva de agua en pozos productores	26
Figura 4. Fugas en Tubing, Casing o Empaques	27
Figura 5. Canalización detrás del Casing	28
Figura 6. Desplazamiento del contacto Agua-petróleo	28
Figura 7. Capa de alta permeabilidad – Sin flujo cruzado	29
Figura 8. Fracturas o fallas entre un inyector y un productor	30
Figura 9. Fracturas o fallas en capa acuífera	30
Figura 10. Conificación	31
Figura 11. Barrido deficiente	32
Figura 12. Capa segregada por gravedad	32
Figura 13. Capa de alta permeabilidad con flujo cruzado	33
Figura 14. Gráfico de recuperación	34
Figura 15. Gráfico de la historia de producción	35
Figura 16. Curva de declinación	36

Figura 17. Gráfico de diagnóstico - Corte de agua contra tiempo.....	37
Figura 18. Curva de diagnóstico de Chan – Conificación.....	38
Figura 19. Curva de diagnóstico de Chan – Canalización.....	39
Figura 20. Curva de diagnóstico de Chan – Problemas en la cercanía del pozo	40
Figura 21. Formación de un gel.....	47
Figura 22. Código de resistencia del Gel.....	48
Figura 23. Curva de viscosidad a diferentes concentraciones	49
Figura 24. Efecto del gel RPM en flujo de agua	50
Figura 25. Creación de caminos a través de la región tratada debido a la deshidratación del gel durante el flujo de aceite bajo gradiente de presión	51
Figura 26. Efecto de la concentración de polímero en la viscosidad	55
Figura 27. Aumento de la viscosidad de una solución de polímero en un medio poroso con capas, diferentes permeabilidades y donde hay flujo cruzado	58
Figura 28. Experimento de laboratorio sobre cómo la inyección de polímeros puede mejorar la eficiencia de barrido	59
Figura 29. Principales criterios a tener en cuenta para la identificación del mejor candidato a implementar las técnicas de Water Shut-off.....	61
Figura 30. Metodología para la selección del mejor candidato a implementar las técnicas de Water Shut-off.....	62
Figura 31. Relación agua – aceite vs Petróleo acumulado (WOR vs Np) – Campo de estudio.....	64
Figura 32. Relación agua – aceite vs Petróleo acumulado (WOR vs Np) - Pozo 1	68

Figura 33. Curva de declinación del Pozo 1 antes de presentar un comportamiento anómalo de producción.....	69
Figura 34. Curva de declinación del Pozo 1 con el ultimo comportamiento de producción	70
Figura 35. Comparación Reservas y EUR – Pozo 1	71
Figura 36. Relación agua – aceite vs Petróleo acumulado (WOR vs Np) - Pozo 2	72
Figura 37. Curva de declinación del Pozo 2 antes de presentar un comportamiento anómalo de producción.....	73
Figura 38. Curva de declinación del Pozo 2 con el ultimo comportamiento de producción	74
Figura 39. Comparación Reservas y EUR – Pozo 2	75
Figura 40. Relación agua – aceite vs Petróleo acumulado (WOR vs Np) - Pozo 3	76
Figura 41. Curva de declinación del Pozo 3 antes de presentar un comportamiento anómalo de producción.....	77
Figura 42. Curva de declinación del Pozo 3 con el ultimo comportamiento de producción	78
Figura 43. Comparación Reservas y EUR – Pozo 3	79
Figura 44. Relación agua – aceite vs Petróleo acumulado (WOR vs Np) - Pozo 5	80
Figura 45. Curva de declinación del Pozo 5 antes de presentar un comportamiento anómalo de producción.....	81
Figura 46. Relación agua – aceite vs Petróleo acumulado (WOR vs Np) - Pozo 7	82
Figura 47. Curva de declinación del Pozo 7 antes de presentar un comportamiento anómalo de producción.....	83
Figura 48. Historia de Producción Pozo 1.....	85

Figura 49. Curva de Chan Pozo 1	86
Figura 50. Gráfico corte de agua contra tiempo – Pozo 1	87
Figura 51. Registro de cementación Pozo 1.....	88
Figura 52. Historia de Producción Pozo 2	89
Figura 53. Curva de Chan Pozo 2	90
Figura 54. Gráfico corte de agua contra tiempo – Pozo 2	91
Figura 55. Registro de cementación Pozo 2.....	92
Figura 56. Historia de Producción Pozo 3	93
Figura 57. Curva de Chan Pozo 3	94
Figura 58. Gráfico corte de agua contra tiempo – Pozo 3	95
Figura 59. Registro de cementación Pozo 3.....	96
Figura 60. Petrofísica Pozo 3	102
Figura 61. Historia de Producción Pozo 3	103
Figura 62. Compatibilidad crudo Pozo 3/Salmuera inhibida.....	108
Figura 63. Compatibilidad crudo Pozo 3/Tratamiento	109
Figura 64. Compatibilidad Agua Pozo 3/Salmuera inhibida	110
Figura 65. Compatibilidad Agua Pozo 3/Tratamiento.....	111
Figura 66. Curva de Chan Pozo 3	113
Figura 67. Diseño del tratamiento WSO.....	114

Figura 68. Selectividad Agua-petróleo	115
Figura 69. Gelificación	116
Figura 70. Grado de fuerza de gelificación (Strength grade of gelation)	117
Figura 71. Capas de agua y efectividad esperada	118
Figura 72. Layout.....	119
Figura 73. Pruebas de laboratorio – Resistencia gel débil	124
Figura 74. Pruebas de laboratorio – Resistencia gel fuerte.....	124
Figura 75. Equipos en campo.....	125
Figura 76. Producción después del tratamiento de WSO	128

Introducción

La excesiva producción de agua es una de las principales problemáticas técnicas asociadas a la producción de petróleo en yacimientos con empuje hidráulico activo. Esta condición puede limitar la vida productiva de los pozos y puede generar diversos problemas operacionales tanto en superficie como en fondo de pozo.

El costo anual de disposición de agua se estima en 40 billones de dólares en todo el mundo y entre 5 y 10 billones de dólares en Estados Unidos. Reducir la cantidad de agua producida ayudaría a disminuir no solo los costos de disposición sino los costos de separación asociado con el proceso de producción y los costos de generación requeridos por los sistemas de levantamiento artificial (Liao, 2014, p. 11).

Actualmente, en la Cuenca de los Llanos Orientales se evidencia un alto corte de agua asociado a pozos productores con empuje hidráulico activo. La persistencia de esta condición conllevará a la disminución de la vida productiva de los pozos, el abandono prematuro de los mismos, la limitación para el incremento de la producción de petróleo y la afectación de los sistemas de levantamiento artificial. Una de las propuestas para mitigar los problemas anteriormente mencionados, consiste en la implementación de técnicas de *Water Shut off*.

Estas técnicas han surgido en el mundo como una opción para combatir estos excesos de producción de agua mediante la implementación de métodos mecánicos y químicos que aíslan o bloquean las zonas productoras de agua. Asimismo, estas técnicas permiten impactar de manera positiva tanto la vida económica como el recobro último de los yacimientos en donde son implementadas.

El presente proyecto diseña una prueba piloto para la implementación de una técnica de *Water Shut-off* aplicada a pozos productores con empuje hidráulico activo en la Cuenca de los Llanos Orientales, a través del diagnóstico e identificación de las principales causas del incremento de la producción de agua, la revisión de los principales métodos para su control que son empleados actualmente en la industria petrolera, el diseño de una metodología para la identificación del mejor pozo candidato y la selección de la mejor técnica a implementar en la prueba piloto. Su desarrollo es esencial para mitigar los principales problemas evidenciados durante la vida productiva de los pozos y asociados al exceso de la producción de agua como: bajas eficiencias de recobro, incrementos en los cortes de agua, incrementos en la producción de arena e incrementos en los costos operacionales y de generación.

1. Objetivos

1.1 *Objetivo General*

Diseñar una prueba piloto para la implementación de una técnica de *Water Shut-off* aplicada a pozos productores con empuje hidráulico activo en la Cuenca de los Llanos Orientales

1.2 *Objetivos Específicos*

- Determinar los factores que favorecen el incremento de la producción de agua en los pozos de estudio de la Cuenca de los Llanos Orientales para la identificación de los principales criterios a tener en cuenta en el diseño de una prueba piloto que implemente una técnica de *Water Shut-off*
- Describir las principales técnicas y parámetros técnicos de *Water Shut-off* empleadas actualmente en la industria petrolera
- Proponer una metodología que integre un análisis estático y dinámico de los pozos para la selección del mejor candidato a implementar las técnicas de *Water Shut-off*
- Seleccionar la técnica más adecuada para ser aplicada en el pozo candidato de la Cuenca de los Llanos Orientales, con base en las condiciones técnicas y operativas requeridas para su implementación

- Diseñar una prueba piloto para la implementación de la técnica de *Water Shut-off* seleccionada en el pozo candidato de la Cuenca de los Llanos Orientales

2. Generalidades del campo de estudio

2.1 Geología General

La Cuenca de Los Llanos de tipo pericratónica, está localizada en la región oriental de Colombia, la cual posee una extensión de aproximadamente 190.000 Km^2 . El campo de estudio está ubicado en la parte central de la Cuenca de los Llanos Orientales de Colombia y topográficamente corresponde a una región plana con una ligera inclinación hacia al occidente.

Geológicamente la cuenca está limitada al sur por el Arco de Guaviare ó Saliente del Vaupés, al occidente por la Cordillera Oriental, al oriente por el Escudo de Guayana y al norte se prolonga más allá del río Arauca en Venezuela.

El primer campo productor fue Castilla, descubierto por la Chevron en 1969. Aunque la cuenca ha sido explorada por más de 40 años, el espaciamiento de pozos exploratorios continúa siendo muy bajo, del orden de 1800 Kilómetros cuadrados en promedio.

El entendimiento de las trampas estructurales ha llegado a su etapa de madurez, en cambio las posibilidades de las trampas estratigráficas apenas están en su comienzo y es de esperarse que en un próximo futuro podamos contar con nuevos y promisorios hallazgos.

La cuenca es asimétrica y se extiende desde los afloramientos de rocas cristalinas del Pre-Cámbrico en el Escudo de la Guayana (Río Orinoco-Río Guaviare) hasta el piedemonte del Cinturón Orogénico del Sistema Andino específicamente la Cordillera Oriental en donde el basamento alcanza profundidades de 8.500 metros aproximadamente.

La sección sedimentaria se adelgaza gradualmente hacia el Este con sucesivo cubrimiento (onlapping) de las unidades más jóvenes sobre el basamento Pre-Cámbrico, particularmente el Eoceno superior y Oligoceno, donde se presentan abundantes areniscas que forman importantes

rocas almacenadoras, las cuales estuvieron comunicadas hacia el oeste con *shales* marinos ricos en materia orgánica y térmicamente maduros, depositados en las partes profundas de las cuencas.

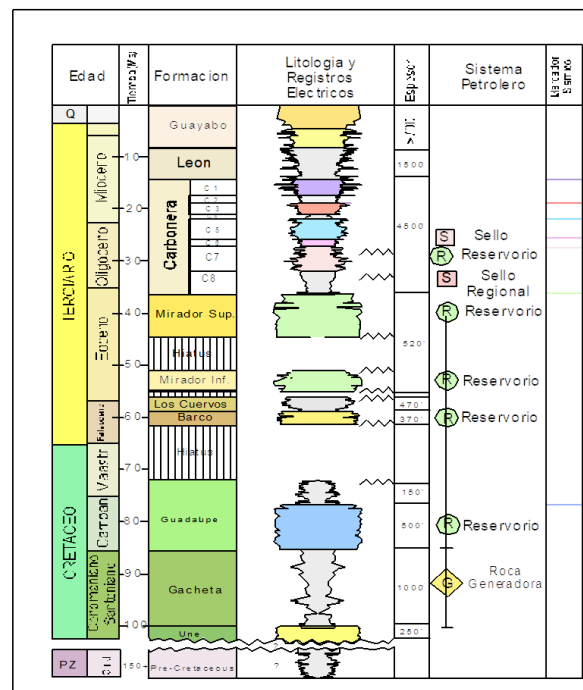
El grado de deformación estructural decrece del Occidente hacia el Oriente a través de la cuenca. Los pliegues de cabalgamiento que originan largos anticlinales cerca al piedemonte andino disminuyen en magnitud hacia el Oriente hasta convertirse en pequeñas estructuras anticlinales asociadas a fallas de poco desplazamiento.

2.2 Estratigrafía

La Estratigrafía del sector, ha sido definida a partir de los datos obtenidos en los diferentes pozos exploratorios y de desarrollo, perforados en el área en años anteriores por las diferentes compañías que han operado en los Llanos.

Figura 1

Columna Estratigráfica Generalizada



Nota. Tomado de Informe Técnico Anual (p.29), por empresa Operadora, 2021.

- **Formación Une**

Comprende areniscas de grano fino a medio, con un contenido de matriz bajo. Estudios locales sobre corazones, muestran que estas areniscas presentan laminación paralela, estratificación cruzada, selección y redondez buena. Petrográficamente corresponden de sublitoarenitas, a cuarzo arenitas, dependiendo de su posición en la cuenca. Medio de sedimentación continental-litoral.

- **Formación Gachetá**

Constituida principalmente por arcillolitas y lutitas de colores negro y gris oscuro con alto contenido de materia orgánica, depositadas en un medio anóxico marino. Intercalados ocasionalmente se presentan lentes de arenas cuarzosas de grano fino a medio. A esta formación se le ha asignado un ambiente de depósito marino y se le considera como la principal roca generadora de aceite para la Cuenca de los Llanos.

Los lentes de arena intercalados en esta unidad, se consideran reservorios potenciales y son un objetivo secundario en este sector.

- **Formación Guadalupe**

Litológicamente está constituida de areniscas de grano medio a grueso, localmente conglomeráticas submaduras a inmaduras, petrográficamente corresponden de sublitoarenitas a cuarzo arenitas de acuerdo con su posición en la cuenca. Medio de sedimentación transicional Marino-Continental.

- **Formación Barco**

La Formación Barco forma el segundo yacimiento en importancia en la Cuenca. Está conformada por una secuencia moderadamente homogénea de areniscas amalgamadas que fueron depositadas en un ambiente fluvial a canales deltaicos. Las areniscas son de grano medio

a grueso, bien calibradas y con estratificación cruzada. Ocasionalmente se encuentran delgadas intercalaciones de arcillas grises, parcialmente limosas, principalmente hacia la base. Esta formación desaparece por pinchamiento hacia el este de la cuenca. Su espesor varía de 30 a 350 pies. La edad de la Formación Barco es Paleoceno.

- **Formación Los Cuervos**

Esta Formación consiste en lutitas y arcillolitas de color gris, gris verdoso y pardo – amarillento con delgadas intercalaciones de limolitas, mantos de carbón y delgadas capas de areniscas con restos vegetales. Su contacto superior es discordante con la suprayacente Formación Mirador y su base es concordante con la Formación Barco. Se ha interpretado un ambiente deposicional continental / transicional a marino para esta unidad. En el área del Contrato, la Formación Los Cuervos ha desaparecido por pinchamiento ó adelgazamiento progresivo. La edad de la Formación Cuervos es Paleoceno.

- **Formación Carbonera**

La Formación Carbonera consiste en una serie alternante de areniscas, arcillolitas grises a grises verdosas, marrón, limolitas y carbones. Las areniscas son de mayor proporción hacia la parte superior e inferior de la sección; los lentes de carbón son comunes hacia la parte inferior de la sección.

La amplia distribución de mantos de carbón y de fósiles vegetales indica un origen generalmente no marino. Esta formación ha sido dividida en ocho miembros (Carbonera C1 al C8) que forman cuatro pares. Cada par consiste en un miembro superior formado por intercalaciones de areniscas de origen fluvial y arcillas, y un miembro inferior constituido por arcillolitas que fueron depositadas en un ambiente de planicies costeras.

Esta formación presenta un acuñaamiento en dirección Este con espesores que varían entre 2600' y 1200'.

La edad da la Formación Carbonera ha sido determinada como Eoceno – Mioceno basados en estudios palinológicos a las faunas de moluscos que han sido recolectados en los sedimentos de esta Formación.

- **Formación León**

Representa el último pulso transgresivo del mar en la Cuenca de los Llanos. Constituida primordialmente por lutitas de color gris, gris verdoso, localmente las lutitas pasan a limolitas. La fauna encontrada dentro de esta formación permite asignarle una edad comprendida entre el Oligoceno Superior y el Mioceno Inferior. Su espesor varía de Oeste a Este 1600' a 700'. Medio de sedimentación marino / marino somero.

- **Formación Guayabo**

Corresponde a una secuencia monótona de gravas y arenas, con pequeñas intercalaciones de arcillolitas que reflejan un ambiente continental. El depósito de esta formación fue el resultado del rápido levantamiento de la Cordillera Oriental en el Mioceno Superior. Esta formación está cubierta por sedimentos continentales fluviales y recientes de la Formación Necesidad.

Más precisamente, esta formación ha sido dividida en 2 miembros, el superior o Formación Calzón, comprende una sucesión de areniscas de grano medio a grueso, blancas amarillas y arcillas rojo ladrillo, grises. El inferior o Formación Charte consta de arcillas y lutitas rojas, grises y areniscas amarillentas en menor proporción, hacia la parte inferior localmente aparecen delgadas capas de lignito.

2.3 Geología Estructural

Las estructuras de la cuenca están fuertemente influenciadas por el levantamiento de la Cordillera Oriental durante el Terciario tardío, el cual generó fuertes plegamientos en el flanco oriental de la cordillera disminuyendo su intensidad hacia el oriente, hacia donde también se presenta una mayor influencia de las elevaciones del basamento en la forma de las estructuras donde el campo de estudio se encuentra localizado.

Regionalmente la Cuenca de los Llanos está relacionada con las "Cuencas Sub-Andinas", las cuales se extienden hacia el sur hasta Bolivia, separadas por arcos del basamento que se sitúan ortogonales a la dirección NE de la Orogenia; dos de tales arcos, Vaupés y Arauca, se encuentran en Colombia.

Localmente la estructura general del área es un monoclinal con inclinación hacia el NW, cortado por fallas normales relacionadas con altos de basamento y que cortan casi toda la secuencia sedimentaria y algunas veces hasta los sedimentos del Plio-Pleistoceno.

El estilo estructural presente en el área de estudio sugiere que el mayor desarrollo de relieve ocurre principalmente y con gran rapidez durante el mioceno temprano. El estilo estructural interpretado para el área de estudio corresponde a estructuras pop-up relacionadas a fallas de rumbo con esfuerzos compresivos asociados. Las estructuras yacen entre dos fallas paralelas de alto ángulo espaciadas entre 200 y 450 metros. En algunos casos las dos fallas no son evidentes, posiblemente debido a la ausencia de movimientos verticales, sin embargo, las estructuras siempre siguen el tren de estas fallas.

Las fallas que limitan las estructuras son fallas normales antitéticas con movimientos horizontales. El movimiento de las fallas probablemente ocurrió durante el mioceno temprano, contemporáneamente con parte de la deposición temprana de la Formación León. El relieve

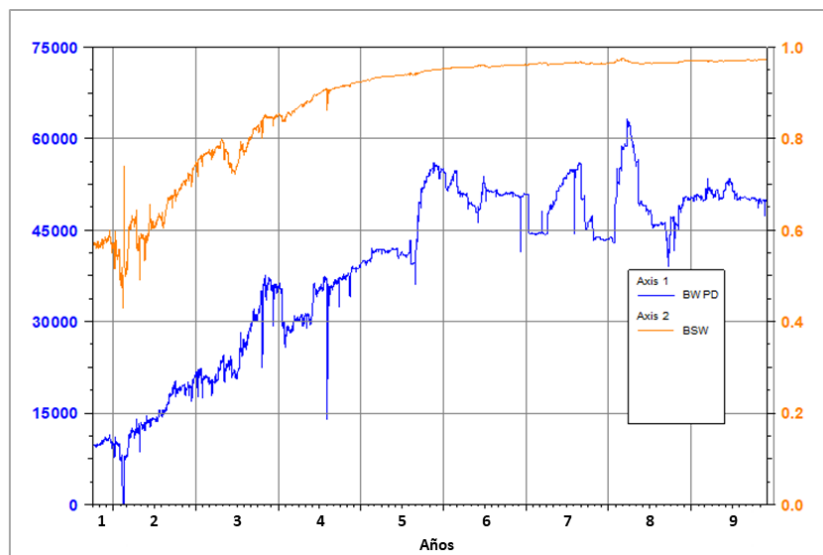
estructural que presenta las unidades desde la Formación Carbonera hasta el tope del Cretácico es principalmente el mismo, lo que indica que no existieron movimientos relevantes o plegamientos durante la depositación de estos cuerpos litológicos, excepto por una pequeña cantidad de compactación diferencial que afectó la parte media de la Formación León.

2.4 Historia de producción de agua

El historial de presiones estáticas que muestra una tendencia a mantenerse y los cortes de agua históricos corroboran el mecanismo de producción predominantes del yacimiento: *Strong water drive* en el campo de estudio.

Figura 2

Historia de la producción de agua y Corte de Agua del campo de estudio



Nota. Tomado del Software OFM de la empresa Operadora.

3. Marco Conceptual

3.1 Antecedentes investigativos

Diferentes estudios de investigación han estimado que a nivel mundial la producción promedio de agua es de tres barriles por cada barril de petróleo. El costo anual para su disposición se encuentra alrededor de los 40 billones de dólares (Seright, Lane Sydansk, 2001), por lo cual la industria petrolera en los últimos años ha centrado sus esfuerzos en la búsqueda y desarrollo de técnicas que permitan reducir esta producción excesiva de agua.

La excesiva producción de agua es uno de los principales desafíos a los que se ha venido enfrentado la industria petrolera a lo largo de los años. Esta condición amenaza continuamente la viabilidad económica de los proyectos y puede conllevar al abandono prematuro de muchos campos petroleros. De acuerdo con los autores Joseph y Ajienka (2010), la producción de un barril de agua requiere igual o mayor energía que producir el mismo volumen de petróleo y, a menudo, cada barril de agua producido representa una cantidad menor pero significativa de petróleo no producido. Las principales causas del exceso de producción de agua se pueden clasificar en 2 grandes grupos: las relacionadas con el pozo y los relacionados con el yacimiento. Dentro de las causas relacionadas con el pozo se encuentran: fugas en el revestidor, tuberías o empaques, canalizaciones detrás del revestidor, rompimiento de barreras y terminaciones cerca o en la zona de agua. Dentro de las relacionadas con el yacimiento se encuentra: la conificación, canalización a través de capas de alta permeabilidad, digitación y avance del contacto agua-petróleo.

El verdadero éxito en las operaciones de control del agua radica en el diagnóstico preciso de la causa principal del exceso de la producción de agua en el pozo de estudio. Por ello, Ortega

(2013) detalla en su trabajo de investigación la metodología desarrollada por K.S Chan, la cual a través de los gráficos dobles logarítmicos de las relaciones RAP y su derivada (RAP') permite diagnosticar y evaluar las principales causas del incremento de la producción de agua: como conificación, canalización y comunicaciones mecánicas.

De acuerdo con Sun y Bai (2017), existen dos métodos principales para el control de agua: los métodos mecánicos y los químicos, los cuales pueden ser usados individualmente o en conjunto. Los métodos mecánicos utilizan empaques para aislar temporal o permanentemente la producción de agua y su efectividad puede ser vista en horas. Los métodos químicos son utilizados para penetrar y taponar las matrices o fracturas donde los empaques mecánicos no alcanzan a cerrar el exceso de agua. Estos resultados se pueden lograr en un par de meses o años, según la naturaleza del yacimiento y de las propiedades de los productos químicos inyectados.

Sun y Bai (2017), en su artículo de investigación proporcionan una revisión de las principales técnicas de control químicas que han sido aplicadas en pozos horizontales y las cuales son enumeradas a continuación:

- Polímeros y agentes de hinchamiento: El polímero a menudo se usa como un agente de control de la movilidad en lugar de un agente de taponamiento debido a su baja resistencia. Sin embargo, un polímero como la poliacrilamida puede hincharse con la presencia de un agente de hinchamiento, taponando así las zonas objetivo. Este agente de taponamiento es un agente reductor de la permeabilidad desproporcionada. Tiene diferente resistencia al flujo de aceite y agua. Por lo general, la resistencia al flujo de agua es mayor que la del aceite.
- Agente de taponamiento HSWO: Es un agente de taponamiento selectivo, con presencia de grupos hidrófilos e hidrófobos. La HSWO se hincha cuando entra en contacto con el

agua, mientras que se encoge cuando entra en contacto con el aceite. El agente de taponamiento de la serie *HWSO* puede estar en forma de solución o partículas. La temperatura más alta a la que pueden resistir las partículas *HWSO* es de 95°C.

- *Geles in situ*: El proceso de gelificación del gel in situ se produce inyectando una mezcla de polímero y reticulante en el yacimiento. La fuerza de los geles varía de débil a fuerte, lo que depende de la composición de los sistemas de gelificación y de los ambientes del yacimiento.

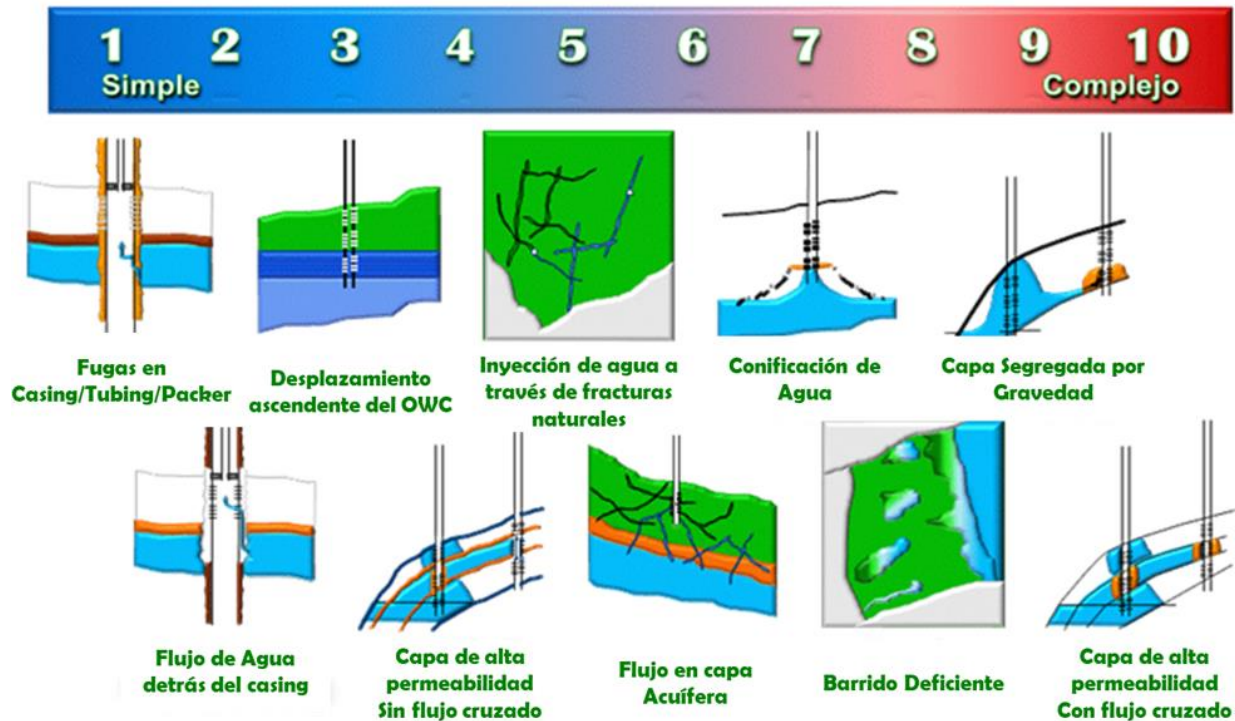
Taha y Amani (2019) afirman en su trabajo de investigación que “Las soluciones químicas se consideran soluciones permanentes y son más riesgosas y las soluciones mecánicas son más fáciles de ejecutar y más rápidas para lograr resultados”.

3.2 Causas del incremento de la producción de agua en pozos productores

El verdadero éxito en las operaciones de control de agua radica en la identificación de las principales causas de su producción en exceso en los pozos de estudio. Estas causas pueden ser clasificadas en 2 grandes grupos: las relacionadas con el pozo y las relacionados con el yacimiento, las cuales serán detalladas a lo largo de este capítulo.

Figura 3

Causas más comunes de la producción excesiva de agua en pozos productores



Nota. Adaptado de Application of production data-driven diagnostics workflow for Water Shut-off candidate selection in tight carbonate field (p. 2), por S.H Talebian y A. Belgari, 2 019, SN Applied Sciences.

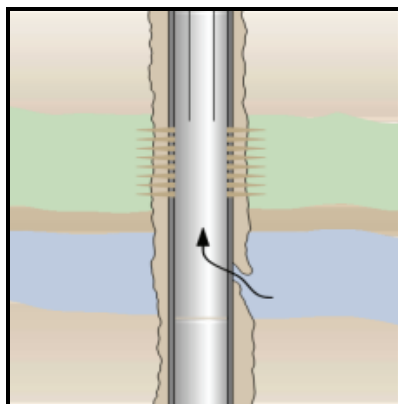
3.2.1 Causas relacionadas con el pozo

2.2.1.1 Fugas en tuberías de revestimiento, producción o empaques (Tubing/Casing/Packers). Las fugas en tuberías de revestimiento, tuberías de producción o empaques pueden surgir por defectos inherentes en el revestimiento, corrosión debido a reacciones químicas o producción de arena (Joseph y Ajienka, 2010). Estas fugas permiten que el agua proveniente de zonas no productoras de petróleo ingrese a la columna de producción (Bailey et al., 2000).

Herramientas comunes de diagnóstico de estas fugas incluyen: registros de temperatura, registros de flujo de agua, registros eléctricos, registro de producción (*PLT*), pruebas de integridad (Joseph y Ajienka, 2010).

Figura 4

Fugas en Tubing, Casing o Empaques



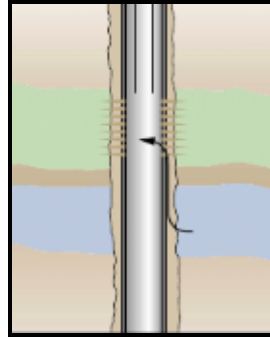
Nota. Tomado de *A review of Water Shutoff treatment strategies in oil fields* (p. 5), por A. Joseph y J. A. Ajienka, 2010, SPE 136969.

3.2.1.2 Canalización detrás del casing. Se debe principalmente a una cementación deficiente o fallida que permite que el agua fluya a través del cemento e invada el espacio anular y posteriormente el pozo. La producción de arena también podría promover el flujo detrás de las tuberías mediante la creación de vacíos.

Registros de temperatura, registros *WFL* basados en la activación del oxígeno y registros de cementación son herramientas de diagnóstico comunes para detectar este tipo de flujos detrás de la tubería (Bailey et al., 2000).

Figura 5

Canalización detrás del Casing



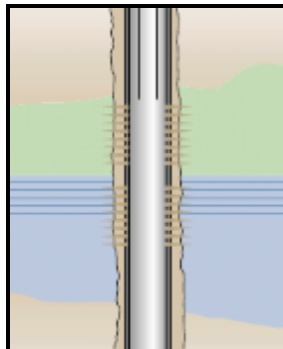
Nota. Tomado de *Water Control* (p. 34), por B. Bailey, J. Tyrie, J. Elphick, F. Kuchuk, C. Romano y L. Roodhart, 2000, Oilfield Review.

3.2.2 Causas relacionadas con el yacimiento

3.2.2.1 Desplazamiento ascendente del contacto Agua-Petróleo (OWC). El ascenso de un contacto agua-petróleo uniforme hacia una zona perforada de un pozo durante la producción normal por empuje de agua puede conducir a una producción de agua no deseada. Esto ocurre en zonas con muy baja permeabilidad vertical (Bailey et al., 2000).

Figura 6

Desplazamiento del contacto Agua-petróleo



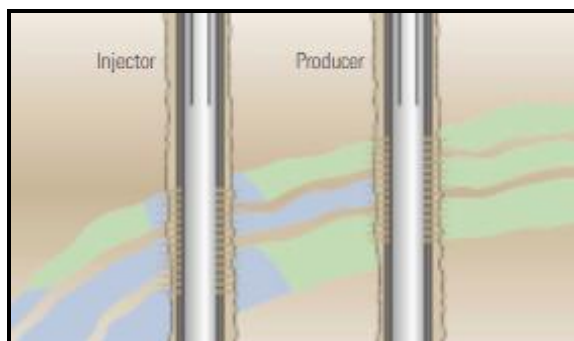
Nota. Tomado de *Water Control* (p. 34), por B. Bailey, J. Tyrie, J. Elphick, F. Kuchuk, C. Romano y L. Roodhart, 2000, Oilfield Review.

3.2.2.2 Capa de alta permeabilidad – Sin flujo cruzado. La capa de agua con alta permeabilidad es un problema común y suele estar asociada a una producción multicapa en una zona de alta permeabilidad con barreras impermeables de flujo (Liao, 2014). En esta condición el petróleo producido en la “zona de alta permeabilidad le disminuirá al yacimiento la energía necesaria para desplazar el petróleo de las zonas con permeabilidad más baja” (Cortes, 2008, p.33).

Este fenómeno conduce a una baja eficiencia de barrido y unos valores altos de *WOR*. Es más común en yacimientos con empuje hidráulico activo o en yacimientos con inyección de agua (Liao, 2014)

Figura 7

Capa de alta permeabilidad – Sin flujo cruzado



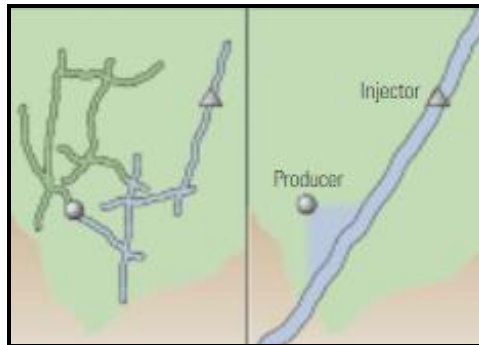
Nota. Tomado de *Water Control* (p. 34), por B. Bailey, J. Tyrie, J. Elphick, F. Kuchuk, C. Romano y L. Roodhart, 2000, *Oilfield Review*.

3.2.2.3 Inyección de agua a través de fracturas naturales

En formaciones naturalmente fracturadas bajo inyección de agua, el agua puede irrumpir rápidamente en los pozos productores. Esta condición es especialmente común cuando el sistema de fractura es extenso o está fisurado y se puede confirmar con el uso de trazadores entre pozos (Bailey et al., 2000).

Figura 8

Fracturas o fallas entre un inyector y un productor



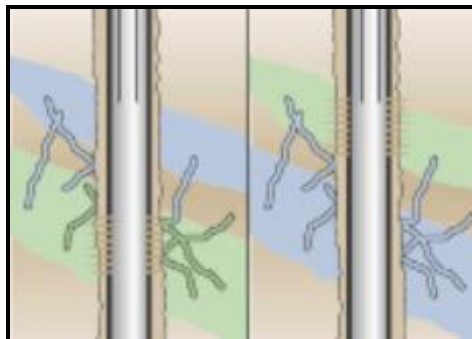
Nota. Tomado de *Water Control* (p. 35), por B. Bailey, J. Tyrie, J. Elphick, F. Kuchuk, C. Romano y L. Roodhart, 2000, Oilfield Review.

3.2.2.4 Flujo en capa Acuífera

El agua puede ser producida a partir de fracturas que interceptan una zona de agua más profunda. Estas fracturas pueden ser tratadas con un gel, lo cual resulta especialmente eficaz cuando las fracturas no contribuyen a la producción de petróleo. Los volúmenes de tratamiento deben ser lo suficientemente grandes para cerrar las fracturas lejos del pozo (Bailey et al., 2000).

Figura 9

Fracturas o fallas en capa acuífera



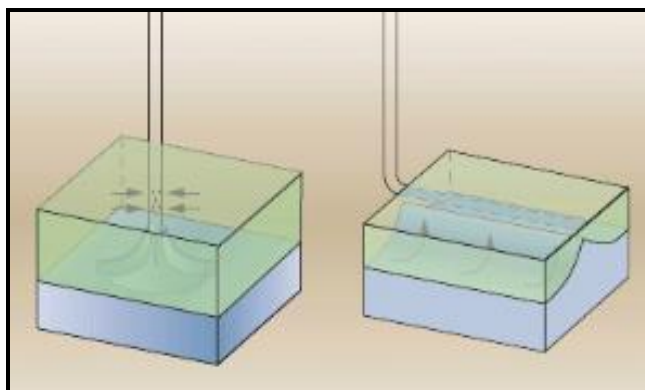
Nota. Tomado de *Water Control* (p. 35), por B. Bailey, J. Tyrie, J. Elphick, F. Kuchuk, C. Romano y L. Roodhart, 2000, Oilfield Review.

3.2.2.5 Conificación. La conificación ocurre cuando el contacto agua-petróleo (OWC) está cerca de los intervalos perforados en una formación que tiene una permeabilidad vertical relativamente alta. La permeabilidad vertical alta, junto con la tasa de producción, aceleran la tasa a la que el OWC asciende y llega a las perforaciones (Joseph y Ajienka, 2010).

“La tasa crítica de conificación, que es la tasa máxima a la cual se puede producir petróleo sin producir agua por conificación, a menudo es demasiado baja para que resulte económica. En los pozos horizontales, este problema se puede asociar con la formación de una cúspide o cresta en forma de ola (*crestring*)” (Ortega, 2013, p.12).

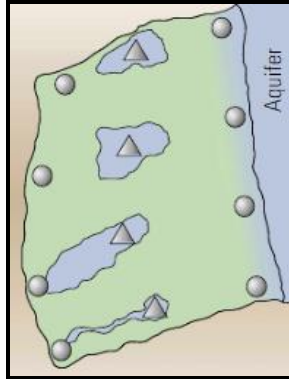
Figura 10

Conificación



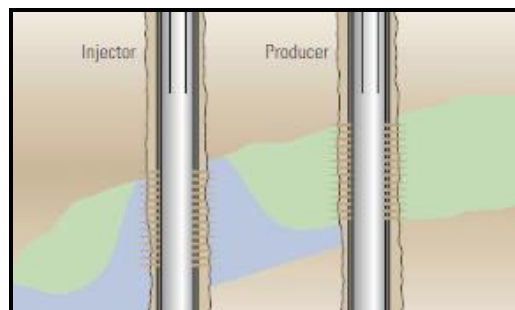
Nota. Tomado de *Water Control* (p. 35), por B. Bailey, J. Tyrie, J. Elphick, F. Kuchuk, C. Romano y L. Roodhart, 2000, Oilfield Review.

3.2.2.6 Barrido deficiente. Este efecto es común en los depósitos de canales de arena que son impulsados por agua en los bordes. Es causado por agua de borde de un acuífero o un inyector durante la inundación de agua. El agua pasa por alto el petróleo y se abre camino hacia el pozo, dejando bolsas de petróleo debido a la anisotropía de la permeabilidad del área en el yacimiento (Bailey et al., 2000).

Figura 11*Barrido deficiente*

Nota. Tomado de *Water Control* (p. 36), por B. Bailey, J. Tyrie, J. Elphick, F. Kuchuk, C. Romano y L. Roodhart, 2000, *Oilfield Review*.

3.2.2.7 Capa segregada por gravedad. Este problema se presenta en yacimientos que tienen estratos gruesos con buena permeabilidad. La fuente de agua puede ser un acuífero o un pozo inyector que atraviesa la formación permeable y drena solo la parte inferior del yacimiento. Esta condición se vuelve más difícil cuando existe una relación de movilidad agua-petróleo desfavorable (Joseph y Ajienka, 2010).

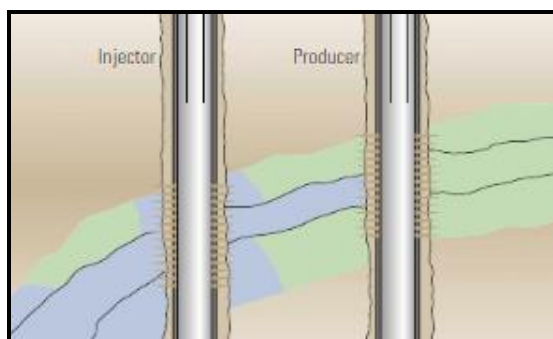
Figura 12*Capa segregada por gravedad*

Nota. Tomado de *Water Control* (p. 36), por B. Bailey, J. Tyrie, J. Elphick, F. Kuchuk, C. Romano y L. Roodhart, 2000, *Oilfield Review*.

3.2.2.8 Capa de alta permeabilidad con flujo cruzado. El flujo cruzado de agua puede ocurrir en capas de alta permeabilidad que no están aisladas por barreras impermeables. La producción de agua a través de una capa altamente permeable con flujo cruzado es similar al problema de una capa de alta permeabilidad sin flujo cruzado, pero se diferencia en que no hay una barrera para detener el flujo cruzado en el yacimiento. En estos casos, los intentos de modificar el perfil de producción o de inyección cerca del pozo están condenados a tener muy corta duración (Bailey et al., 2000).

Figura 13

Capa de alta permeabilidad con flujo cruzado



Nota. Tomado de *Water Control* (p. 36), por B. Bailey, J. Tyrie, J. Elphick, F. Kuchuk, C. Romano y L. Roodhart, 2000, Oilfield Review.

3.3. Técnicas de diagnóstico

Como se mencionó anteriormente al inicio del capítulo 2, el verdadero éxito en las operaciones de control de agua radica en la identificación de las principales causas de su producción en exceso en el pozo de estudio, para ello es necesario contar con herramientas adecuadas de diagnóstico que permitirán realizar esta identificación con un grado de confiabilidad alto.

Las principales metodologías se fundamentan principalmente en gráficas elaboradas a partir de datos de producción.

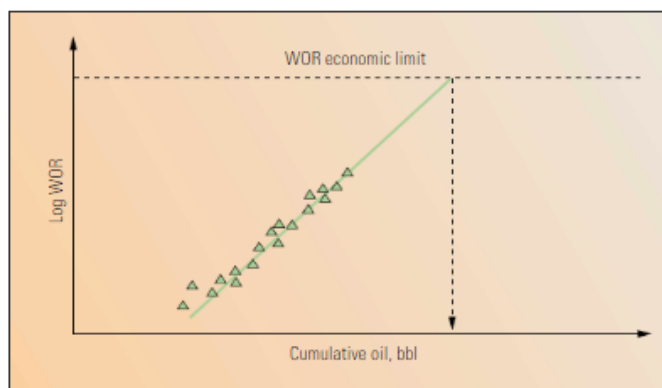
3.3.1 Gráficos de recuperación

Es un gráfico semilogarítmico del RAP (WOR) con respecto a la producción acumulada de petróleo (N_p), en el cual la tendencia de producción se extrapola al valor del WOR en el que se alcanza el límite económico, para poder determinar el volumen de petróleo que se alcanzaría a producir si no se tomarán medidas de control de agua.

Si la producción de petróleo extrapolada es aproximadamente igual a las reservas esperadas para un pozo, el agua que se está produciendo es aceptable y no es necesario la aplicación de técnicas de control de agua. Sin embargo, si el valor extrapolado es mucho menor que las reservas recuperables esperadas, el pozo está produciendo agua no aceptable y se debe considerar aplicar alguna técnica de control de agua siempre y cuando todavía exista un volumen significativo de reservas que permita pagar la intervención del pozo (Bailey et al., 2000).

Figura 14

Gráfico de recuperación



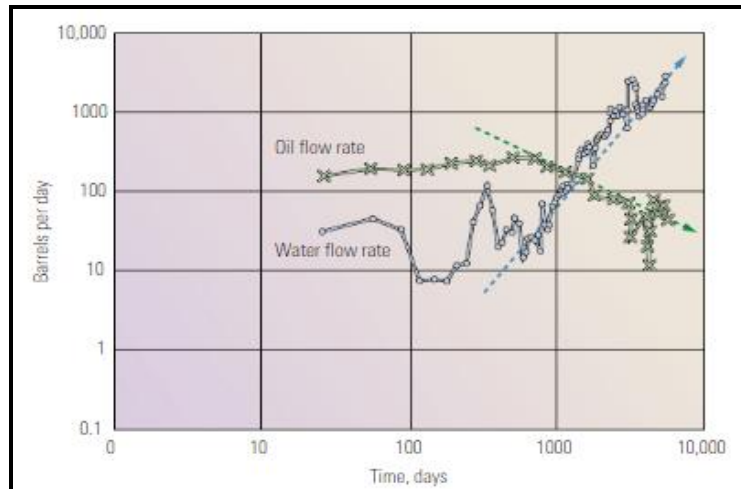
Nota. Tomado de *Water Control* (p. 37), por B. Bailey, J. Tyrie, J. Elphick, F. Kuchuk, C. Romano y L. Roodhart, 2000, *Oilfield Review*.

3.3.2 Gráfico de la historia de producción

Son gráficos en escala doblemente logarítmica de las tasas de flujo de aceite y agua con respecto al tiempo. Por lo general, los pozos en los que conviene aplicar una técnica de control de agua muestran un aumento de la producción de agua y una disminución de la producción de aceite en forma casi simultáneo (Cortes, 2008, p. 94).

Figura 15

Gráfico de la historia de producción



Nota. Tomado de *Water Control* (p. 37), por B. Bailey, J. Tyrie, J. Elphick, F. Kuchuk, C. Romano y L. Roodhart, 2000, *Oilfield Review*.

3.3.3 Análisis de curvas de declinación

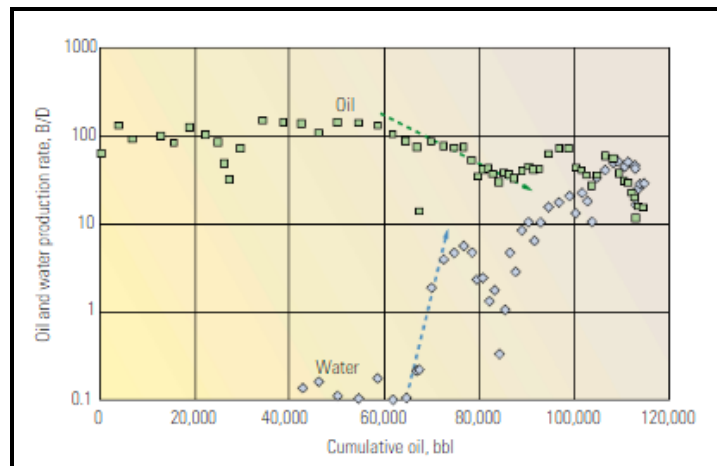
Es un gráfico semilogarítmico de la tasa de producción de petróleo acumulado. El agotamiento normal produce una curva cuya tendencia es una línea recta (Ortega, 2013, p. 22).

Cualquier cambio repentino en la pendiente de la línea recta de declinación habitual de la tasa de producción de petróleo es un aviso de la presencia de exceso de agua, la cual podría generar un desplazamiento no uniforme del petróleo dentro de la formación que conllevaría a

dejar petróleo móvil que no puede ser drenado por los pozos existentes y que permanecería en el yacimiento si no son modificadas las condiciones actuales de producción (Osorio, 2016). A lo largo del trabajo se hará referencia a este fenómeno como petróleo *bypassed*.

Figura 16

Curva de declinación



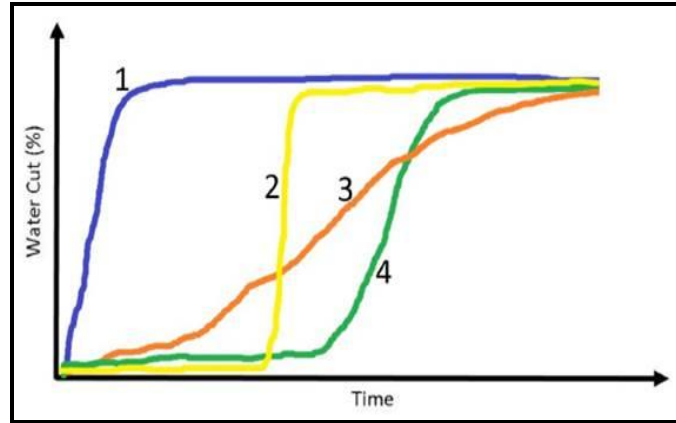
Nota. Tomado de *Water Control* (p. 37), por B. Bailey, J. Tyrie, J. Elphick, F. Kuchuk, C. Romano y L. Roodhart, 2000, Oilfield Review.

3.3.4 Gráfico de corte de agua contra tiempo

Permite la identificación de 4 tendencias que puede tomar el corte de agua a través del tiempo y con las cuales se pueden identificar diferentes causas de la producción excesiva de agua.

Figura 17

Gráfico de diagnóstico - Corte de agua contra tiempo



Nota. Tomado de *Water Shut Off Technology* (p. 23), por Empresa Operadora, 2017.

1. Fugas en el *casing* (en etapas tempranas), canalización detrás de la tubería, perforaciones cerca de la zona de agua.
2. Fugas en el *casing* (en etapas tardías), completamiento cerca de la zona de agua.
3. Conificación de agua, Capa de alta permeabilidad sin flujo cruzado.
4. Conificación, Canal de comunicación desde un inyector.

3.3.5 Gráficos de diagnóstico

Representan una técnica desarrollada para ayudar a identificar el tipo de problema asociado con la producción de fluidos indeseados.

3.3.5.1 Curvas de Chan. Son gráficos de diagnóstico que interpretan el comportamiento de la relación agua petróleo, más conocida por sus siglas como RAP y la derivada de esta relación con respecto al tiempo, en escala doble logarítmica asociándolo a un mecanismo de entrada de agua (Pinilla, 2011, p.42).

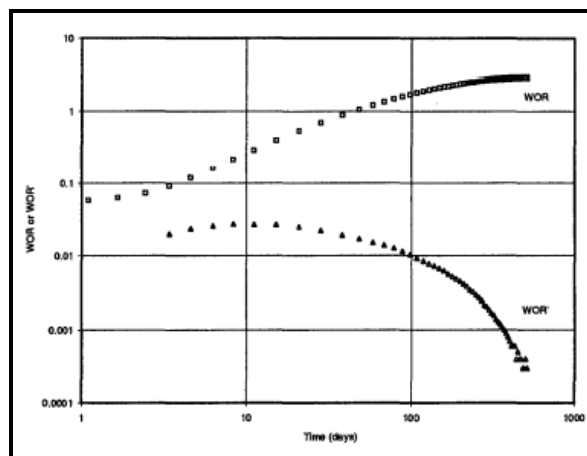
En general, por medio de estos gráficos se pueden identificar tres principales problemas: Conificación, canalización y problemas en la cercanía del pozo.

- **Conificación.** “La conificación se presenta en pozos que son completados muy cerca del contacto agua-petróleo y la formación productora tiene una permeabilidad vertical suficientemente alta para conseguir que el agua migre de las perforaciones debido al diferencial de presión que se genera alrededor del pozo” (“Metodología para diagnosticar la intrusión de agua”, p.1).

La tasa critica de conificación se denomina la tasa máxima a la que se puede producir petróleo sin producir agua a través de un cono y generalmente suele ser demasiado baja para ser económica (Jiménez y Martínez, 2019, p.29).

Figura 18

Curva de diagnóstico de Chan – Conificación



Nota. Tomado de *Water Control Diagnostic Plots* (p. 7), por K. S. Chan, 1995, SPE 30775.

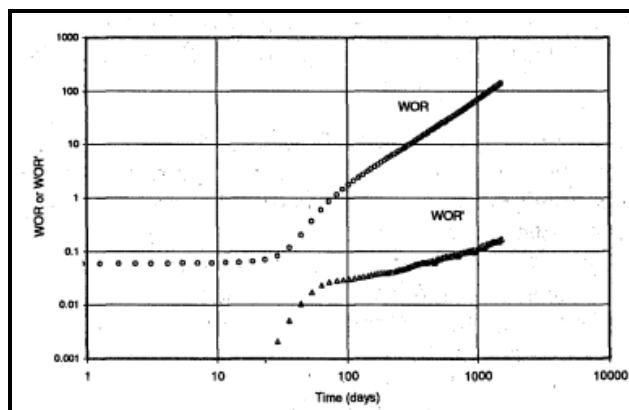
En esta condición, como se puede observar en la Figura 16, los valores iniciales de RAP son bajos y se mantienen constantes durante el inicio de la producción. Una vez se inicia la producción del pozo, los valores de RAP comienzan a aumentar lenta y continuamente.

El aumento en los valores de RAP indica que el agua ha alcanzado la altura de los perforados. El cono continúa creciendo y va cubriendo las perforaciones de forma radial, lo que resulta en una entrada constante de agua, por lo que la curva RAP se estabiliza y la derivada RAP comienza a disminuir a medida que el RAP alcanza valores constantes (Fernández, 2019, p.45).

- **Canalización.** Es consecuencia del flujo preferencial de agua a través de capas de mayor permeabilidad. Esta condición se puede identificar cuando las curvas de RAP y RAP' muestran un incremento rápido, gradual y constante (Fernández, 2019, p.45), con pendiente positiva.

Figura 19

Curva de diagnóstico de Chan – Canalización

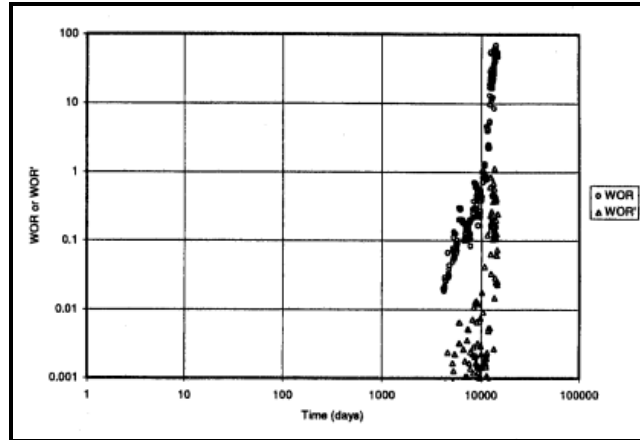


Nota. Tomado de *Water Control Diagnostic Plots* (p. 6), por K. S. Chan, 1995, SPE 30775.

- **Problemas en la cercanía del pozo.** Los más comunes son las canalizaciones detrás del *casing* o la que se conoce como comunicaciones mecánicas. En este tipo de condición, la producción de agua es muy alta cuando se produce la irrupción y las curvas RAP y RAP' exhiben unas pendientes positivas muy pronunciadas (Fernández, 2019, p.46).

Figura 20

Curva de diagnóstico de Chan – Problemas en la cercanía del pozo



Nota. Tomado de *Water Control Diagnostic Plots* (p. 8), por K. S. Chan, 1995, SPE 30775.

3.4. Principales técnicas para el control de agua (Water Shut-off)

De acuerdo con Sun y Bai (2017), existen dos métodos principales para el control de agua: los métodos mecánicos y los químicos, los cuales pueden ser usados individualmente o en conjunto. Los métodos mecánicos utilizan empaques para aislar temporal o permanentemente la producción de agua y su efectividad puede ser vista en horas. Los métodos químicos son utilizados para penetrar y taponar las matrices o fracturas donde los empaques mecánicos no alcanzan a cerrar el exceso de agua. Su objetivo principal es bloquear los canales de alta permeabilidad para forzar el agua a seguir los caminos más difíciles que permitan barrer el petróleo de la matriz de la roca de una manera más eficiente. Estos resultados se pueden lograr en un par de meses o años, según la naturaleza del yacimiento y de las propiedades de los productos químicos inyectados. Su principal ventaja es que resuelven el problema de la producción de agua no deseada en lugar de esconderla debajo o detrás de un tapón, empaque o parche de tubería como lo hacen los métodos mecánicos (Taha y Amani, 2019).

3.4.1 Métodos Mecánicos

Se basan en la colocación de herramientas o equipos mecánicos a nivel de superficie o de subsuelo para reducir o controlar la producción de agua en superficie y/o mejorar el barrido y la recuperación de crudo (Ortega, 2013, p. 26).

3.4.1.1 Tapones y Empaques. Son elementos de diámetro pequeño, principalmente caucho, que se pueden expandir en el pozo en diámetros más grandes, creando un sello y aislando el pozo de las zonas de agua no deseadas.

Son comúnmente utilizados por los operadores petroleros para ayudar al desempeño de los pozos y detener la producción excesiva de agua. Son conocido por ser económicos y confiables para lograr el aislamiento, ya que se pueden instalar sin un taladro de perforación (Taha y Amani, 2019, p. 7).

Existen diferentes tipos de tapones y empaques con diferentes propiedades:

Los elementos que se expanden al interactuar con ciertos tipos de fluidos (petróleo, agua o híbridos) se conocen como "empaques hinchables". Dependen de las propiedades prediseñadas como la temperatura, la presión y la salinidad del fluido de formación, lo cual se puede convertir en una desventaja en algunos casos porque podría conducir a fallas en la configuración del elemento. Si estas propiedades no se tienen en cuenta con precisión, el hinchamiento de los empaques podría ser más rápido o más lento de lo esperado. En el peor de los casos, es posible que el empaque no se hinche (Taha y Amani, 2019).

Otros empaques o tapones se inflan aplicando presión sobre los elementos para expandir y sellar. Estos tipos de tapones generalmente se inflan bombeando bolas de acero o fluido para aplicar presión sobre el elemento de goma y permitir que se expanda y aumente su diámetro (Taha y Amani, 2019).

Tabla 1***Empaques de uso común***

NOMBRE	FOTO	EXPANSIBILIDAD	RECUPERABILIDAD
Tapón de cemento		No	No
Empaque inflable		Si	Si
Bridge plug		Si	Si
Empaque hinchable		Si	Si
Tubulares expandibles		Si	No
Empaque de casing externo		Si	No

Nota. Adaptado de *Comprehensive review of water shutoff methods for horizontal wells* (p. 1023), por Xindi y Baojun, 2017, Petroleum Exploration and Development.

3.4.1.2 Parche de tubería. Este método se utiliza principalmente para solucionar problemas de integridad de pozos, en particular, fugas de revestimiento. Los problemas de fugas en el *casing* son comunes en pozos antiguos y pozos que se completan en formaciones con producciones de gases corrosivos como H₂S. Si se determina que la fuente del agua no deseada es una fuga en la tubería de revestimiento, la cementación forzada o los parches de resina son considerados como soluciones adecuadas. Este método se puede aplicar solo después de

identificar la ubicación exacta de la fuga. Para fugas pequeñas, partículas finas de cemento son forzadas para solucionar el problema de integridad del pozo y crear un sello (Xindi y Baojun, 2017).

3.4.1.3 Cementación forzada. Proceso en donde una lechada no contaminante es desplazada a un área específica del pozo, detrás de la tubería de revestimiento, evitando así la migración vertical de fluidos indeseados. El objetivo es obtener un sello entre la tubería de revestimiento y la formación mediante el llenado con cemento en las canalizaciones y cualquier otra cavidad presente (Cortes, 2008, p. 108).

3.4.2 Métodos Químicos

Los métodos químicos son utilizados para modificar el flujo de fluidos dentro del yacimiento y bloquear zonas de producción de agua no deseadas. El objetivo es permitir el cierre de los caminos de menor resistencia al agua reduciendo su permeabilidad y evitando así que el agua llegue al pozo a través de ellos. Adicionalmente, ayudan a forzar el agua a desplazar el petróleo en el yacimiento. En otras palabras, ayudan a bloquear los canales de alta permeabilidad para forzar al agua a moverse hacia el camino más difícil que permita barrer el petróleo de la matriz de la roca. Estos resultados se pueden lograr en un par de meses o años, según la naturaleza del yacimiento y de las propiedades de los productos químicos inyectados. Su principal ventaja es que resuelven el problema de la producción de agua no deseada en lugar de esconderla debajo o detrás de un tapón, empaque o parche de tubería como lo hacen los métodos mecánicos (Taha y Amani, 2019).

Los productos químicos inyectados pueden alcanzar los canales de agua en el yacimiento y reducir la permeabilidad, lo que genera un cierre completo. También tienen la libertad de moverse entre capas, lo que les ayuda a llegar más lejos y cerrarlas por completo. Otro uso de la

inyección química es aumentar la viscosidad del fluido inyectado, lo que conduce a una mejor eficiencia de barrido y eventualmente reduce la producción de agua no deseada.

El éxito de este tipo de operaciones depende del nivel de conocimiento del yacimiento y de la caracterización, propiedades químicas y ubicación precisa de los productos químicos inyectados.

3.4.2.1 Tratamientos reductores de permeabilidad

3.4.2.1.1 Inyección de geles. Esta técnica se aplica para reducir la relación agua-aceite. Esto ocurre a través de la capacidad del gel para reducir la permeabilidad y bloquear las fracturas y las zonas de agua de alta permeabilidad. Se puede aplicar en el pozo, cerca del pozo y lejos de los pozos productores a través de los pozos de inyección. Es muy eficaz para reducir la permeabilidad de las zonas de agua no deseada y ha demostrado su capacidad para mejorar la eficiencia del barrido. Los tratamientos con gel pueden sellar completamente las capas; por lo tanto, se consideran operaciones de control de aguas agresivas y riesgosas (Taha y Amani, 2019, p. 5).

“En el proceso de inyección de geles, una solución que contiene agua, polímero y un agente entrecruzador, es inyectada a las zonas de alta permeabilidad. Una vez realizado el proceso de inyección, por efectos del agente entrecruzador, el cual es una sustancia química que genera el proceso de formación del gel, ocurre la reacción con la solución polimérica formándose un gel, un fluido con una viscosidad muy alta que lo hace esencialmente inmóvil, éste queda atrapado en las zonas de alta permeabilidad cercanas al pozo, y actúa como un reductor de la permeabilidad de la roca” (Delgadillo et al., 2009, p.6).

- **Solución polimérica:**

Son mezclas líquidas de largas cadenas de polímeros y pequeñas moléculas de disolvente. Los polímeros son moléculas constituidas por la repetición de unidades estructurales llamados monómeros, conectados por enlaces covalente, pueden ser homopolímeros cuando todos los monómeros son idénticos o copolímeros cuando hay dos monómeros diferentes formando la cadena polimérica.

Las propiedades de los polímeros en solución están determinadas por las características estructurales de la cadena macromolecular, ésta depende de la naturaleza de la unidad repetitiva y en el caso de copolímeros de la composición y la distribución de los monómeros en la cadena (Delgadillo, 2010, p. 10).

- **Agente entre cruzador:**

Sustancia química que permite que las cadenas poliméricas se unan y entrecrucen hasta formar una red tridimensional conocida como gel. Pueden ser clasificados en metálicos y orgánicos.

Los metálicos son más comunes en la formación de geles. La mayoría de las aplicaciones realizadas en campo se han realizado con entrecruzadores derivados del cromo, aluminio, titanio y zirconio. Los que han tenido mejores resultados son el citrato de aluminio y el dicromato de sodio (Pinilla, 2011, p. 56).

- ✓ **Citrato de aluminio:** Es una sal formada por la reacción del óxido de aluminio soluble en agua y ácido cítrico. Disuelto reacciona con algunos metales como el plomo formando una capa de aluminio metálico cargado eléctricamente y es uno de los pocos métodos químicos conocidos en el cual se forma aluminio casi puro sin electrolisis (Delgadillo et al., 2010, p. 14).

- ✓ **Dicromato de potasio:** Es una sal estable a condiciones ordinarias de uso y almacenamiento. Es un oxidante fuerte y reacciona con materiales combustibles y reductores. La solución en agua es un ácido débil (Delgadillo et al., 2010, p. 15).

Los entrecruzadores orgánicos han tenido éxito en procesos de gelificación cuando se mezclan con poliacridamida, el más común es el formaldehído.

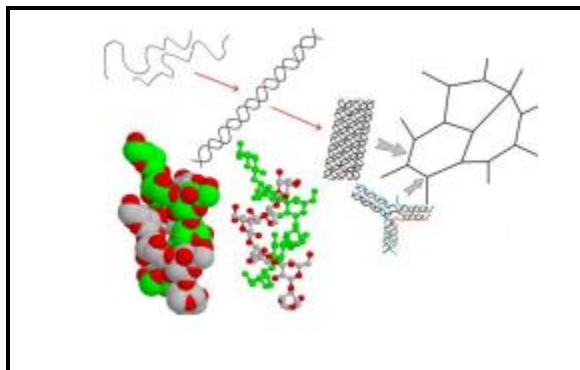
- ✓ **Formaldehído:** Se obtiene por oxidación catalítica del alcohol metílico. A una temperatura normal es un gas incoloro de un olor penetrante, soluble en agua y esteres. La síntesis industrial se basa en la oxidación catalítica y semiparcial del metanol, óxidos de metales o la conversión de metano en hidrogeno elemental (Delgadillo, 2010, p. 15).

- **Formación del gel:**

Inicialmente se cuenta con cadenas poliméricas protegidas por vainas de moléculas de agua, las cuales solvatan sus grupos funcionales y se unen por puentes de hidrógeno a los grupos hidroxilos. La envoltura de agua impide que los segmentos de las cadenas se toquen. Al inyectar el entrecruzador, se reducen la vaina de hidratación que separa a las cadenas poliméricas, las cadenas contiguas tienden a atraerse mutuamente por fuerzas de Van der Waals y las moléculas se unen gradualmente para formar cadenas cortas y filamentosas. Por tanto, en un proceso dinámico, las cadenas poliméricas se entrecruzan y entrelazan, de modo que la viscosidad del sistema aumenta, llegando a un estado semisólido, semirrígido y gelatinoso (Delgadillo et al., 2009, p. 8).

Figura 21

Formación de un gel



Nota. Tomado de Implementación de la tecnología de geles poliméricos para el control de agua en pozos productores: Caso de campo (p. 58), por Pinilla, 2011.

- **Variables de los geles poliméricos:**

- ✓ **Tiempos de gelificación:**

Tiempo que tarda la mezcla gelificante en formar el gel a las condiciones de yacimiento. Dependen principalmente del pH y la temperatura. El pH puede variar la naturaleza de los componentes del gel y la temperatura aumenta o disminuye el tiempo de formación del gel. A mayores temperaturas el tiempo de formación del gel disminuye.

Existen dos tiempos de gelificación importantes a tener en cuenta:

Tiempo de gelificación inicial, en el cual la mezcla comienza a volverse viscosa. Se identifica con un aumento significativo en la presión de bombeo y en el cual se determina el máximo volumen de gel que puede ser inyectado a un caudal determinado.

Tiempo de gelificación final, el cual es el tiempo requerido para que el gel alcance una consistencia estable. Determina el período que debe permanecer cerrado el pozo después de la inyección del tratamiento para asegurar las condiciones de consistencia requeridas para el gel (Ortega, 2013, p. 30).

- **Caracterización del gel:**

- ✓ **Pruebas de botella** (Ortega, 2013, p. 32):

Las pruebas de botella se realizan para obtener las siguientes características:

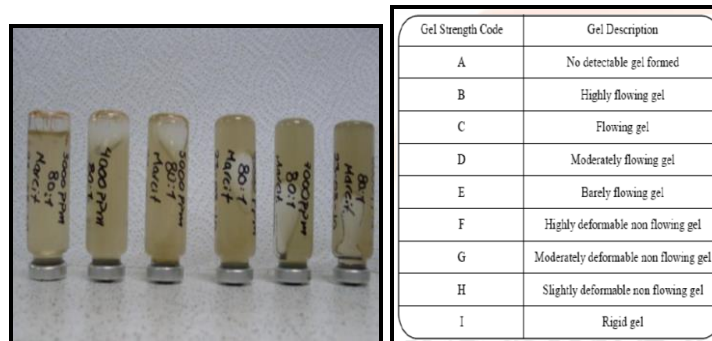
1. Una medida cualitativa de la fuerza del gel y de la formación de precipitados
2. Una medida semi-cuantitativa de la velocidad de gelificación.
3. Una manera conveniente para evaluar la estabilidad en el tiempo de los geles a una temperatura de prueba determinada.

- ✓ **Pruebas de rigidez:**

Se realiza para determinar la rigidez de los geles a diferentes concentraciones programadas.

Figura 22

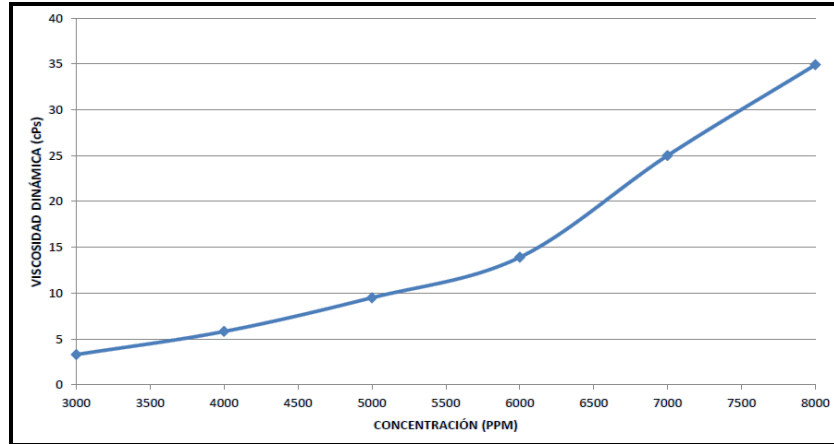
Código de resistencia del Gel



Nota. Tomado de Control del exceso de producción de agua (WSO) en yacimientos con empuje hidráulica activo, por G. Villa, 2020, ACE internacional.

- ✓ **Curva reológica del polímero con agua de mezcla:**

Curva de viscosidad a diferentes concentraciones programadas.

Figura 23*Curva de viscosidad a diferentes concentraciones*

Nota. Tomado de *Control del exceso de producción de agua (WSO) en yacimientos con empuje hidráulica activo*, por G. Villa, 2020, ACE internacional.

- **Rangos de aplicación para la inyección de geles:**

Tabla 2*Rangos de aplicación para la inyección de geles*

PROPIEDAD	RANGO DE VIABILIDAD
Gravedad API	> 18 °API
Viscosidad del crudo	< 200 Cp
Saturación de aceite	> 10% de aceite móvil
Permeabilidad	> 20 mD
Profundidad	< 8000 ft
Temperatura	< 220 °F
Tipo de formación	Arenisca/Carbonato

Nota. Tomado de *Estudio del efecto de la inyección de geles en yacimientos fracturados y no fracturados* (p. 10), por Delgadillo et al., 2010.

3.4.2.1.2 Modificadores de permeabilidad relativa (RPM). (Sydansk, & Romero-Zeron, 2010). Son también denominados reductores desproporcionados de permeabilidad (DPR) y

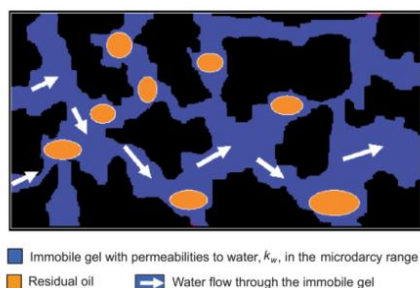
tienen la propiedad de reducir la permeabilidad al flujo de agua en mayor grado que al flujo de petróleo y gas en el volumen del yacimiento en el que es inyectado el tratamiento. Se han propuesto varios mecanismos para *RPM*. Estos mecanismos incluyen cambios en la humectabilidad del medio poroso, efectos de lubricación, segregación de los caminos de flujo, deshidratación del gel y desplazamiento del gel, entre otros. Aunque no hay acuerdo sobre un mecanismo o mecanismos definidos responsables de los *RPM*, actualmente el mecanismo más aceptado parece ser la deshidratación del gel.

Seright et al. (2006) describe los posibles mecanismos por los cuales los geles de polímero de cromo (III)-carboxilato/acrilamida que llenan los poros actúan en medios porosos. Una revisión de estos mecanismos considera dos condiciones.

Primero, una situación inmediatamente después de la inyección del gel y la gelificación en un medio poroso, en la que el gel base-agua ocupa básicamente todo el espacio poroso acuoso y el aceite residual puede quedar atrapado en los centros de los poros en una roca mojada por agua, como se muestra en la Figura 22

Figura 24

Efecto del gel RPM en flujo de agua



Nota. Tomado de *Reservoir Conformance Improvement* (p. 77), por Sydansk, & Romero-Zeron, 2010.

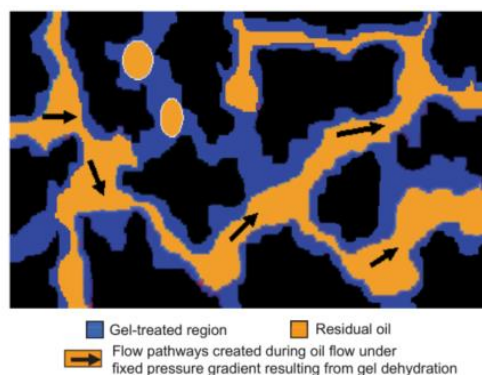
Si se inyecta agua o salmuera, se observa una resistencia extremadamente alta al flujo de agua. Esta reducción significativa de la permeabilidad al agua se explica por el hecho de que el agua debe fluir a través del gel mismo, que tiene una permeabilidad inherente al agua en el rango de microdarcy.

Por lo tanto, el flujo de agua experimenta una reducción significativa de flujo a través de las zonas de agua invadidas por gel.

Segunda condición, en la que el pozo vuelve a la producción después de la inyección del gel y la gelificación, y en la que el petróleo suele ser el primer fluido en contacto con la región tratada con el gel, como se ilustra en la Figura 23.

Figura 25

Creación de caminos a través de la región tratada debido a la deshidratación del gel durante el flujo de aceite bajo gradiente de presión



Nota. Tomado de *Reservoir Conformance Improvement* (p.78), por Sydansk, & Romero-Zeron, 2010.

Durante el flujo de aceite a un gradiente de presión fijo, las observaciones experimentales indican que el flujo de aceite abre caminos a lo largo de la fase de gel semisólido. Por lo tanto, se restaura la permeabilidad al aceite, seguido por el restablecimiento del flujo de aceite a través de la región tratada. Estos caminos en la fase de gel son creados por la compresión o deshidratación

del gel debido al gradiente de presión impuesto durante el flujo de aceite. La deshidratación del gel se define como el proceso de eliminación de agua del gel mediante la imposición de un gradiente de presión sobre el gel. Como resultado, el gel debe volverse más concentrado y su volumen reducido. Estos mecanismos sugeridos del comportamiento *RPM* de los geles de Cr(III)-acetato-HPAM también se han observado en medios porosos humectados con aceite (Seright et al. 2006).

A primera vista, los tratamientos *RPM* suenan como una propuesta atractiva para el control de la producción de agua. Sin embargo, el historial de campo para dicho tratamiento ha sido mixto, en el mejor de los casos, deficiente. Parece que la aplicación exitosa de los tratamientos de *RPM* con el fin de lograr un cierre de agua a largo plazo en los yacimientos se limita únicamente al problema de la producción excesiva de agua donde los estratos productores de petróleo y agua del yacimiento no están en comunicación vertical de presión y de flujo de fluidos, y las capas productoras de petróleo deben estar produciendo al 100% de corte de petróleo.

3.4.2.2 Tratamientos para aumento de viscosidad

3.4.2.2.1 Inyección de polímeros. Esta técnica se utiliza para aumentar la viscosidad del agua. Se suele aplicar en el yacimiento lejos de los pozos productores a través de los pozos inyectoros para lograr una mejor eficiencia de barrido en el yacimiento.

Durante la inyección de polímero, se disuelven concentraciones bajas de un polímero soluble en agua y de alto peso molecular en el agua de inyección para aumentar su viscosidad. Los polímeros son moléculas grandes que se denominan macromoléculas. Las moléculas poliméricas son la especie química resultante de la unión de un gran número de entidades moleculares relativamente pequeñas y repetitivas, llamadas monómeros. El proceso químico de

unir los monómeros y formar moléculas poliméricas se denomina proceso de polimerización (Sydansk, & Romero-Zeron, 2010).

Los polímeros utilizados en esta técnica suelen ser de dos tipos biopolímeros y polímeros sintéticos.

- **Biopolímeros:** No se ven afectados por la salinidad del agua y no son sensibles a las degradaciones mecánicas. Tienden a ser menos favorables por su costo relativamente alto, su sensibilidad al ataque microbiano y por la ocurrencia común de desechos celulares inducidos por el proceso de fermentación que impiden la inyección de la solución de polímero en la matriz de la roca del yacimiento (Sydansk, & Romero-Zeron, 2010).
 - ✓ **Xantano:** Se deriva de un proceso de fermentación de microorganismos que normalmente deja una cantidad sustancial de residuos celulares en la solución de polímero final. La inundación de la matriz de la roca con soluciones filtradas de polímeros de xantano tiende a resultar en una reducción de la permeabilidad mucho menor que la inundación comparable con soluciones de polímeros de acrilamida sintética. Los polímeros de xantano y la viscosidad de la solución resultante son relativamente insensibles a la salinidad y dureza de la salmuera de formación e insensibles a la degradación mecánica; sin embargo, son bastante susceptibles a la degradación biológica (Sydansk, & Romero-Zeron, 2010).
- **Sintéticos:** Son más comunes por tener un bajo costo, están más disponibles, funcionan bien con agua de baja salinidad y su inyektividad y resistencia a la degradación microbiana normalmente son buenas (Sydansk, & Romero-Zeron, 2010).
 - ✓ **Poliacridamina (PAM):** Tiende a adsorberse en las superficies de las rocas del yacimiento, particularmente en las superficies de los poros de las arenas y las

areniscas. No ofrece la función de aumento de la viscosidad y no se propaga tan bien a través de yacimientos de arena como los PAM parcialmente hidrolizados (HPAM).

El PAM de grado técnico normalmente contiene de 1 a 2 mol% de carboxilato (hidrolizado), que es suficiente para ser un polímero efectivo para usar en geles de polímero que involucran reacciones químicas de reticulación que ocurren a través de los grupos carboxilato del polímero. El PAM normalmente no se denomina PAM hidrolizado hasta que el contenido de carboxilato supera aproximadamente el 2% en moles (Sydansk, & Romero-Zeron, 2010).

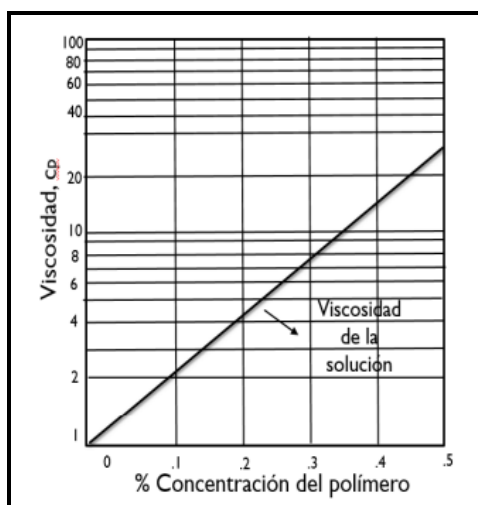
- ✓ **HPAM:** Este es el polímero soluble en agua más ampliamente empleado para su uso tanto en la inyección de agua con polímeros como en los tratamientos de gel de control de agua. El HPAM tiende a ser un mejor agente potenciador de la viscosidad en salmueras de baja salinidad y tiende a adsorber menos que las poliacrilamidas no hidrolizadas en las superficies de las rocas. Los HPAM son sensibles a la sal, por lo que funcionan mejor en yacimientos que tienen salmueras de baja salinidad. Para su uso en la mayoría de las inyecciones de agua con polímeros, un nivel de hidrólisis del 30% parece ser óptimo en términos de aumento de la viscosidad y minimización de la adsorción en las superficies de las rocas del yacimiento. Para su uso en tratamientos de gel de polímero reticulado, el nivel óptimo de hidrólisis está en el rango de 5 a 10% en moles porque se maximiza la fuerza del gel y se minimiza la reticulación intramolecular improductiva (Sydansk, & Romero-Zeron, 2010).

✓ **Propiedades de las soluciones poliméricas:**

- ✓ **Viscosidad del polímero:** Es una de las propiedades más afectadas por el polímero debido a que una pequeña concentración de polímero puede incrementar la viscosidad de la solución acuosa de manera significativa.

Figura 26

Efecto de la concentración de polímero en la viscosidad



Nota. Tomado de *Evaluación numérica semiconceptual de escenarios de aplicación de inyección de polímero en un campo con características del Valle Superior del Magdalena* (p.37), por Bello y Cayachoa, 2017.

“El principal mecanismo por el cual se da este aumento en la viscosidad es el peso molecular del polímero, el cual puede oscilar entre 1 y 6×10^6 lb/lbmol para HPAM” (Bello y Cayachoa, 2017, p.36)

✓ **Salinidad y concentración:**

La viscosidad intrínseca de una solución homogénea PAM incrementa cuando se añade cloruro de calcio (CaCl_2). Sin embargo, la viscosidad de HPAM decrece cuando se añade una sal monovalente como el cloruro de sodio. La razón es que la adición de sal neutraliza la carga en

las cadenas del HPAM. Cuando el HPAM es disuelto en agua, la carga Na^+ se disipa en el agua. La carga COO^- se repelan unas con otras en cadenas de alto peso molecular, el cual causa que se estiren, aumentando el volumen hidrodinámico y la viscosidad. Cuando la sal es añadida, la carga COO^- está rodeado por algunos sodios (Na^+), lo que hace que proteja la carga. Por lo tanto, la repulsión de COO^- es reducida, el volumen hidrodinámico llega a ser más pequeño y las viscosidades decrecen (Bello y Cayachoa, 2017, p.36).

✓ **Efecto del pH:**

Debido a que el pH afecta la hidrólisis, la viscosidad del HPAM depende de este. El pH incrementa inicialmente cuando alkali es añadido. Sin embargo, al ser añadido eventualmente producirá menores viscosidades del HPAM debido al efecto de la sal.

La adición del alkali también aumenta los electrolitos, el cual debería disminuir la viscosidad de la solución polimérica. Aún sin alkali, la hidrólisis ocurrirá. Por lo tanto, a largo plazo, el efecto para incrementar la hidrólisis será menos importante que el efecto de la sal, y la viscosidad del oilímero disminuirá (Bello y Cayachoa, 2017, p.37)

✓ **Efecto de la temperatura:**

A una tasa de corte baja, la viscosidad aparente de la solución polimérica decrece con la temperatura de acuerdo con la ecuación de Arrhenius (1).

$$\mu_p = A_p \exp \left[\frac{E_a}{RT} \right] \quad (1)$$

La ecuación (1) evidencia que la viscosidad decrece rápidamente cuando aumenta la temperatura. Cuando la temperatura aumenta, la actividad de las moléculas y las cadenas de polímeros es mejorada, y la fricción entre las moléculas es reducida, así la resistencia al flujo se reduce y la viscosidad disminuye. Cada polímero tiene un valor de E_a . A mayor E_a , la viscosidad

es más sensible a la temperatura. HPAM tiene 2 Eas. Cuando la temperatura es menor a 35°C, Ea es bajo, y la viscosidad no cambia mucho con el incremento de la temperatura. Cuando la temperatura es mayor a 35°C, Ea es alto y la viscosidad es más sensible a la variación de la temperatura (Bello y Cayachoa, 2017, p.38)

- **Características de los polímeros de inyección:**

Deben mejorar las propiedades reológicas del fluido desplazante, resistir las condiciones a las que son sometidos en el yacimiento como altas concentraciones salinas, presencia de iones bivalentes, altas temperaturas y tiempos de inyección prolongados.

En general, deben tener un grupo hidrofílico aniónico, para reducir la adsorción a la superficie de la roca, lograr un efecto viscosificante en la solución acuosa y poseer un grupo hidrofílico no iónico para tener estabilidad química (Barrera, 2021, p.35)

- **Yacimientos Heterogéneos:**

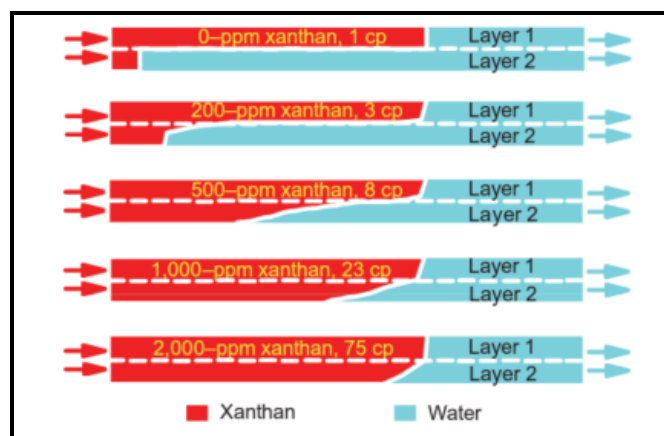
Durante la inyección de polímero en una matriz de roca heterogénea, el objetivo es desviar el flujo de fluido de los caminos de alta permeabilidad a los caminos de flujo de baja permeabilidad para recuperar el petróleo desviado (*bypassed*) que reside en la matriz de la roca de yacimiento de baja permeabilidad. Sin embargo, se ha documentado que sucede lo contrario (Sydansk 2007). Las moléculas de polímero de un peso y tamaño molecular determinados tienden a reducir de manera más efectiva y en mayor grado la permeabilidad de las aberturas de tamaño de poro más pequeño (debido a la adsorción y el atrapamiento mecánico) de la roca del yacimiento de menor permeabilidad. Por lo tanto, la solución de inyección de polímero tenderá a reducir preferentemente la permeabilidad de la roca del yacimiento de menor permeabilidad y a desviar los fluidos de inyección para que fluyan a través de la matriz de la roca de mayor permeabilidad. Entonces, en este caso, el componente reductor de la permeabilidad de la

inyección de polímeros demuestra ser contraproducente. Para este tipo de inyección de polímero, el componente reductor de permeabilidad de la inyección de polímero debe minimizarse. De lo contrario, la inyección reducirá la capacidad de flujo de la roca de baja permeabilidad en un factor mayor que el de la roca de alta permeabilidad, lo que no ayudaría a la eficiencia del barrido vertical, como ha demostrado cuantitativamente Seright (Sydansk, & Romero-Zeron, 2010).

Aun así, la inyección de polímeros adecuadamente gestionada es una técnica eficaz para mejorar la recuperación de petróleo en yacimientos heterogéneos. Cuando existe una variación de permeabilidad dentro de un yacimiento de petróleos, el aumento de la viscosidad del fluido impulsor de recuperación de petróleo durante la inyección de polímero mejora la eficiencia de barrido de la inyección y mejora la recuperación de petróleo (Sydansk, & Romero-Zeron, 2010).

Figura 27

Aumento de la viscosidad de una solución de polímero en un medio poroso con capas, diferentes permeabilidades y donde hay flujo cruzado



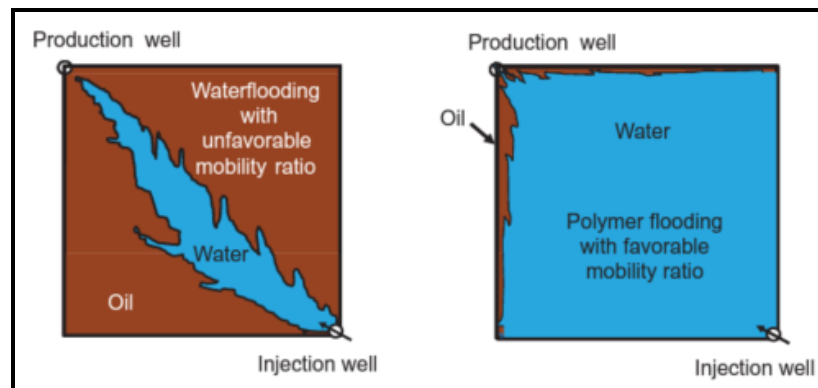
Nota. Tomado de *Reservoir Conformance Improvement* (p. 62), por Sydansk, & Romero-Zeron, 2010.

- **Yacimientos Heterogéneos:**

Cuando se emplea la inyección de polímeros para reducir la digitación (*fingering*) viscosa inducida por la movilidad durante la inyección en un yacimiento heterogéneo que contiene petróleo "viscoso", el componente reductor de la permeabilidad de la inyección de polímeros no es necesariamente contraproducente. En este caso, el componente reductor de la permeabilidad de la inyección de polímero mejora la relación de movilidad, lo que a su vez reduce la digitación viscosa y mejora la eficiencia de barrido. Esto se muestra conceptualmente en la Figura 26 donde se inyectó el mismo volumen de solución de polímero en los dos casos (Sydansk, & Romero-Zeron, 2010).

Figura 28

Experimento de laboratorio sobre cómo la inyección de polímeros puede mejorar la eficiencia de barrido



Nota. Tomado de *Reservoir Conformance Improvement* (p. 63), por Sydansk, & Romero-Zeron, 2010.

Bello O. F y Cayachoa J. M (2017), en su tesis de grado enuncian los siguientes criterios de screening para la inyección de polímero.

Tabla 3

Resumen de los criterios de screening para la inyección de polímero

Propuesto por	K (mD)	Ty (°C)	Salinidad agua de formación (ppm)	Litología	uo (cP)	API
Brashear and Kuuskraa 1978	>20	<93.3	50,000	Arenisca	<20	>15
Chang 1978	>20	<93.3		Arenisca	<200	
NPC 1984	>10	<121	<200,000	Arenisca y Carbonato	<150	
Goodlett et al. 1986	>20	<93.3	100,000	Arenisca	100	>25
Al-Bahar et al. 2004	>50	<70	100,000	Arenisca	<150	
Saleh et al 2014	>10	<98.9		Arenisca y Carbonato	<5000	>12

Nota. Modificado de *Evaluación numérica semiconceptual de escenarios de aplicación de inyección de polímero en un campo con características del Valle Superior del Magdalena* (p.29), por Bello y Cayachoa, 2017.

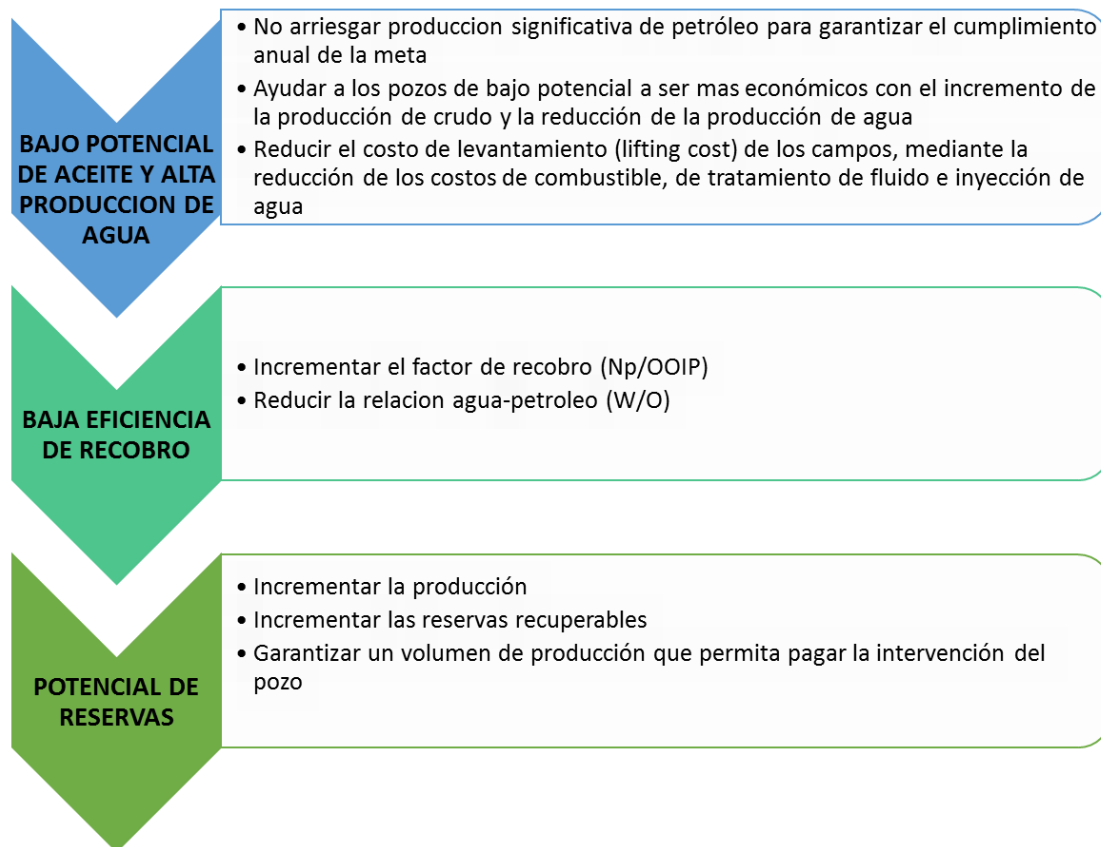
4. Metodología para la selección del mejor candidato a implementar las técnicas de *Water Shut-off*

Teniendo en cuenta la información disponible, se diseñó una metodología para la identificación del mejor candidato a implementar las técnicas de *Water Shut-off*.

Los 3 principales criterios a tener en cuenta de acuerdo con las necesidades actuales fueron pozos con: bajo potencial de aceite y alta producción de agua, baja eficiencia de recobro y buen potencial de reservas.

Figura 29

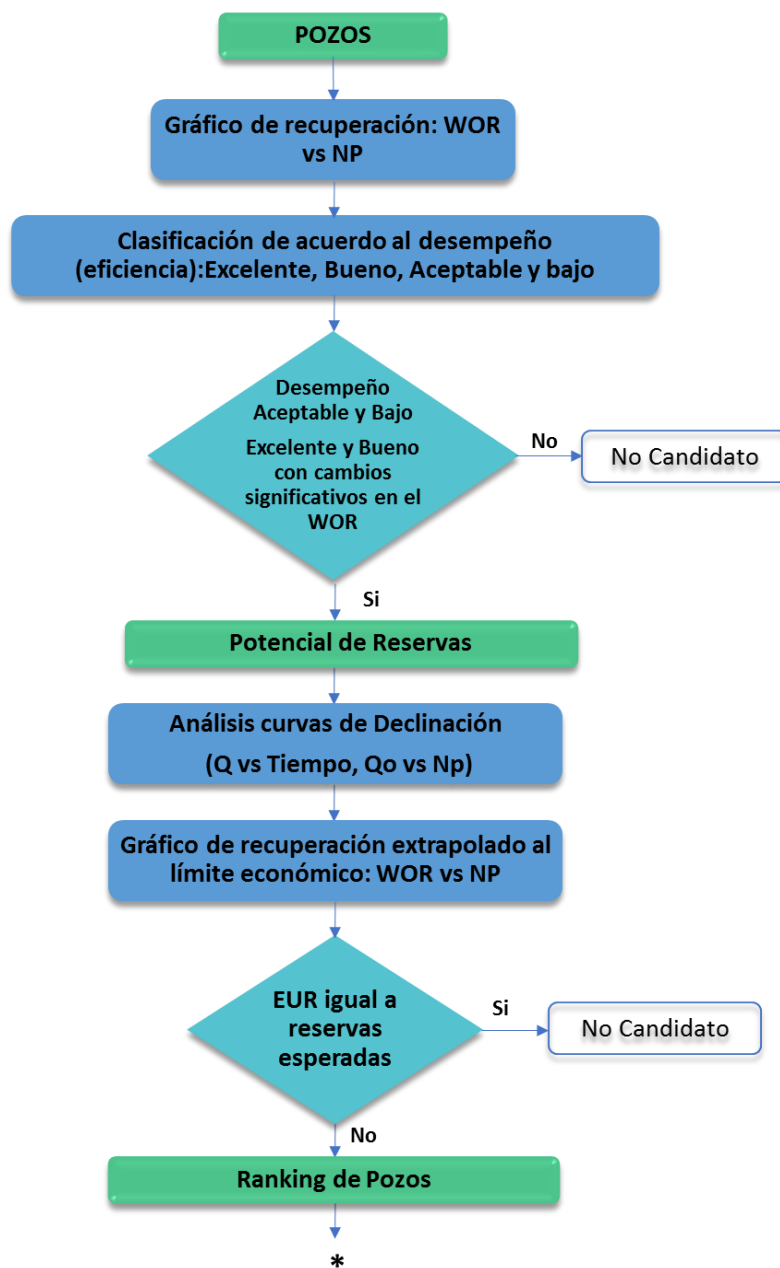
Principales criterios a tener en cuenta para la identificación del mejor candidato a implementar las técnicas de Water Shut-off

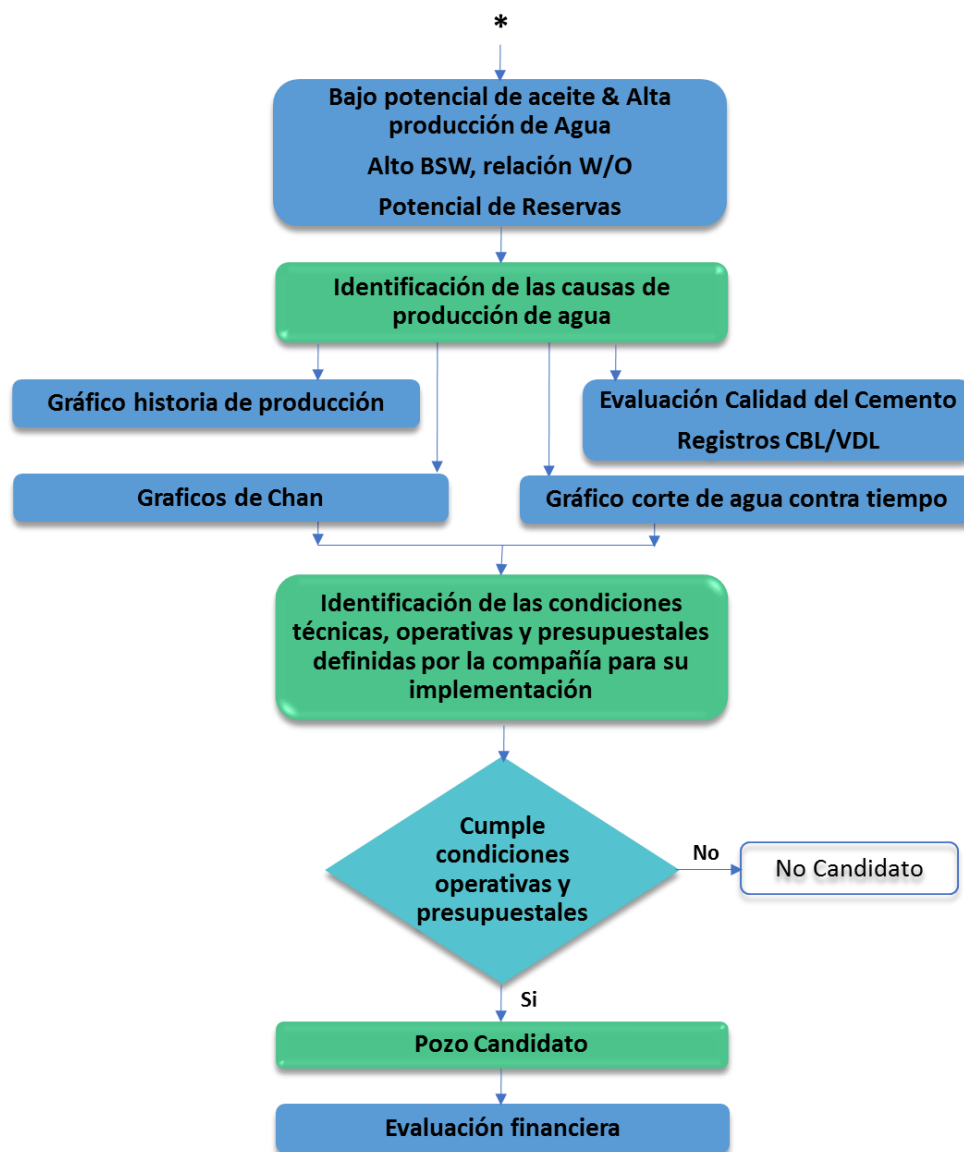


Nota. Elaboración propia.

Figura 30

Metodología para la selección del mejor candidato a implementar las técnicas de Water Shut-off





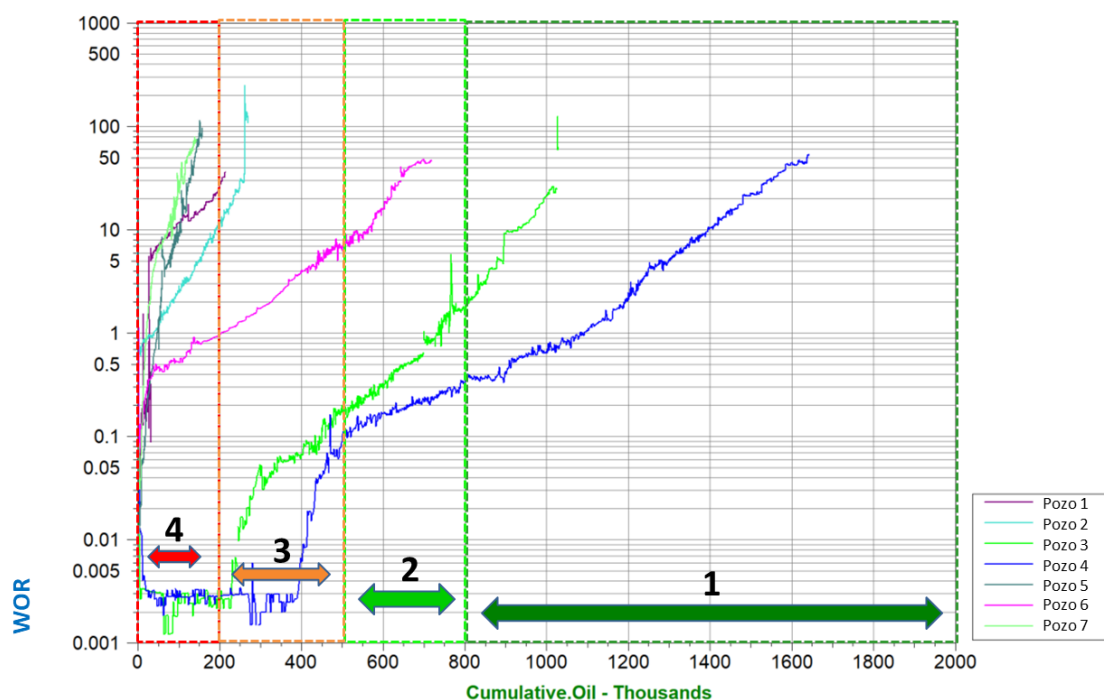
Nota. Elaboración propia.

4.1 Implementación de la metodología para la selección del mejor candidato a implementar las técnicas de WSO en los pozos de estudio

4.1.1 Análisis Grafico de recuperación WOR vs Petróleo acumulado (N_p)

Figura 31

Relación agua – aceite vs Petróleo acumulado (WOR vs N_p) – Campo de estudio



Nota. Tomado de Base de datos OFM de la empresa Operadora.

En la Figura 29 se observa la tendencia del WOR vs la producción acumulada de petróleo de los 7 pozos a ser evaluados como posibles candidatos para la implementación de técnicas de WSO. El comportamiento de los 7 pozos fue clasificado de acuerdo con la eficiencia de recobro que han tenido a lo largo de su vida productiva. Los pozos con mayor eficiencia son aquellos que

han tenido la mayor producción de petróleo acumulado a un valor de *WOR* de referencia. El valor de *WOR* de referencia establecido para el presente análisis que cumple con las necesidades actuales fue de 50, el cual representa un *BSW* del 98% en los pozos de estudio. De acuerdo con la eficiencia promedio de recobro observada en los pozos del área de influencia, se realizó la siguiente clasificación del desempeño de los pozos de estudio:

Producción acumulada de petróleo:

- Excelente: > 800,000 Bbls
- Bueno: 500,000 – 800,000 Bbls
- Aceptable: 200,000 – 500,000 Bbls
- Bajo: < 200,000 Bbls

En la Figura 29 se puede observar que 2 de los pozos de estudio se encuentran dentro de la categoría de Excelentes con producciones acumuladas de petróleo por encima de 800,000 Bbls, 1 pozo se encuentra en la categoría de Bueno con producciones acumuladas entre 500,000 y 800,000 Bbls, 2 pozos se encuentran dentro de la categoría de Aceptables con producciones acumuladas entre 200,000 y 500,000 Bbls y 2 pozos se encuentran en la categoría Bajos con producciones acumuladas de petróleo menores a 200,000 Bbls.

Los pozos clasificados con desempeños Aceptables y Bajos son los mejores candidatos para evaluar la implementación de las técnicas de *WSO*, ya que estas técnicas permitirán: incrementar la producción de petróleo, reducir la relación *W/O*, incrementar las reservas recuperables y por lo tanto mejorar la eficiencia de recobro de estos pozos.

En la Figura 29 adicionalmente se puede observar que a pesar de que el pozo 3 se encuentra clasificado dentro de la categoría Excelente, el comportamiento del *WOR* en su última etapa de producción presenta un cambio significativo en su tendencia normal, incrementando

súbitamente de 15 a 100, esto evidencia un incremento anómalo en la producción de agua del pozo, lo que lo convierte también en un muy buen candidato para la evaluación de la implementación de las técnicas de control de agua.

Tabla 4

Clasificación de los pozos según su eficiencia de recobro

Pozo	Desempeño	Candidato
Pozo 1	Aceptable	Si
Pozo 2	Aceptable	Si
Pozo 3	Excelente	Si
Pozo 4	Excelente	No
Pozo 5	Bajo	Si
Pozo 6	Bueno	No
Pozo 7	Bajo	Si

Nota. Elaboración propia

4.1.2 Análisis del potencial de reservas

El potencial de reservas de los pozos candidatos fue evaluado mediante 2 métodos. El primer método es el gráfico de recuperación: WOR vs N_p , en el cual la tendencia de producción se extrapola desde la región donde no se evidencia ningún cambio repentino en la pendiente de la línea recta y hasta alcanzar el límite técnico del WOR , con el fin de estimar la recuperación final (EUR) que se lograría obtener si el pozo no tuviera ningún problema de exceso de producción de agua.

El segundo método son las curvas de declinación (DCA) que permitirán la estimación de las reservas actuales de los pozos, de acuerdo con su último comportamiento de producción. Adicionalmente, permitirán identificar si existe la presencia de un exceso de producción de agua en los pozos u otros problemas que puedan estar afectando su comportamiento normal de

producción, mediante la identificación de cualquier cambio repentino en la pendiente de la línea recta de declinación habitual de la tasa de producción de petróleo (Bailey et al., 2000).

Posteriormente a la construcción de los dos gráficos, se realizó la comparación entre los dos valores obtenidos (*EUR* y reservas) para determinar si el pozo requería de la implementación de alguna técnica de *Water Shut-off* (*WSO*).

Si las reservas y *EUR* actuales del pozo son muy cercanas a las reservas y *EUR* estimados como si el pozo no tuviera ningún problema de exceso de producción de agua, se determina que el pozo presenta un comportamiento normal de producción y no es necesario la implementación de técnicas de *Water Shut-off* (*WSO*). Sin embargo, si las reservas y el *EUR* actuales son mucho menores que las reservas y el *EUR* estimado siguiendo el comportamiento normal del pozo, el pozo está produciendo un exceso de agua y será seleccionado como un buen candidato para implementar una de las técnicas de control de agua (*WSO*).

El *WOR* definido para el cálculo del *EUR* es de 200, el cual equivale a un *BSW* del 99.5%

- **Pozo 1:**

Figura 32

Relación agua – aceite vs Petróleo acumulado (WOR vs N_p) - Pozo 1

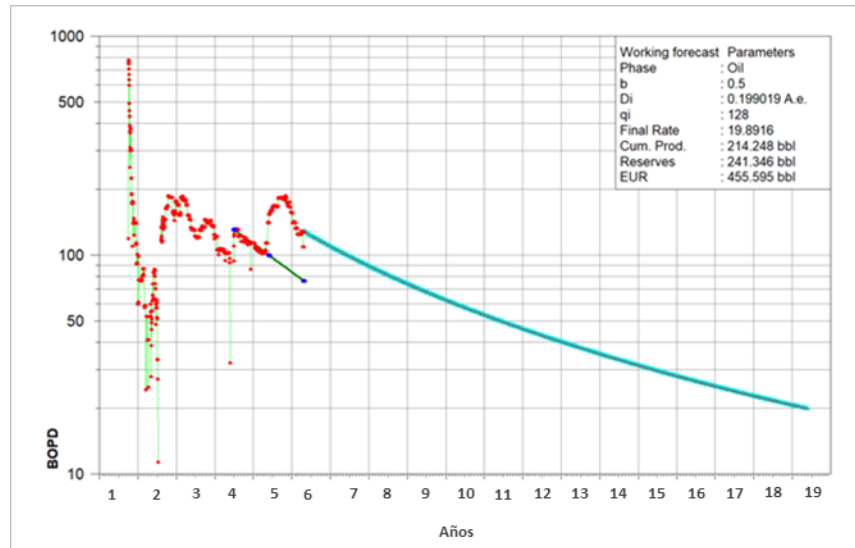


Nota. Tomado de *Base de datos OFM* de la empresa Operadora.

De acuerdo con la Figura 30, se estima un *EUR* de 450.000 Bbls y unas reservas de 235,752 Bbls para el pozo 1. A partir de una producción acumulada de petróleo de 200.000 Bbls se evidencia una desviación repentina en la pendiente de la tendencia del *WOR*, la cual indica un incremento anómalo en la producción de agua del pozo, lo cual lo convierte en un buen candidato para la evaluación de la implementación de las técnicas de control de agua.

Figura 33

Curva de declinación del Pozo 1 antes de presentar un comportamiento anómalo de producción



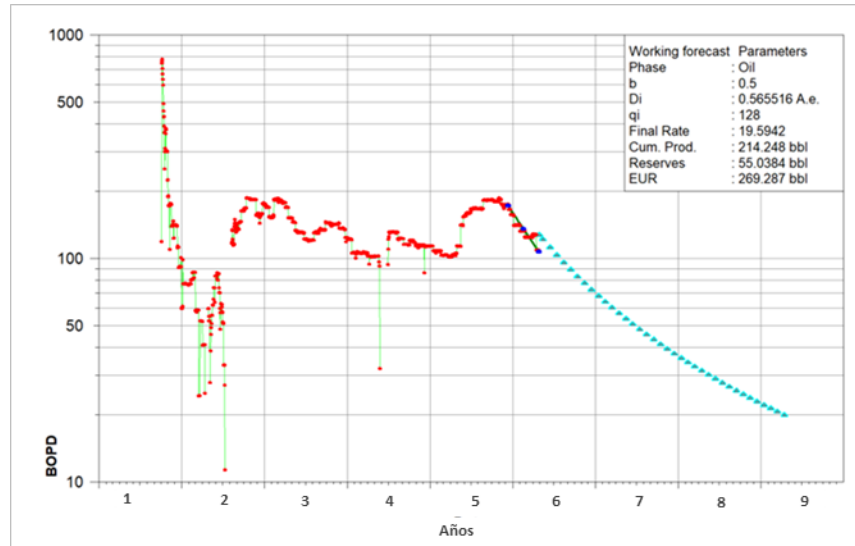
Nota. Tomado de Base de datos OFM de la empresa Operadora.

El método de la curva de declinación se utiliza para corroborar los volúmenes estimados de reservas y *EUR* del método anteriormente mencionado *WOR* vs *Np*.

En la Figura 31, se puede evidenciar un cambio en la pendiente de la curva de declinación al inicio del año 6, lo cual evidencia un cambio significativo en el comportamiento de producción del pozo. Este incremento se encuentra asociado al aumento de la producción de agua y por lo cual para el cálculo del *EUR* y las reservas mediante el método DCA se escogió la región donde se observa que el pozo no tiene ningún problema de exceso de producción de agua. Para este método se estimó un *EUR* de 455,5956 Bbls y unas reservas de 241,346 Bbls, valores muy cercanos a los estimados anteriormente.

Figura 34

Curva de declinación del Pozo 1 con el ultimo comportamiento de producción



Nota. Tomado de Base de datos OFM, de la empresa Operadora.

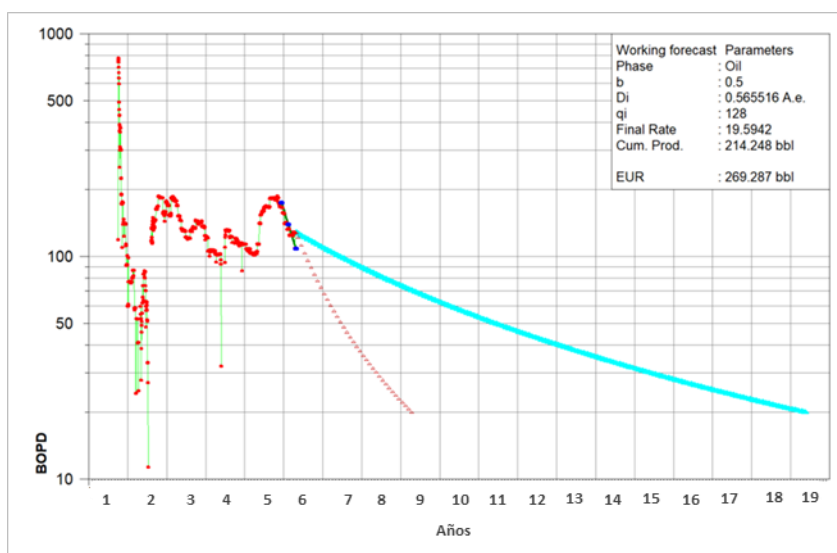
Ahora el método de la curva de declinación es utilizado para calcular los volúmenes reservas y *EUR* actuales que tiene el pozo.

Las reservas actuales se estimaron mediante el análisis de curvas de declinación, teniendo en cuenta solo el último período de producción del pozo. Su volumen estimado fue de 55,038 Bbls, el cual se encuentra muy por debajo de los valores estimados anteriormente (entre 235,031 y 241,346 Bbls), esto evidencia y confirma que a partir del año 6 o de una producción acumulada de 200,000 Bbls, la intrusión de agua ha estado impidiendo el barrido eficiente de las reservas (petróleo *bypassed*).

Tabla 5*Comparación Reservas y EUR – Pozo 1*

Pozo	WOR vs Np		DCA		Observación
	EUR	Reservas	EUR	Reservas	
Pozo 1	450,000	235,752	455,595	241,347	Estimación antes de presentar un comportamiento anómalo de producción
			269,287	55,038	Estimación actual

Nota. Elaboración propia

Figura 35*Comparación Reservas y EUR – Pozo 1*

Nota. Tomado de Base de datos OFM de la empresa Operadora.

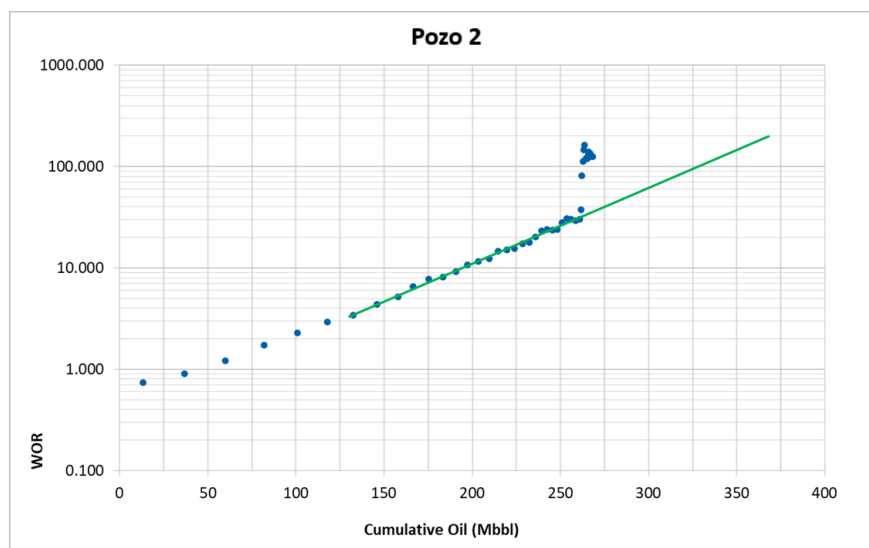
De la Tabla 5 y la Figura 33 se puede concluir que las reservas y EUR actuales se encuentran muy por debajo de los volúmenes estimados en la región donde se evidencia que el pozo no tenía ningún problema de intrusión excesiva de agua. Por lo cual, este pozo se convierte en un buen candidato para la implementación de las técnicas de WSO, las cuales tendrían como

objetivo volver a contactar nuevamente el petróleo *bypassed* que se está quedando en la formación.

- **Pozo 2:**

Figura 36

Relación agua – aceite vs Petróleo acumulado (WOR vs N_p) - Pozo 2

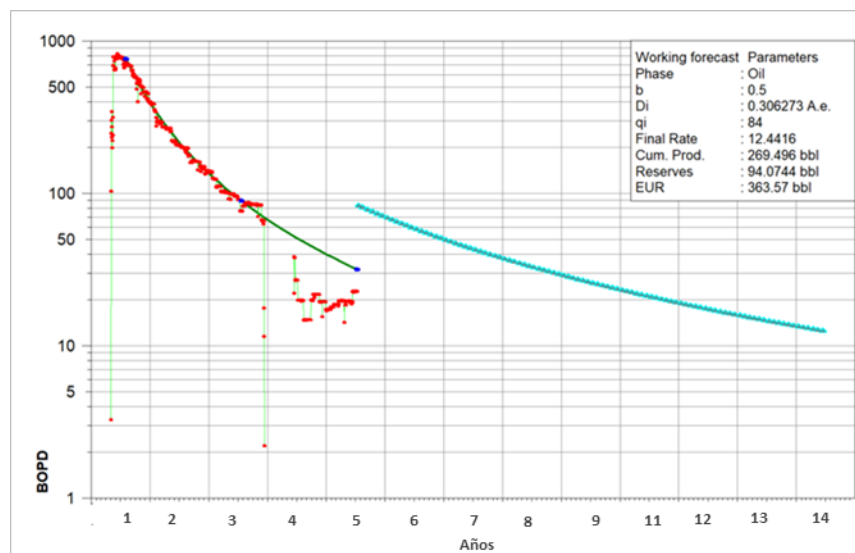


Nota. Elaboración propia

De acuerdo con la figura 34, se estima un *EUR* de 362,500 Bbls y unas reservas de 93,004 Bbls para el pozo 2. A partir de una producción acumulada de petróleo de 261.000 Bbls se evidencia un cambio abrupto en la pendiente de la tendencia del *WOR*, la cual indica un incremento excesivo en la producción de agua del pozo, convirtiéndolo en un buen candidato para la evaluación de la implementación de las técnicas de control de agua.

Figura 37

Curva de declinación del Pozo 2 antes de presentar un comportamiento anómalo de producción



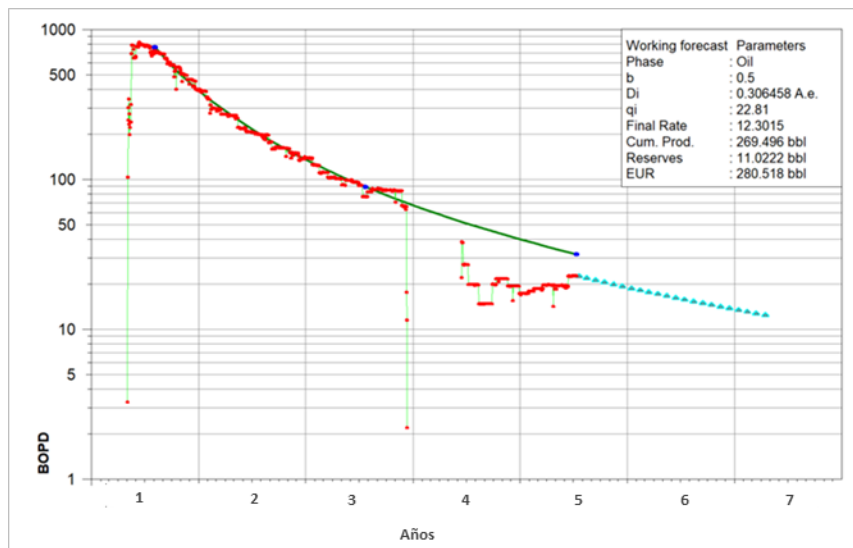
Nota. Tomado de Base de datos OFM de la empresa Operadora.

El método de la curva de declinación se utiliza para corroborar los volúmenes estimados de reservas y *EUR* del método anteriormente mencionado *WOR* vs *Np*.

En la Figura 35 se puede observar que, en el año 4 el pozo 2 tuvo una caída drástica en la producción diaria de petróleo como consecuencia del incremento del *BSW*. Para el cálculo del *EUR* y las reservas mediante el método *DCA* se escogió la región donde se observa que el pozo no tuviera ningún problema de exceso de producción de agua. Para este método se estimó un *EUR* de 363,570 Bbls y unas reservas de 94,074 Bbls, valores muy cercanos a los estimados anteriormente.

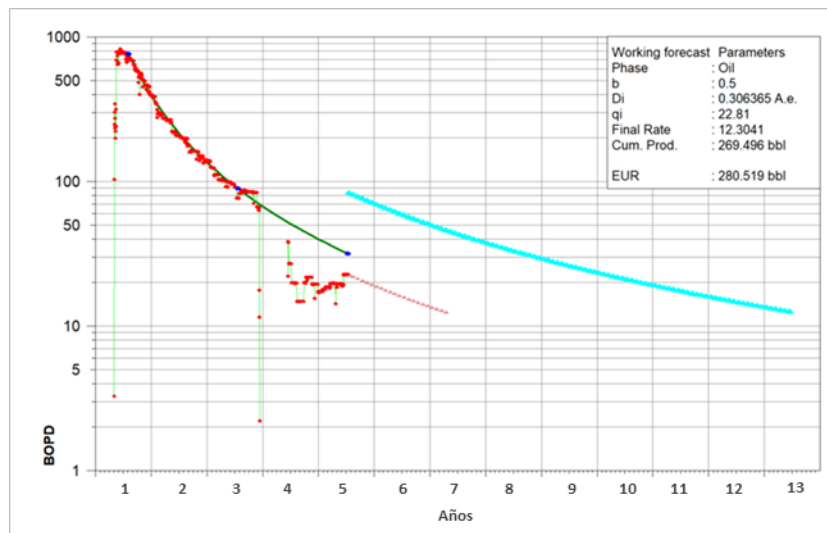
Figura 38

Curva de declinación del Pozo 2 con el ultimo comportamiento de producción



Nota. Tomado de Base de datos OFM de la empresa Operadora.

Las reservas actuales se estimaron mediante el análisis de curvas de declinación, teniendo en cuenta solo el último período de producción del pozo. Su volumen estimado fue de 11,022 Bbls, el cual se encuentra muy por debajo de los valores estimados anteriormente (94,074 Bbls), esto evidencia y confirma que la intrusión anómala de agua en el año 4 ha estado impidiendo el barrido eficiente de las reservas (petróleo *bypassed*).

Figura 39*Comparación Reservas y EUR – Pozo 2*

Nota. Tomado de Base de datos OFM de la empresa Operadora.

Tabla 6*Comparación Reservas y EUR – Pozo 2*

Pozo	WOR vs Np		DCA		Observación
	EUR	Reservas	EUR	Reservas	
Pozo 2	362,500	93,004	363,570	94,074	Estimación antes de presentar un comportamiento anómalo de producción
			280,518	11,022	Estimación actual

Nota. Elaboración propia

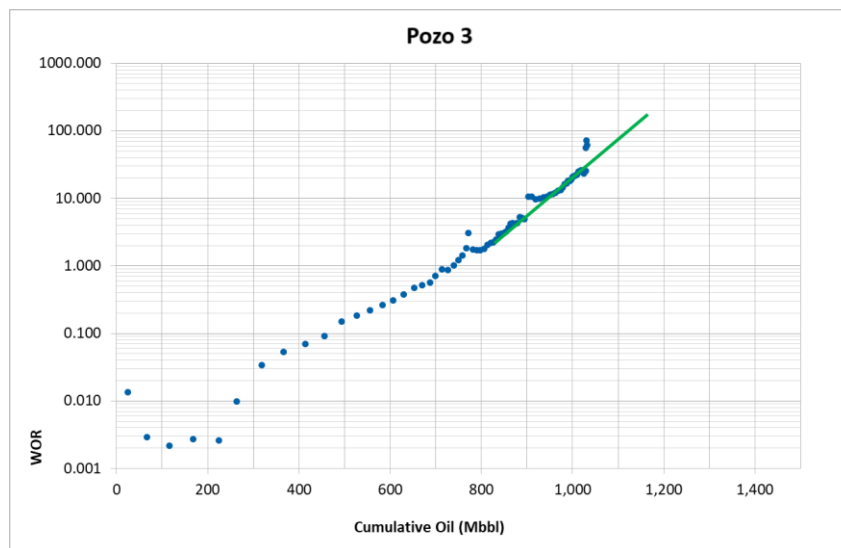
De la Tabla 6 y la Figura 37 se puede concluir que las reservas y *EUR* actuales se encuentran muy por debajo de los volúmenes estimados en la región donde se evidencia que el pozo no tenía ningún problema de intrusión excesiva de agua. Lo cual lo convierte en un excelente pozo candidato para evaluar la implementación de las técnicas de *WSO*, las cuales

tendrían como objetivo volver a contactar nuevamente el petróleo *bypaseado* que se está quedando en la formación.

- **Pozo 3:**

Figura 40

Relación agua – aceite vs Petróleo acumulado (WOR vs N_p) - Pozo 3

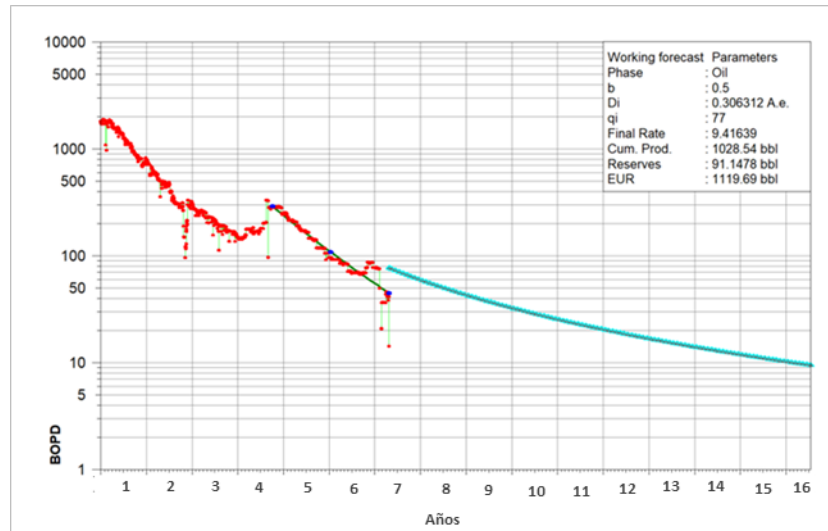


Nota. Elaboración propia

De acuerdo con la Figura 38, se estima un *EUR* de 1,130,000 Bbls y unas reservas de 101,460 Bbls para el pozo 3. A partir de una producción acumulada de petróleo de 1,030,000 Bbls se evidencia un cambio repentino en la pendiente de la tendencia del *WOR*, la cual indica un comportamiento característico del incremento excesivo en la producción de agua del pozo, convirtiéndolo en un buen candidato para la evaluación de la implementación de las técnicas de control de agua.

Figura 41

Curva de declinación del Pozo 3 antes de presentar un comportamiento anómalo de producción



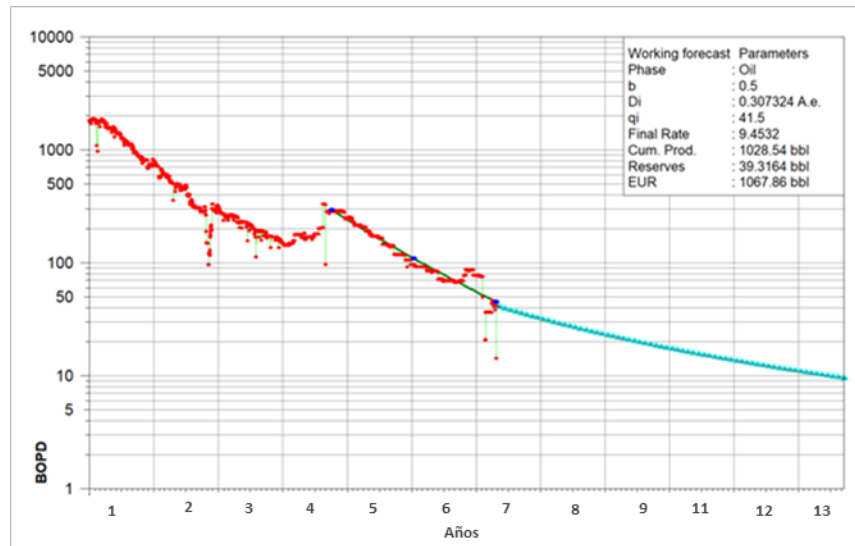
Nota. Tomado de Base de datos OFM de la empresa Operadora.

El método de la curva de declinación se utiliza para corroborar los volúmenes estimados de reservas y *EUR* del método anteriormente mencionado *WOR* vs *Np*.

En la Figura 39, se puede observar que en el año 7, el pozo 3 tuvo una caída importante en la producción diaria de petróleo como consecuencia del incremento del *BSW*. Para el cálculo del *EUR* y las reservas mediante el método *DCA* se escogió la región donde se observa que el pozo no tuviera ningún problema de exceso de producción de agua. Para este método se estimó un *EUR* de 1,119,690 Bbls y unas reservas de 91,150 Bbls, valores cercanos a los estimados anteriormente.

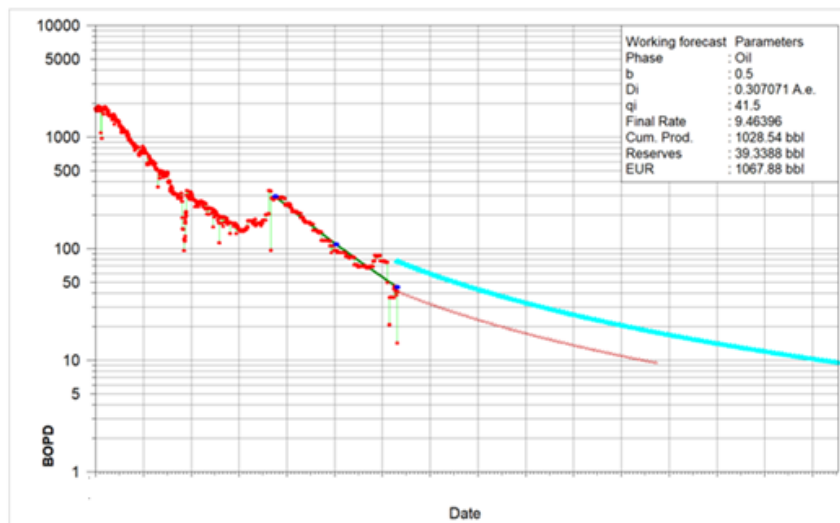
Figura 42

Curva de declinación del Pozo 3 con el ultimo comportamiento de producción



Nota. Tomado de Base de datos OFM de la empresa Operadora.

Las reservas actuales se estimaron mediante el análisis de curvas de declinación, teniendo en cuenta el último período de producción del pozo, posterior al incremento del BSW. Su volumen estimado fue de 39,320 Bbls, el cual se encuentra muy por debajo de los valores estimados anteriormente (91,150 Bbls), esto evidencia y confirma que la intrusión anómala de agua en el año 7 que impide el barrido eficiente de las reservas (petróleo *bypassed*).

Figura 43*Comparación Reservas y EUR – Pozo 3*

Nota. Tomado de Base de datos OFM, por empresa Operadora.

Tabla 7*Comparación Reservas y EUR – Pozo 3*

Pozo	WOR vs Np		DCA		Observación
	EUR	Reservas	EUR	Reservas	
Pozo 3	1,130,000	101,460	1,119,690	91,150	Estimación antes de presentar un comportamiento anómalo de producción
			1,067,860	39,320	Estimación actual

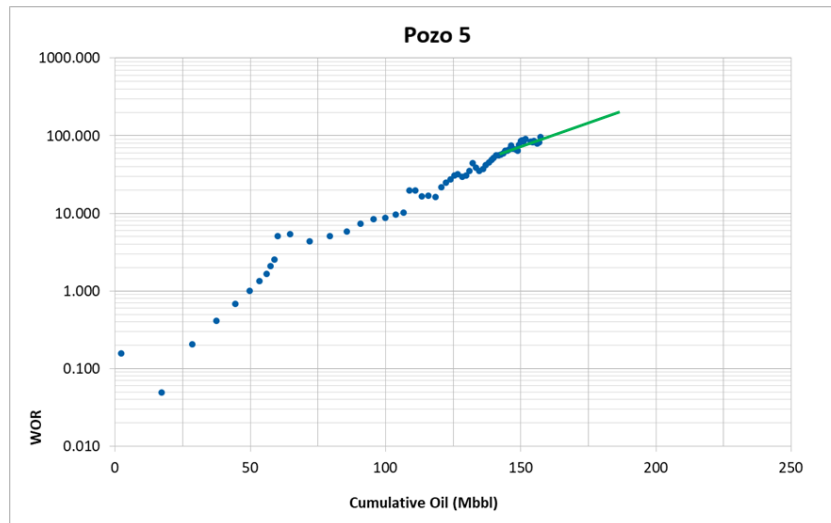
Nota. Elaboración propia

De la Tabla 7 y la Figura 41 se puede concluir que las reservas y EUR actuales se encuentran muy por debajo de los volúmenes estimados en la región donde se evidencia que el pozo no tenía ningún problema de intrusión excesiva de agua, lo cual convierte en un buen pozo candidato para evaluar la implementación de las técnicas de WSO, las cuales tendrían como objetivo volver a contactar nuevamente el petróleo bypassed que se está quedando en la formación.

- **Pozo 5:**

Figura 44

Relación agua – aceite vs Petróleo acumulado (WOR vs N_p) - Pozo 5

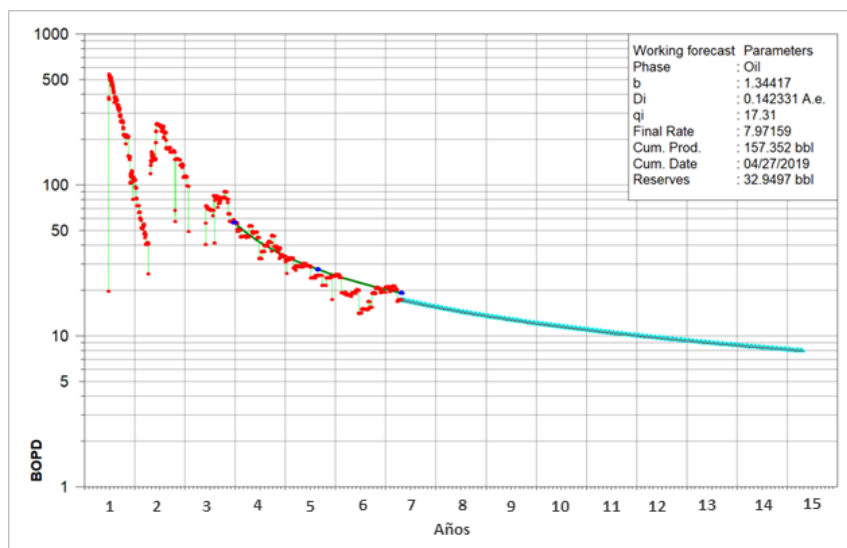


Nota. Elaboración propia

De acuerdo con la Figura 42, se estima un *EUR* de 187,500 Bbls y unas reservas de 30,148 Bbls para el pozo 5. No se evidencia ningún cambio en la tendencia habitual del WOR, la cual indica que el pozo tiene un comportamiento normal de producción y se descarta como candidato para la implementación de las técnicas de control de agua.

Figura 45

Curva de declinación del Pozo 5 antes de presentar un comportamiento anómalo de producción



Nota. Tomado de Base de datos OFM, por empresa Operadora.

El método de la curva de declinación se utiliza para corroborar los volúmenes estimados de reservas y *EUR* del método anteriormente mencionado *WOR* vs *Np*.

Las reservas y el *EUR* estimado mediante el método *DCA* tienen un valor de: 32,950 Bbls y 190,302 Bbls respectivamente, los cuales son valores muy cercanos a los estimados anteriormente.

Tabla 8

Comparación Reservas y EUR – Pozo 5

Pozo	WOR vs Np		DCA	
	EUR	Reservas	EUR	Reservas
Pozo 5	187,500	30,148	190,302	32,950

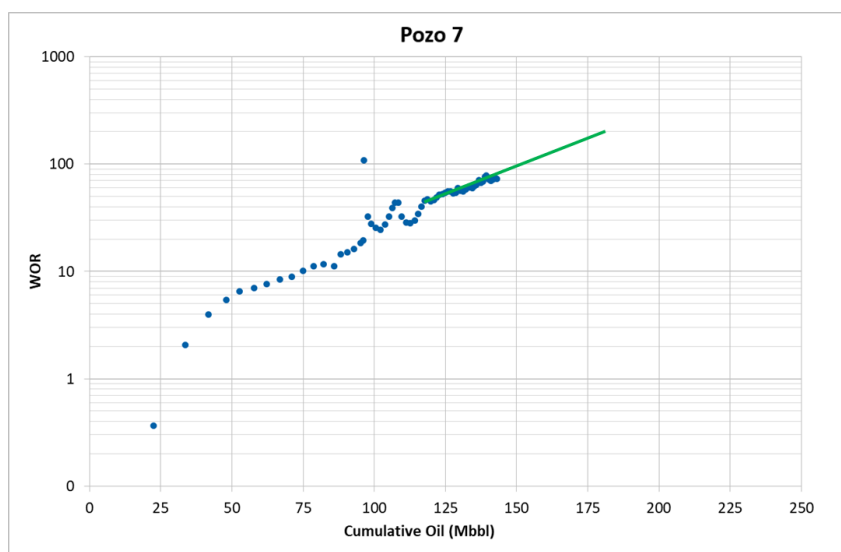
Nota. Elaboración propia

De la Tabla 8 se puede concluir que el pozo presta un comportamiento normal de producción y se descarta como candidato para la implementación de las técnicas de control de agua.

- **Pozo 7:**

Figura 46

Relación agua – aceite vs Petróleo acumulado (WOR vs N_p) - Pozo 7

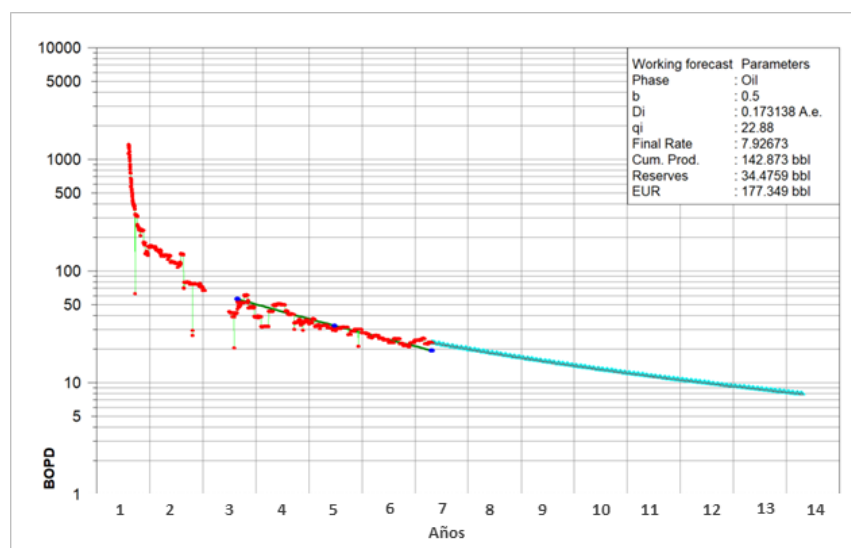


Nota. Elaboración propia

De acuerdo con la Figura 44, se estima un *EUR* de 181,250 Bbls y unas reservas de 38,377 Bbls para el pozo 7. No se evidencia ningún cambio en la tendencia habitual del WOR, la cual indica que el pozo tiene un comportamiento normal de producción y se descarta como candidato para la implementación de las técnicas de control de agua.

Figura 47

Curva de declinación del Pozo 7 antes de presentar un comportamiento anómalo de producción



Nota. Tomado de Base de datos OFM, por empresa Operadora.

El método de la curva de declinación se utiliza para corroborar los volúmenes estimados de reservas y *EUR* del método anteriormente mencionado *WOR* vs *Np*.

Las reservas y el *EUR* estimado mediante el método *DCA* tienen un valor de: 177,349 Bbls y 34,476 Bbls respectivamente, los cuales son valores muy cercanos a los estimados anteriormente.

Tabla 9

Comparación Reservas y EUR – Pozo 7

Pozo	WOR vs Np		DCA	
	EUR	Reservas	EUR	Reservas
Pozo 7	181,250	38,377	177,349	34,476

Nota. Elaboración propia

De la Tabla 9 se puede concluir que el pozo presta un comportamiento normal de producción y se descarta como candidato para la implementación de las técnicas de control de agua.

4.1.3 Ranking de pozos candidatos posterior al análisis del potencial de reservas

Una vez realizado el análisis del potencial de reservas, se descartaron los pozos 5 y 7 para la implementación de las técnicas de WSO, debido a que no se evidenció ningún incremento anómalo en la producción de agua durante su historia de producción.

Los pozos 1, 2 y 3 continúan como buenos candidatos para la implementación de estas técnicas de control de agua.

Tabla 10

Pozos candidatos posterior al análisis del potencial de reservas

Pozo	Qo BOPD	Qw BWPD	BSW	W/O	Reservas Actuales (Bbls)	Reservas Potenciales (Bbls)
Pozo 2	23	2477	99.1%	108	11,022	94,074
Pozo 3	42	2581	98.4%	61	39,320	91,150
Pozo 1	109	3908	97.3%	36	55,038	241,346

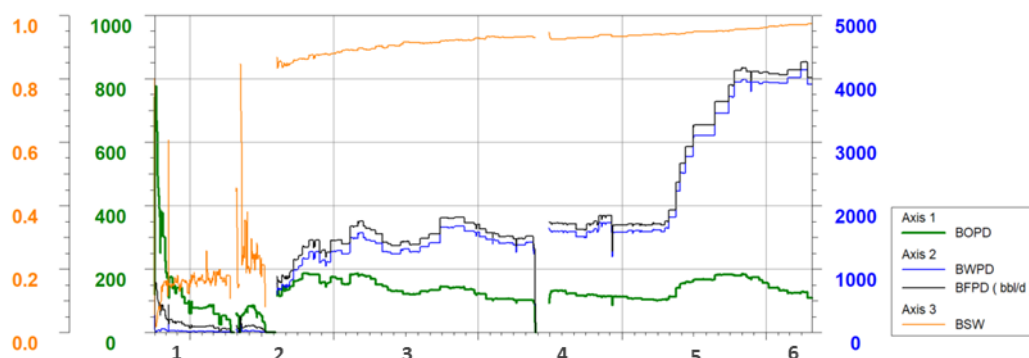
Nota. Elaboración propia

4.1.4 Identificación de las causas de producción de agua en los pozos candidatos

- Pozo 1:

Figura 48

Historia de Producción Pozo 1



Nota. Tomado de Base de datos OFM de la empresa Operadora.

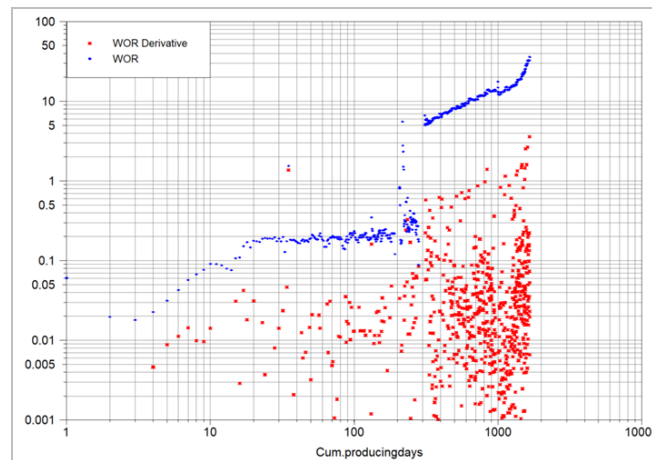
El pozo 1 inició con una producción promedio de 760 BOPD y 25 BWPD. Sin embargo, los fluidos totales comenzaron a disminuir drásticamente hasta llegar a una producción de 7 BFPD.

A mediados del año 2, el pozo se intervino en trabajos adicionales de *Workover* con el fin de restablecer e incrementar la producción. Las principales actividades realizadas fueron: estimulación matricial, ampliación del intervalo productor y cambio del sistema de control de arena. Posterior al WO se evidenció un incremento significativo en la producción de petróleo alcanzando valores de 185 BOPD. Durante los siguientes 2 años el pozo fluyó continuamente hasta mediados del año 4, fecha en la que fue cerrado temporalmente a producción debido a una falla en el equipo de levantamiento artificial. Durante ese mismo año el pozo fue intervenido nuevamente en trabajos adicionales de WO con el objetivo de cambiar el sistema de levantamiento artificial y reestablecer la producción del pozo.

A mediados del año 5 se iniciaron incrementos de frecuencia en el pozo, logrando alcanzar incrementos en la producción de petróleo de casi el doble. Durante el resto del período el pozo flujo continuamente.

Figura 49

Curva de Chan Pozo 1

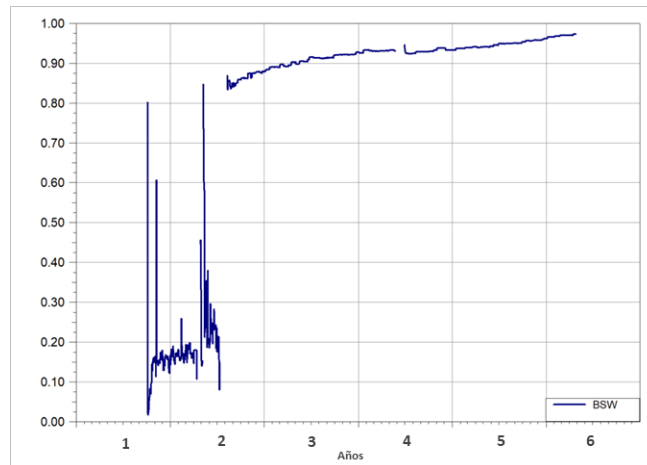


Nota. Tomado de Base de datos OFM, por empresa Operadora.

En la curva de Chan obtenida para el Pozo 1 (Figura 47) se puede evidenciar un crecimiento moderado del *WOR* y de la derivada del *WOR'* durante los primeros 20 días y una posterior etapa de estabilización de ambos hasta los 285 días. A partir de este momento el *WOR* presenta un incremento abrupto (de 0.28 a 5) y continúa su crecimiento ascendente. La derivada del *WOR'* inicia un comportamiento descendente típico del mecanismo de conificación, el cual fue generado por la ampliación del intervalo productor, el cual quedó más cercano al contacto agua-petróleo (*OWC*). A los 1,000 días se vuelve a evidenciar un cambio significativo en la tendencia del *WOR* y de la derivada del *WOR'*, los cuales presentan un crecimiento ascendente muy marcado que sugieren una posible canalización tardía debida a los incrementos de frecuencia realizados en este período.

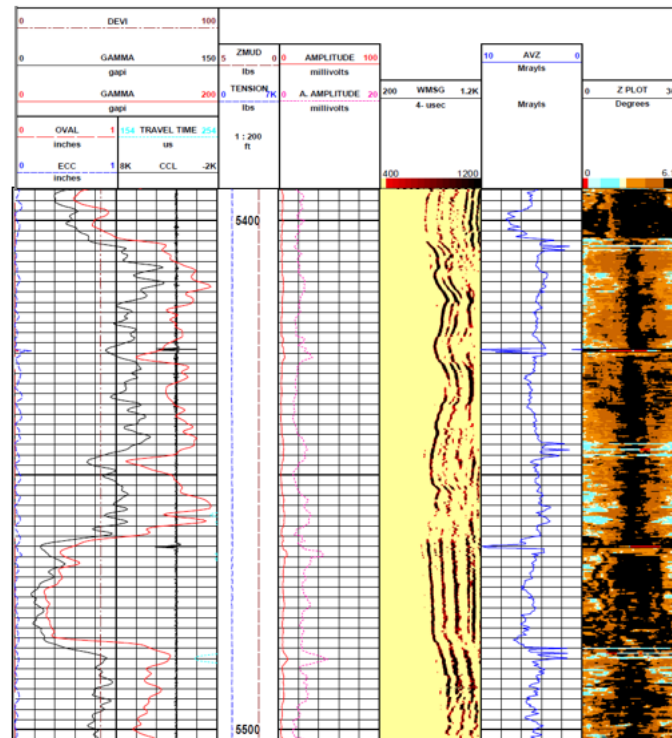
Figura 50

Gráfico corte de agua contra tiempo – Pozo 1



Nota. Tomado de *Base de datos OFM* de la empresa Operadora.

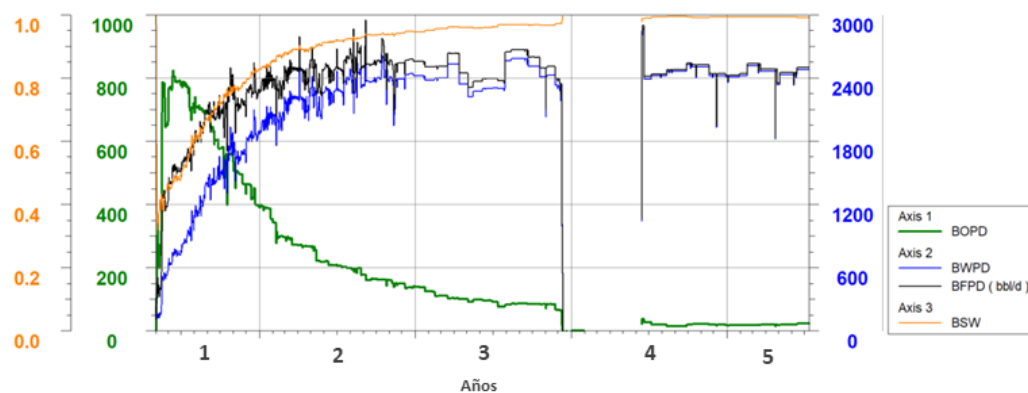
El pozo 1 presenta el comportamiento típico del corte de agua de la curva tipo #2: Completamiento cerca de la zona de agua, la cual puede ser comparada con la Figura 15.

Figura 51*Registro de cementación Pozo 1*

Nota. Tomado de *Cement Evaluation* (p.12), por empresa Operadora y Halliburton, 2014.

El registro *CBL* muestra buena adherencia entre la tubería de revestimiento y el cemento (*CBL* promedio de 5 mV) y el registro *VDL* muestra arribos de la formación, evidenciando una buena adherencia entre el cemento y la formación, por lo cual se descarta mala cementación primaria en la zona de interés.

- **Pozo 2:**

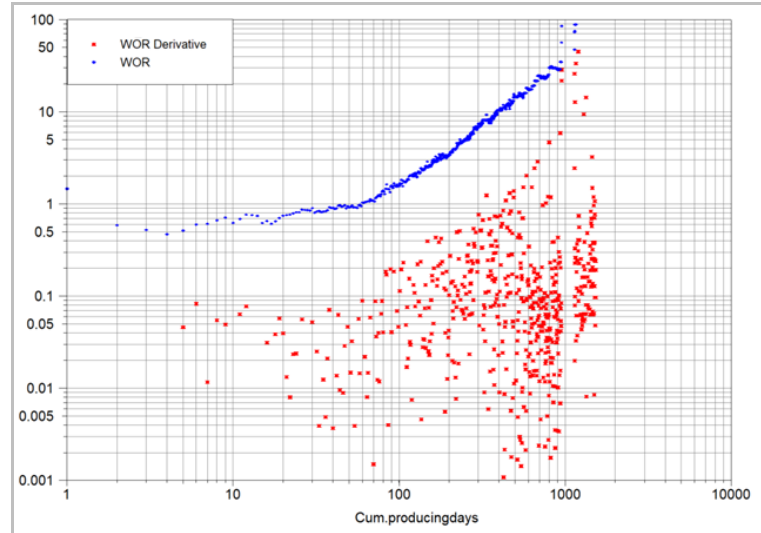
Figura 52*Historia de Producción Pozo 2*

Nota. Tomado de Base de datos OFM de la empresa Operadora.

El pozo 2 inició con una producción promedio de 260 BOPD y 150 BWPD. Durante los 3 primeros años fluyó continuamente.

A finales del año 2, el pozo tuvo que ser cerrado a producción debido a una falla en el equipo de levantamiento artificial. A mediados del año 4, el pozo fue intervenido en trabajos adicionales de WO con el objetivo de cambiar el sistema de levantamiento artificial y reestablecer la producción del pozo.

Posterior a los trabajos de WO se evidenció una disminución significativa en la producción de petróleo debido al aumento del BSW (de 97.2% a 99.2%). Durante el resto del período el pozo flujo continuamente.

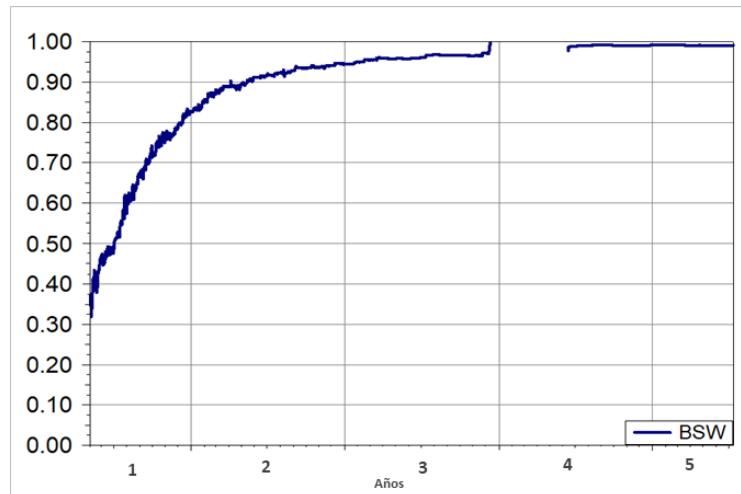
Figura 53*Curva de Chan Pozo 2*

Nota. Tomado de *Base de datos OFM*, por empresa Operadora.

En el Figura 51 se puede observar que el *WOR* se mantiene constante durante la primera etapa de producción, posteriormente comienza a incrementar continuamente y la derivada del *WOR'* comienza a disminuir indicando un mecanismo de conificación. A partir de los 1,000 días se evidencia un cambio en la tendencia de las 2 curvas (*WOR* y *WOR'*), las cuales comienzan a incrementar rápida y constantemente, indicando una posible canalización tardía.

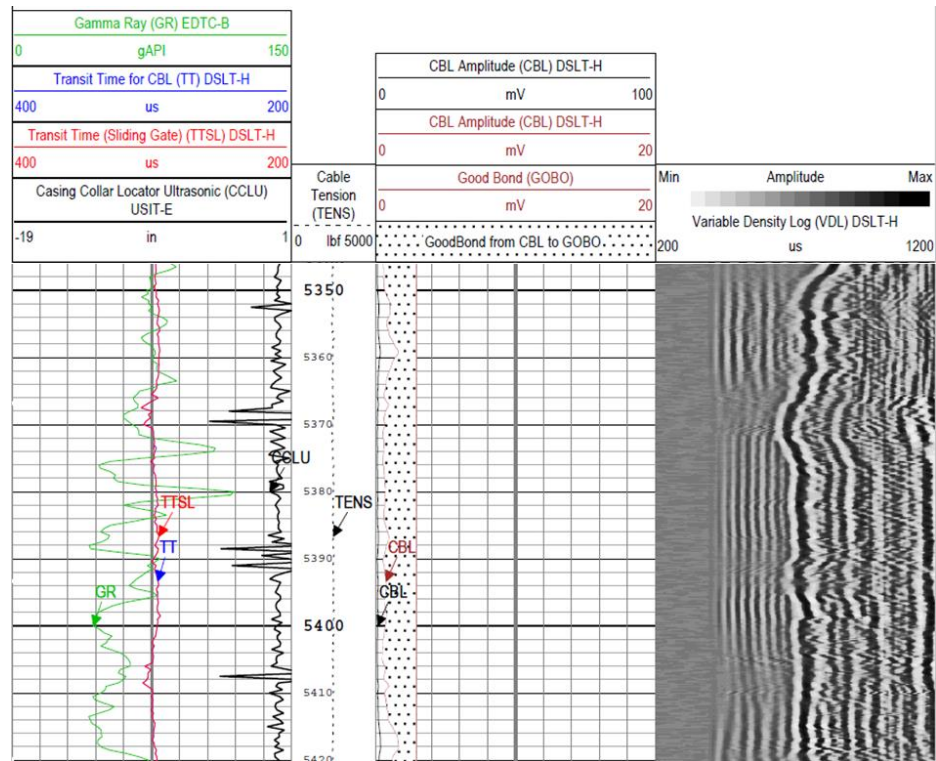
Figura 54

Gráfico corte de agua contra tiempo – Pozo 2



Nota. Tomado de *Base de datos OFM*, por empresa Operadora.

El pozo 2 presenta el comportamiento típico del corte de agua de la curva tipo #3: Conificación, capa de alta permeabilidad, la cual puede ser comparada con la Figura 15.

Figura 55*Registro de cementación Pozo 2*

Nota. Tomado de *Cement Evaluation* (p.34), por empresa Operadora y Schlumberger, 2014.

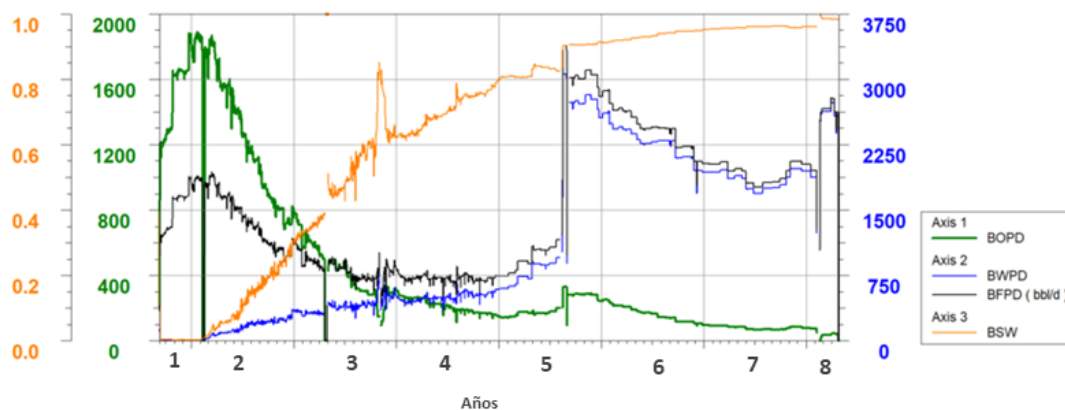
El registro *CBL* muestra una adherencia del 100% entre la tubería de revestimiento y el cemento y el registro *VDL* muestra arribos de la formación, indicando una buena adherencia entre el cemento y la formación. La curva de *bond index* indica una excelente cementación.

Se descarta mala cementación primaria de acuerdo con los registros *CBL-VDL*, en la zona de interés.

• **Pozo 3:**

Figura 56

Historia de Producción Pozo 3



Nota. Tomado de Base de datos OFM, por empresa Operadora.

El pozo 3 inició con una producción promedio de 1,150 BOPD y 4 BWPD. Durante año 2 se evidenció una disminución constante en la producción total de fluidos debido a la migración de finos en la formación. A mediados del año 3 se decide intervenir el pozo en trabajos adicionales de WO con el objetivo de realizar un cambio del sistema de control de arena. Posterior a los trabajos de WO la producción incrementa un 121% de 149 BOPD a 330 BOPD.

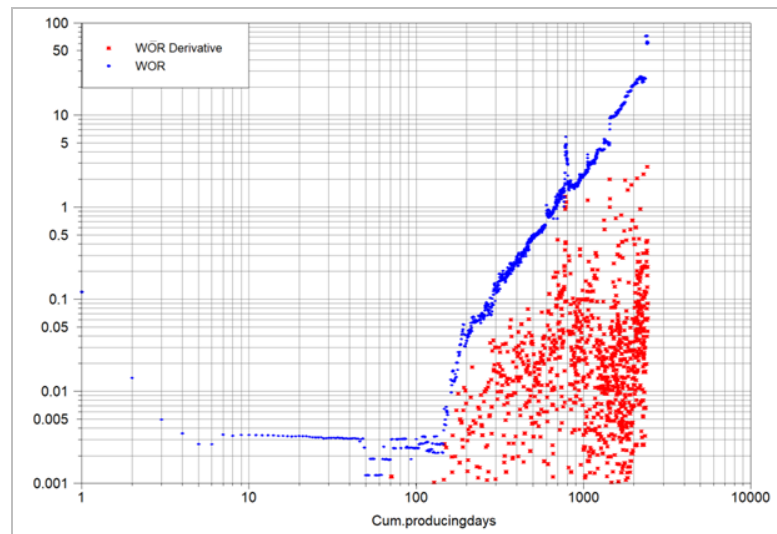
A mediados del año 5 se observa un incremento significativo del BSW y la producción total de fluidos sin haber realizado ningún cambio en las condiciones de operación del pozo, lo que evidenció la pérdida de integridad del sistema de control de arena. Posterior a este evento, el pozo continuó fluyendo continuamente pero con una disminución en la producción de fluidos totales debido a la pérdida de eficiencia de la bomba.

En el año 8, se interviene nuevamente el pozo en trabajos adicionales de WO con el objetivo de recuperar el sistema de control de arena y realizar un cambio del sistema de

levantamiento artificial. Posterior a los trabajos de WO se evidenció una disminución significativa en la producción de petróleo debido al aumento del BSW (de 97.2% a 99.2%).

Figura 57

Curva de Chan Pozo 3



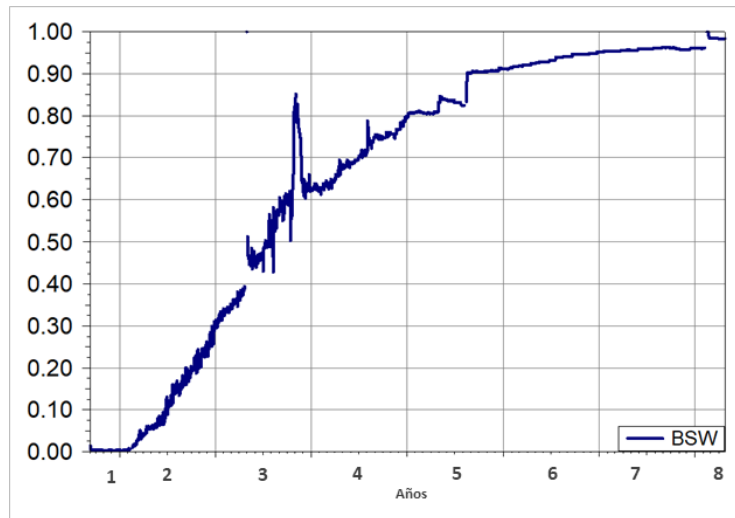
Nota. Tomado de Base de datos OFM, por empresa Operadora.

En el Figura 55, se puede observar que durante la primera etapa de producción el WOR se mantiene constante y posteriormente comienza a incrementar rápida y continuamente, al igual que la derivada del WOR', indicando un mecanismo de canalización. A partir de los 1,000 días la tendencia de la curva de la derivada del WOR' cambia, comenzando a disminuir e indicando un mecanismo de conificación. A partir de los 2,000 días la tendencia de la derivada del WOR' vuelve a cambiar tendiendo un crecimiento ascendente y continuo y la curva del WOR presenta un salto significativo en sus valores indicando una posible canalización nuevamente.

La irrupción de agua en el pozo 3 es por un mecanismo combinado de canalización y conificación.

Figura 58

Gráfico corte de agua contra tiempo – Pozo 3

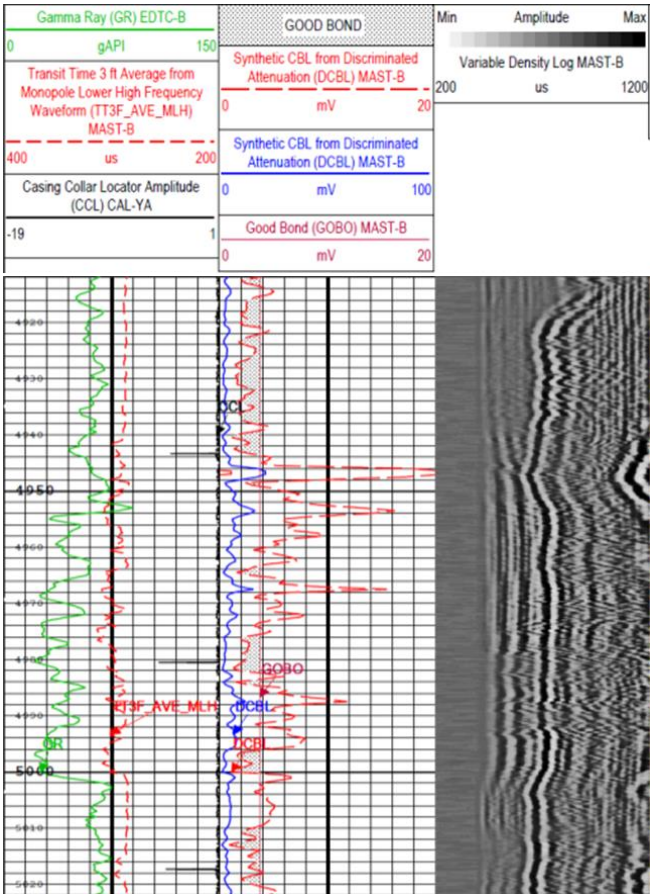


Nota. Tomado de Base de datos OFM, por empresa Operadora.

El pozo 3 presenta el comportamiento típico del corte de agua de la curva tipo #3: Conificación, capa de alta permeabilidad, la cual puede ser comparada con la Figura 15.

Figura 59

Registro de cementación Pozo 3



Nota. Tomado de *Cement Evaluation* (p.12), por empresa Operadora y Schlumberger, 2012.

El registro *CBL* muestra una buena entre la tubería de revestimiento y el cemento y el registro *VDL* muestra arribos de la formación, indicando una buena adherencia entre el cemento y la formación. Se descarta mala cementación primaria de acuerdo con los registros *CBL-VDL*, en la zona de interés.

Tabla 11

Resumen de los pozos candidatos y su principal causa de producción excesiva de agua

Pozo	Causa del problema producción de agua
Pozo 1	Completamiento cerca de la zona de agua Combinado Conificación & Canalización
Pozo 2	Combinado Conificación & Canalización
Pozo 3	Combinado Conificación & Canalización

Nota. Elaboración propia

4.1.5 Identificación de las condiciones operativas y presupuestales definidas por la compañía para la implementación de la técnica de control de agua

- Operación *rigless*
- Costo intervención: \$350,000 USD

4.1.6 Selección del Pozo Candidato

De los 3 pozos (Pozo 1, 2 y 3) evaluados anteriormente, se elegirá el mejor candidato para la implementación de una técnica de *Water Shut off*, teniendo en cuenta las condiciones operativas, de producción y presupuestales definidas para el proyecto.

Tabla 12*Condiciones operativas y de producción de los pozos candidatos*

Pozo	Causa del problema producción de agua	Completamiento	Índice de productividad (BFPD/psi)
Pozo 1	Completamiento cerca de la zona de agua Combinado Conificación & Canalización	<i>ESP, Gravel Pack, 1</i> intervalo productor	16
Pozo 2	Combinado Conificación & Canalización	<i>ESP, Gravel Pack, 3</i> intervalos productores	16.7
Pozo 3	Combinado Conificación & Canalización	<i>ESP, 5 intervalos</i> productores	37

Nota. Elaboración propia

- Al requerir una operación *rigless* no se pueden implementar técnicas mecánicas de control de agua, debido a que se requeriría la recuperación de la bomba *ESP* y del sistema de control de arena para la ubicación exacta de las herramientas o equipos mecánicos en fondo de pozo.
- Para la implementación de las técnicas químicas se requiere realizar la operación *bullheading*.
- Se requiere que el pozo tenga un buen índice de productividad para garantizar que el químico entre a la formación.

Después del análisis realizado a lo largo del capítulo 6, el mejor pozo candidato para la implementación de las técnicas químicas de control de agua es el pozo #3, debido a que:

- ✓ Se tienen plenamente identificadas las causas de la producción excesiva de agua.
- ✓ La reducción del *BSW* (98.4%) permitiría el incremento de la producción de petróleo en el pozo.
- ✓ Tiene un buen potencial de reservas que permitiría la recuperación del costo de la intervención del pozo.

- ✓ Tiene un excelente índice de productividad y no se encuentra completado con *gravel pack*, lo que garantizaría la entrada de los agentes químicos a la formación y evita el riesgo de tener posibles bloqueos o taponamientos en las mallas posterior a la inyección del químico.
- ✓ Tiene 5 intervalos productores abiertos con una distribución de permeabilidad alta que podría garantizar el posicionamiento del agente químico en los intervalos de mayor permeabilidad, los cuales son los de mayor producción de agua.
- ✓ La implementación de las técnicas químicas se puede realizar mediante operaciones de *bullheading*.

4.1.7 Evaluación Financiera

La evaluación financiera preliminar se realizó con el fin de determinar si el pozo candidato seleccionado cumple con los criterios requeridos para la realización de proyectos.

Los criterios establecidos son:

- $VPN > 0$
- *Payback* dentro de un año (12 meses)
- Costo de la intervención: Máximo presupuesto aprobado
- Periodo de evaluación del proyecto 3 años

Las siguientes asunciones fueron las tenidas en cuenta en la elaboración de la evaluación financiera para el pozo candidato #3:

- Máximo presupuesto aprobado: \$350.000 USD
- 3 escenarios del precio del barril de petróleo *Brent*: 55, 60 y 65 US\$/Bbl
- 3 escenarios de disminución del corte de agua: -10% (Caso Bajo), -15% (Caso Base) y 20% (Caso alto)
- Producción incremental: Producción posterior a la intervención – Producción base

- Costos Operacionales: Tratamiento de fluidos, Generación, regalías, otros impuestos (regalías, derechos económicos, etc)

Tabla 13

Evaluación Financiera preliminar para el pozo 3

Precio Brent US\$/Bbls	Escenario	Producción BOPD/BSW	Costo Estimado USD\$	VPN MMUSD	Payback meses
55	P10	128/78.4%	\$ 350,000	1.04	3
	P50	103/83.4%		0.66	5
	P90	78/88.4%		0.29	10
60	P10	128/78.4%		1.15	3
	P50	103/83.4%		0.74	5
	P90	78/88.4%		0.34	9
65	P10	128/78.4%		1.27	3
	P50	103/83.4%		0.83	4
	P90	78/88.4%		0.39	8

En la Tabla 13, se puede observar que para todos los escenarios del precio de barril Brent y de la producción (P10, P50, P90), el VPN es mayor que 0, indicando que hay una recuperación de la inversión y adicionalmente una utilidad que podría estar entre: 0.39 MMUSD y 1.04 MMUSD para el periodo evaluado de 3 años. El *payback* para todos los escenarios se encuentra por debajo de los 12 meses, cumpliendo con los criterios establecidos para la implementación del proyecto.

Por lo anterior, se puede concluir que el Pozo 3 es un buen candidato para evaluar la implementación de una técnica de *Water Shut off* química.

4.2 Selección de la técnica más adecuada para ser aplicada en el pozo candidato

De acuerdo con el análisis realizado, el Pozo 3 es el mejor pozo candidato del área de estudio para la implementación de una de las técnicas de *Water Shut off*. Las condiciones mecánicas y operativas definidas por la empresa para la implementación del proyecto determinaron la dificultad de poder implementar técnicas mecánicas en este pozo, por lo cual este capítulo se centrará en la selección de la técnica química más adecuada para ser aplicada en el Pozo 3.

Para la selección de la mejor técnica a ser aplicada en el pozo, se evaluaron las técnicas disponibles en el mercado, a través de las propuestas realizadas por 5 empresas de servicios.

Las 5 empresas de servicios evaluaron todas las condiciones de producción, mecánicas y de yacimiento, que les permitieron definir la mejor estrategia y técnica a implementar en el Pozo 3.

- **Información del Pozo 3**

Tabla 14

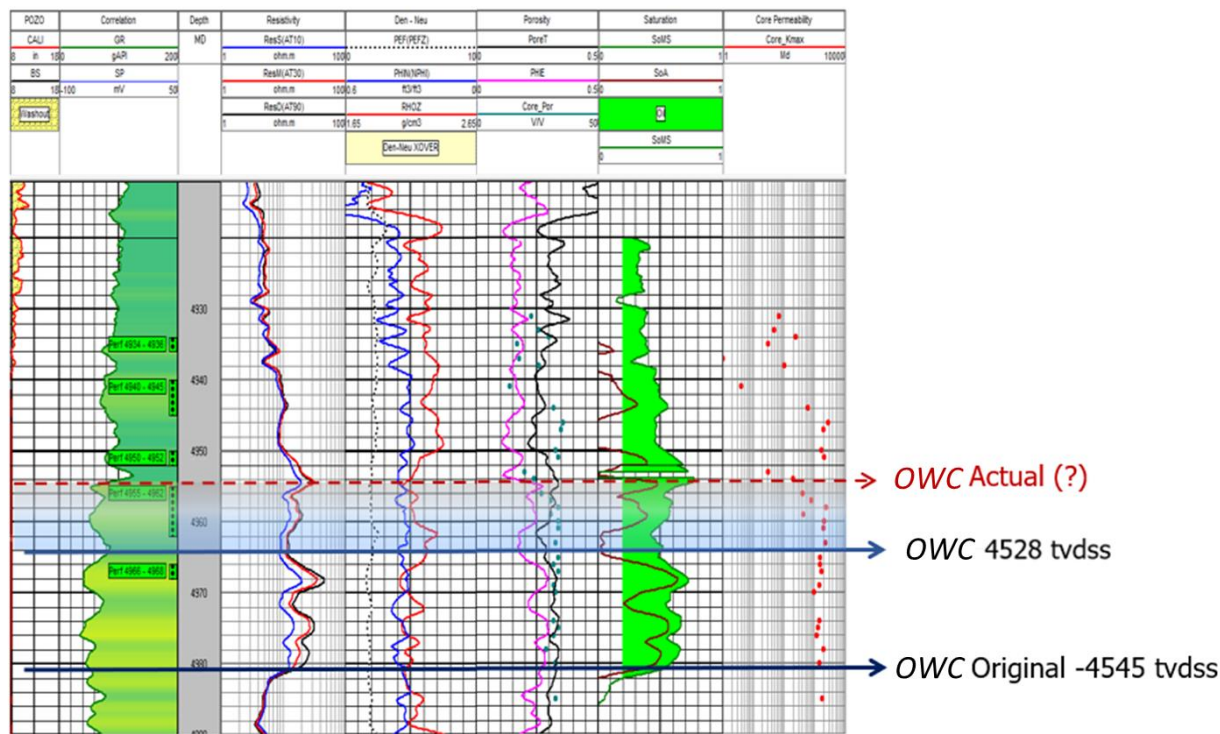
Propiedades de Yacimiento

Mecanismo de Producción	Acuífero activo (<i>Strong water drive</i>)
Tipo de formación	Arenisca
Espesor de la formación	65 ft
Permeabilidad	100 - 2000 mD
Porosidad Total	0.28
Distancia al OWC	12 ft del último perforado
Presión de Yacimiento	2,056 psi
Temperatura del Yacimiento	167 °F

Nota. Elaboración propia

Figura 60

Petrofísica Pozo 3



Nota. Tomado de Informe petrofísica pozo 3 (p.7) por empresa Operadora, 2021.

Tabla 15

Información de Fluidos

Corte de agua actual	98.4%
Producción actual de petróleo	41 BOPD
Producción actual de agua	2,581 BWPD
API	32.5

Nota. Elaboración propia

Tabla 16

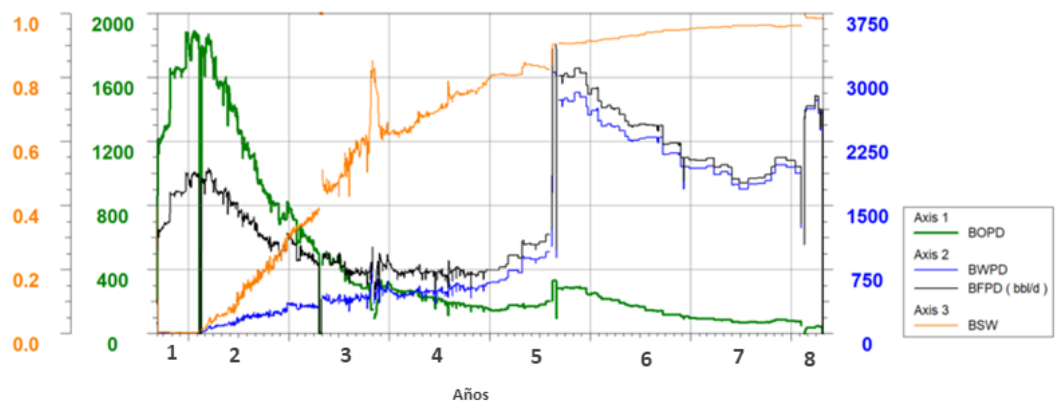
Completamiento Pozo 3

Tipo de pozo	Vertical
Tipo de completamiento	Cased Hole
Intervalos de producción	5 intervalos (18 ft)
Tipo de sistema de levantamiento artificial	ESP
Tamaño Tubing	3 1/2"
Tamaño Casing	7"

Nota. Elaboración propia

Figura 61

Historia de Producción Pozo 3



Nota. Tomado de Base de datos OFM de la empresa Operadora.

Los principales criterios tenidos en cuenta para la evaluación de las propuestas recibidas por parte de cada una de las compañías servicios fueron: Tipo de operación, tiempo de vida del tratamiento, porcentaje de reducción de agua, radio de penetración, evaluación de la compatibilidad de fluidos y experiencia en trabajos de WSO previos.

Tabla 17

Resumen de los criterios de evaluación y de las propuestas de WSO realizadas por cada compañía

Información/ Compañía	Compañía A	Compañía B	Compañía C	Compañía D	Compañía E
Tratamiento	<i>RPM</i> Operación <i>Bullheading</i>	Agente de bloqueo selectivo de WSO Se requiere recuperar sarta de producción e instalar un <i>bridge plug</i> a Método <i>Squeeze</i>	Gel (Barrera de aislamiento permanente) Cañoneo e inyección en el intervalo 4990'-4994' <i>RPM</i> Aislamiento intervalos productores para la inyección del <i>RPM</i> Método <i>Squeeze</i>	<i>RPM</i> Operación <i>Bullheading</i>	Gel (Barrera de aislamiento permanente) Operación <i>Bullheading</i>
Tiempo de vida tratamiento	180 días	365 - 1825 días	Es función del caudal de producción del pozo (post-intervención) y del nivel de adsorción del producto que debe ser validado en pruebas de desplazamiento	90 - 180 días	450 días
Reducción de Agua (%)	Máximo 10%	10 - 30%	-	10 - 30% de Agua 5 - 15% de Petróleo	10 - 20%
Radio de penetración	3 - 5 Ft (Solo realiza tratamiento en la Matriz Crítica - Cerca del Pozo)	100 Ft	7 - 10 Ft	10 Ft	32 ft

Condiciones después del tratamiento	Control del <i>drawdown</i>	Prueba de inyectividad para definir el volumen de tratamiento y el tiempo de remojo (24 hrs)	Control del <i>drawdown</i>	Bajo <i>drawdown</i>	Control del drawdown - Entre un 60 y 80% de los fluidos antes del tratamiento
Pruebas de Laboratorio	Pruebas de compatibilidad (Realizado)	Pruebas de compatibilidad Prueba de interacción roca-fluido (sintética) Realizadas	Pruebas de compatibilidad (Realizado)	Pruebas de compatibilidad (Realizado)	Experiencia fuera de Colombia
Experiencia en Colombia	Si	Si	Si	Experiencia fuera de Colombia	Pruebas de compatibilidad (Realizado)
Recomendaciones	Bajo costo de intervención / Diagnóstico del pozo basado en información	Corte de agua superior al 80% Buenas condiciones e integridad del cemento del pozo El intervalo de producción de agua sea mayor que el intervalo de producción de petróleo (preferiblemente).	Bajo costo de intervención / Diagnóstico del pozo basado en información	Corte de agua por debajo del 85% Iniciar la aplicación de <i>RPMs</i> alrededor de un corte de agua de 50% - 60%.	Bajo costo de intervención / Diagnóstico del pozo basado en información

Nota. Tomado de TEC Water Shut Off (p.1) por empresa Operadora.

Como se puede observar en la Tabla 17, los tratamientos propuestos por las compañías para la reducción del corte de agua en el Pozo 3 fueron la inyección de *RPM* y de geles. El porcentaje de reducción del corte de agua propuesto de acuerdo con la experiencia que han tenido a lo largo de las implementaciones se encuentran entre un 10 y un 30% y el tiempo de vida de los tratamientos se encuentra entre 90 y 1,825 días.

Posterior a la evaluación en detalle de las propuestas recibidas, las compañías B y C son descartadas debido a las condiciones operacionales que requieren para su implementación, disponibilidad de un taladro de *WO* (cañoneo, recuperación de sarta de producción y equipo de levantamiento artificial) y como se discutió en el capítulo anterior el trabajo debe ser realizado *rigless*

La compañía D también fue descartada, debido a que el corte de agua máximo recomendado para la implementación y éxito de la técnica propuesta es del 85% y el Pozo 3 actualmente tiene un corte de agua de 98.4%.

Las 2 compañías resultantes que cumplieron con los criterios de evaluación fueron las compañías A y E, las cuales propusieron la inyección de *RPM* y geles respectivamente.

Tabla 18

Resumen de las propuestas de WSO que cumplieron con los criterios de evaluación

Información/Compañía	Compañía A	Compañía E
Tratamiento	RPM Operación Bullheading	Gel (Barrera de aislamiento permanente) Operación Bullheading
Tiempo de vida tratamiento	180 días	450 días
Reducción de Agua (%)	Máximo 10%	10 - 20%

Radio de penetración	3 - 5 Ft (Solo realiza tratamiento en la Matriz Crítica - Cerca del Pozo)	32 ft
Condiciones después del tratamiento	Control del drawdown	Control del drawdown - Entre un 60 y 80% de los fluidos antes del tratamiento
Pruebas de Laboratorio	Pruebas de compatibilidad (Realizado)	Pruebas de compatibilidad (Realizado)
Experiencia en Colombia	Si	Experiencia fuera de Colombia

Nota. Elaboración propia

Para la elección final de la técnica a implementar se realizó la comparación de cada uno de los criterios de evaluación entre las 2 compañías y se eligió la que mejor cumplía con las necesidades actuales y el Pozo 3.

- **Tiempo de vida:** El tiempo de vida del tratamiento de la compañía E es 1.5 veces mayor que la de la compañía A, haciéndolo la propuesta más atractiva por la prolongación de la vida útil del pozo. Adicionalmente, como se puede observar el tratamiento de la compañía A supondría una solución a corto plazo (6 meses) comparado con la otra compañía (5 años).
- **Radio de penetración:** El radio de penetración de la compañía E es 6 veces mayor que la de la compañía A, lo cual garantiza una reducción de la producción de agua mayor y un mayor retraso del avance del acuífero en los intervalos superiores dado la naturaleza del tratamiento.
- **Pruebas de laboratorio:** Las 2 compañías realizaron las mismas pruebas de laboratorio: compatibilidad, mojabilidad y detergencia. En los resultados obtenidos se pudo determinar para ambas compañías que los fluidos del Pozo 3 son compatibles con los

fluidos de tratamiento a utilizar. No se presentan emulsiones, precipitados y hay una separación completa de las fases.

Ambos fluidos de tratamiento presentan mojabilidad al agua y buenas propiedades de detergencia.

Tabla 19

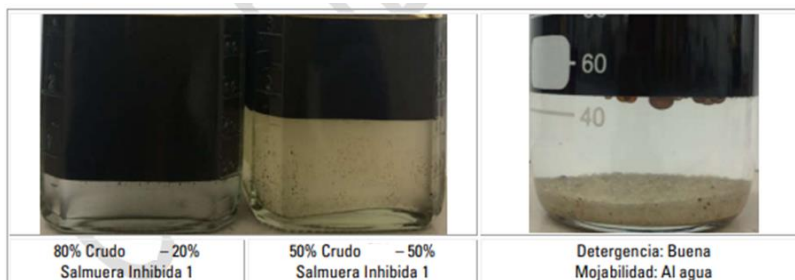
Compatibilidad crudo Pozo 3/Salmuera inhibida

Botella	1	2
Tiempo (min)	80/20	50/50
2	10	30
4	40	50
6	100	100
8	100	100
10	100	100
15	100	100
30	100	100
60	100	100
Filtrado	No solidos	No solidos
Emulsión	No	No
Sedimentos	No	No
Interface	Definida	Definida

Nota. Tomado de empresa Operadora

Figura 62

Compatibilidad crudo Pozo 3/Salmuera inhibida



Nota. Tomado de empresa Operadora

Tabla 20*Compatibilidad crudo Pozo 3/Tratamiento*

Botella	3	4
Tiempo (min)	80/20	50/50
2	0	20
4	0	50
6	30	90
8	80	100
10	100	100
15	100	100
30	100	100
60	100	100
Filtrado	No solidos	No solidos
Emulsión	No	No
Sedimentos	No	No
Interface	Definida	Definida

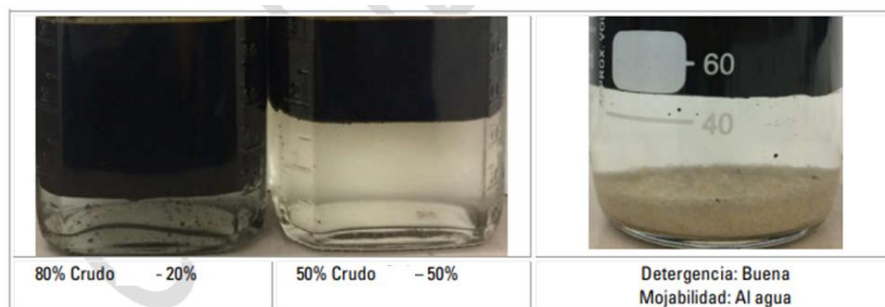
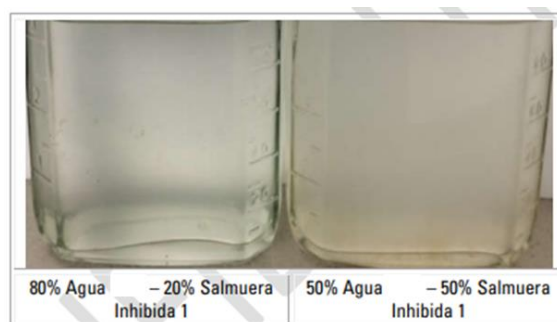
Nota. Tomado de empresa Operadora**Figura 63***Compatibilidad crudo Pozo 3/Tratamiento**Nota.* Tomado de la empresa Operadora

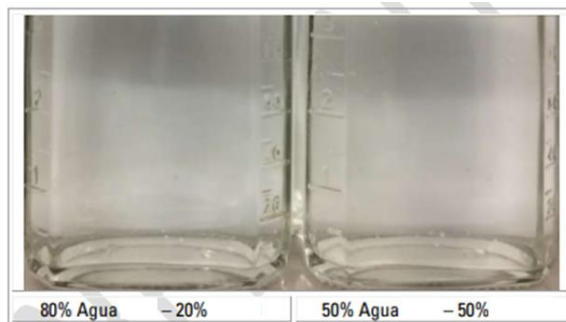
Tabla 21*Compatibilidad Agua Pozo 3/Salmuera inhibida*

Botella	5	6
Tiempo (min)	80/20	50/50
Filtrado	No solidos	No solidos
Emulsión	No	No
Sedimentos	No	No
Interface	NA	NA

Nota. Tomado de la empresa Operadora**Figura 64***Compatibilidad Agua Pozo 3/Salmuera inhibida**Nota.* Tomado de empresa Operadora**Tabla 22***Compatibilidad Agua Pozo 3/Tratamiento*

Botella	5	6
Tiempo (min)	80/20	50/50
Filtrado	No solidos	No solidos
Emulsión	No	No
Sedimentos	No	No
Interface	NA	NA

Nota. Tomado de empresa Operadora

Figura 65*Compatibilidad Agua Pozo 3/Tratamiento*

Nota. Tomado de empresa Operadora

- **Tratamiento:**

Dada la presencia del acuífero activo y los problemas de conificación y canalización que presenta el Pozo 3, se requiere de un tratamiento químico que permita obtener una solución de cierre de agua a largo plazo para lograr prolongar la vida útil del pozo.

Como se puede observar en la Figura 58, el contacto agua-petróleo (OWC) se encuentra dentro de la misma arena productora y se ha evidenciado su ascenso a través de la perforación de pozos vecinos en los cuales se ha encontrado el contacto (OWC) en profundidades mucho menores a la inicial. Por lo cual, la solución a la producción excesiva de agua en este pozo requiere que el tratamiento aisle el acuífero, cierre los canales preferenciales al flujo de agua y evite nuevamente una conificación y canalización temprana en los intervalos superiores.

La inyección del modificador de permeabilidad relativa (RPM) propuesto por la compañía A, supondría una solución parcial al problema de la producción excesiva de agua en el Pozo 3, dada la producción de arena, las altas tasas de flujo y la naturaleza del acuífero. Este tratamiento no generaría un bloqueo permanente al flujo de agua y la producción de

continua de arena que tiene el pozo dificultaría mantener adsorbido el polímero en la roca. Por lo cual, la inyección del gel propuesto por la compañía E se convertiría en la mejor solución al control de agua en el pozo, debido a que tiene la capacidad de penetrar más profundo en la formación, presenta la característica de selectividad para zonas de mayor permeabilidad y zonas con mayores saturaciones de agua (Wouterlood, Falcigno y Notman, 2002, p.4) y permite generar un sello que reduciría considerablemente la permeabilidad de la zona de agua, cumpliendo con el objetivo principal.

5. Diseño de la prueba piloto para la implementación de la técnica de *Water Shut off* de inyección de geles en el Pozo 3

5.1 Objetivo

Disminución del corte de agua en el Pozo 3 mediante la inyección de un gel polimérico mediante la técnica *bullheading*.

5.2 Factibilidad técnica

Tabla 23

Comparación entre los rangos de aplicación para la inyección de geles y los datos del Pozo 3

PROPIEDAD	RANGO DE VIABILIDAD	POZO 3
Gravedad API	> 18 °API	32.5
Permeabilidad	> 20 mD	100 - 2000 mD
Profundidad	< 8000 ft	4,951 ft (PMP)
Temperatura	< 220 °F	167 °F
Tipo de formación	Arenisca/Carbonato	Arenisca

Nota. Tomado de *Estudio del efecto de la inyección de geles en yacimientos fracturados y no fracturados* (p. 10), por Delgadillo et al., 2010.

Tabla 24

Condiciones operativas y de producción

Pozo	Qo BOPD	Qw BWPD	BSW	W/O	Reservas Actuales (Bbls)	Reservas Potenciales (Bbls)	Índice de productividad (BFPD/psi)
Pozo 3	42	2581	98.4%	61	39,320	34,476	37

Nota. Elaboración propia

5.3 Información de producción

Tabla 25

Información de producción

Presión del Yacimiento (psi)	pH	Ca ²⁺ (mg/L)	Cl ⁻ (mg/L)	SO ₄ ²⁻ (mg/L)	HCO ₃ ⁻ (mg/L)
2056	7.2	324.8	2748	0	208

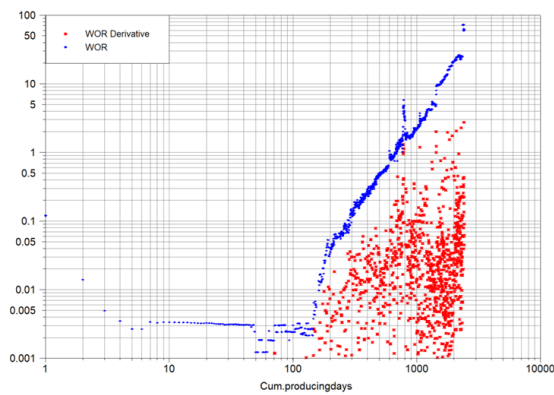
Nota. Elaboración propia

5.4 Análisis de pozo

5.4.1 Identificación intrusión de agua

Figura 66

Curva de Chan Pozo 3



Nota. Tomado de Base de datos OFM de la empresa Operadora.

La irrupción de agua en el pozo 3 es por un mecanismo combinado de conificación y canalización.

5.5 Metodología WSO

De acuerdo con la identificación de la intrusión de agua, se debe emplear un gel fuerte + un gel débil para cerrar los canales preferenciales de agua y lograr recuperar el petróleo traspaseado (*bypassed*).

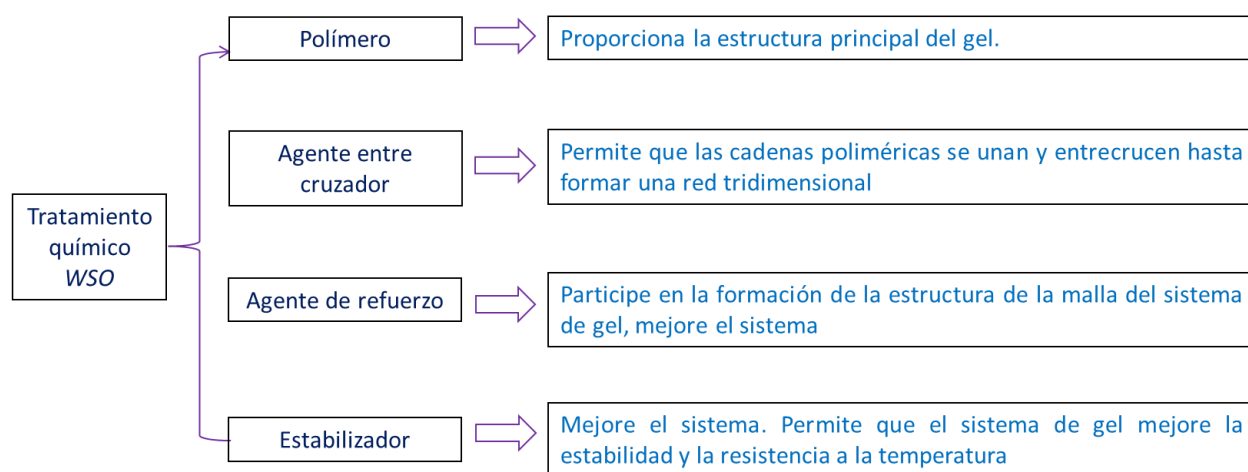
El principal agente de bloqueo es una combinación de un gel débil y fuerte que puede ser usado para sellar el canal de agua profunda y el que se encuentra cercano al pozo, logrando un cierre de agua a profundidad para disminuir el corte de agua y aumentar la producción de petróleo.

5.6 Diseño WSO

5.6.1 Diseño del tratamiento químico WSO

Figura 67

Diseño del tratamiento WSO

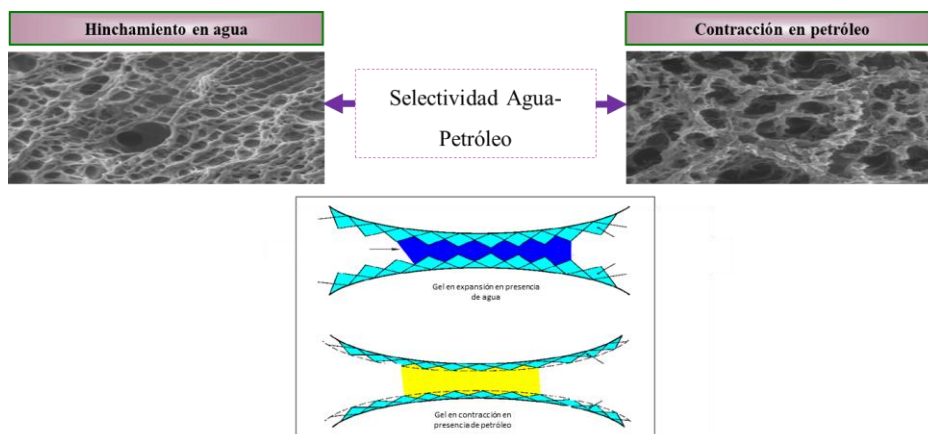


Nota. Tomado de empresa Operadora y compañía E

El gel tiene selectividad al agua y al petróleo. Se contrae en presencia de aceite y se hincha en presencia de agua.

Figura 68

Selectividad Agua-petróleo



Nota. Tomado de la empresa Operadora y compañía E

5.6.1.1 Procedimiento Experimental. De acuerdo con los resultados del análisis de agua del pozo, se llevaron a cabo experimentos para simular las condiciones de campo y completar el estudio de formulación del gel.

Tabla 26

Información agente WSO

NO.	Polímero %	Agente entrecruzador %	Estabilizante %	Resistencia del gel
Gel fuerte	0.8	0.3	0.8	80-95 horas F
Gel débil	0.6	0.2	1	86-94 horas E

No.	WSO	Tipo	Gel
1	Apariencia	Líquido uniforme	
2	Viscosidad del fluido base, 25 °C, cP	≤120	
3	pH	7	
4	Viscosidad coloidal, 88 °F, cP	≥20000	
5	Tolerancia a la salinidad, ppm	≥50000	
6	Resistencia a la temperatura, °C	100	

Nota. Tomado de la empresa Operadora y compañía E

Tabla 27

Evaluación de la estabilidad del gel

Gel	5 día	15 día	30 día	45 día	60 día	75 día
Gel fuerte	G	G	G+	G+	G+	G+
Gel débil	F	G	G+	G+	G+	G+

Nota. Tomado de la empresa Operadora y compañía E

Figura 69

Gelificación



Gel Fuerte

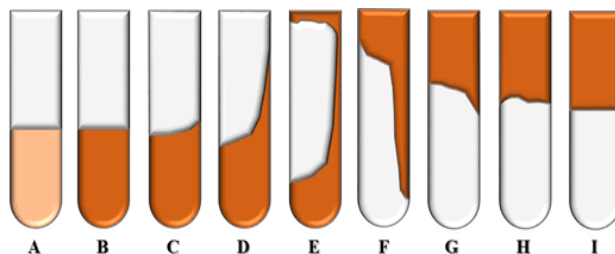


Gel Débil

Nota. Tomado de empresa Operadora y compañía E

Figura 70

Grado de fuerza de gelificación (Strength grade of gelation)



Nota. Tomado de empresa Operadora y compañía E

En general el agente WSO tiene las siguientes ventajas:

- El fluido base del sistema tiene baja viscosidad (≤ 120 cP) lo que permite que sea más fácil de inyectar a la formación
- Tiempo de gelificación, tiempo suficiente para ser bombeado a la formación
- El gel débil alcanzó un nivel E-F y el gel fuerte alcanzó un nivel F-G (5 días), mejor capacidad de taponamiento.

5.6.1.2 Diseño del volumen de tratamiento. El Gel ingresa preferentemente a los canales de agua de alta permeabilidad y los canales de petróleo de menor permeabilidad permanece sin bloquear.

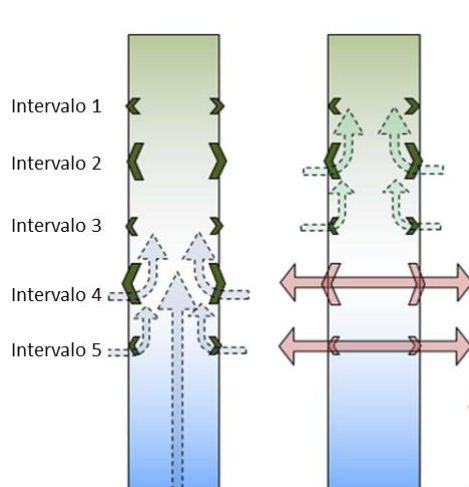
El gel débil y el gel fuerte se usan para sellar el canal de agua profunda y el cercano al pozo respectivamente, logrando el cierre del agua en profundidad para disminuir el corte de agua y aumentar la producción de petróleo.

De acuerdo con el análisis petrofísico realizado en el pozo (Figura 58), se observa que los dos intervalos inferiores son los de mayor permeabilidad y se encuentren produciendo 100%, por lo cual el tratamiento está dirigido para bloquear estas dos zonas.

El principal riesgo es la baja productividad que puede presentar el pozo después de la inyección del tratamiento debido a que los 3 intervalos superiores tienen una permeabilidad más baja que los inferiores.

Figura 71

Capas de agua y efectividad esperada



Nota. Tomado de empresa la Operadora y compañía E

Tabla 28

Diseño del tratamiento

Orden	Etapa	Concentración (%)		Volumen (Bbls)	Efecto
		Polímero	Agente entrecruzador		
1	Preflujo	0.4		100	Limpieza de la formación/Protección del yacimiento
2	Gel débil	0.6	1.2	3200	Taponamiento de la formación profunda
3	Gel fuerte	0.8	1.1	700	Taponamiento de la formación cerca del pozo
4	Desplazamiento 1	0.4		30	Fluido de desplazamiento
5	Desplazamiento 2	Petróleo		136	Eliminar el agente de bloqueo residual del pozo
Total				4166	

Nota. Tomado de empresa de la Operadora y compañía E

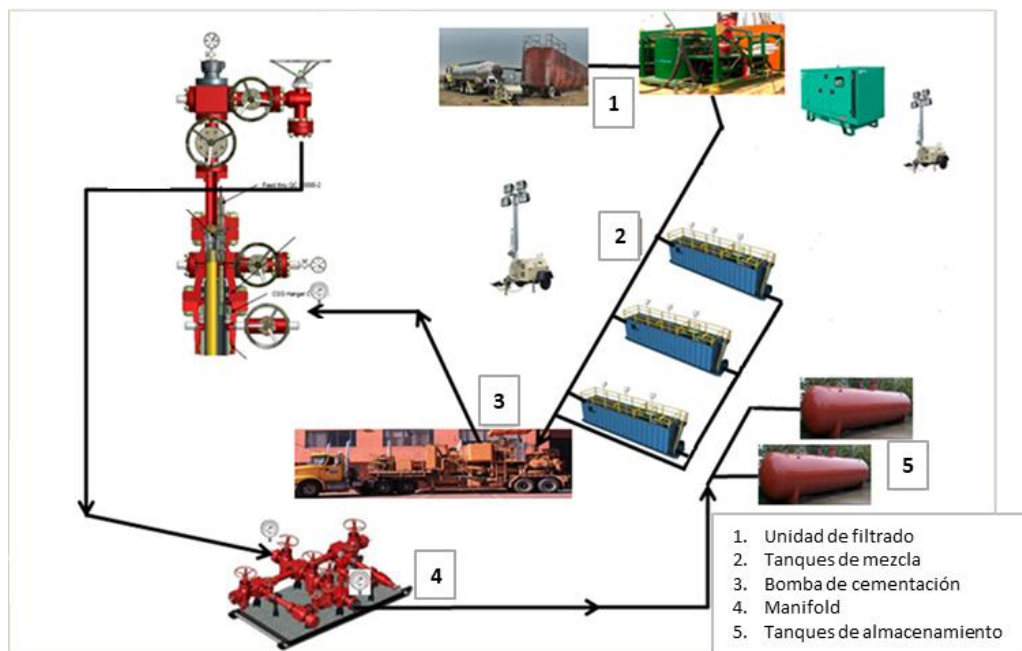
5.6.1.3 Tasas de bombeo y presión. Presión de fractura: 3,070 psi (0.61 psi/ft) PMP: 4951 ft.

Antes del bombeo del gel se realizará una prueba de inyektividad para identificar el caudal óptimo de forzamiento del tratamiento. La presión de bombeo debe controlarse por debajo de 3,070 psi en fondo (*BHP*).

5.6.1.4 Equipos

Figura 72

Layout



Nota. Tomado de empresa de la Operadora y compañía E

5.6.1.5 Personal

- Un personal de bombeo.
- Un electricista
- 4 ayudantes de mezcla de fluidos

5.7 Procedimiento WSO

5.7.1 Preparación antes del tratamiento WSO

5.7.1.1 Preparación en sitio

- Inspección y mantenimiento de los equipos, todos deben cumplir con los requerimientos de las especificaciones.
- Verificación de la calidad de los químicos.
- Pruebas de laboratorio de gelificación en sitio a cargo del ingeniero contratista unos días antes del bombeo
- El gel debe estar listo en sitio para poder bombear los químicos continuamente.
- Medir las dimensiones internas de los tanques de mezclado y registrarlo, verificar la precisión del volumen de tanque medido y el volumen residual de cada tanque que no puede ser bombeado.

5.7.1.2 Preparación en cabeza de pozo. Conectar la línea de superficie y probar la presión (prueba de alta presión a 2100 psi, mantener la presión durante 30 minutos sin caída de presión, prueba de baja presión a 300 psi, mantener la presión durante 30 minutos sin caída de presión).

Nota: Se debe montar la línea de alivio, la salida de la línea debe estar a 30 m del cabezal del pozo.

5.7.1.3 Preparación del pozo

- Circular el pozo en reversa al menos dos veces hasta obtener retornos limpios.
- El gel deber ser probado por el ingeniero antes del bombeo. El equipo de prueba incluye un agitador de alta velocidad (0-2000 r/m), un horno eléctrico (25-100 °C), dos vasos de precipitados, una báscula electrónica (con una precisión de 0,001 g), una pipeta de transferencia.

5.7.2 Bombeo

- Mezclar los químicos de WSO de acuerdo con el tratamiento diseñado: Preflujo, tratamiento principal (gel débil + gel fuerte), fluido de desplazamiento.
 - Realizar pruebas de inyektividad a una tasa de bombeo de: 0.5bbl/min, 1.0bbl/min, 1.5bbl/min, 2.0bbl/min, 3.0bbl/min, 4.0bbl/min, 5.0bbl/min y registrar los datos obtenidos.
 - Bombear el fluido de preflujo en el espacio anular, la tasa de bombeo será inferior a 3 bbl/min y la presión de la bomba debe ser inferior a 1098 psi.
 - Mezclar y bombear el tratamiento principal (gel débil + gel fuerte) en el espacio anular, la tasa de bombeo será inferior a 3 bbl/min y la presión de la bomba debe ser inferior a 1098 psi.
 - Bombear el fluido de desplazamiento 1, asegúrese de que la presión de la bomba esté dentro del rango seguro.
 - Bombear el fluido de desplazamiento 2, asegúrese de que la presión de la bomba esté dentro del rango seguro.
 - Después de completar el tren de inyección, cerrar la válvula del *casing*.
 - Detener el bombeo, observar la presión de la tubería y el *casing*, registrar los cambios de presión continuamente, para analizar la distribución del agente de bloqueo de gel en la formación. La caída de presión lenta significa una buena distribución del gel.
- Durante el trabajo de WSO, la presión, la tasa de bombeo y el volumen total de productos químicos bombeados deben registrarse cada 10 minutos y pueden modificarse según la situación real del sitio del pozo.
- Cerrar el pozo por 7 días
 - Antes de reanudar la producción, si es posible, realizar una recirculación con agua caliente hasta obtener retornos limpios.
 - Abrir el pozo con una tasa de flujo más baja a la que se tenía antes de la inyección del tratamiento (60-80% del valor antes del WSO).

5.7.2.1 Plan de emergencia para sobrepresión. Si la presión de la bomba excede los valores de seguridad durante el bombeo del tratamiento WSO, se seguirá el siguiente procedimiento de acuerdo con escenario presentado:

1. Antes del bombeo de los químicos de WSO, reduzca la tasa de bombeo lo más bajo posible y continúe bombeando. Si la presión continúa incrementando, suspenda el bombeo y cierre el pozo para que se tome una decisión.
2. Si está bombeando el tratamiento químico de WSO y el volumen inyectado es inferior al 50% del volumen diseñado, cambie a un fluido de desplazamiento diferente al gel y pare de bombear después de que el gel se haya desplazado completamente al yacimiento. Analice el siguiente paso (puede continuar bombeando los químicos de gel ó complete el trabajo de WSO).
3. Si más del 50% del gel del WSO está siendo bombeado, cambie a bombear fluido de desplazamiento con el volumen diseñado y complete el trabajo de WSO.
4. Si la presión de bombeo se incrementa rápidamente, ajuste la concentración de los químicos para reducir la viscosidad del fluido de base y disminuya la tasa de bombeo para disminuir la presión de bombeo.

5.7.2.2 Plan de emergencia para el fallo de la bomba. Si toma mucho tiempo para el bombeo, se deben usar dos bombas alternativamente. Una vez una de las bombas falle, cambie a la otra de manera inmediata.

5.7.2.3 Plan para el comportamiento anormal después del tratamiento WSO

- Si después de poner el pozo en producción no se produce fluido, usar un rompedor de gel.
- Si después del inicio de producción, se observa un BSW alto, se puede considerar un segundo trabajo de WSO.

- Debido a la fuerte gelificación y cementación con los granos de arena, no se espera que ocurra un retorno del gel.

6. Implementación prueba piloto para la inyección de geles en el Pozo 3

6.1 Pruebas de gelificación en sitio

Tabla 29

Evaluación de la resistencia de los geles débil y fuerte

Tipo de Gel	Densidad (g/cm ³)	Botella No.	Evaluación de la resistencia del gel										Calificación
Gel Débil	0.988	5	Tiempo (h)				68	78	92	102	117	126	✓
			Gel strength				E-	E+	E+	E+	E+	E+	
		6	Tiempo (h)	24	45	51	68	78	92	102	117	126	✓
			Gel strength	C	D	D+	E-	E+	E+	E+	E+	E+	
Gel Fuerte	0.997	9	Time (h)				62	72	86	96	111	120	✓
			Gel strength				E	F	F+	F+	F+	G-	
		10	Tiempo (h)	22	39	45	62	72	86	96	111	120	✓
			Gel strength	C	D	E-	E	F	F+	F+	F+	G-	

Nota. Tomado de empresa de la Operadora y compañía E

- Después de las 120 horas, el gel débil alcanzó un nivel E y el gel fuerte alcanzó un nivel G, mejor capacidad de taponamiento.

Figura 73

Pruebas de laboratorio – Resistencia gel débil



Nota. Tomado de la empresa Operadora y compañía E

Figura 74

Pruebas de laboratorio – Resistencia gel fuerte



Nota. Tomado de la empresa Operadora y compañía E

6.2 Verificación de equipos y productos químicos en sitio

Figura 75

Equipos en campo



a) Superficie del terreno donde se
ubica la instalación



b) Cabezal de pozo



c) Tanques de mezcla



d) Quimicos liquidos de WSO



e) Quimicos solidos de WSO

Nota. Tomado de la empresa Operadora y compañía E

6.3 Inicio de operaciones

A continuación, se enuncian las principales actividades realizadas durante la operación:

- Conexiones en superficie para inicio de la operación
- Circulación en reversa del pozo hasta obtener retornos limpios.
- Prueba de alta presión de las líneas de superficie de la unidad de bombeo con 500 psi y 2500 psi.
- Prueba de integridad del *tubing*
- Prueba de inyektividad:

Tabla 30

Prueba de Inyektividad

BPM	WHP (psi)
1	11
2	50
3	54
3.5	85
4	100
5	150
6	180

Nota. Tomado de la empresa Operadora y compañía E

- Mezcla de los químicos de WSO acorde al programa establecido
- Bombeo del fluido de preflujo
- Bombeo del gel débil
- Bombeo del gel fuerte
- Bombeo del fluido de desplazamiento 1

- Bombeo del fluido de desplazamiento final 2

Tabla 31

Volúmenes inyectados de tratamiento WSO

Orden	Etapas	Volumen (Bbls)
1	Preflujo (Polímero)	113
2	Gel débil	3125
3	Gel fuerte	711
4	Desplazamiento 1 (Polímero)	40
5	Desplazamiento 2 (Petróleo)	200
Total		4189

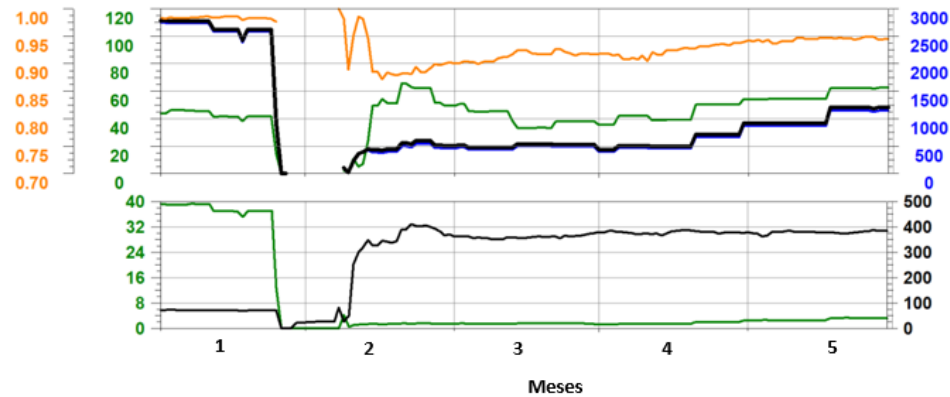
Nota. Tomado de la empresa Operadora y compañía E

- Instalación de manómetro en válvula lateral
- Registro de presiones
- Finalización de las operaciones de WSO
- Cierre de pozo por 10 días

6.4 Resultados después del tratamiento

Figura 76

Producción después del tratamiento de WSO



Nota. Tomado de la base de datos de OFM de la empresa Operadora

Posterior a la implementación de la técnica de WSO de inyección de geles en el pozo 3, se puede evidenciar que:

- El corte de agua disminuyó 10.22%, de 98.4% a 88.2%
- La producción de agua disminuyó 2,080 barriles diarios de 2,580 BWPD a 500 BWPD
- La producción de petróleo aumentó 14 barriles diarios de 40 BOPD a 54 BOPD
- Y el índice de productividad disminuyó 35.5 BFPD/psi de 37 BFPD/psi a 1.5 BFPD/psi.

Lo cual evidencia que desde el punto de vista técnico se obtuvo un resultado exitoso en el pozo durante los primeros meses posteriores a la implementación, debido a que se cumplió con el objetivo principal que era disminuir el corte de agua del pozo. Adicionalmente, esta reducción en la producción de agua ya está permitiendo tener una reducción en los costos de levantamiento

(lifting cost), de combustible, y de tratamiento de fluidos del pozo, ya que con una menor producción de fluidos el pozo esta teniendo una producción más alta de petróleo.

Producción promedio durante los primeros 4 meses posteriores a la implementación: 52 BOPD, 779 BWPD y 93.7% de corte de agua.

Sin embargo, desde el punto de vista financiero todavía es muy temprano determinar si el proyecto cumplió con los criterios requeridos para catalogarlo como exitoso (recuperación de la inversión dentro de 12 meses). Por lo cual, la evaluación financiera final se realizará una vez el pozo haya cumplido 12 meses de producción posteriores a la implementación de la técnica y se determinará si el proyecto fue o no exitoso durante este período de evaluación.

Conclusiones

Las principales herramientas de diagnóstico que permitieron la identificación de la producción excesiva de agua en los pozos del área de estudio fueron los gráficos de recuperación, de historia de producción, de corte de agua contra tiempo, los análisis de curvas de declinación y las curvas de Chan.

Los criterios relevantes que se tuvieron en cuenta para la selección del mejor pozo candidato para la implementación de las técnicas de *Water-Shut off* fueron: a) pozos con bajo potencial de aceite para no arriesgar producción significativa de petróleo, b) pozos con bajo factor de recobro comparados con el promedio de los del área de estudio y c) pozos con buen potencial de reservas para garantizar la viabilidad financiera de la intervención.

La metodología desarrollada permitió identificar y seleccionar el mejor pozo candidato a implementar la técnica de inyección de geles en el área de estudio.

Para el diseño de la prueba piloto, se evaluaron 7 pozos del área de estudio. El pozo 3 fue el elegido como el mejor candidato para la implementación de la técnica de inyección de geles, debido a que se identificó con alto grado de confiabilidad las causas de la producción excesiva de agua, tenía un alto corte de agua (98.4%), un buen potencial de reservas (91,150 Bbls), un buen índice de productividad (37 BFPD/psi), y la implementación de las técnicas se podía realizar mediante la operación de *bullheading*, lo cual era una condición operativa definida por la compañía para la ejecución del piloto.

Para la selección de la mejor técnica a ser aplicada en el Pozo 3 se evaluaron las propuestas de 5 empresas de servicios. Los principales tratamientos propuestos fueron la inyección de *RPM* y la inyección de geles. El porcentaje de reducción del corte de agua propuesto se encontraba entre un 10% y un 30% y el tiempo de vida de los tratamientos entre 90 y 1,825 días.

Dada la presencia del acuífero activo y los problemas de conificación y canalización que presenta el Pozo 3, se determinó que la mejor técnica a implementar era la inyección de geles debido a que se requería una solución de cierre de agua a largo plazo que aislara el acuífero, cerrara los canales preferenciales al flujo de agua y evitara nuevamente una conificación y canalización temprana en los intervalos superiores.

Posterior a la implementación de la prueba piloto en el Pozo 3, se observó una disminución en el corte de agua del 10%, de la producción de agua de 2,080 BWPD, del índice de productividad de 35.5 BFPD/psi y un aumento en la producción de petróleo de 14 BOPD.

Posterior a la implementación de la prueba piloto en el Pozo 3, se pudo observar que el tratamiento ingresó preferentemente a los canales de agua de alta permeabilidad y los canales de petróleo de menor permeabilidad permanecieron sin bloquear.

Desde el punto de vista financiero, los resultados del proyecto se encuentran en una etapa inicial de evaluación, la cual no permite determinar aún si el proyecto cumplió con los criterios requeridos para catalogarlo como exitoso (recuperación de la inversión dentro de 12 meses).

Recomendaciones

Se sugiere realizar una evaluación financiera con los resultados obtenidos en el Pozo 3, una vez se hayan cumplido 12 meses de producción posteriores a la implementación de la técnica, para determinar si el proyecto cumplió con los criterios requeridos para catalogarlo como exitoso (*payback* requerido: 12 meses).

Se recomienda evaluar la implementación de esta misma técnica en pozos con condiciones operativas y de yacimientos similares al Pozo 3, para lograr identificar su replicabilidad y posible escalamiento dentro del mismo y otros campos.

Por último, se propone considerar la implementación de las técnicas de *Water Shut-off* evaluadas en los otros pozos candidatos para evaluar su efectividad en la reducción de la producción de agua en pozos con empuje hidráulico activo.

Referencias Bibliográficas

- ACE Internacional y Villa, G. (Productor). (2020). Control del exceso de producción de agua (WSO) en yacimientos con empuje hidráulica activo.
- Barrera, A. (2021). *Polímeros Sintéticos y Biopolímeros en Procesos de Recobro Químico de Crudo Pesado* – CEOR. Universidad Nacional Abierta y a Distancia, Bucaramanga, Colombia.
- B. Bailey, J. Tyrie, J. Elphick, F. Kuchuk, C. Romano y L. Roodhart. (2000). *Water Control Oilfield Review*, 30-51.
- Bedaiwi, E., Al-Anazi, B.D., Al-Anazi, A. F y Paiaman, A.M. (2009). Polymer Injection for Water production control through permeability alteration in fractured reservoir. *NAFTA* 60 (4) 221-231.
- Chan K.S. (1995). Water Control Diagnostic Plots. 755-759. Recuperado de <https://bit.ly/3i3cYN6>
- Cortes, V. M. (2008). Control de la producción de agua en pozos petroleros (tesis de pregrado). Universidad Nacional Autónoma de México, México, D.F.
- Delgadillo A. Sandoval Y. y Muñoz S. (2009). Estudio del efecto de la inyección de geles en yacimientos fracturados y no fracturados. *El reventón energético*, 7(2), 5-18.
- Fernández, J.D. (2019). *Metodología integral para el control del agua en fondo en un campo de crudo pesado de la cuenca de los Llanos Orientales*. Fundación Universidad de América, Bogotá, Colombia.
- Gómez, M. (2009). Introducción a la metodología de la investigación científica. Córdoba, Brujas: Editorial Brujas.

- Hernández, R., Fernández, C., y Baptista, Pilar. (2010). Metodología de la investigación. México D.F: Editorial Mc Graw Hill.
- Herrera, J.S., Ramírez, A., Castro, E., y León, C. (2018). Revisión del uso de sellos químicos para el control de agua de producción en pozos petroleros. Fundación Universidad de América, Revista de Investigación. Volumen (11 no 2), p. 141- 151
- Joseph A. y J. A. Ajienka. (2010). A review of Water Shutoff treatment strategies in oil fields. *SPE* 136969, 1-16.
- Liao, J. (2014). Gel treatment field application survey for water shut off in production wells (masters theses). 10-11. Recuperado de <https://bit.ly/3wJhYL4>
- Ortega, A. (2013). Estudio del comportamiento de la inyección del sistema multigel sellante en un pozo horizontal de la faja petrolífera del Orinoco para controlar la producción excesiva de agua (Tesis de pregrado). Universidad Central de Venezuela, Caracas, Venezuela.
- Parra, W. (2022). Implementacion de tecnocas para aislamiento de agua Water Shut Off en Yacimientos de crudo extrapesado con arenas masivas y presencia de acuífero activo. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
- Pinilla, J. F. (2011). Implementacion de la tecnologia de geles polimericos para el control de agua en pozo productores: Caso de campo (Tesis de pregrado). Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.
- Rodriguez, B., Bustamante, P., Castro, J., Garcia, R. H. y Cayachoa, J. M. (2017). Evaluación numérica semiconceptual de escenarios de aplicación de inyección de polímero en un campo con características del Valle Superior del Magdalena. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.

- Seright, R.S., Lane, R.H., y Sydansk, R.D. (2001), A Strategy for Attacking Excess Water Production. SPE Prod & Fac 18 (2003): 158–169. Recuperado de <https://doi.org/10.2118/84966-PA>
- Sun, X., y Bai, B. (2017). Comprehensive review of water shutoff methods for horizontal wells, 44(6), 1022–1029. Recuperado de [https://bibliotecavirtual.uis.edu.co:2236/10.1016/S1876-3804\(17\)30115-5](https://bibliotecavirtual.uis.edu.co:2236/10.1016/S1876-3804(17)30115-5)
- Sydansk, R. D., y Romero-Zeron, L. (2010). Reservoir Conformance Improvement. Society of Petroleum Engineers.
- Taha, A., y Amani, M. (2019). Overview of Water Shutoff Operations in Oil and Gas Wells; Chemical and Mechanical Solutions. ChemEngineering, 3(2), 51. Recuperado de <https://bibliotecavirtual.uis.edu.co:2236/10.3390/chemengineering3020051>
- Talebian S.H y. Belgari A. (2019). Application of production data-driven diagnostics workflow for water shut-of candidate selection in tight carbonate field. SN Applied Sciences.