

**Selección de tecnología para reducir la producción de agua en fondo de los pozos
productores en un campo maduro de la cuenca de los llanos orientales**

Arlí Dayana Páez Silva

Trabajo de Grado para Optar el título de Especialista en Ingeniería de Yacimientos

Director

Ing. Walter Nuñez

M.Sc. Ingeniería de Petróleos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Especialización en Ingeniería de Yacimientos

Bucaramanga

2019

Dedicatoria

Dedico este proyecto a Dios, mi familia, mi esposo y mi hija Antonia, por su paciencia, comprensión y apoyo con este proyecto, por el tiempo que me han concedido para dedicarme a desarrollar este trabajo, y es por eso que este proyecto es también un mérito de ustedes.

Asimismo, agradezco a mis padres y hermanas, que me han prestado un gran apoyo moral y humano, necesarios en los momentos difíciles de este trabajo. Muchas gracias,

Agradecimientos

Agradecimiento al director de este proyecto, MSc. Walter Nuñez, por la dedicación, apoyo y profesionalismo que ha brindado para el desarrollo de este trabajo. Gracias por la paciencia y confianza ofrecida desde el inicio del desarrollo de este proyecto.

Asimismo, agradezco al MSc. Manfredo Kleber por su apoyo para el desarrollo de este proyecto.

Y Finalmente gracias a las personas que estuvieron conmigo y me brindaron una sincera amistad.

Contenido

	Pág.
Introducción	13
1. Generalidades del campo de estudio	15
1.1 Localización geográfica	15
1.2 Breve descripción geológica del área de estudio	16
1.3 Breve descripción del análisis petrofísico.....	18
1.4 Propiedades de los fluidos	20
1.5 Historia de producción del área de estudio	21
2. Marco teórico y análisis del mecanismo de producción del área de estudio	24
2.1 Tipos de agua en el yacimiento.....	25
2.2 Mecanismos de entrada de agua	26
2.2.1 Filtraciones en el revestidor, tuberías de producción o empaques.....	27
2.2.2 Flujo detrás de la tubería de revestimiento.	27
2.2.3 Contacto agua/petróleo (CAP).....	28
2.2.4 Conificación o formación de cúspide.	29
2.2.5 Fracturas o fallas de una capa de agua.....	30
2.3. Soluciones para el exceso de producción de agua	31
2.4 Herramientas de diagnóstico para el control de agua de producción.....	32
2.4.1 Diagramas de Chan.....	33
2.4.2 Diagnósticos mediante gráficos de producción.	36
2.5 Análisis del mecanismo de producción del área de estudio.....	37
2.5.1 Solución a la conificación.....	45

2.5.2 Métodos para controlar la producción de agua en fondo por Water Shut Off (WSO).	48
3. Estudio de mercado y evaluación de tecnologías de control de agua	50
3.1 Experiencias de campo casos con la tecnología Water Shut Off.....	51
3.1.1 Campo Guafita – Venezuela.	51
3.1.2 Campo CañoRondon Este – Colombia	56
3.2 Especificaciones del método.....	60
3.2.1 Fichas técnicas de los geles comerciales.	61
3.3 Resultados esperados en los pozos elegidos para la aplicación del tratamiento.....	63
3.3.1 Duración del tratamiento.....	64
3.3.2 Riesgos en los trabajos.....	64
4. Candidatos para la implementación de la tecnología Water Shut Off	65
4.1 Criterios de selección.....	65
4.2 Aplicación de los criterios de selección e identificación de los pozos candidatos	67
4.2.1 Selección del pozo piloto.	69
4.2.2 Portafolio de oportunidades.	72
4.3 Beneficios de la aplicación de la tecnología de geles en los campos de estudio	74
5. Conclusiones	75
6. Recomendaciones	77
Referencias Bibliográficas	78
Apéndices.....	80

Lista de Figuras

	Pág.
<i>Figura 1.</i> Ubicación Cuenca de los Llanos Orientales. <i>Figura 1a.</i> Ubicación de los contratos.	15
<i>Figura 2.</i> Columna estratigráfica generalizada del área de los Llanos Orientales.	18
<i>Figura 3.</i> Historia de producción contrato Cosecha.	22
<i>Figura 4.</i> Grafica de producción contratos Rondón y Cosecha con limitación de fluidos.	24
<i>Figura 5.</i> Fuga en la tubería de producción, tubería de revestimiento o el empacador.	27
<i>Figura 6.</i> Flujo detrás de la tubería de revestimiento.	28
<i>Figura 7.</i> Contacto agua/petróleo.	29
<i>Figura 8.</i> Conificación o formación de cúspide.	30
<i>Figura 9.</i> Fracturas o fallas de una capa de agua.	30
<i>Figura 10.</i> Comportamiento típico de la curva de Chan del primer periodo.	35
<i>Figura 11.</i> Comportamiento típico de la curva de Chan del segundo periodo.	35
<i>Figura 12.</i> Comportamiento típico de la curva de Chan del tercer periodo.	36
<i>Figura 13.</i> Gráficos diagnósticos de producción.	37
<i>Figura 14.</i> Ubicación campos de estudio.	38
<i>Figura 15.</i> Estado del área de estudio.	38
<i>Figura 16.</i> Resultados del corazón del campo de estudio.	40
<i>Figura 17.</i> Diagrama de flujo sobre la metodología de diagnóstico.	42
<i>Figura 18.</i> Resultados de la grafica de producción, curvas de Chan y registro eléctrico de un pozo de estudio	44

<i>Figura 19. Registros eléctricos y producción de un pozo con problemas de canalización</i>	<i>53</i>
<i>Figura 20. Registros eléctricos y producción de un pozo con problemas de conificación.</i>	<i>53</i>
<i>Figura 21. Registros eléctricos y diagnóstico de producción de un pozo con problemas de conificación.....</i>	<i>57</i>
<i>Figura 22. Resultados después de la inyección del gel</i>	<i>59</i>
<i>Figura 23. Flujo de trabajo para la tecnología de geles.....</i>	<i>61</i>
<i>Figura 24. Metodología para la selección de pozos.</i>	<i>68</i>
<i>Figura 25. Ubicación de los pozos candidatos en el área de estudio.</i>	<i>69</i>
<i>Figura 26. Ubicación de los dos pozos candidatos a la tecnología de WSO.....</i>	<i>71</i>
<i>Figura 27. Registros de pozos con opción de trabajo preventivos.</i>	<i>73</i>

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1. <i>Propiedades petrofísicas promedio del contrato Cosecha.</i>	19
Tabla 2. <i>Propiedades petrofísicas promedio del contrato Rondón.</i>	20
Tabla 3. <i>Problemas de producción de agua y categorías de tratamiento.</i>	32
Tabla 4. <i>Resumen del diagnóstico de los pozos de estudio.</i>	41
Tabla 5. <i>Tasa critica de conificación para el área de estudio.</i>	47
Tabla 6. <i>Resumen de los métodos mecánicos y químicos para control de agua</i>	48
Tabla 7. <i>Resultados del tratamiento.</i>	55
Tabla 8. <i>Resultados del tratamiento pozo piloto</i>	59
Tabla 9. <i>Geles comerciales y su aplicación.</i>	63
Tabla 10. <i>Resumen de los pozos candidatos con sus criterios de selección.</i>	69
Tabla 11. <i>Pozos candidatos a la implementación de trabajos de WSO.</i>	71
Tabla 12. <i>Pozo seleccionado a la tecnología de WSO.</i>	71
Tabla 13. <i>Tabla resumen de las características petrofísicas de los pozos de estudio.</i>	72
Tabla 14. <i>Portafolio de oportunidades para implementar la técnica de geles.</i>	73
Tabla 15. <i>Propiedades de campo Lagomar</i>	80
Tabla 16. <i>Condiciones del proyecto y aplicación</i>	85

Resumen

Título: Selección de tecnología para reducir la producción de agua en fondo de los pozos productores en un campo maduro de la cuenca de los llanos orientales*

Autor: Arli Dayana Páez Silva**

Palabras Clave: Producción de Agua, Curvas de Chan, Conificación, Water Shut Off, Geles

Descripción:

Un campo maduro con empuje de agua como es el caso de los pozos productores del área de la cuenca de los Llanos Orientales, aumenta la producción de agua en una etapa temprana de desarrollo, trayendo consigo un impacto económico significativo. Los fenómenos de conificación y canalización han disminuido la producción de crudo, debido a los altos cortes de agua provenientes de fondo de pozo que hacen que tempranamente los pozos sean cerrados temporalmente dejando una producción de aceite sin recuperar. Diversas técnicas para controlar la producción de agua han sido utilizadas por Occidental de Colombia, pero se necesitan técnicas más eficaces para retrasar la invasión de agua con el fin de obtener el máximo beneficio de los tratamientos. Con el fin de encontrar una solución efectiva se realizó una evaluación de las diferentes tecnologías presentes en el mercado que considera el uso de polímeros y geles para el control de agua de producción denominado, por su nombre en inglés, Water Shut Off (WSO).

El proyecto busca determinar las causas por las cuales se da el incremento excesivo en la producción de agua para los pozos de Nuevos Campos, mediante análisis de gráficas de diagnóstico y recomendar la mejor alternativa de solución, con el objeto de reducir el corte de agua, disminuyendo los costos de producción y mejorando la calidad del crudo. Una buena identificación de las causas del incremento de agua en los pozos y una adecuada selección de tratamiento, conduce al aumento de la vida del pozo.

Según los resultados la técnica de aplicación de inyección de geles se consideró el método principal para implementar en los mejores pozos candidatos del área. El objetivo de esta tecnología, es crear una barrera que impida la entrada directa del acuífero a los intervalos perforados, retrasando así la entrada del agua.

*Proyecto de grado

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Especialización en Ingeniería de Yacimientos Director Ing. Walter Nuñez M.Sc. Ingeniería de Petróleos

Abstract

Title: Selection of technology to reduce bottom water production of producing wells in a mature field in Llanos basin*

Author: Arli Dayana Páez Silva**

Keywords: Water Production, Chan Curves, Coning, Water Shut Off, Gels

Description:

A mature field with active aquifer, as is the case of producing wells in the area of the Llanos Basin, water production increases at an early stage of development, bringing with it a significant economic impact. The phenomena of coning and channeling decreases crude oil production due to high water cuts from downhole that causes the wells are temporarily closed leaving an oil production without recovering. Various techniques to control water production have been used by Occidental de Colombia, but more effective techniques were needed to delay the invasion of water in order to obtain maximum benefit from the treatments. In order to find an effective solution, an evaluation was made of the different technologies present in the industry, which considers the use of polymers and gels to control water production downhole, known as Water Shut off (WSO).

The project seeks to determine the causes for which there is an excessive increase in water production for the wells in New Fields, using diagnostic graphs and recommend the best solution alternative, in order to reduce the water cut, reducing production costs and improving crude oil quality. A good identification of the causes of the increase of water in the wells and an adequate selection of the treatment, it leads to increased well life.

According to the results, the gel injection application technique was considered the main method to implement in the best candidate wells of the area during the first phase. The objective of this technology is creating a barrier to prevent direct entry of the aquifer to opened intervals, thus delaying the entry of water.

*Proyecto de grado

**Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Especialización en Ingeniería de Yacimientos. Director Ing. Walter Nuñez. M.Sc. Ingeniería de Petróleos

Introducción

En los campos productores del área de estudio, el exceso de producción de agua es uno de los grandes problemas que hacen que tempranamente los pozos sean cerrados dejando una producción de aceite sin recuperar, aunque se disponga de las mejores técnicas de manejo de campo, tarde o temprano la producción de agua puede aumentar al punto de representar más del 90% del volumen total de líquidos que se llevan a superficie.

En yacimientos que tienen asociado un fuerte acuífero activo, el problema inicia prácticamente con el inicio de la vida productiva de los pozos; para estos casos, a los costos económicos asociados por producir agua en grandes cantidades, se suman los problemas que involucran producir agua de forma prematura.

En ocasiones, por falta de material de apoyo, de investigación de metodologías, técnicas apropiadas y del análisis adecuado del yacimiento, no se ha evaluado una forma correcta de disminuir la producción de agua en los pozos productores lo que hace imposible un buen manejo del yacimiento, ocasionando pérdida de reservas con las que se pudiese contar.

De otra parte, en los campos de este estudio se tiene limitación en las facilidades de superficie para la producción de fluidos. La alta producción de agua de los pozos productores, hace que estos sean cerrados o cuando la relación de producción agua petróleo se vuelve tan alta, la decisión que se toma es la de abandonar la arena productora sin que necesariamente se haya producido todo el aceite que se podía extraer y sin que existe un pozo que lo drene.

Es importante, con base en lo mencionado anteriormente buscar formas económicas para mejorar la eficiencia de la producción. Si el origen del problema de agua se debe a condiciones del yacimiento la inyección de geles como técnica de control de agua resulta ser uno de los métodos más rápidos y menos costosos para reducir los costos operativos y aumentar la producción de hidrocarburo simultáneamente.

En este trabajo se presenta una metodología a seguir para controlar la producción de agua, primero realizando el diagnóstico del mecanismo de producción de agua en el yacimiento (conificación y canalización), mediante el uso de graficas relación agua-petróleo contra tiempo, metodología que presenta diferentes tendencias dependiendo del mecanismo de producción del agua. Adicionalmente se evaluarán las diferentes tecnologías de aislamiento de agua de fondo de pozo, mediante un análisis de la información de campo, estudio de analogías y consultoría con empresas de servicio para finalmente seleccionar el método más adecuado a implementar y presentar los candidatos a esta implementación durante una primera fase con el objetivo de maximizar la producción de aceite y adicionar reservas.

1. Generalidades del campo de estudio

1.1 Localización geográfica

En la cuenca de los Llanos Orientales en el departamento de Arauca, se encuentra ubicado uno de los campos maduros más antiguos de Colombia, llamado Caño Limón, operado por Oxy dentro del contrato de Asociación Cravo Norte, siendo este uno de los más significativos de la industria petrolera nacional. La Figura 1, presenta la ubicación de la cuenca. Esta cuenca está limitada al Norte por el río Arauca, al Este por el escudo de la Guyana, al Oeste por las fallas de la cordillera oriental y al Sur por la Serranía de la Macarena. Al norte de esta cuenca en el departamento de Arauca se encuentran los contratos Rondón y Cosecha, cuyo objeto de este trabajo se centra en los campos de estos dos contratos. La Figura 1a, presenta la ubicación de los contratos Rondón y Cosecha.

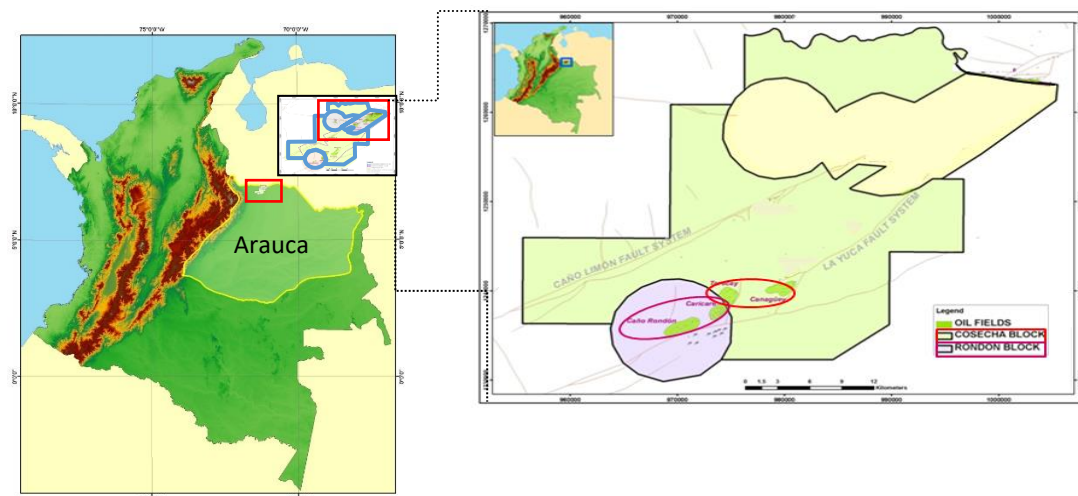


Figura 1. Ubicación Cuenca de los Llanos Orientales. Figura 1a. Ubicación de los contratos.

Nota. Tomado de la presentación anual de reservas (Oxy, 2019)

El área del contrato de asociación Rondón se encuentra rodeada por el Contrato de Asociación Cosecha en su mayor parte, el primer campo se descubrió en el 2006. Al contrato Rondón le pertenecen los campos Caricare y Caño Rondón, la producción actual de los pozos se encuentra en la formación Carbonera Superior, Inferior y Cretácico.

El contrato de Asociación Cosecha se encuentra adjunto al Contrato de Asociación Cravo Norte, el primer campo se descubrió en el 2006. Los campos Canagüey y Terecay pertenecen a este contrato.

1.2 Breve descripción geológica del área de estudio

El área está dividida por varios sistemas de fallas de desplazamiento de rumbo con un componente normal, siendo los sistemas más importantes de fallas las de Caño Limón, La Yuca y Matanegra. Igualmente existen acumulaciones asociadas a los sistemas principales a manera de sistemas satélite tal y como ocurre en los campos Morrocoy, Canagüey y Caricare que están asociados al sistema de fallas de la Yuca. El crudo del área de Rondón y Cosecha corresponde a las formaciones depositadas durante el Terciario, como la Formación Carbonera como también a las unidades depositadas durante la era Cretácica como los yacimientos K2 y K3. La estratigrafía para estos dos contratos es la misma que se encuentra en general en la Cuenca de Llanos Norte. La Figura 2, presenta la columna estratigráfica generalizada para la cuenca de los Llanos. La descripción de las unidades estratigráficas está basada en publicaciones y en la información obtenida por Occidental de Colombia Inc. A lo largo de su actividad exploratoria.

Dentro del área del campo, las lutitas que han sido identificadas y correlacionadas subdividen las principales unidades en yacimientos continuos en el horizonte. La lutita principal, tanto para

propósitos de correlación como de subdivisión para el yacimiento del Carbonera Inferior, es la lutita de Guafita. Las parasecuencias principales están subdivididas entre diferentes subzonas o unidades de flujo aparentes usando los principios generalmente aceptado de geología. Estas subzonas se han definido por medio de registros, núcleos convencionales, descripción de registros de lodo y la más reciente adquisición sísmica 3D.

La principal acumulación de crudo está compuesta por partes de las cuatro principales unidades sedimentarias con un espesor combinado de aproximadamente 1,000 pies (profundidad real), las cuales se identifican de arriba hacia abajo como: Carbonera Superior (C5), Carbonera Inferior (LC), Cretáceo K1, Cretáceo K2 y Cretáceo K3.

La formación del Carbonera Superior ha sido subdividida en cinco diferentes unidades: C1 al C5, la unidad más baja, el C5, es la única unidad en la cual se han encontrado hidrocarburos en el área.

El yacimiento del Carbonera Inferior está compuesto principalmente de depósitos deltaicos fluviales. Análisis de variogramas a partir de información de registros eléctricos de los modelos geológicos existentes indica una orientación generalizada del litoral del noreste-suroeste con varias facies de areniscas y lutita observando cambios del nivel del mar en una dirección noroeste-sureste respectivamente. El carbonera inferior ha sido dividido de arriba hacia abajo en cinco zonas.

La unidad Cretáceo está compuesta principalmente por areniscas, calizas y lutitas, asociadas a depósitos deltaicos dominados por olas, algunos de ellos con influencia de mareas. La sección del Cretáceo no es tan rica en arena como lo es el Carbonera Inferior. Esta contiene secciones de calizas y lutitas.

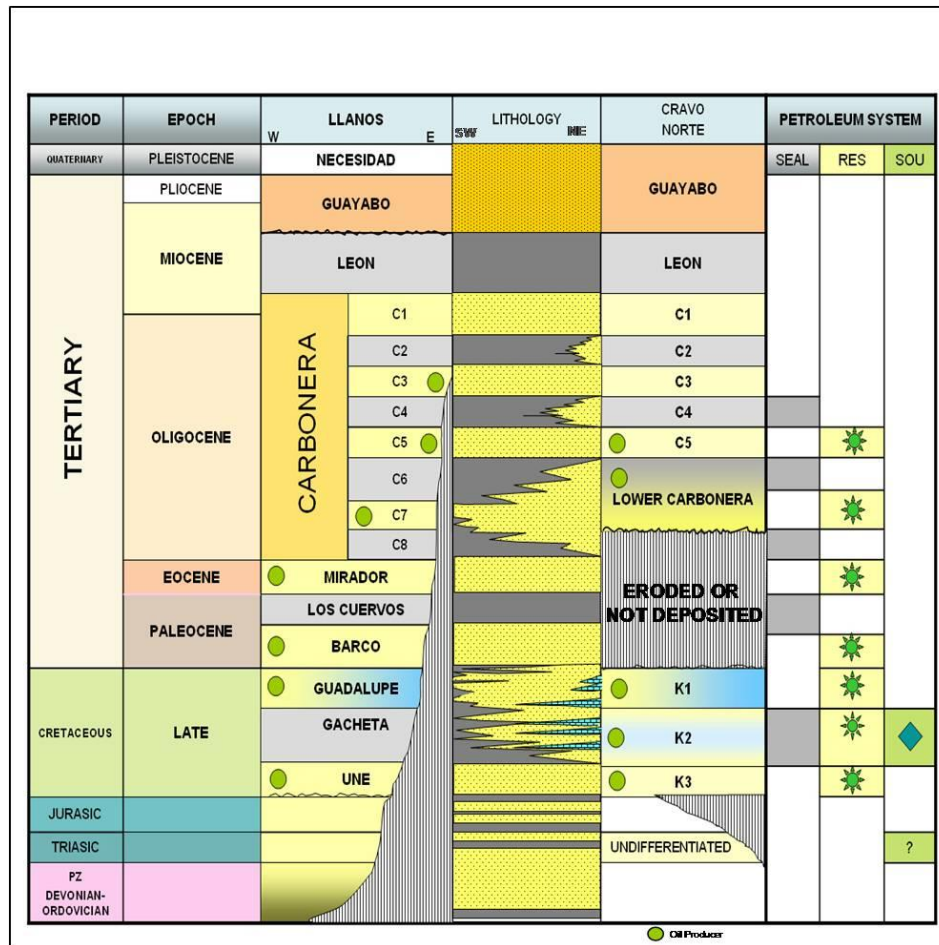


Figura 2. Columna estratigráfica generalizada del área de los Llanos Orientales. Nota. Tomado de la presentación anual de reservas (Oxy, 2019)

1.3 Breve descripción del análisis petrofísico

La evaluación económica de los yacimientos de petróleo requiere el conocimiento de los parámetros petrofísicos como lo son la porosidad, litología, permeabilidad, distribución de los fluidos aceite, gas y agua en la formación. Estos parámetros no son medidos directamente en el yacimiento, sin embargo medidas obtenidas a partir de los registros eléctricos como son resistividad de la formación y densidad, son utilizados para inferir estos parámetros.

El objetivo principal de la interpretación petrofísica es la de identificar el contenido de arcilla, la porosidad y la saturación de fluidos.

Como ya se ha mencionado anteriormente, los yacimientos productores en el área de estudio son areniscas relativamente homogéneas cuyas propiedades petrofísicas son adecuadas para el almacenamiento y flujo de hidrocarburos en los diferentes niveles desde el Carbonera hasta el Cretáceo, adicionalmente en ciertos niveles del Cretáceo (subniveles) se han probado acumulaciones de crudo con bajas propiedades petrofísicas a nivel de espesor, resistividades y continuidad de la arena comparadas con el Carbonera.

A continuación en las tablas 1 y 2 se muestra un resumen de las características petrofísicas de los contratos de Rondón y Cosecha objeto de estudio de este trabajo.

Tabla 1.

Propiedades petrofísicas promedio del contrato Cosecha.

PROPIEDAD	CARBONERA SUPERIOR	CARBONERA INFERIOR	CRETACEO
Porosidad promedio	21%	19%	20-23%
Permeabilidad promedio (mD)	100 – 1,500	200 -2,500	200 – 3,000
Espesor Neto (ft)	13	15	8 - 15
Boi (RB/STB)	1,08	1,27	1,11
Soil (inicial)	77%	77%	75%
Salinidad (ppm NaCl)	3,000	3,000	3,000

Tabla 2.

Propiedades petrofísicas promedio del contrato Rondón.

PROPIEDAD	CARBONERA SUPERIOR	CARBONERA INFERIOR	CRETACEO
Porosidad promedio	20%	20%	18-23%
Permeabilidad promedio (mD)	100 – 1,600	180 -2,500	200 – 3,000
Espesor Neto (ft)	11	10-24	11-23
Boi (RB/STB)	1,05	1,1	1,11
Soil (inicial)	77%	55%	60%
Salinidad (ppm NaCl)	3,000	3,000	3,000

Finalmente la información de soporte utilizada para los análisis petrofísicos corresponde a los datos de corazones que se tienen en las diferentes aéreas del campo. Como resultado de un estudio profundo se tiene información disponible de: Corazones 2 en los campos Caricare y 1 en Caño Rondón, registros de presiones de poro, cromatografía de gases y parámetros de perforación.

1.4 Propiedades de los fluidos

Las características y propiedades de los fluidos de los campos de este estudio para los contratos de Rondón y Cosecha varían dependiendo de la zona de donde estén produciendo, a nivel general se puede considerar que es un aceite negro de buena calidad con una gravedad API que varía entre 29 a 41,5°, un factor volumétrico de formación (Boi) entre 1,05 – 1,11 RB/STB y una relación gas-petróleo (GOR) entre 60- 320 Scf/STB. El mecanismo de producción es un acuífero

activo, que muestra un barrido eficiente en la mayoría de las unidades productoras. Esta información es recopilada a partir de los diferentes análisis de laboratorio realizados para los campos de interés.

1.5 Historia de producción del área de estudio

La historia de producción para los campos pertenecientes a los contratos de Rondón (Caricare y Caño Rondón) y Cosecha (Terecay, Canagüey y Morrocoy) se encuentra en etapa primaria, los pozos perforados en estos campos son la mayoría desviados con el fin de contactar la mejor calidad de los yacimientos. En total se cuenta actualmente con 91 pozos productores, de los cuales 60 pozos están activos, 24 pozos inactivos y 7 pozos inyectoros.

Desde el año 2006 fecha en la cual se descubrió el primer campo para Rondón y Cosecha (Caricare y Terecay), los pozos han probado las formaciones Carbonera Superior e Inferior y Cretáceo. Debido a las altas productividades y el buen soporte de presión que se mantiene prácticamente constante en su presión inicial como consecuencia del acuífero activo presente en los yacimientos, los pozos son completados con sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible, este sistema cuenta con sensor de fondo que permite tener registros de presión y temperatura permanentemente. Adicional a los datos de pruebas, a lo largo de la vida de los pozos se ha venido realizando seguimiento permanente de las variables de producción mediante el muestreo y análisis de corte de agua y sólidos en laboratorio.

Un comportamiento típico de la producción para los campos pertenecientes a los contratos de Rondón y Cosecha se observa en las figuras 3 y 3a. En esta grafica se debe resaltar que durante el inicio de producción el corte de agua inicia con valores muy bajos no mayores al 15%, este

comportamiento se mantiene relativamente constante por un tiempo corto que varía entre 1 a 3 meses; al finalizar este tiempo, el comportamiento de la producción de agua tiene un cambio súbito, iniciando una etapa de ascenso rápido hasta estabilizarse en valores muy cercanos al 99.8% de corte de agua.

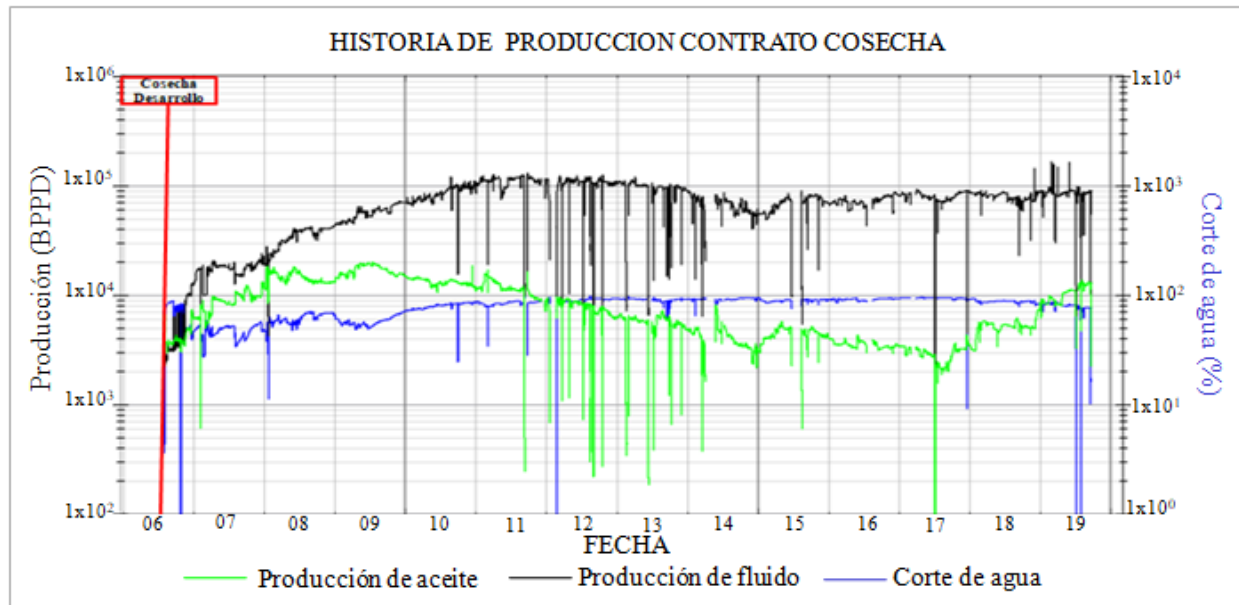


Figura 3. Historia de producción contrato Cosecha.

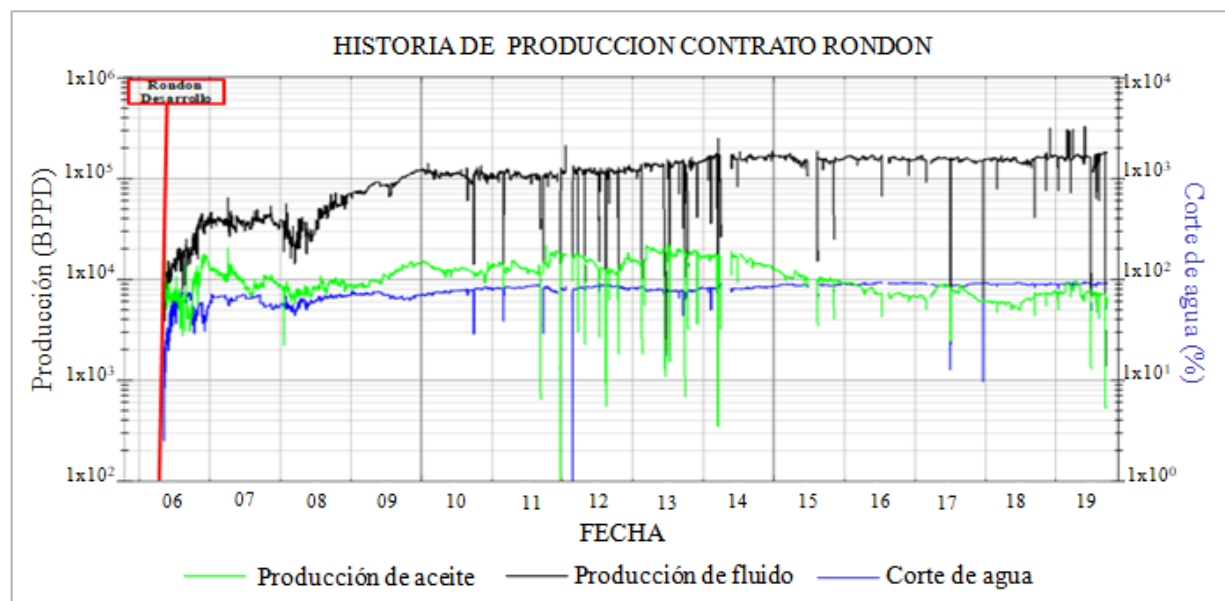


Figura 3a. Historia de producción contrato Rondón.

Los fluidos producidos de los campos objeto de este estudio, llegan al sistema de facilidades existentes de producción ubicadas en el Campo Caricare y posteriormente el crudo tratado será transportado hacia la estación de bombeo localizada en las facilidades de la Asociación Cravo Norte. Por políticas de la compañía, no se realizara descripción de los equipos presentes en las facilidades ni del tratamiento que se realizan en las mismas.

De manera que lo que compete al desarrollo de este trabajo, se limita a mencionar que la capacidad máxima actual de las facilidades de superficie para el manejo de fluidos de los dos contratos es de 250,000 BFPD, sin embargo debido a la alta producción de agua de los pozos productores y para no excedernos de esta capacidad se ha tenido que cerrar temporalmente los pozos o restringirlos en superficie dejando una producción de aceite sin recuperar, estos pozos son llamados inactivos.

Para el objeto de este estudio, se va a realizar énfasis en los 24 pozos inactivos que han sido cerrados temporalmente por su alto corte de agua (>98%); dejando un volumen de aceite sin recuperar. En ciertas ocasiones estos pozos son prendidos momentáneamente con el fin de llenar el cupo de fluidos permitidos en las facilidades. En la Figura 4, se presenta la grafica de producción de Rondón y Cosecha con la limitación de fluidos a 250,000 BFPD.

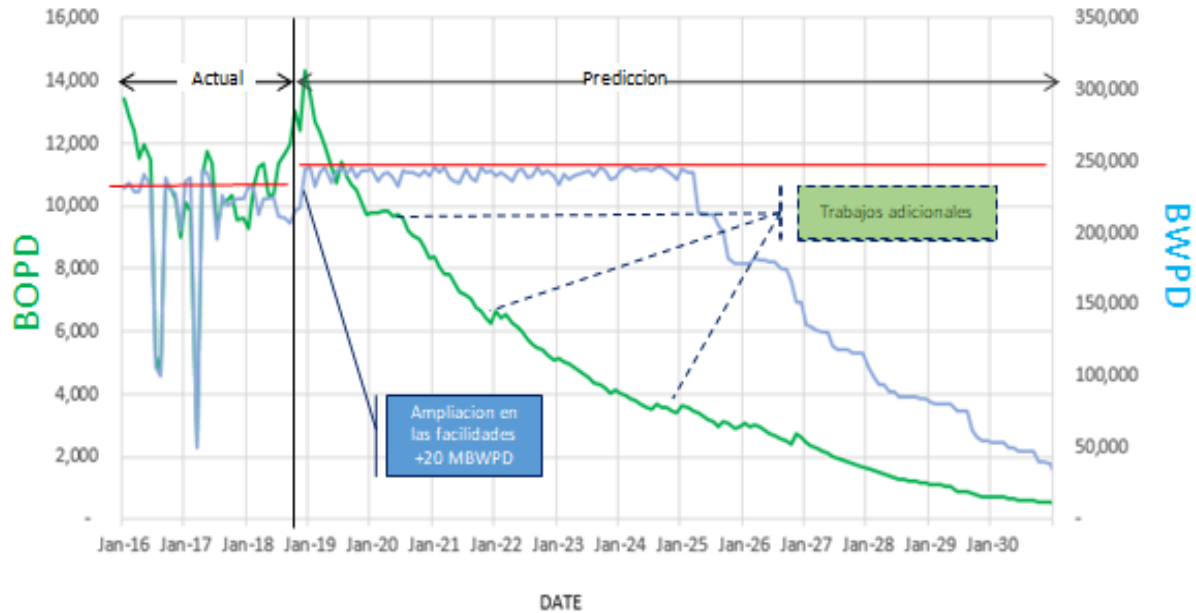


Figura 4. Grafica de producción contratos Rondón y Cosecha con limitación de fluidos.

2. Marco teórico y análisis del mecanismo de producción del área de estudio

En los campos productores del área de estudio, el exceso de producción de agua es uno de los grandes problemas que hacen que tempranamente los pozos sean cerrados dejando una producción de aceite sin producir. Aunque se disponga de las mejoras técnicas de manejo de campo, la producción de agua puede aumentar al punto de representar más del 95% del volumen de líquidos que se llevan a superficie; adicionalmente los costos operativos, que comprenden a las actividades de levantamiento, separación, bombeo, tratamiento y disposición del agua representa un costo significativo para las compañías.

Actualmente, en los campos de este estudio pertenecientes a los contratos de Rondón y Cosecha se tiene una limitación en las facilidades de superficie para la producción de los fluidos.

La alta producción de agua de los pozos productores (altos %BSW), hace que estos sean cerrados temporalmente.

Con el fin de mitigar estos problemas, en este estudio se presenta la metodología para la selección de la tecnología adecuada de aislamiento de zonas para evitar la excesiva producción de agua en fondo y mejorar la eficiencia de barrido en los yacimientos, que simultáneamente reduzcan los costos operativos, ayude a maximizar la producción de aceite y adicione reservas en los campos de este estudio.

A continuación se describen algunos de los aportes más representativos reportados en la literatura, relacionados con los principales mecanismos que pueden causar la excesiva producción de agua en un campo, gráficas de diagnóstico para el control de agua y técnicas usadas para reducir la producción de agua con el fin de contextualizar al lector sobre los conceptos que permiten el desarrollo de este trabajo.

2.1 Tipos de agua en el yacimiento

El agua se encuentra presente en todos los campos petroleros y es el fluido más abundante en el campo. Generalmente, la producción de agua aumenta con la vida productiva de los pozos y esto va asociado a un incremento en los costos ya sea por su tratamiento, inyección o vertimiento del agua.

Con respecto a la producción de crudo es indispensable distinguir entre el agua de barrido, el agua mala y el agua buena (Control del agua, OildfieldReview, 2000, 34-35) como:

- Agua de barrido. Proviene de un pozo inyector o de un acuífero activo que contribuye al barrido del petróleo del yacimiento.

- Agua buena (aceptable). Es el agua producida dentro del hueco a una tasa inferior al límite económico de la relación agua/petróleo. Es una consecuencia inevitable del flujo de agua a través del yacimiento y no se puede eliminar sin perder parte de las reservas.
- Agua mala (excesiva). Es el agua producida dentro del hueco, que no produce petróleo, es decir, es agua producida por encima del límite económico de la relación agua/petróleo.

2.2 Mecanismos de entrada de agua

Con el objeto de realizar un correcto análisis de la tecnología a implementar en los pozos productores con alta producción de agua en fondo que satisfaga las necesidades de la compañía operadora que permitan controlarla y de esta forma aumentar la vida útil de los campos, es indispensable conocer los principales mecanismos de producción (canalización o conificación), identificar el problema, seleccionar la tecnología y posteriormente tener los pozos candidatos para su aplicación.

Ahora veamos los principales mecanismos que pueden causar la excesiva producción de agua en un campo petrolero que no se encuentra afectado por un sistema de inyección de agua (Control del agua, OildfieldReview, 2000, 36-38). Los problemas más comunes de entrada de agua a un pozo productor son:

- Filtraciones en el revestidor, tuberías de producción o empaques
- Flujo detrás de la tubería de revestimiento
- Contacto agua/petróleo (CAP)
- Conificación o formación de cúspide
- Fracturas o fallas de una capa de agua

2.2.1 Filtraciones en el revestidor, tuberías de producción o empaques. Estas filtraciones permiten que el agua proveniente de zonas que no producen hidrocarburos ingrese en la columna de producción. En la Figura 5 se observa un ejemplo de este mecanismo. La detección de los problemas y la aplicación de las soluciones correspondientes dependen fundamentalmente de la configuración del pozo. Los registros básicos de producción, tales como la densidad del fluido, la temperatura y el flujo pueden resultar suficientes para diagnosticar estos problemas. Las soluciones habituales incluyen la inyección forzada de fluidos sellantes y el cegado mecánico por medio de tapones, cemento o empaques, aunque también se pueden utilizar remiendos. Cuando existe este tipo de problema, conviene aplicar la tecnología de cegado del agua dentro del revestidor, que es de bajo costo.

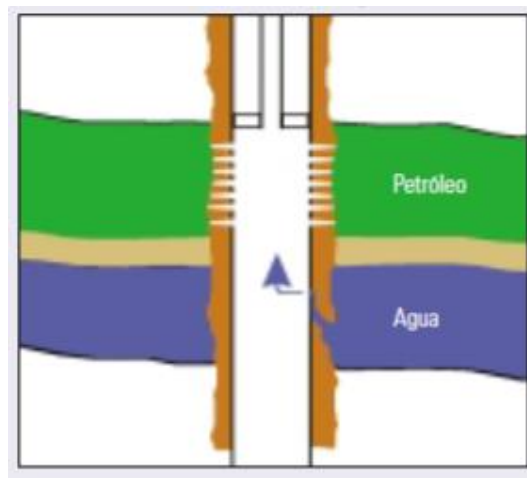


Figura 5. Fuga en la tubería de producción, tubería de revestimiento o el empacador. Nota. Tomado de: Manejo de la producción de agua: de residuo a recurso. Oilfield Review, 16, 34-35. Recuperado de <https://bit.ly/2ptcerq>

2.2.2 Flujo detrás de la tubería de revestimiento. La existencia de fallas en la cementación primaria puede provocar la conexión de zonas acuíferas con zonas de hidrocarburos. Estos canales permiten que el agua fluya por detrás del revestidor e invada el espacio anular. Una

causa secundaria puede ser la creación de un espacio intersticial debido a la producción de arena esto puede hacer que el agua fluya detrás de la tubería de revestimiento en el espacio anular. Este flujo de agua se puede detectar mediante los registros de temperatura o de activación de oxígeno. Los fluidos de aislamiento pueden proporcionar una solución. En la Figura 6 se evidencia un flujo detrás del revestimiento.

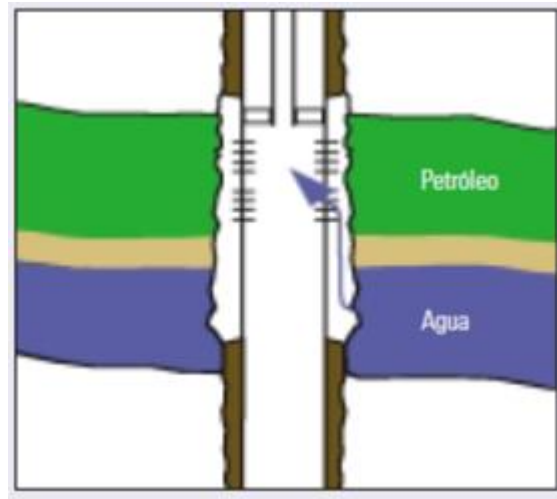


Figura 6. Flujo detrás de la tubería de revestimiento. Nota. Tomado de Manejo de la producción de agua: de residuo a recurso. Oilfield Review, 16, 34-35. Recuperado de <https://bit.ly/2ptcerq>

2.2.3 Contacto agua/petróleo (CAP). Si un contacto agua-petróleo uniforme asciende hacia una zona abierta de un pozo durante la producción normal por empuje de agua, puede existir producción de agua indeseada. Esto ocurre en aquellos lugares donde existe una permeabilidad vertical muy baja. Dado que el área de flujo es extensa y que el contacto asciende lentamente, puede incluso ocurrir en casos en que las permeabilidades verticales intrínsecas son sumamente bajas (menos de 0,01 mD). En los pozos con mayores permeabilidades verticales ($K_v > 0,01 K_h$), es más probable encontrar bonificación de agua. En un pozo vertical, este problema se puede resolver fácilmente por abandono del pozo desde el fondo utilizando algún sistema mecánico, como un tapón de cemento. En la Figura 7, se observa la imagen de un contacto agua/petróleo.

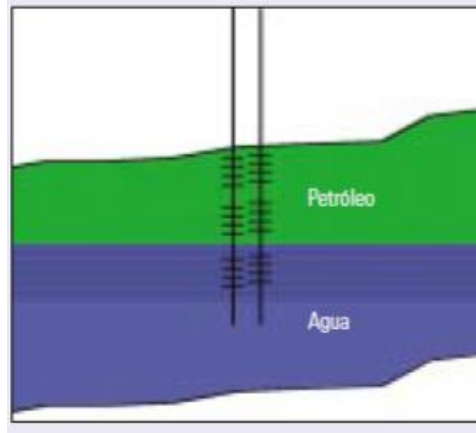


Figura 7. Contacto agua/petróleo. Nota. Tomado de Manejo de la producción de agua: de residuo a recurso. OilfieldReview, 16, 34-35. Recuperado de <https://bit.ly/2ptcerq>

2.2.4 Conificación o formación de cúspide. En un pozo vertical se produce conificación cuando existe un contacto agua/petróleo cerca de los intervalos perforados en una formación cuya permeabilidad vertical es relativamente elevada. En la Figura 8 se observa una imagen de conificación. Conificación. 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. Dependiendo del grado de bonificación, una forma de controlar el problema puede ser colocando una capa de gel por encima del contacto agua/petróleo con el objeto de retardar el proceso de conificación. No obstante, para lograr efectividad, se requiere habitualmente un radio de colocación de gel de 15m (50 pies) como mínimo, lo que a menudo limita la viabilidad económica del tratamiento. Como alternativa con respecto a la colocación de gel, se puede perforar un nuevo pozo lateral cerca del tope de la formación, aumentando la distancia desde el contacto y reduciendo la caída de presión, elementos ambos que reducen el efecto de conificación.

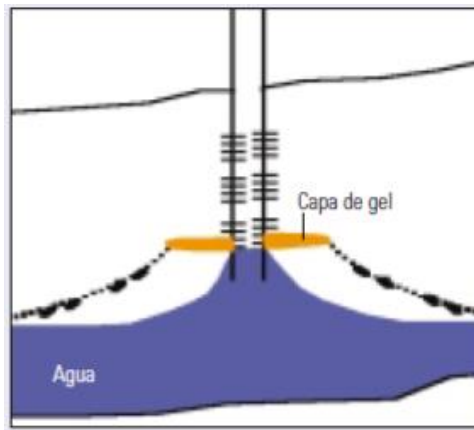


Figura 8. Conificación o formación de cúspide. Nota. Tomado de Manejo de la producción de agua: de residuo a recurso. OilfieldReview, 16, 34-35. Recuperado de <https://bit.ly/2ptcerq>

2.2.5 Fracturas o fallas de una capa de agua. El agua puede provenir de fracturas que interceptan una zona de agua más profunda. Estas fracturas pueden ser tratadas con un gel; lo cual resulta especialmente efectivo en los casos en que las fracturas no contribuyen a la producción de petróleo. Los volúmenes de tratamiento deben ser lo suficientemente grandes para sellar las fracturas a una distancia considerable del pozo. En la Figura 9, se presenta un ejemplo de este problema.

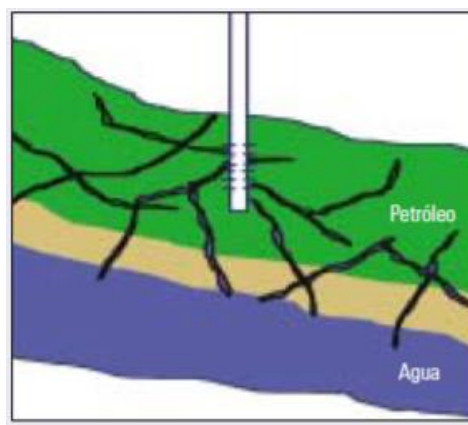


Figura 9. Fracturas o fallas de una capa de agua. Nota. Tomado de Manejo de la producción de agua: de residuo a recurso. OilfieldReview, 16, 34-35. Recuperado de <https://bit.ly/2ptcerq>

2.3. Soluciones para el exceso de producción de agua

Una de las estrategias para atacar el exceso de producción de agua en fondo de pozo es comenzar con los problemas más fáciles, primero basados en la información que se tenga disponible del área de estudio y posteriormente se necesita priorizar los problemas asociados a la producción de agua, junto con una clasificación para aplicar una solución.

Seright, Lane y Sydansk (2003) basados en extensos estudios y análisis de ingeniería de yacimientos y completamiento de pozos, priorizaron y describieron los tipos de problemas de producción de agua, los cuales fueron categorizados de menor a mayor complejidad. En la Tabla 3, se observa los problemas y soluciones debido al exceso de producción de agua.

Cada uno de estos problemas mencionados en la tabla 3, requiere un enfoque diferente para encontrar la solución óptima. Por lo tanto para obtener una alta tasa de éxito al tratar los problemas de producción de agua en fondo de los pozos de este estudio, primero se debe identificar correctamente la naturaleza del problema. Para la solución de estos problemas se pueden usar muchos materiales y diferentes métodos, en general los métodos se pueden clasificar como químicos o mecánicos.

Tabla 3.

Problemas de producción de agua y categorías de tratamiento.

CATEGORIA A: Tratamientos convencionales

1. Huecos en el revestimiento sin restricción de flujo
2. Flujo detrás del revestimiento sin restricción de flujo
3. Pozos no fracturados con barreras efectivas (sin flujo cruzado)

CATEGORIA B: Tratamiento con geles

4. Huecos en el revestimiento con restricción de flujo
5. Flujo detrás del revestimiento con restricciones de flujo
6. Conificación 2D a través de una fractura hidráulica de un acuífero
7. Sistema naturalmente fracturado próximo a un acuífero

CATEGORIA C: Tratamiento con geles preformados

8. Fallas o fracturas que atraviesan un pozo horizontal o desviado
9. Fractura que causa canalización entre pozos
10. Sistema natural de fracturas que permite la canalización entre pozos

CATEGORIA D: Problemas difíciles (no usar geles)

11. Conificación 3D
 12. Cusping
 13. Canalización entre capas (no por fracturas) con flujo cruzado
-

Nota: Problemas de producción de agua categorizadas de menor a mayor grado de dificultad.

Adaptado de "A strategy for attacking excess water production". SPE Production & Facilities. New México, 2003.

2.4 Herramientas de diagnóstico para el control de agua de producción

La producción excesiva de agua ha sido uno de los problemas más difíciles de solventar en la actualidad. En este momento se produce de 3 a 4 barriles de agua por barril de petróleo, lo que las compañías se han dedicado a buscar tecnologías para frenar la incontrolable producción de agua, que en muchos casos resultan ser temporales

Las herramientas de diagnóstico de pozos se utilizan para proporcionar de manera rápida y efectiva el origen de la producción de exceso de agua no deseada en los pozos, cuya producción se puede minimizar si se logra identificar con exactitud la fuente del problema. Este método es la primera herramienta a usar capaz de distinguir si un pozo productor está experimentando un avance prematuro de agua causado básicamente por la conificación del agua o la canalización a través de capas de alta permeabilidad.

Los diagnósticos de pozos se pueden utilizar: 1. Para seleccionar los pozos que podrían necesitar un sistema de control de agua, 2. Para determinar el problema de agua de tal forma que se pueda seleccionar el método de control adecuado y finalmente para localizar el punto de entrada del agua en el pozo de tal manera que se pueda aplicar el tratamiento en el lugar correcto.

Ahora bien, como se mencionó anteriormente estas herramientas son el punto de partida para el análisis de la producción excesiva de agua, sin embargo a medida que se va avanzando en la identificación del problema es adecuado incluir información histórica confiable de los pozos (graficas de producción, curvas de declinación, registros de producción etc...) para tener un correcto análisis del yacimiento y permitir determinar exactamente el punto de entrada del fluido y sus futuras soluciones.

2.4.1 Diagramas de Chan. En mi experiencia profesional, la investigación y el análisis para determinar cómo es la entrada del agua en los pozos base de estudio de este proyecto a ayudado a evidenciar de manera rápida los problemas más comunes asociados al exceso de producción de agua, donde el principal mecanismo de producción es mediante la presencia de un acuífero activo, llegándose a observar cortes de agua aproximadamente entre 60 al 99%. La implementación de la metodología de las curvas de Chan para analizar los diferentes

comportamientos de los pozos ha sido implementada en estos campos como uno de los principales puntos de partida.

K.S Chan (1995), basado en estudios de simulación numérica en yacimientos donde se presentaban problemas de conificación de agua y canalización, descubrió que las gráficas de diagnóstico que interpretan el comportamiento de la relación agua/petróleo (RAP) y la derivada de esta relación (RAP') contra el tiempo, en escala logarítmica muestran diferentes tendencias características para diferentes mecanismos. K.S Chan (1995), menciona que mediante estos diagramas se puede entender más a fondo el comportamiento del yacimiento y se evalúa el desempeño del pozo.

Tres periodos en la gráfica logarítmica RAP vs Tiempo pueden ser diferenciados. Durante el primer periodo, las curvas RAP permanecen constantes mostrando una producción inicial esperada. El valor inicial de RAP depende de la saturación inicial de agua y su distribución entre las capas así como también la permeabilidad relativa y el tiempo de este periodo depende del mecanismo de empuje de agua. Para el caso de conificación predomina la distancia al contacto agua/aceite y la proximidad del último intervalo a este contacto y finalmente para el caso de canalización va a depender del espaciamiento entre pozos, la tasa de inyección de los inyectores, la diferencia de presión en los productores, las capas productoras y la permeabilidad relativa. En la Figura 10, se observa el comportamiento de este periodo.

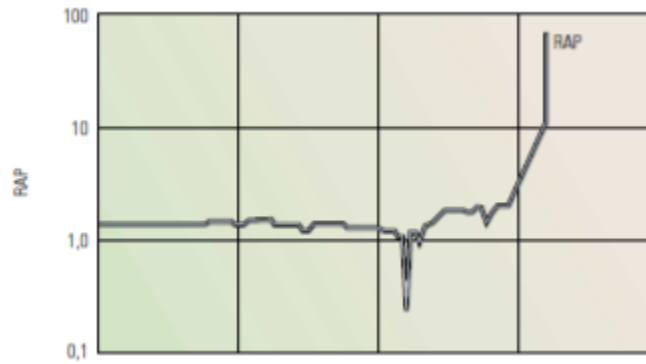


Figura 10. Comportamiento típico de la curva de Chan del primer periodo. Nota. Tomado de Control del agua. OilfieldReview, 2000, 40. Recuperado <https://bit.ly/2pOlaHW>

El segundo periodo de tiempo, el grafico de RAP muestra un incremento con el tiempo. El periodo de transición va a depender del contraste de permeabilidades entre capas, principalmente asociado al efecto de la presión capilar. El diagnóstico que ofrece esta metodología es un problema asociado a un contacto agua-petróleo dinámico o a fracturas, para determinar exactamente cuál de estas dos variables se cumple es necesario incluir una evaluación geológica. En la Figura 11, se observa el comportamiento de este periodo.

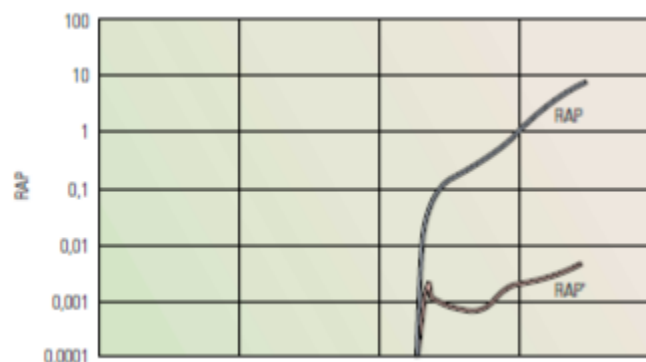


Figura 11. Comportamiento típico de la curva de Chan del segundo periodo. Nota. Tomado de Control del agua. OilfieldReview, 2000, 40. Recuperado <https://bit.ly/2pOlaHW>

En el tercer periodo y para una conificación, un cono pseudo-estable es desarrollado. El pozo principalmente produce agua de la base. El cono de agua se convierte en un canal de alta

conductividad. El incremento de la RAP comienza a aumentar muy rápido pero solo hasta que el cono alcanza el intervalo perforado (tiempo en el que la derivada asciende) y se asemeja a un caso de canalización, posteriormente el aporte de agua se va manteniendo constante por lo que la derivada irá disminuyendo tendiendo a cero. Este gráfico de la derivada de RAP comienza a ser de gran ayuda para determinar la excesiva producción de agua cuando se tiene información limitada de producción. En la Figura 12, se observa el comportamiento de este periodo.

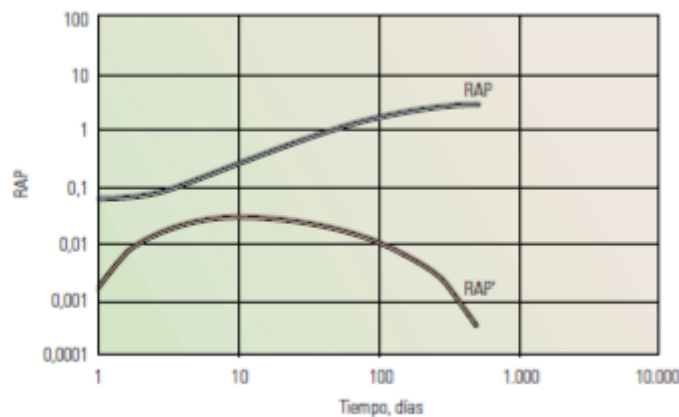


Figura 12. Comportamiento típico de la curva de Chan del tercer periodo. Nota. Tomado de Control del agua. OilfieldReview, 2000, 40. Recuperado <https://bit.ly/2pOlaHW>

2.4.2 Diagnósticos mediante gráficos de producción. Para los campos de interés de este trabajo Caricare, Caño Rondón, Terecay, Canagiuey y Morrocoy se cuenta con una historia de producción confiable que puede ayudar muchas veces a diagnosticar inicialmente el problema del agua, y de esta forma comenzar a distinguir la posible solución; esto para la compañía es una práctica recomendada como una evaluación inicial de los pozos.

Los gráficos con los que se cuentan para el análisis del exceso de producción de agua son: historia de producción de los pozos; este grafico incluye las tasas de flujo de agua y petróleo con respecto al tiempo que resulta útil para identificar cualquier problema de agua. Cualquier cambio brusco que indique un aumento de agua con disminución de petróleo es un indicativo de que se

podrá necesitar un trabajo de remediación. Y por último los gráficos de curvas de declinación, cualquier cambio drástico en la pendiente de la recta implica una alarma de que el exceso de agua puede estar afectando la producción normal de los pozos. En la Figura 13, se observa un ejemplo de las gráficas de producción.

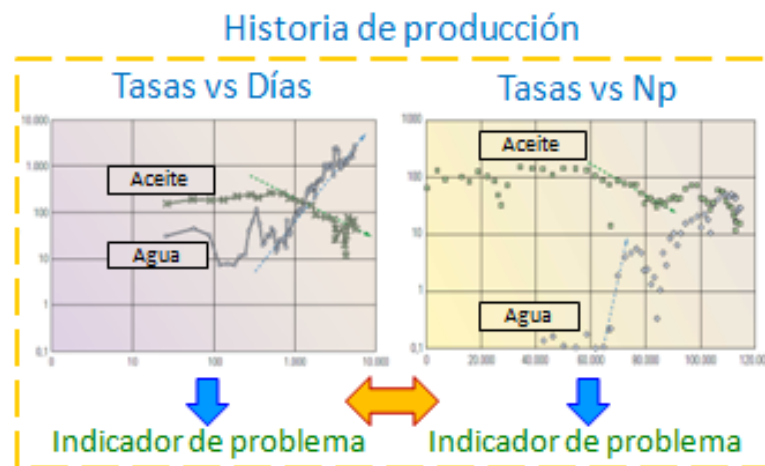


Figura 13. Gráficos diagnósticos de producción. Modificado de Control del agua. Oilfield Review, 2000, 40. Recuperado <https://bit.ly/2pOlaHW>

2.5 Análisis del mecanismo de producción del área de estudio

Es clave identificar de forma correcta el problema de exceso de producción de agua en fondo en los pozos productores, que permita de manera eficiente encontrar una solución a dicha problemática; para esto se debe conocer la historia del campo y tener información acertada de las propiedades de la roca y los fluidos presentes en el yacimiento como se mencionó en el primer capítulo.

En el primer capítulo se hizo una breve descripción de la ubicación de los campos del área de estudio, la geología, las características del yacimiento y los fluidos de formación. Los campos Caricare, Caño Rondón, Terecay, Canagüey y Morrocoy pertenecientes a los contratos Rondón y

Cosecha respectivamente cuentan actualmente con 91 pozos productores, de los cuales 60 pozos están activos, 24 pozos inactivos y 7 pozos inyectoros. En la Figura 14, se muestra la ubicación de los campos de estudio y en la Figura 15, se muestra el estado actual de los pozos.

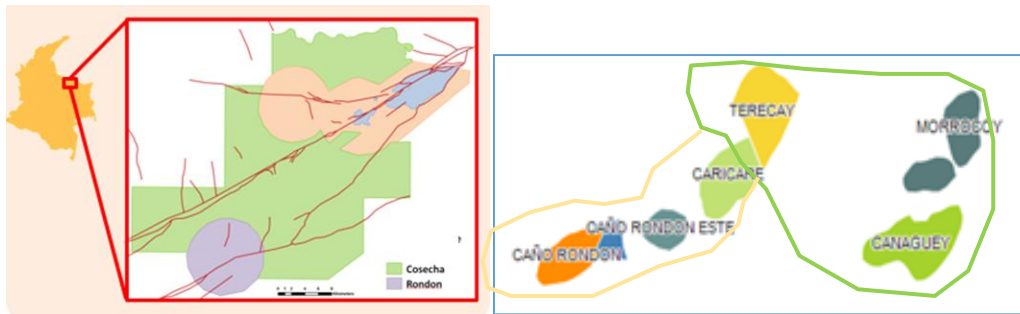


Figura 14. Ubicación campos de estudio.



Figura 15. Estado del área de estudio

Como se observa en la figura 15, los cortes de agua de los pozos de este estudio que para este caso se centrara en los 24 pozos inactivos están alrededor de en un 98,5% con tasas de producción de agua mayores a 8,000 BAPD. Con el fin de optimizar el manejo de agua producida, estos pozos son cerrados temporalmente debido al alto corte de agua que presentan, dejando una producción de aceite sin recuperar por la limitación actual en las facilidades de superficie. De acuerdo al reporte de producción mensual de Octubre de 2019, los contratos Rondón y Cosecha producen una tasa promedio de 19,700 BPPD y 240,000 BAPD.

Es importante recordar que los yacimientos tienen un empuje de acuífero activo de fondo, es decir, las arenas productoras son de gran espesor con suficiente permeabilidad vertical, tal que el agua puede moverse verticalmente y un empuje lateral, que indica, que el agua en estas arenas se mueve hacia el yacimiento desde los lados con una buena permeabilidad horizontal.

Hay que mencionar además, que en el área de estudio se cuenta con información de corazón tomado en el campo Caño Rondón, cuya información fue de gran utilidad para tener un portafolio de oportunidades en los pozos activos a nivel del cretáceo, esta unidad ha sido poco probada en los campos debido a la cercanía al contacto agua petróleo que hacen que los pozos productores presenten alta producción de fluidos y cortes de agua elevados (mayores al 98%). De manera que con este estudio se pretende implementar la tecnología seleccionada la cual permita realizar trabajos ya sea correctivo o preventivo en los pozos activos y de esta forma retrasar la entrada del agua. En la Figura 16, se compara la información obtenida a partir del corazón con registro de pozo.

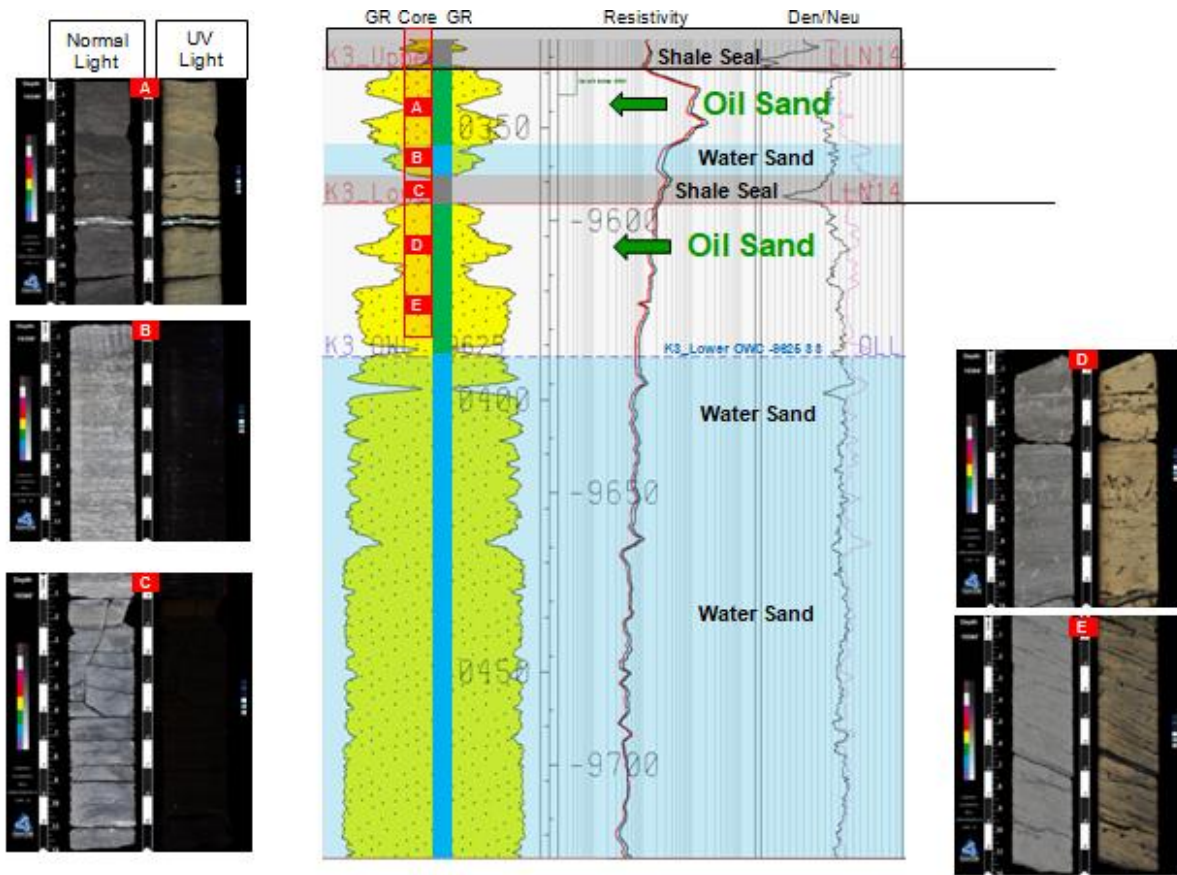


Figura 16. Resultados del corazón del campo de estudio. Tomado de la presentación del análisis del corazón, Oxy 2014

Afortunadamente se cuenta con información histórica y confiable de producción para los 24 pozos inactivos, la cual se utilizó como punto de partida para diagnosticar el mecanismo de producción de agua en los pozos mediante el uso de las gráficas de Chan y con base en esta información elegir un adecuado procedimiento para controlar el agua presente en los yacimientos, por lo tanto, el diagnóstico obtenido de los pozos es importante para:

- Identificar los pozos candidatos para el control de agua
- Determinar el origen del problema y elegir la tecnología más apropiada para reducir los volúmenes de producción de agua en fondo

- Implementar adecuadamente el tratamiento una vez determinado el punto de entrada de agua en el pozo

Mediante el análisis de las gráficas y usando la metodología de las curvas de Chan, para la mayoría de los pozos los resultados obtenidos mostraron claramente que se trata de un problema de conificación, 9 pozos que presentan diagnóstico de canalización, 3 pozos son no económicos y solamente un pozo presenta problemas de integridad en el revestimiento.

Los resultados de todos los 24 pozos se correlacionaron con los registros eléctricos con el fin de verificar su coherencia. Todos los pozos fueron analizados como se mencionó anteriormente, sin embargo, para efectos prácticos no se incluyen todas las gráficas de los pozos con sus respectivos registros. En la Tabla 4, se resume el diagnóstico de los pozos de estudio.

Tabla 4.

Resumen del diagnóstico de los pozos de estudio.

CAMPO	DIAGNOSTICO / NUMERO DE POZOS			
	Conificación	Canalización	Integridad tubería	No económicos
Caricare	4	2		
Caño Rondón	1	2	1	
Canagüey	3	2		
Terecay	1			
Morrocoy	2	3		
Otros				3
Total	11	9	1	3

En la Figura 17 se presenta un diagrama de flujo sobre la metodología de diagnóstico aplicada a todos los pozos del área con el fin de identificar claramente el problema. Esta metodología

incorporó información histórica de producción, estados mecánicos, registros de pozo y por último las gráficas de Chan que interpretan el comportamiento de la relación agua petróleo y la derivada de esta relación con respecto al tiempo, asociándolo a un mecanismo de entrada de agua.

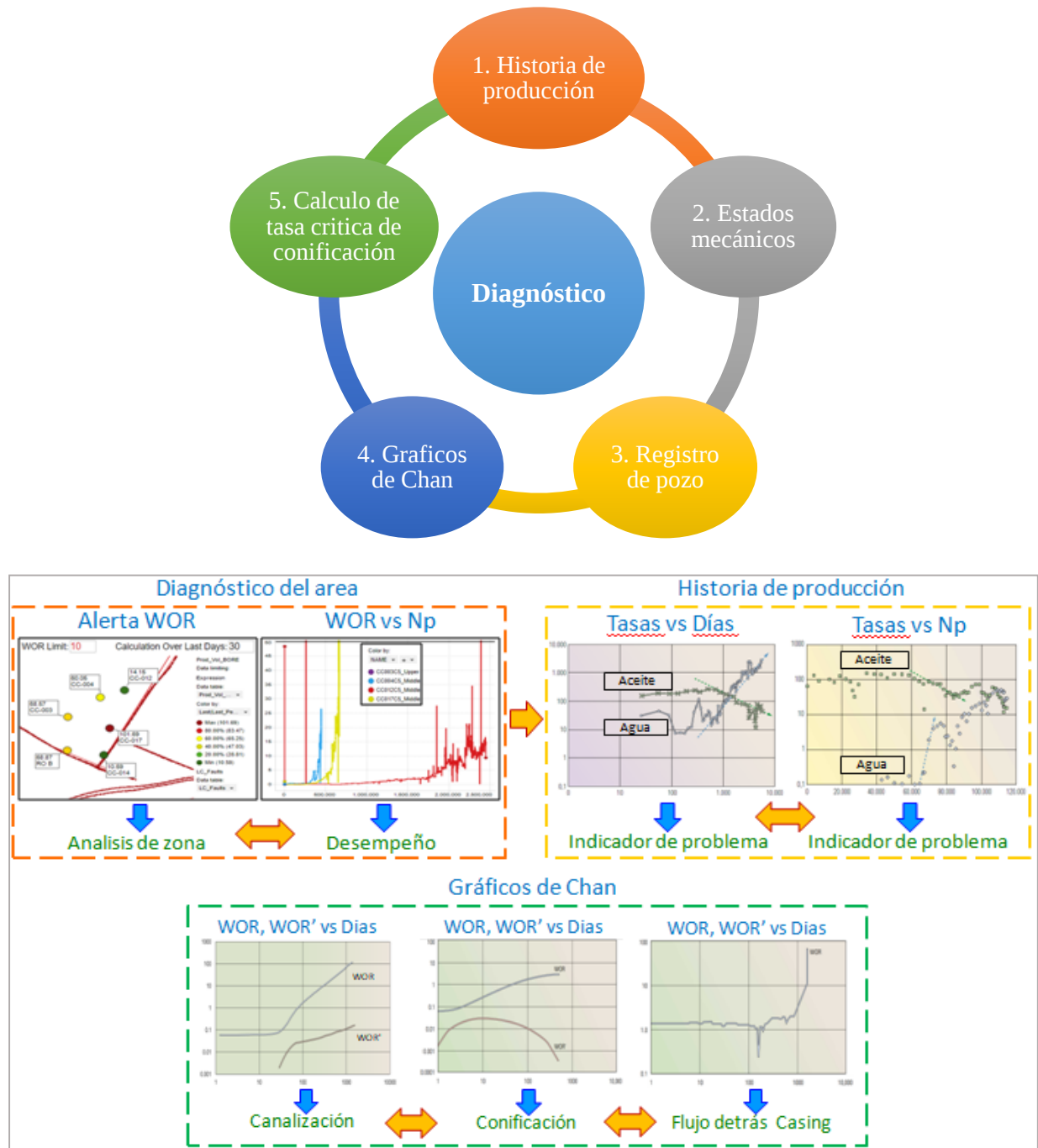
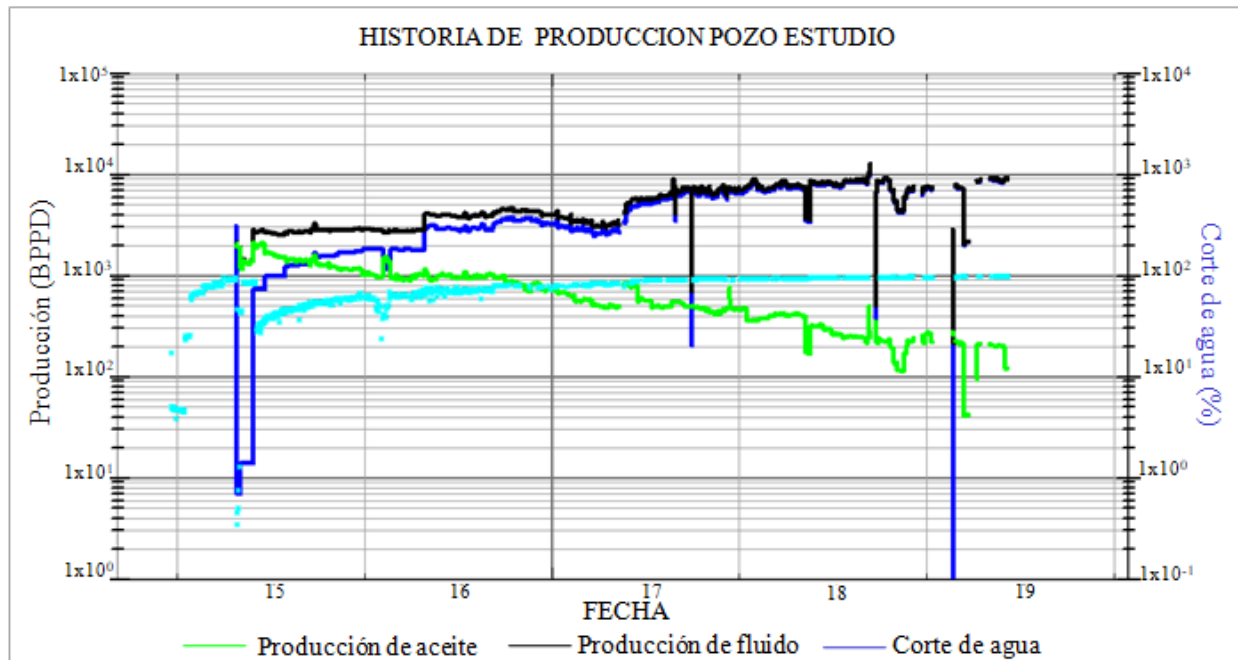


Figura 17. Diagrama de flujo sobre la metodología de diagnóstico.

Para la mayoría de los pozos se obtuvieron resultados como el que se muestra en la figura 18 donde se ve claramente que, según la metodología, se trata de un problema de conificación. Los resultados de todos los pozos se correlacionaron con los registros eléctricos para verificar su coherencia. La figura 18, muestra esta interpretación para el mismo pozo al que le pertenece su análisis, como se puede observar en el registro; el contacto agua aceite se encuentra muy cerca del intervalo cañoneado y la arena muestra alta homogeneidad con buenas propiedades petrofísicas sin presencia de barreras impermeables; es bastante factible que al poner en producción el pozo, al poco tiempo se genere un desplazamiento vertical del contacto agua aceite formando el fenómeno de conificación, el cual es la causa dominante en los pozos productores según lo observado en la tabla 4.



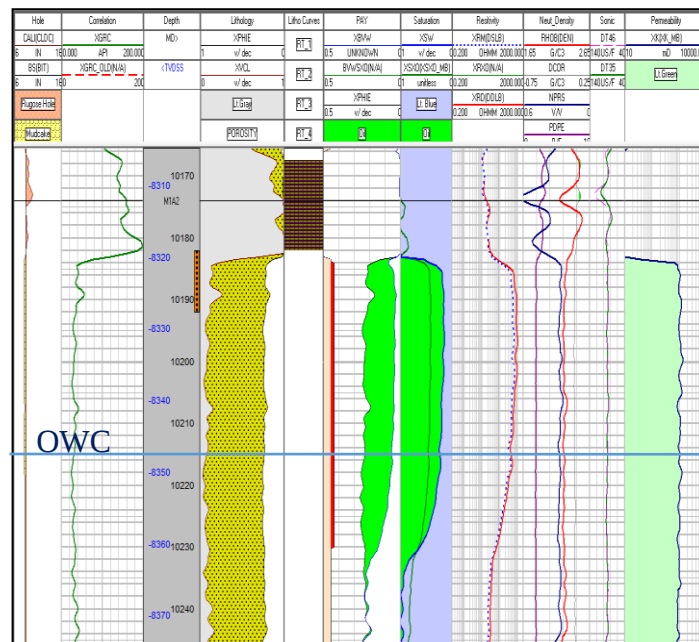
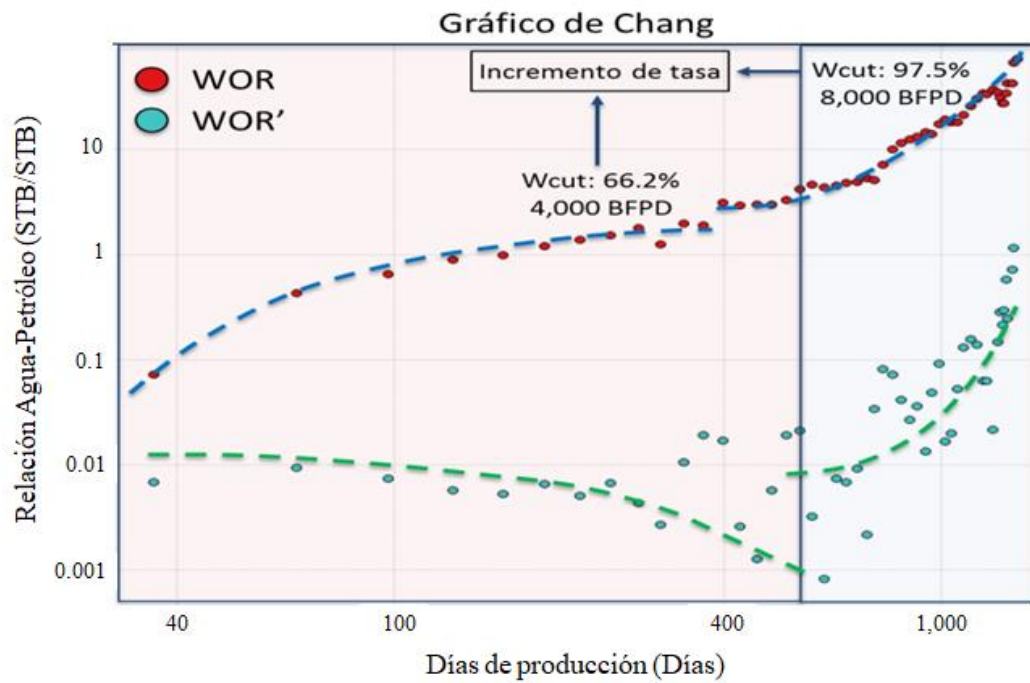


Figura 18. Resultados de la gráfica de producción, curvas de Chan y registro eléctrico de un pozo de estudio

Si los intervalos perforados ya se encuentran lo más alejado posible de la zona de agua, el factor que se puede modificar directamente evitando la conificación, es la caída de presión involucrando una variable denominada tasa crítica.

Una vez analizados los 24 pozos del área de estudio con base en las gráficas diagnóstico de producción, se procede en los siguientes capítulos a realizar el estudio de mercado, la evaluación de las tecnologías y por ultimo definir los parámetros de selección. Esto únicamente va a abarcar los pozos que presentan un problema de conificación para la primera etapa ya que es el problema que predomina en los campos de este estudio.

2.5.1 Solución a la conificación

La tasa crítica se conoce como el máximo caudal que puede producir un pozo sin generar problemas de conificación, a menudo es demasiado baja para que resulte económica; producir por debajo de esta tasa crítica corresponde entonces a la única solución a la conificación.

Para determinar la tasa crítica de producción existen en la literatura diferentes correlaciones basadas en propiedades del yacimiento y propiedades de los fluidos; a continuación se mostraran las correlaciones más usadas en la industria para calcular esta variable.

- Método de Craft & Hawkins (1959), presentaron una correlación de baja precisión, porque no considera la diferencia de densidades para agua y aceite, adicionalmente asume un yacimiento isotrópico donde la relación $K_v=K_h$. La Ecuación 1 describe este método.

$$q_c = \frac{0,007078 k_o h (P_{ws} - P_{wf})}{u_o B_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} * PR$$

$$\text{donde, } PR = b\left(1 + 7 \frac{\sqrt{r}}{2bh}\right) * \cos(90b) \quad (1)$$

- Método de Meyer Garder & Pirson (1954, 1977), en su aproximación analítica asumen un yacimiento homogéneo con una permeabilidad uniforme, donde la relación $K_v=Kh$; la distribución de potencial en la fase petróleo no es influenciada por la forma del cono y finalmente la tasa crítica es determinada cuando el cono de agua alcanza el fondo del pozo. La Ecuación 2 describe este método.

$$q_o = 0.001535 * \frac{\rho_w - \rho_o}{\ln(r_e/r_w)} * \left(\frac{k_o}{\mu_o B_o} \right) * (h^2 - h_p^2) \quad (2)$$

- Método de Chaperon (1986), este método supone que el intervalo perforado es muy pequeño comparado con la altura del yacimiento. La Ecuación 3 describe este método.

$$q_o = \frac{k_h * h^2}{2046 * B_o * \mu_o} * [\Delta\rho] * q_c^* \quad (3)$$

- Método Gou Lee (1993), esta solución analítica tiene en cuenta el intervalo perforado en el yacimiento, para pozos que presentan caño neo al tope de la arena.

$$q_c = \frac{0.007078 k_v \Delta g}{u} * (re - \sqrt{re^2 - re(h - L)^2}) * \left(\frac{K_v}{\sqrt{kh^2 + kv^2}} + \frac{L((1/r_w - 1/re))}{\ln(re/r_w)} \right) \quad (4)$$

- Método de Schols (1976), propuso una correlación empírica basado en experimentos realizados en modelos de Hele-Shaw. La Ecuación 5 describe este método.

$$q_o = \frac{(\rho_w - \rho_o) * k_o * (h^2 - h_p^2)}{2049 * \mu_o * B_o} * \left[0.432 + \frac{\pi}{\ln(r_e/r_w)} \right] * [h/r_e]^{0.14} \quad (5)$$

- Método de Hoyland, Papatzacos & Skjaeveland (1989), las correlaciones de este método están basadas en más de 50 tasas críticas determinadas, usando un modelo de reservorio numérico, presentaron ecuación para un yacimiento isotrópico y anisotrópico. La Ecuación 6 describe el método isotrópico y la Ecuación 7 describe el método anisotrópico.

$$q_o = \frac{k_o * (\rho_w - \rho_o)}{173.35 * B_o * \mu_o} * \left[1 - \left(\frac{h_p}{h} \right)^2 \right]^{1.325} * h^{2.238} * [\ln(r_e)]^{-1.990} \quad (6)$$

$$q_{oD} = \frac{651.4 * \mu_o * B_o * q_o}{h^2 * (\rho_w - \rho_o) * k_h} \quad r_{eD} = \frac{r_e}{h} \sqrt{\frac{k_v}{k_h}}$$

Con el objetivo de determinar la tasa crítica para el caso particular del área de interés, se emplearon algunas correlaciones reemplazando las variables con propiedades promedio del yacimiento y los fluidos presentes en las arenas productores (Carbonera Superior, Carbonera Inferior y Cretáceo), los resultados obtenidos se presentan en la tabla 5.

Tabla 5.

Tasa critica de conificación para el área de estudio

Método	Tasa critica de conificación STB/D		
	Carbonera Superior	Carbonera Inferior	Cretáceo
1. Meyer, Garner & Pirson	97	32	42
2. Chaperon's	23	14	16
3. Schols	126	41	53
4. Hoyland, Paptzacos & Skjaeveland	140	36	49
5. Gou Lee.	70	136	258
Condiciones actuales	1,500	8,000	5,000

La anterior tabla muestra que las tasas críticas para cada formación productora son pequeñas en comparación con las tasas a las que actualmente producen los pozos completados en esas

arenas (última fila); según estos resultados, la solución a la conificación para los pozos es económicamente imposible ya que reducir las tasas de producción a una centésima parte de la producción actual acabaría con la rentabilidad económica de los campos.

2.5.2 Métodos para controlar la producción de agua en fondo por Water Shut Off (WSO). Luego de conocer que la conificación es un problema evidente en el área de estudio y con el cual se debe convivir, existen técnicas que permiten mitigar o controlar su efecto en la producción de los pozos, que pueden variar desde soluciones mecánicas y químicas que son relativamente a bajo costo, hasta las más complejas y costosas como lo son de completamientos o trabajos posteriores. Hoy en día, además de las soluciones tradicionales también existen métodos nuevos, innovadores y convenientes desde el punto de vista económico para los problemas de control de agua.

En la siguiente tabla, se encuentra un resumen de los métodos mecánicos y químicos que se pueden encontrar en la industria para el problema de producción de agua.

Tabla 6.

Resumen de los métodos mecánicos y químicos para control de agua

Water Shut Off Métodos	
Químicos	Mecánicos
Cemento, arena, carbonato de calcio	Empaques, tapones permanentes, parches
Modificadores de permeabilidad relativa (RPM)	Perforación infill
Geles, resinas	Abandono de pozos
Espumas, emulsiones, partículas, precipitados, microorganismos	Control del patrón de flujo
Polímero/movilidad-control	Pozos horizontales

Nota: Métodos mecánicos y químicos. Adaptado de "A strategy for attacking excess water production". SPE Production&Facilities. New México, 2003.

Los métodos mecánicos para el control de agua, generalmente bloquean o restringen el flujo de los fluidos dentro del pozo. Las ventajas que proporcionan es que, son fáciles de instalar, removibles y el riesgo de dañar la formación disminuye. En muchos problemas que ocurren en las cercanías del pozo, como la filtración de agua a través del revestimiento, flujo de agua detrás del revestimiento, elevación del agua de fondo y entrada de agua desde las capas inundadas sin flujo cruzado, pueden aplicarse tapones mecánicos o inflables.

Finalmente la forma más común de controlar la entrada de agua al pozo es mediante la realización de trabajos de cementación forzada (squeeze). Este método consiste en colocar una lechada de cemento en un juego de perforaciones, canales detrás del revestimiento, bajo suficiente presión diferencial para colocarla antes de fraguar; para tener éxito en el aislamiento de una zona se debe tener presente la presión del yacimiento y la presión de fracturamiento que tienen las rocas, lo que permitirá diseñar un trabajo de cementación adecuado para el yacimiento.

En los campos de este estudio, la cementación forzada ha sido uno de los métodos más usados para el control de entrada de agua al pozo.

Los métodos químicos para el control de agua tienen como principal objetivo reducir el flujo de agua dentro del yacimiento a través de la penetración de fluidos en la formación y alterar el flujo cerca a la cara del pozo. Los tratamientos químicos requieren de una colocación precisa del fluido.

En el siguiente capítulo se describirá más al detalle la tecnología de los geles y su aplicación.

3. Estudio de mercado y evaluación de tecnologías de control de agua

En el capítulo anterior se determinó mediante las gráficas logarítmicas de la relación de agua y aceite contra el tiempo que el mecanismo de producción de agua en el yacimiento predominante es la conificación y posteriormente la canalización, el diagnóstico de conificación es considerado en la industria del petróleo como el problema más complejo de tratar. Este mecanismo de entrada de agua se da cuando están presentes los siguientes factores:

- La cercanía del contacto agua aceite a la zona perforada
- Permeabilidad vertical relativamente alta
- Altas caídas de presión.

Definido que la conificación es el problema principal presente en la mayoría de los pozos cerrados temporalmente en el área de este estudio, se comenzó la búsqueda de información de la tecnología apropiada y aplicable al yacimiento, se realizaron consultas técnicas a expertos (Halliburton, Nalco y Poweltec) con el fin de conocer los principios, la metodología, fichas técnicas de los geles que se encuentran en el mercado y el funcionamiento de las tecnologías para la reducción de los volúmenes de producción de agua.

Adicionalmente se determinaron los parámetros cruciales y el rango que estos deben tener con base en experiencias de nuestro campo productor y en campos análogos en donde ya se han implementado técnicas para el control de producción de agua en fondo de pozo.

Dentro de los métodos más comunes de uso se tienen los de cierre Water Shut Off (WSO), los cuales en el capítulo dos se describieron al detalle. Cada una de las compañías invitadas llegó a la conclusión que los métodos mecánicos son más conocidos por ser adecuados con problemas relacionados con el wellbore y los métodos químicos a pesar de su efectividad ofrecen variadas

alternativas que deben ser seleccionadas de manera cuidadosa con el fin de evitar futuros daños a la formación debido a la interacción de estos con los diferentes componentes del yacimiento.

Con base en lo anterior cada una de las empresas invitadas llegó a la conclusión que la solución más apropiada para el control de agua en fondo para los pozos de estos campos con base en las características del yacimiento, es mediante los métodos de Water Shut Off (WSO) por consiguiente se realizó un análisis que involucró la descripción de las soluciones mediante estos métodos y se revisaron los casos exitosos de aplicación cuyas analogías fueran significativas.

3.1 Experiencias de campo casos con la tecnología Water Shut Off

El estudio de las experiencias de campo incluye la información de las características de yacimiento, identificación del problema e información sobre el proceso de diseño y resultados de la aplicación; la información obtenida para las experiencias que más contribuyeron se encuentran resumida en los anexos de este documento, la mayoría de la información fue obtenida de las publicaciones realizadas por las empresas de servicio que realizaron el tratamiento.

La referencia más importante que cabe la pena incluir dentro del cuerpo principal de este proyecto fue la aplicación de esta tecnología en el Campo Guafita y en el Campo Caño Rondón Este (uno de los campos de este estudio)

3.1.1 Campo Guafita – Venezuela. El campo Guafita está ubicado al sur de Venezuela limitando con el departamento de Arauca, Colombia y corresponde a la extensión del yacimiento de Llanos Norte hacia el área de Venezuela. El mecanismo de producción principal es un

acuífero activo fuerte, la presencia de este acuífero, la complejidad estructural, la diferencia de presión tan alta (Drawdown) y las altas productividades hace que el sistema de levantamiento artificial utilizado sean bombas electrosumergibles. El incremento drástico de la producción de agua y la relación alta de agua-petróleo causa un cierre prematuro en los pozos, razón por la cual implementaron la técnica de inyección de geles poliméricos. (Prado et al., 2005).

Descripción del yacimiento: El yacimiento produce un crudo de 28 °API, está localizado a una profundidad de 6,900 ft y consiste de un anticlinal buzando a 3° hacia el noroeste. El yacimiento está compuesto de areniscas con excelentes propiedades petrofísicas, porosidades promedio de 25% y una permeabilidad en el rango entre 500 y 3,000 mD. La presencia de arenas pobremente consolidadas causa problemas de producción de arena y hace necesario la implementación de completamientos con control de arena. El yacimiento ha sido producido desde 1984 y después de dos décadas la presión ha caído tan solo 150 psi como consecuencia del excelente mecanismo de empuje natural presente.

Identificación del problema: El primer paso fue realizar un análisis integrado del comportamiento de la producción de los pozos e incorporar los registros eléctricos y los registros de calidad del cemento con el fin de diagnosticar la naturaleza del problema de la excesiva producción de agua. Se detectaron dos causas de entrada del agua, la primera canalización en el tope de la arena como producto de la variación de la permeabilidad y la segunda conificación en el fondo donde la arena tiene una alta permeabilidad vertical, es más homogénea y estas cerca al contacto agua aceite. En la figura 19, se observa los registros de rayos gamma y resistividades para un pozo en el campo Guafita con el problema de canalización y en la Figura 20, se observa para un pozo con el problema de conificación.

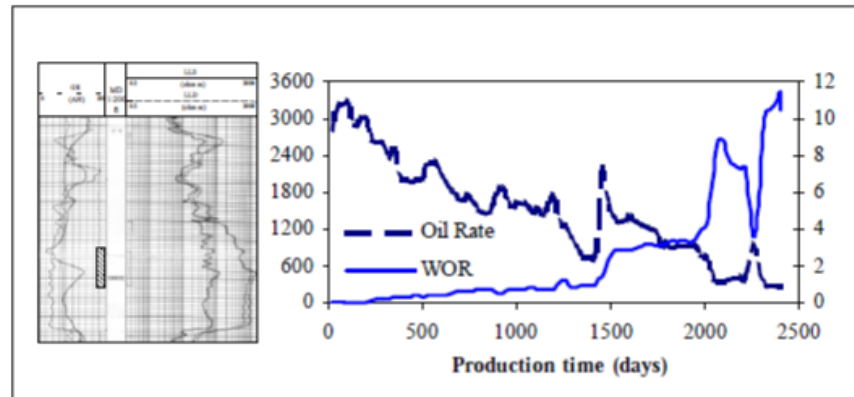


Figura 19. Registros eléctricos y producción de un pozo con problemas de canalización. Adaptado de "Two different water shutoff applications in a poorly consolidated sandstone reservoir with strong waterdrive", de Prado, M., Palencia, J., Reyna, M., Fernandez, I., Espinoza, J., & Rauseo, O., 2005, SPE International Symposium on Oilfield Chemistry held.

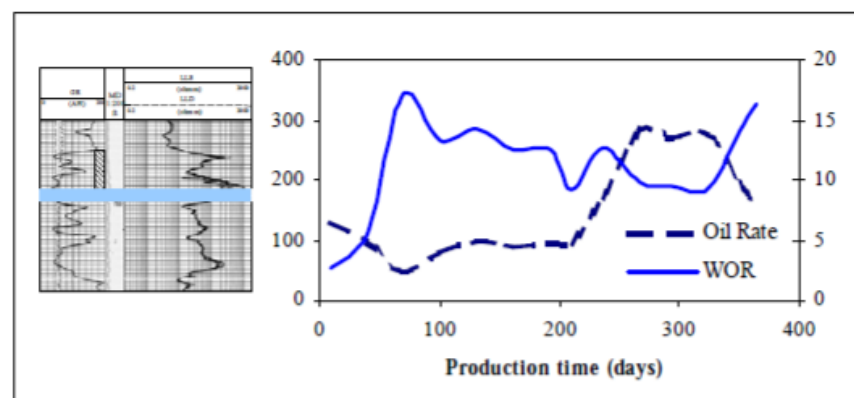


Figura 20. Registros eléctricos y producción de un pozo con problemas de conificación. Adaptado de "Two different water shutoff applications in a poorly consolidated sandstone reservoir with strong waterdrive", de Prado, M., Palencia, J., Reyna, M., Fernandez, I., Espinoza, J., & Rauseo, O., 2005, SPE International Symposium on Oilfield Chemistry held.

Diseño e implementación del tratamiento. De acuerdo con la identificación de los problemas, la empresa operadora del campo Guafita determinó que la inyección de geles sería la solución más apropiada para tratar tanto el problema de canalización como la conificación; los puntos críticos para esta decisión fueron las altas permeabilidades verticales, la poca consolidación de la

roca que genera cavernas que aumentan la comunicación vertical entre capas y el hecho de que la tecnología de geles a diferencia de muchas otras técnicas no tiene límite de penetración en el yacimiento, generando el taponamiento necesario para tratar el problema.

Por esta razón, una técnica preventiva similar a lo propuesto por Smith y Pirson (1963) fue la que recomendaron para el campo Guafita. Esta aplicación consiste en crear un disco de gel de alta penetración alrededor del pozo entre el contacto agua petróleo y el intervalo productor, con el propósito de retardar el proceso de conificación y extender la vida productiva del pozo.

Es importante mencionar que aunque se han obtenido casos exitosos empleando la tecnología de geles, muchos autores como Sydansky y Southell (1998), Bailey et al. (2000) y Seright, Land y Sydansky (2001) coinciden en que existe una probabilidad muy baja de éxito cuando se aplican tratamientos para corregir problemas asociados a conificación.

Para la selección de los pozos candidatos para implementar la tecnología en el campo Guafita se tuvo en cuenta tres características principales:

- Pozos con alto volumen de reservas remanentes: para tratar canalización se escogieron los pozos hacia el tope de la arena y para conificación se tomaron registros de relación carbón oxígeno para garantizar que la zona productora no estuviera drenada, esto fue aplicado tanto para tratamientos correctivos como preventivos.
- Pozos con activos con una relación agua aceite mayor a 4 y un índice de productividad mayor a 1BPD/psi, para tratamientos correctivos y pozos inactivos o activos con una tasa de aceite de 150 BFP para tratamientos preventivos.
- Pozos con excelente integridad mecánica.

Para la selección del tipo de gel a emplear se realizó teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

- Un gel de alta consistencia que resista a las características del acuífero, la alta permeabilidad, la pobre consolidación de la roca y la temperatura del yacimiento.
- Un gel que muestre tiempos de gelificación controlables.
- Un gel de bajo costo. El propósito del proyecto fue evaluar la tecnología con el objeto de extenderla a los demás pozos del campo, sobre todo teniendo en cuenta que por la porosidad y permeabilidad de la roca serán necesarios grandes volúmenes de tratamiento.
- Finalmente la compañía operadora selecciono un gel compuesto por polímeros termoestables y un entrecruzador orgánico al que se le realizaron pruebas de laboratorio verificando que cumpliera con las consideraciones anteriores.

Resultados. El tratamiento se realizó inicialmente en 5 pozos seleccionados según los criterios mencionados. Para los tratamientos de canalización, la inyección se realizó con aislamiento mecánico y para tratar la conificación utilizaron inyección dual para proteger la zona de petróleo. La implementación resulto exitosa con una significativa reducción de la producción de agua, como se observa en la Tabla 7.

Tabla 7.

Resultados del tratamiento.

	ANTES DEL TRATAMIENTO	DESPUES DEL TRATAMIENTO
BOPD	170	450
BWPD	2,710	50
WCUT (%)	94,1	10

Nota: Two different water shutoff applications in a poorly consolidated sandstone reservoir with strong waterdrive”, de Prado, M., Palencia, J., Reyna, M., Fernandez, I., Espinoza, J., &Rauseo. O., 2005, SPE International Symposium on Oilfield Chemistry held.

3.1.2 Campo Caño Rondón Este – Colombia. El campo Caño Rondo Este hace parte del contrato Rondón y está ubicado en la cuenca de los Llanos Orientales en el departamento de Arauca, Colombia. El mecanismo de producción principal es un acuífero activo fuerte, la presencia de este acuífero y las altas productividades hacen que el sistema de levantamiento artificial utilizado sean bombas electrosumergibles.

Descripción del yacimiento: El yacimiento produce un crudo de 30 °API, está localizado a una profundidad de 9,500 ft. El yacimiento está compuesto principalmente por areniscas, calizas y lutitas con excelentes propiedades petrofísicas, porosidades promedio de 22% y una permeabilidad en el rango entre 200 y 5,000 mD.

Identificación del problema: Se implementó el análisis de las gráficas de diagnóstico con el fin de identificar el problema en los pozos con alta producción de agua en fondo y cerrados temporalmente. De este análisis se detectaron dos causas de entrada del agua, la primera canalización en el tope de la arena y la segunda conificación en el fondo donde la arena tiene una alta permeabilidad vertical, es más homogénea y estas cerca al contacto agua aceite. En la figura 21, se observa los registros eléctricos y el diagnóstico de producción para el pozo seleccionado.

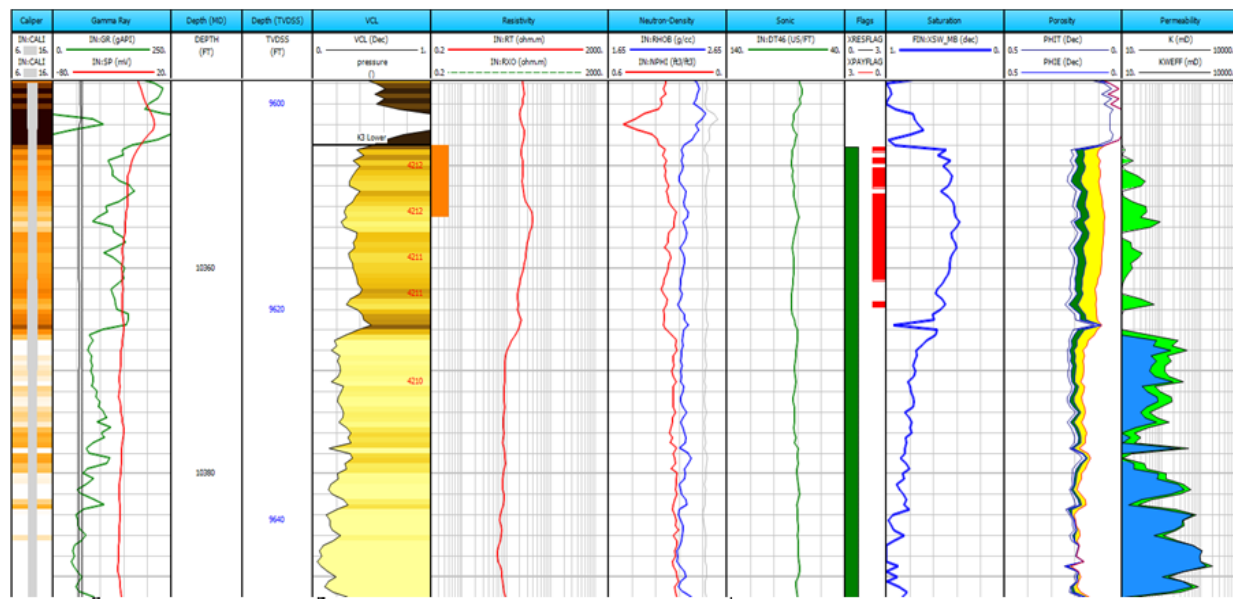
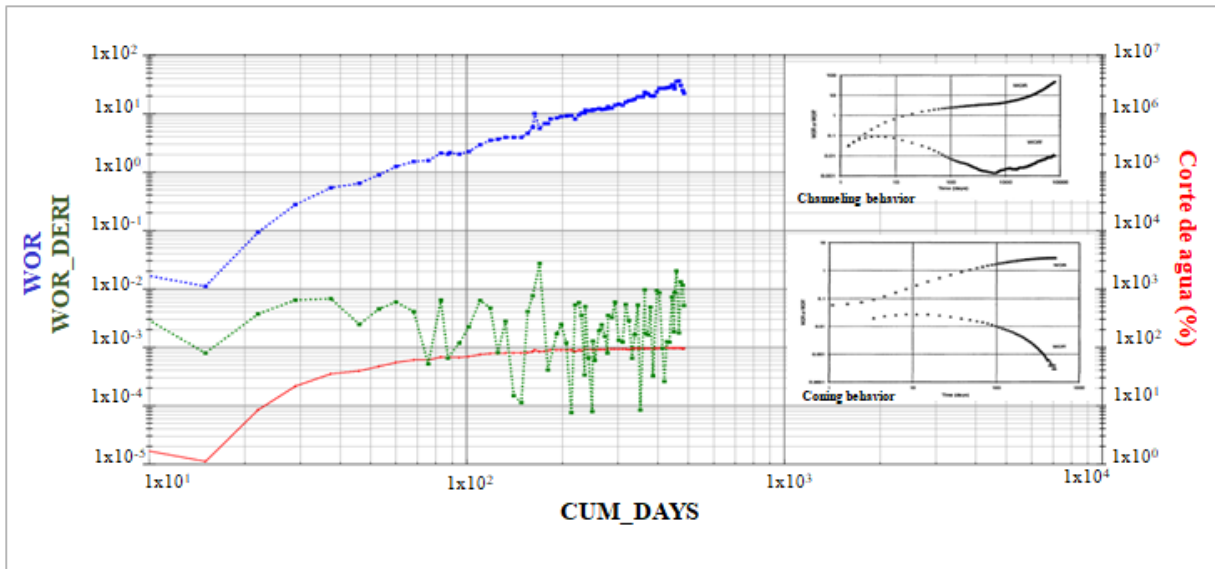


Figura 21. Registros eléctricos y diagnóstico de producción de un pozo con problemas de conificación

Diseño e implementación del tratamiento. Con base en la identificación del problema, la empresa operadora del campo determinó que la inyección de geles sería la solución más apropiada para tratar tanto el problema de canalización como la conificación.

La empresa LIPESA Internacional en alianza con el Instituto Francés del Petróleo fue la compañía encargada de implementar la tecnología de WaterShut off con microgeles o geles coloidales. Esta solución de tratamiento químico está dirigida a pozos productores donde se presente el problema de conificación por presencia de un acuífero activo de fondo. La roca debe ser humectada por agua para que la solución de microgel se adhiera a este tipo de roca formando una delgada película, muy estable en el tiempo, y permitiendo el paso preferencial de la fase hidrocarburo hacia las perforaciones del pozo.

Se inyectó un gel sellante ALP-43 entrecruzado, para aislar totalmente zonas de agua de alta permeabilidad en rocas humectadas por fase acuosa. Para la colocación de una barrera de gel sellante encima del contacto agua aceite, fue necesario confirmar el espaciamiento entre este contacto y el límite inferior del último intervalo perforado, una vez definido esto se requirió hacer un trabajo previo de cañoneo para 2 ft de espesor y la compañía según el diseño generado sugirió inyectar un volumen de gel de 20 barriles,

Resultados. El tratamiento se realizó en un pozo piloto del área mencionada. Se implementó inyección dual para proteger la zona de petróleo (inyectando salmuera en los intervalos productores y simultáneamente desplazando gel con aceite en el intervalo arriba del contacto) Los resultados del pozo no fueron exitosos, el cambio drástico en la relación agua aceite ocurrió en el día 20, cuando el agua sobrepasó el gel. En la Figura 22, se observa el resultado obtenido después de la inyección del gel y la Tabla 8, muestra los resultados del tratamiento.

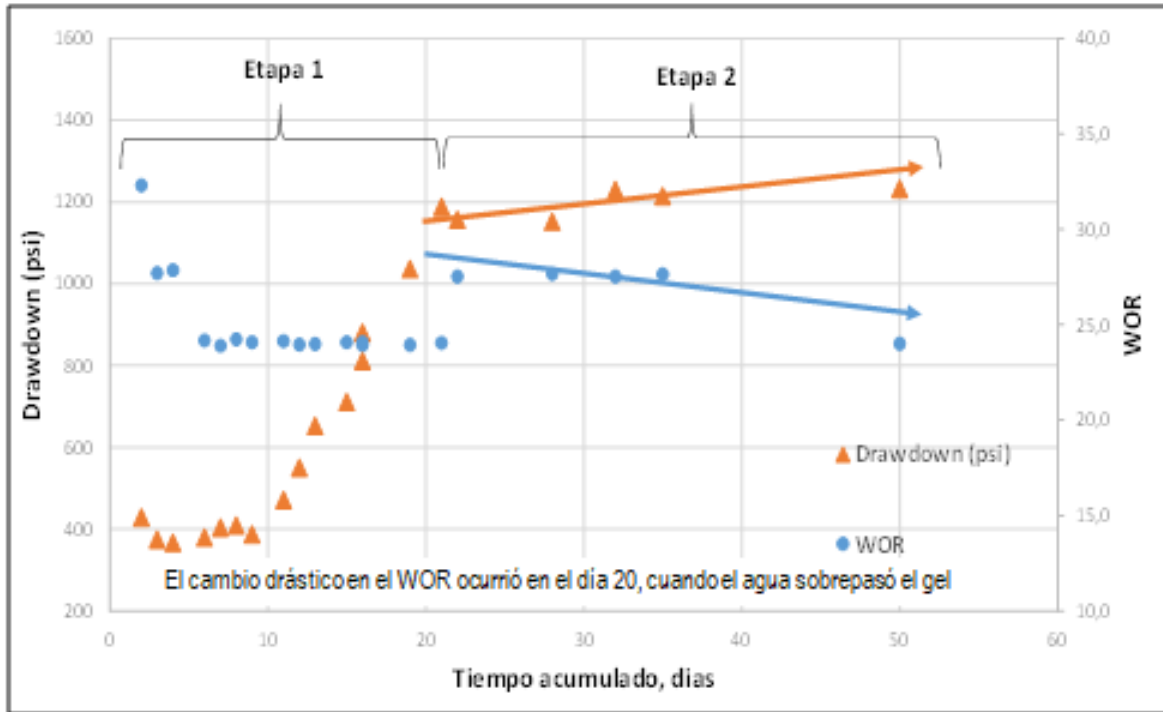


Figura 22. Resultados después de la inyección del gel

Tabla 8.

Resultados del tratamiento pozo piloto

	ANTES DEL TRATAMIENTO	DESPUES DEL TRATAMIENTO
BOPD	185	120
BWPD	5,100	3,880
WCUT (%)	96	97

Lecciones aprendidas. Como parte del análisis posterior al trabajo de inyección de gel y con base en los resultados obtenidos, la compañía operadora realizó un diagnóstico de las fallas ocurridas durante el proceso de inyección del gel. Los principales problemas iniciaron cuando se intentó inyectar en el intervalo a través de retenedor de cemento, el cálculo del volumen inyectado de gel no fue el adecuado para que generara una barrera que retrasara la producción de agua por más

tiempo. Tras revisiones posteriores se determinó que 2 ft de las perforaciones correspondían a arcillas, se recomendó entonces adicionar 2 ft en la sección inferior de la arena.

Teniendo en cuenta todos los inconvenientes operacionales y el deficiente diseño del volumen inyectado de gel, se recomendó por parte de la compañía operadora revisar con más detalles todos los procedimientos sugeridos por las empresas de servicios y realizar charlas operacionales sobre el trabajo a realizar en los pozos. Sin embargo esto no es una limitante para seguir implementando esta metodología en estos campos de estudio.

3.2 Especificaciones del método

Después de la revisión en la literatura de los casos de campo, se continuo con la revisión de las características y los rangos de operación de los geles que se encuentran en el mercado realizando consultas a las empresas Halliburton, Nalco y Poweltec, quienes en conjunto con la empresa operadora y basados en los análisis de yacimiento y los diagnósticos realizados a los pozos productores se llegó a la conclusión que los problemas de conificación en el área de estudio se pueden mitigar con la implementación de tecnología de Water Shut Off con el uso de geles poliméricos.

Una vez consultado a las empresas, se procedió a realizar un flujo de trabajo para la tecnología de geles poliméricos, ver la Figura 23 y posteriormente se revisó las fichas técnicas de los geles comerciales.

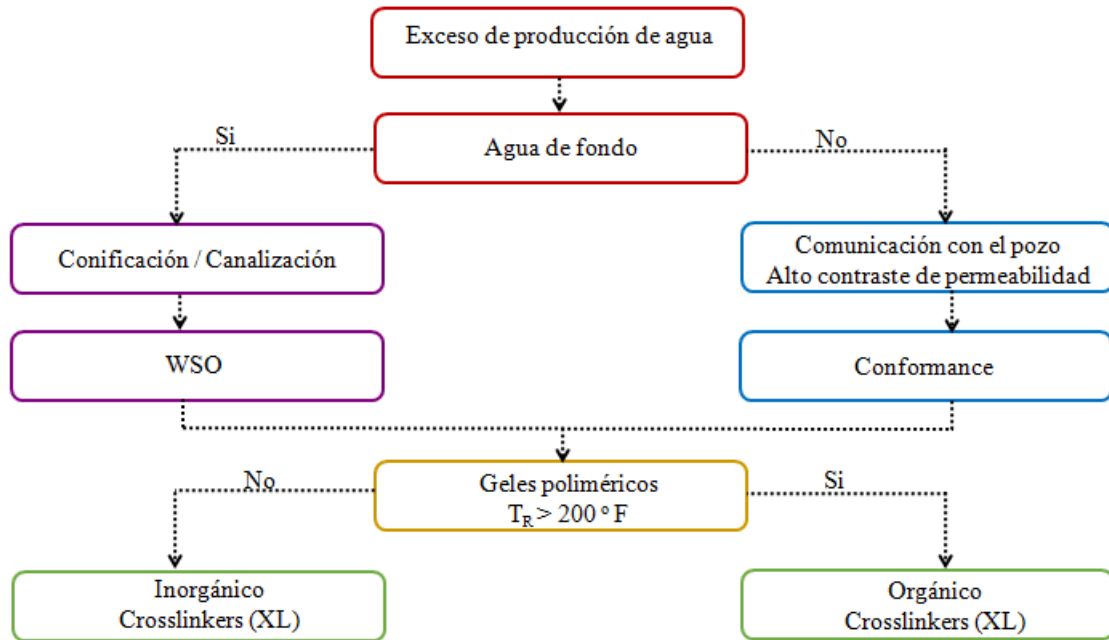


Figura 23. Flujo de trabajo para la tecnología de geles.

3.2.1 Fichas técnicas de los geles comerciales. La mayoría de los criterios de selección depende de las condiciones de operación que presentan los geles que se encuentran en el mercado; a continuación se presentan las principales características de los geles más usados en la industria.

- **Unogel.** Es un producto desarrollado por UNOCAL que permite colocar el gel en formaciones con condiciones de temperatura (WSO, Conformance 185° F <T_R< 300° F) extremadamente altas. Este gel emplea un sistema de reticulación orgánica especial que forma el gel con mayor lentitud a temperaturas elevadas. A temperaturas elevadas, los geles se forman a una velocidad lo suficientemente lenta como para permitir la colocación de grandes volúmenes en la formación. Cuando se usa en combinación con poliacrilamidas regulares parcialmente hidrolizadas, es posible tratar yacimientos de hasta 300 ° F. Este límite de temperatura puede ser mayor si se trabaja con polímeros especiales.

- **Marcit.** Esta tecnología fue desarrollada por la compañía Marathon con el objetivo de poder bloquear fracturas y arenas con altas permeabilidades que conducen el agua preferencialmente tanto en pozos productores como inyectoros. Primero, el entrecruzador no representa riesgo para el personal que manipula este producto en el campo; segundo, los geles son muy robustos, capaces de formarse en condiciones extremas de yacimientos, tales como altas concentraciones de H_2S , CO_2 , sólidos disueltos y temperaturas moderadas ($<200^{\circ}F$), y tercero, la mezcla y aplicación de estos productos (polímero y entrecruzador) en el campo, es directa.

Esta tecnología Marcit consiste en un gel formulado con un polímero aniónico de peso molecular medio, diseñado para reducir el flujo de agua en formaciones fracturadas o con permeabilidades elevadas ($>750mD$). Marcit reduce la permeabilidad en casos de conificación del agua, fracturas y canales de alta permeabilidad conectadas a un acuífero de fondo activo.

- **Maraseal.** Este gel esta formulado con altas concentraciones de un polímero aniónico reticulado de bajo peso molecular que penetra en la roca matriz para lograr un cierre completo del área contactada, Penetra en los poros de la matriz y en las fracturas más pequeñas hasta cerrar por completo el flujo de líquido en el intervalo tratado, reduciendo la permeabilidad. El gel forma un compuesto similar a una goma, que resulta estable en las condiciones más severas de la formación. Se ha demostrado que este gel es lo suficientemente fuerte como para resistir presiones diferenciales superiores a 2000 psi. Este gel permite corregir fallas en la cementación, sellar perforaciones y fracturas en zona de agua y sellar comunicaciones detrás de revestidor.

Maraseal muestra una estabilidad y duración comprobada, pudiéndose colocar en presencia de H_2S , CO_2 y en una amplia variedad de entornos de pH. Se dispone de versiones del sistema de gel, para aplicaciones en bajas temperaturas, menores a 141°F y altas temperaturas, 141°F a 260°F. El tiempo de acción del gel se puede adaptar fácilmente para cumplir con las condiciones exactas del pozo y controlar el tiempo de gelificación.

La aplicación de cada uno de ellos depende de las características del yacimiento, diseño y la optimización de la aplicación. A continuación, se encuentra un resumen sobre los geles más usados en la industria del petróleo con su correspondiente aplicación. La tabla 9 resume las características de los geles.

Tabla 9.

Geles comerciales y su aplicación.

TECNOLOGIA	APLICACION
MARCIT	WSO, Conformance $T_R < 210^\circ F$
UNOGEL	WSO, Conformance $185^\circ F < T_R < 300^\circ F$ >20,000 ppm
CAPIT	Aislamiento de zona - combinada con WSO
MARASEAL	Completo para shut off, abandono de pozo
ACCELERATED GEL	Remediación de pozo Requiere pruebas de laboratorio

3.3 Resultados esperados en los pozos elegidos para la aplicación del tratamiento

De manera inherente al reducir el corte de agua se logra un incremento en la producción de petróleo, pero puede darse el caso que se logre reducir el corte de agua y mantener la producción

de petróleo anterior o el peor de los casos reducir el corte de agua y también petróleo. Los resultados esperados teniendo en cuenta los casos históricos y los trabajos ejecutados por las compañías de servicios en varios campos, son reducir el corte de agua actual de los pozos en un 40-60% aplicando algún tratamiento químico.

3.3.1 Duración del tratamiento. Un mismo tratamiento puede variar de un pozo a otro debido a que las condiciones cambian con el tiempo afectando la efectividad del tratamiento. Algunas condiciones que pueden tener efecto adverso en los sistemas de control de agua son las saturaciones de fluidos, humectabilidad del yacimiento, salinidad y pH.

De acuerdo a la literatura, con la aplicación de químicos se estima un promedio de durabilidad de 7 meses el cual va a depender del manejo del yacimiento.

3.3.2 Riesgos en los trabajos. Considerando el criterio de que todos los pozos de un mismo campo se comportan de distinta manera, puede darse el caso en el cual, el tratamiento para controlar el agua producida fracase en un pozo, pero quizá en otro pozo se logre excelentes resultados aplicando el mismo tratamiento. Es así que no tomar en cuenta el tiempo de vida, disminución del intervalo de producción, comportamiento esperado y características propias del pozo conllevaría en primer lugar a la mala elección del tratamiento y consecuentemente fracaso del trabajo.

De manera general puede ser que los resultados esperados no se cumplan, pero no existe razón suficiente para no intentar y probar para verificar resultados.

4. Candidatos para la implementación de la tecnología Water Shut Off

Con la información obtenida en el capítulo anterior, y teniendo en cuenta que el método a implementar es de geles poliméricos, se procede a realizar un análisis rápido para descartar si la tecnología de geles se puede implementar o no en un pozo piloto perteneciente a un campo con determinadas características de yacimientos y producción, si la respuesta es factible, el paso a seguir como complemento de este proyecto es realizar un riguroso diseño mediante simulación que optimice el tratamiento de tal forma que se puedan obtener resultados representativos a nivel económico y del yacimiento.

En este caso, el beneficio de la aplicación de la tecnología de Water Shut Off (WSO) puede evaluarse de dos formas dependiendo de la necesidad de la compañía: por liberación de capacidad de tratamiento en superficie y por aumento de la producción de aceite diaria por pozo. Para este caso le estamos apuntando a las dos opciones mencionadas.

Es por esto que el objetivo de la realización de esta prueba en un pozo piloto es validar el funcionamiento de la tecnología y posteriormente implementarlo a los otros pozos del campo que presentan el mismo problema de exceso de producción de agua en fondo.

4.1 Criterios de selección

Para la implementación de la tecnología de WSO mediante la aplicación de geles sellantes, se realizó una revisión en la literatura teniendo en cuenta los casos de éxito y los de no éxito; adicionalmente se consultó con las compañías Halliburton, Poweltec y Nalco especialistas en

este tipo de tratamientos con el fin de encontrar un pozo piloto adecuado para implementar esta técnica que cumpla con las características y los rangos de operación de los geles.

Dentro de la lista de los 11 pozos analizados con diagnóstico de conificación y cerrados temporalmente por su alta producción de agua en fondo, se tuvo en cuenta los requisitos mencionados por las empresas para realizar una preselección del mejor pozo candidato a la implementación de esta tecnología. Los requerimientos tanto técnicos como económicos son:

Los parámetros técnicos de selección son:

- Diagnóstico de producción de entrada de agua, en el caso de estudio definido como conificación.
- Distribución de permeabilidad y porosidad
- Evaluación de los registros en hueco abierto
- Alta relación agua-petróleo
- Proximidad del contacto agua-aceite en los perforados
- Estado mecánico y registro de cementación.

Adicional a los parámetros técnicos, también se tuvo en cuenta los parámetros económicos para cada pozo, como:

- Reservas
- Buen potencial de producción de aceite
- Corte de agua superiores al 97%
- Producción de agua superiores a 5,000 BWPD (preferiblemente).

Estos criterios de selección tanto a nivel técnico como económico fueron requerimientos solicitados por las compañías de servicios con el fin de descartar inicialmente aquellos pre-

candidatos que no cumplen con alguna condición para un trabajo de Water Shut off (WSO) con geles durante esta primer etapa.

Con base en los requerimientos expuestos anteriormente cada compañía está en la capacidad de diseñar el tratamiento específico para cada pozo que sea candidato a un trabajo de control de agua en el medio poroso, siempre y cuando, se pueda realizar el diagnóstico requerido para esta técnica, ya que no se puede generalizar o estandarizar este tratamiento.

4.2 Aplicación de los criterios de selección e identificación de los pozos candidatos

Teniendo en cuenta las características del yacimiento es muy común que se considere apto para la implementación de la inyección de geles, pero esto no indica que aplique a todos los pozos del área de estudio.

En ciertos casos las técnicas de control de agua son descartadas porque las tecnologías se aplican en pozos que no cumplen con las especificaciones mencionadas anteriormente o porque son pozos que debido a la producción de agua elevada son candidatos a abandonar ya que su problema es muy crítico; en estos casos, las condiciones son muy pesimistas y se castiga la tecnología.

Como se mencionó en el capítulo dos, se realizó una selección de 11 pozos productores cerrados temporalmente con problemas asociados a conificación y candidatos a la implementación de la tecnología de inyección de geles. A cada uno de estos pozos se les evaluó los criterios de selección y cuando alguna de estas condiciones no se cumplía el pozo se debe descartar o analizar si existe alguna forma de solucionar el problema. El flujo de trabajo realizado en estos pozos se observa en la figura 24.

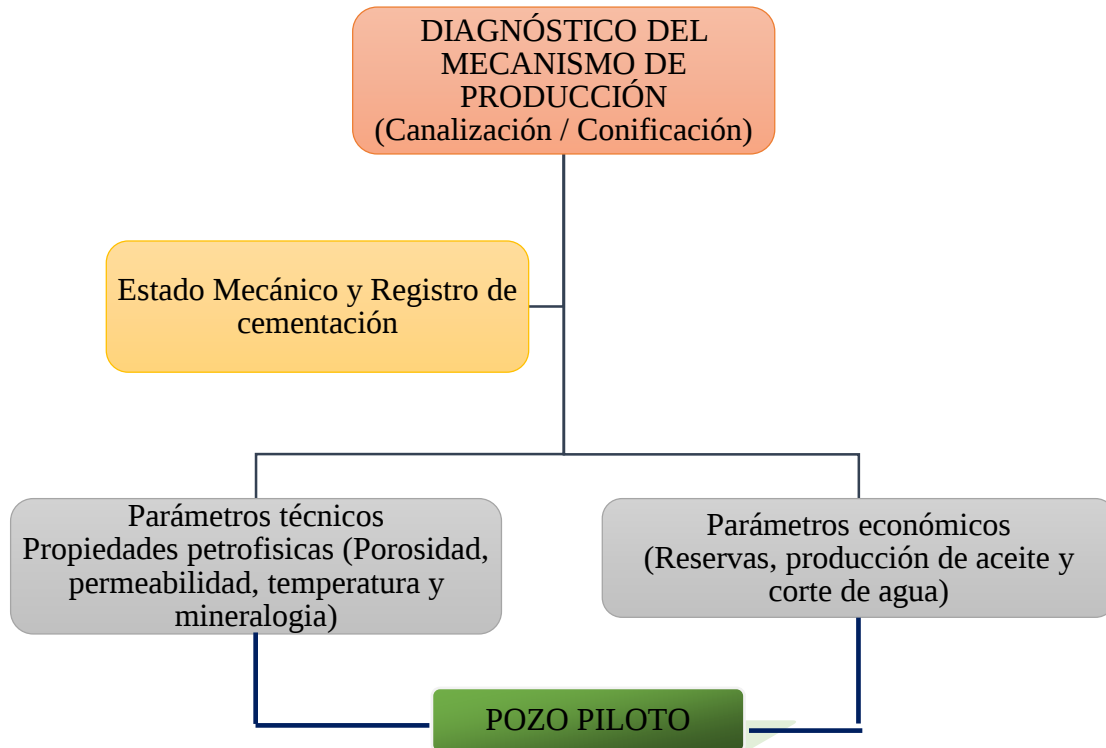


Figura 24. Metodología para la selección de pozos.

Es importante mencionar que como se pretende probar la tecnología, los parámetros de selección se manejaron de forma rigurosa buscando reducir el riesgo de la implementación y asegurar el éxito del trabajo.

De los 11 pozos que comprende el área de estudio y cuyo diagnóstico predominante es por conificación, un total de 2 pozos fueron seleccionados como candidatos que cumplieron con todos los requisitos técnicos y económicos para la aplicación del gel polimérico (pozos pilotos) durante la primera etapa, 3 pozos que presenta alta complejidad mecánica fueron descartados en esta etapa piloto, 2 pozos presentan un volumen de reservas marginal por lo que se dejaron para una evaluación más detallada y 4 pozos que debido a su alto corte de agua (>99% y baja tasa de

aceite) se propone realizar trabajos de aislamiento mecánico para aislar las unidades actuales y abrir otras arenas.

Con base en lo anterior fue posible realizar una priorización de todos los pozos para tener gran probabilidad de éxito en cada trabajo. La Tabla 10 muestra el resumen de los pozos candidatos con base en la selección técnica, económica y mecánica y la figura 25 muestra la ubicación de estos pozos en el área de estudio.

Tabla 10.

Resumen de los pozos candidatos con sus criterios de selección.

POZO	PETROLEO (BOPD)	FLUIDO (BFPD)	AGUA (BWPD)	Wcut	PARAMETROS TECNICOS	PARAMETROS ECONOMICOS	ESTADO MECANICO CEMENTACION
1	239,1	15940,0	15700,9	0,99	✓	✓	✓
2	151,6	5053,0	4901,4	0,97	✓	✓	✗
3	135,4	6771,0	6635,6	0,98	✓	✓	✗
4	131,2	8743,0	8611,9	0,98	✓	✓	✓
5	114,0	4559,0	4445,0	0,98	✓	✓	✗
6	24,0	5711,0	5687,0	1,00	✓	✗	✓
7	46,9	361,0	314,1	0,87	✓	✗	✓
8	34,6	3462,0	3427,4	0,99	✓	✗	✗
9	25,0	278,0	253,0	0,91	✓	✗	✗
10	15,3	1532,0	1516,7	0,99	✓	✗	✗
11	13,9	1389,0	1375,1	0,99	✓	✗	✗

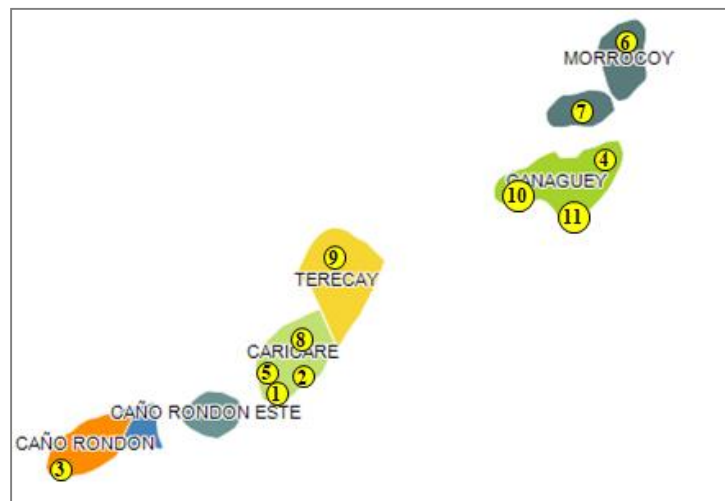


Figura 25. Ubicación de los pozos candidatos en el área de estudio.

4.2.1 Selección del pozo piloto. Para la selección de los pozos más apropiados para realizar la implementación de la prueba piloto durante la primera etapa con la tecnología de geles se tuvo en cuenta el flujo de trabajo mencionado en la figura 24 y los resultados de la tabla 10; comenzando

con un primer filtro relacionado con el estado mecánico para verificar que no se tuviera ningún problema mecánico y el registro de cementación porque han sido intervenidos pozos previamente por squeeze con cemento micro-fino, o muestran bajas a medias saturaciones encima del contacto agua-petróleo, respecto a otros mejores candidatos para la etapa piloto. De este filtro se obtuvieron 3 pozos.

El resto de pozos analizados pasaron por un segundo filtro teniendo en cuenta los parámetros técnicos y económicos, en este punto se da prioridad a los pozos que producen de una o más zonas productoras ya que suponen una producción elevada de agua. De este filtro se obtuvieron 6 pozos.

Todos estos pozos son de penetración parcial, lo cual causa un pseudo-skin, pero ayuda parcialmente al retraso de la conificación si hay bajo caída de presión. Esta configuración en el área de drenaje de cada pozo, permitirá colocar una barrera de gel sellante encima del contacto agua-aceite (WOC). Este practica de cañoneo parcial hacia el tope ha permitido a estos pozos que puedan contar con suficientes reservas remanentes para justificar su intervención para algún tipo de trabajo posterior.

Finalmente con base en todos los filtros realizados y mencionados durante el flujo de trabajo se llega a los pozos finales ya que cumplen con todas las condiciones técnicas y económicas para ser candidatos a trabajos de WSO con gel sellante en un intervalo por encima del contacto agua-aceite definido mediante los registros eléctricos de los pozos, por lo que se escoge los pozos objetivos. La tabla 11 muestra los pozos pilotos para el trabajo de WSO y la Figura 26, muestra la ubicación de los pozos seleccionados.

Tabla 11.

Pozos candidatos a la implementación de trabajos de WSO

POZO	PETROLEO (BOPD)	FLUIDO (BFPD)	AGUA (BWPD)	Wcut	PARAMETROS TECNICOS	PARAMETROS ECONOMICOS	ESTADO MECANICO CEMENTACION
1	239	15940,0	15700,9	0,99	✓	✓	✓
2	131	8743,0	8611,9	0,98	✓	✓	✓

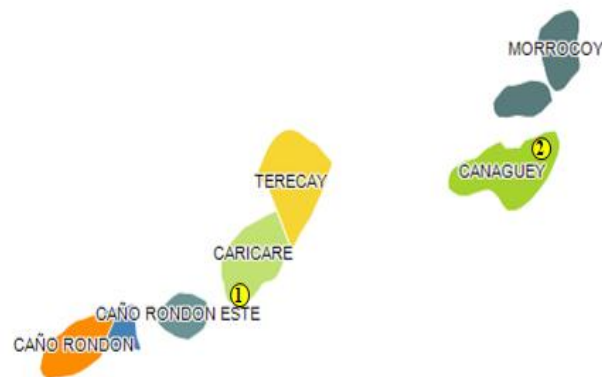


Figura 26. Ubicación de los dos pozos candidatos a la tecnología de WSO.

Así que, estos dos pozos seleccionados cumplen con todos los requisitos exigidos por las compañías de servicios y adicionalmente pasaron todos los filtros realizados internamente tanto a nivel técnico y económico por lo cual fueron postulados a trabajos de WSO con gel sellante durante esta primera etapa, el primer candidato para la implementación de esta tecnología es el pozo número dos ya que el tiempo de inactividad es superior a siete años y es necesario definir su intervención. Posteriormente y con base en los resultados se procederá con el siguiente pozo. La tabla 12, muestra el pozo seleccionado.

Tabla 12.

Pozo seleccionado a la tecnología de WSO

POZO	PETROLEO (BOPD)	FLUIDO (BFPD)	AGUA (BWPD)	Wcut	PARAMETROS TECNICOS	PARAMETROS ECONOMICOS	ESTADO MECANICO CEMENTACION
1	239	15940	15701	0,99	✓	✓	✓
2	131	8743	8612	0,98	✓	✓	✓

Por último, en la tabla 13 se observan las características más importantes para los 11 pozos analizados, que resumen las propiedades petrofísicas que fueron tenidas en cuenta para el desarrollo de este trabajo.

Tabla 13.

Tabla resumen de las características petrofísicas de los pozos de estudio

Pozo	Yacimiento	Permeabilidad (mD)	Porosidad (%)	Espesor Neto (pies)	Intervalo perforado (pies)	Temperatura (°F)
1	Carb. Inferior	880	24,5	20	19	212
2	Cretáceo	458	19,3	10	7	221
3	Cretáceo	1775	24,1	26	6	227
4	Carb. Inferior		21,1	50	10	212
5	Cretáceo	706	26,5	20	12	221
6	Carb. Inferior		18,3	26	20	212
7	Carb. Superior	707	23,5	14	12	212
8	Carb. Inferior	906	22,3	34	9	212
9	Cretáceo	400	20,0	14	12	227
10	Carb. Inferior		24,1	8	5	212
11	Carb. Inferior	511	20,1	12	7	212

4.2.2 Portafolio de oportunidades. De lograrse un éxito en esta etapa inicial con los pozos propuestos se podrá implementar una segunda etapa para los pozos activos cuya próxima intervención es un cambio de arena, o en pozos nuevos, donde los registros eléctricos muestran una acumulación de aceite recuperable en una arena muy masiva y con el contacto agua–aceite cerca a la base del intervalo, en la figura 27, se observa el registro de pozos candidatos a la segunda etapa. Estos trabajos a proponer serian preventivos. En la tabla 14, se observa un portafolio de oportunidades para trabajos preventivos en los pozos activos.

Tabla 14.

Portafolio de oportunidades para implementar la técnica de geles

FIELD	PORTAFOLIO DE OPORTUNIDADES
CARICARE	4
TERECAY	1

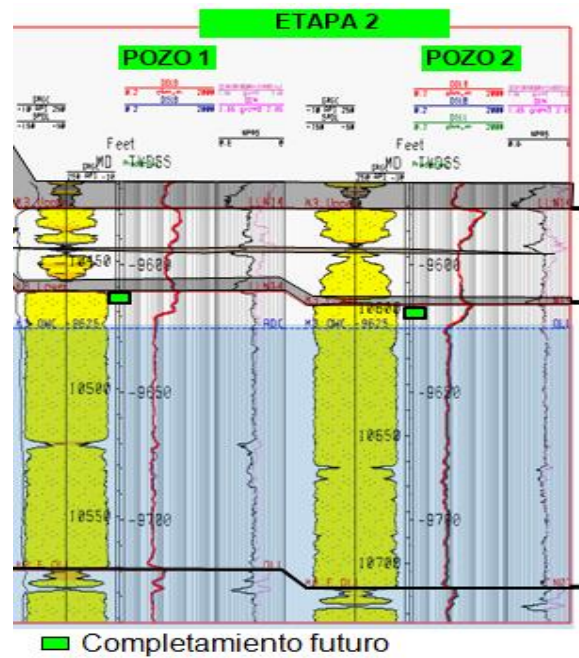


Figura 27. Registros de pozos con opción de trabajo preventivos. Tomado de la presentación de trabajos posteriores (Oxy, 2019) y modificado por el autor.

Por último el propósito de este proyecto es evaluar la tecnología de geles poliméricos con el fin de extenderla a los demás pozos del campo, por esta razón se debe tener en cuenta un producto cuya aplicación sea compatible con el yacimiento y cumpla con el objetivo de controlar la producción de agua a bajo costo y con excelentes resultados.

4.3 Beneficios de la aplicación de la tecnología de geles en los campos de estudio

Con el fin de controlar la producción de agua en fondo de los pozos productores, los principales beneficios que se obtienen en un tratamiento por Water Shut Off (WSO) son:

- Descongestionamiento de las facilidades de superficie en el campo: esto debido a la reducción del corte de agua asociado al fluido proveniente de los pozos productores.
- Incrementar la eficiencia de barrido en los yacimientos e incrementar el factor de recobro de petróleo.
- Reducción de los costos de tratamiento de agua y consumo de energía.
- Maximizar la producción de aceite y adicionar reservas en los campos maduros.

5. Conclusiones

El análisis integrado de la geología, las características del yacimiento, el comportamiento de la producción, la información suministrada por los registros eléctricos y el análisis con la metodología de las curvas de Chan, permitió diagnosticar que existen dos causas asociadas a la producción excesiva de agua en el campo que es la canalización y la conificación.

El problema de conificación es la principal causa de la excesiva producción de agua en los pozos productores del área de estudio.

La conificación, según los cálculos de tasa crítica, no se puede evitar desde el punto de vista económico; la tecnología de geles poliméricos es una técnica de control al problema de conificación que según este trabajo, es el mejor método que aplica en estos campos por las características del yacimiento.

De los casos documentados con la implementación de geles poliméricos y basados en las experiencias de las compañías consultadas con condiciones similares al campo de estudio, cuyo problema predominante es la conificación se evidencia reducciones de hasta un 70% en el corte de agua. En la totalidad de los casos se reporta un aumento en la producción de crudo.

Para la ejecución del piloto Water Shut Off (WSO) se identificaron 11 pozos, de los cuales 2 pozos fueron seleccionados para implementar la tecnología de geles poliméricos durante la primera fase, ya que cumplen con todas las condiciones técnicas y mecánicas requeridas por las compañías especialistas en este tipo de tratamiento.

El éxito de un buen tratamiento se verá reflejado en el incremento de la producción de aceite que tiene el pozo después de implementado dicho tratamiento que puede ser inmediatamente o después de varios meses dependiendo del volumen aplicado y de las propiedades del yacimiento.

La disminución del corte de agua en los pozos significa ahorrar costos por tratamiento de la misma en superficie, incluir producción de los pozos cerrados temporalmente y adicionar reservas.

6. Recomendaciones

Se recomienda considerar los pozos candidatos seleccionados para la aplicación de WSO durante una segunda etapa. En su mayoría, el problema inicial de la irrupción de agua en los pozos es la conificación, por lo que la inyección de geles sellantes y modificadores de permeabilidad relativa son métodos efectivos para la remediación del problema.

Se sugiere aplicar y probar los tratamientos disponibles en el mercado para comprobar la efectividad para controlar el agua, las reservas por recuperar en los pozos temporalmente cerrados hacen posible invertir en estudios que a futuro beneficiaran a la compañía.

Se recomienda realizar un proyecto piloto para evaluar esta tecnología con el objeto de incluirla como una práctica común para futuros trabajos de acondicionamiento (workovers) y completamientos iniciales.

Se recomienda como continuidad de este proyecto realizar análisis de laboratorio para determinar compatibilidad con los fluidos del yacimiento.

Se sugiere realizar modelos de simulación con el fin de validar la implementación de la tecnología de geles poliméricos en el campo.

Referencias Bibliográficas

- Arnold, R., Burnett, D., Elphick, J., Feeley, T., Galbrun, M., Jiang, Z., & Verbeek, P. (2004). Manejo de la producción de agua: de residuo a recurso. *Oilfield Review*, 16, 30-45.
- Bailey, B., Crabtree, M., Tyrie, J., Elphick, J., Kuchuk, F., Romano, C., & Roodhart, L. (2000). Control del agua. *Oilfield Review*, 12(1), 32-53.
- Chan, K. S. (1995, January). Water control diagnostic plots. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. Society of Petroleum Engineers.
- Prado, M., Palencia, J., Reyna, M., Fernandez, I., Espinoza, J., & Rauseo, O. (2005, January). Two different water shutoff applications in a poorly consolidated sandstone reservoir with strong waterdrive. In *SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*. Society of Petroleum Engineers.
- Seright, R. S., Lane, R. H., & Sydansk, R. D. (2003). A strategy for attacking excess water production. *SPE Production & Facilities*, 18(03), 158-169.
- Smith, C. R., & Pirson, S. J. (1963). Water coning control in oil wells by fluid injection. *Society of Petroleum Engineers Journal*, 3(04), 314-326.
- Surguchev, L. M. (1998, January). Water shut-off: simulation and laboratory evaluation. In *European Petroleum Conference*. Society of Petroleum Engineers.
- Sydansk, R. D., & Southwell, G. P. (2000, January). More than 12 years of experience with a successful conformance-control polymer gel technology. In *SPE/AAPG Western Regional Meeting*. Society of Petroleum Engineers.
- V Romero, C., Marin, A. B., Candiales, L. E., Mejias, O. J., Romero, E. J., Angulo, R. J., ... & Norman, C. (2003, January). Non-Selective Placement of a Polymer Gel Treatment to Improve Water Injection Profile and Sweep Efficiency in the Lagomar Field, Venezuela. In *International Symposium on Oilfield Chemistry*. Society of Petroleum Engineers.

Wouterlood, C., Falcigno, E., & Norman, C. (2002). Metodología y resultados de proyectos de inyección de geles para incrementar la recuperación en un reservorio heterogéneo y multicapa de la cuenca Neuquina de Argentina (Vol. 4). INGEPET-EXPL-3-CW.

Apéndices

Apéndice A: Campo Lagomar (Venezuela)

Características del campo. Lagomar está localizado en el norte del lago de Maracaibo; la parte del campo donde se realizó el proyecto de inyección de geles cubre un área de 65 Km² (16056 acres) y corresponde a un yacimiento muy heterogéneo formado por capas de arena durante el mioceno. Lagomar es un sistema deltaico confinado entre dos fallas en el sur y en el este y un contacto agua aceite en el este. En la tabla 15, se observan las propiedades más importantes.

Tabla 15.

Propiedades de campo Lagomar

Tipo de yacimiento	Arenas
Permeabilidad (mD)	58-1,815
Porosidad (%)	24
Temperatura (°F)	194
Presión original (psi)	3,172
Presión actual (psi)	1,000

Nota: Non-selective placement of a polymer gel treatment to improve water injection profile and sweep efficiency in the lagomar field, de Romero, C., Marin, A. B., Candiales, L. E., Mejias, O. J., Romero, E. J., Angulo, R. J., & Norman, C., 2003, SPE International Symposium on Oilfield Chemistry.

La producción de Lagomar empezó en 1954 y sufrió una rápida depleción llegando a la presión de burbuja en tan solo cuatro años. Desde entonces gas en solución fue el mecanismo de

producción primaria hasta 1962 cuando el proyecto de inyección de gas comenzó. Este proyecto presento pobres resultados debido a la fuerte canalización del gas, entonces en 1969 inicio el proyecto de inyección de agua con el objetivo de mejorar la producción.

Objetivo de la aplicación. La alta producción de agua en los campos de Venezuela llego hasta una relación de 5 barriles de agua por barril de petróleo y los factores de recobro de proyectos con estas características estaban un 10% por debajo del factor de recobro promedio de campos en estados unidos. Estos problemas llevaron a implementar inyección de geles tanto en pozos productores como inyectoros con el objetivo de disminuir la producción de agua y mejorar la eficiencia de barrido y así obtener mayores factores de recobro. El campo Lagomar sirvió como plataforma pionera para implementar pilotos de este tipo de tratamientos.

En Lagomar los altos cortes de agua debido a la heterogeneidad del yacimiento que produce la canalización de agua, han afectado la producción hasta el punto de forzar al cierre de varios pozos o a convertir estos en pozos inyectoros.

El objetivo de la inyección de geles en este caso fue el de probar esta técnica para la implementación en otros campos buscando mejorar la eficiencia de barrido para aumentar el factor de recobro y reducir costos operacionales en las facilidades de superficie empleadas para el tratamiento de grande volúmenes de agua.

Condiciones del proceso. De los siete bloques en los que está dividido el campo se buscó seleccionar uno para implementar el tratamiento; los criterios que se tuvieron en cuenta para la primera etapa de selección incluyen la historia de producción e inyección de cada bloque y los factores de recobro.

Se hizo un diagnóstico de los problemas presentes en el bloque y se encontró que en promedio, por 5 MBW inyectados se producen menos de 1 MBO. Un análisis de los perfiles de

inyección determinó que las arenas U2 y U3 presentan buenas propiedades petrofísicas con permeabilidades entre 866 y 508 en contraste con las arenas U1 donde el rango de permeabilidad está entre 200 y 300 mD.

Se determinó mediante pruebas de laboratorio inyectar 3,700 BBls de Marcit gel a una concentración de 6,000 ppm de polímero en el pozo inyector, después de que la inyección finalizó, el pozo fue cerrado por un periodo de 5 días y fue reabierto para controlar la presión.

Debido a los buenos resultados obtenidos, el piloto fue extendido a tres inyectores mas localizados en el sur del primer inyector seleccionado. Estos pozos fueron tratados con geles Marcit usando el mismo método de análisis del primer pozo inyector.

Problemas. Se presentaron problemas luego de la inyección debido al sistema de control de presión empleada; la presión de fractura excedido varias veces lo que ocasiono ligeras rupturas adicionales en la formación.

Resultados. Los resultados del tratamiento fueron evaluados con herramientas de registros de producción (PLT). Después de 5 meses de realizar el tratamiento, el corte de agua se redujo a 30% y se registró un incremento en la producción de aceite, lo que confirma que el barrido tuvo una mejoría y se ha tenido acceso a nuevas reservas móviles de crudo.

Apéndice B. Entre Lomas (Argentina)

El área Entre Lomas se encuentra ubicada en el sector noreste de la cuenca Neuquina, República Argentina. EL yacimiento, situado a 90 Kms al norte de la ciudad de Neuquén, fue descubierto en 1960 y produce principalmente de la formación Tordillo.

El yacimiento es caracterizado como multicapa y de marcada heterogeneidad; la formación Tordillo está compuesta por una sucesión de capas de origen fluvial-aluvial hacia la base y de origen eólico hacia el tope.

Después de culminada la etapa de producción primaria se implementó inyección de agua con el objetivo de incrementar la producción y aumentar el factor de recobro. Desde el comienzo de la inyección se ha observado un amplio rango de respuestas. Aunque muchos pozos han desarrollado un buen banco de petróleo, otros han mostrado una limitada respuesta. Han sido documentados numerosos casos de canalización de agua, presentando una pobre eficiencia de recuperación. El cierre de algunos mandriles, correspondientes a capas acuatizadas en productores no siempre brindo resultados positivos o fácilmente cuantificados.

Los análisis de yacimiento indican que las canalizaciones producidas en ciertas partes del yacimiento están relacionadas con la heterogeneidad del yacimiento, a estimulaciones por fracturas en pozos productores que luego fueron convertidos en inyectoros y, en menor medida, a efectos de segregación de fluidos.

Objetivos de la aplicación. Las principales desventajas de este yacimiento se resumen en: pobre distribución vertical de la inyección por la cambiante permeabilidad vertical, canalizaciones de agua con pérdida de producción de petróleo, necesidad de fracturamiento

hidráulico que impide un mejor control nivel a nivel y carencia de sellos verticales seguros y eficaces.

La marcada heterogeneidad, en especial de los niveles conglomeraticos, además de la escasa separación entre capas cuando se estimula por fractura, ha conspirado contra un eficiente barrido areal y vertical de las zonas en explotación produciendo disimiles comportamientos tanto en inyectividad como en la respuesta en los pozos productores; con el fin de tratar estos problemas se realizaron considerables esfuerzos tratando la situación de las canalizaciones en los conglomerados de la formación tordillo como así también sobre la pobre distribución vertical de la inyección de agua.

Los esfuerzos se basaron en la aplicación de cementaciones, instalaciones selectivas de producción y taponamiento con silicatos.

Condiciones del proceso. Para productores, pozos que perdieron producción primaria y pozos con alta relación gas-petróleo, que indicaría deficiencias en el barrido por agua. Para los pozos inyectores se tuvieron en cuenta pozos con antecedentes de pobre distribución vertical de la inyección, pozos con varias capas en inyección, baja eficiencia de recuperación secundaria en la malla y con baja presión de inyección.

El gel que se escogió para el tratamiento tanto de pozos inyectores como de pozos productores fue poliacrilamidas con Cr(III).

En la tabla 16, se observa un resumen de las propiedades tanto del proyecto piloto como del tratamiento de aplicación.

Tabla 16.

Condiciones del proyecto y aplicación

Proyecto	Piloto	Aplicación
Corte de agua de la zona al inicio	88%	82%
Corte de agua actual	91%	83%
Inversión (MU\$)	951	1,300
Incremento reservas	146	186

Nota: Metodología y resultados de proyectos de inyección de geles para incrementar la recuperación en un reservorio heterogéneo y multicapa de la cuenca Neuquina de Argentina, de Wouterlood, C., Falcigno, E., & Norman, C. (2002). (Vol. 4). INGEPET-EXPL-3-CW.

Resultados. En el proyecto piloto los tratamientos brindaron una evaluación económica satisfactoria y un mayor grado de conocimiento de estas técnicas llevo a pensar en que mayores volúmenes de menores concentraciones podrían ser más eficientes.

En la aplicación evidentemente, el taponamiento que produjeron los geles causó una importante mejora en la eficiencia de barrido vertical.