

Aplicación de un sistema conceptual integrado para minimizar los costos en la producción de crudo mediante el manejo apropiado del agua en campo de producción.

Luis Antonio Jiménez Olivares

Trabajo de Grado para Optar el título de ingeniería de petróleos

Director

Jorge Enrique Forero Sanabria

Msc. Producción de hidrocarburos

Universidad Industrial de Santander

Facultad de fisicoquímicas

Escuela de ingeniería de petróleos

Bucaramanga

2021

Dedicatoria

En primer lugar, dedico a Dios que, gracias a su voluntad y misericordia, me mantuvo enfocado y en el rumbo correcto.

A mi Padre Gaspar Antonio por ser Amigo incondicional y nunca dejarme solo. A mi madre Miladis Olivares por ser la única capaz de amarme a pesar de todos mis defectos. A ellos por apoyarme todo momento

A mi hermana Lina por ser una amiga y confidente en todos los momentos y que no me dejara rendir

A mi amiga Andrea Vega por exigirme en la primera parte de este proceso, por sus consejos y colaboración

A todos mis amigos por aceptarme tal cual soy y brindarme momentos de alegría

A todas las personas que hoy no están conmigo, gracias por dejarme lo mejor de ustedes

Agradecimientos

Agradecer a Dios por regalarme sabiduría y sapiencia en estos momentos difíciles que vive el mundo.

A mis padres por su cariño incondicional y paciencia para afrontar este reto

A mi director Jorge Forero por su asesoría y todo el conocimiento que pude adquirir mediante la realización de esta proyecto

A mi tía Irma Cecilia por su asesoría en redacción y organización en el proyecto

A mi novia Karen Sánchez por apoyarme siempre en los buenos y malos momentos.

Tabla de Contenido

Introducción	13
1. Generalidades.....	15
1.1 Ciclo del agua	16
1.2 Agua de formación.....	18
1.3 Acuíferos.....	19
2. Marco Teórico.....	22
2.1 Marco Legal Colombiano	22
2.2 Agua de producción	24
2.2.1 Costos generados por el agua de producción.....	26
2.3 Gerenciamiento de agua (“Water management”)	29
2.4 Mecanismos de entrada de agua	31
2.4.1 Fugas en tubería, revestimiento o empaadura	32
2.4.2 Flujo detrás del Revestimiento (Casing).....	32
2.4.3 Contacto agua-petroleo dinámico.	34
2.4.4 Alta permeabilidad en las capas sin flujo cruzado.....	34
2.4.5 Fisuras entre el productor y el inyector.....	35
2.4.6 Fisuras o fracturas desde una capa de agua	35
2.4.7 Conificacion o “Cusping”	36
2.4.8 Barrido Areal Pobre	36
2.4.9 Capa segregada por gravedad	37
2.4.10 Alta permeabilidad en la capas con flujo cruzado	38

2.5 Métodos de diagnóstico para identificar la entrada del agua.....	38
2.5.1 Diagnostico mediante registros.....	38
2.5.1.1 Registros de flujo de agua (Activación de oxígeno).....	38
2.5.2 Diagnósticos mediante gráficos.....	43
2.6 Control de agua (“Water control”).....	47
2.6.1 Métodos de water control.....	48
2.6.1.1 Métodos mecánicos.....	48
2.6.1.2 Métodos químicos.....	48
2.7 Daño por la producción.....	51
2.8 Caracterización de yacimientos.....	53
3. Metodología.....	54
4. Desarrollo de la investigación.....	59
5. Conclusiones.....	108
6. Recomendaciones.....	109
Referencias Bibliográficas.....	110

Lista de Figuras

<i>Figura 1.</i> Producción de agua (costa fuera vs en tierra) desde 1990 hasta 2014.....	15
<i>Figura 2:</i> Relación agua-petróleo en Colombia.	16
<i>Figura 3:</i> ciclo del agua. Tomado de: ciencias de la tierra.....	17
<i>Figura 4.</i> Migración del crudo en yacimiento convencional de aceite.....	18
<i>Figura 5.</i> Esquema de un acuífero lateral.	21
<i>Figura 6.</i> Esquema de un acuífero. De fondo	21
<i>Figura 7.</i> Esquema de un acuífero lineal.	21
<i>Figura 8.</i> Marco legal en Colombia sobre protección en el yacimiento.....	23
<i>Figura 9.</i> Formas del diagrama de Stiff.....	26
<i>Figura 10.</i> Ciclo del agua	31
<i>Figura 11.</i> Fisura en la tubería casing o empacadura.....	32
<i>Figura 12 .</i> Flujo canalizado detrás del revestimiento imagen a través de herramienta sónica. ...	33
<i>Figura 13 .</i> Flujo canalizado detrás del revestimiento	33
<i>Figura 14.</i> Contacto agua-petróleo dinámico.	34
<i>Figura 15.</i> Alta permeabilidad en las capas sin flujo cruzado.....	34
<i>Figura 16</i> Fisuras entre el pozo productor y pozo inyector.....	35
<i>Figura 17.</i> Fisuras o fracturas desde una capa de agua.	37
<i>Figura 18.</i> Conificación o cusping.	36
<i>Figura 19.</i> Barrido areal pobre.	37
<i>Figura 20.</i> Capa segregada por gravedad.	37

<i>Figura 21</i> Capa segregada por gravedad.	38
Figura 22. Registro de producción.....	40
<i>Figura 23.</i> Registro de cementación	41
<i>Figura 24.</i> Ejemplo de un estudio de curvas de declinación.	43
<i>Figura 25.</i> Curva tipo para el diagnóstico de las conificaciones según Chan.	44
<i>Figura 26</i> curva tipo para el diagnóstico de las canalizaciones según Chan.....	45
<i>Figura 27.</i> Curva tipo para el diagnóstico de problemas con cercanías al pozo según Chan.....	46
<i>Figura 28.</i> Historial de producción.....	47
<i>Figura 29.</i> Inyección del fluido de tratamiento (gel).....	49
<i>Figura 30.</i> Equipo de gerenciamiento de yacimientos.	54
<i>Figura 31.</i> Metodología del análisis de la información.....	56
Figura 32. Registro CHFR	75
<i>Figura 33.</i> Diagrama del proceso revisión análisis- integración.	76
Figura 34. Relación agua-petróleo antes y después del tratamiento.....	85
Figura 35. Mapa de Burbuja del corte de agua para los pozos.	92
Figura 36. Grafica corte agua vs Aceite acumulada.	92
Figura 37. Grafica corte agua vs tiempo de producción.	93
Figura 38. Entrada de datos del programa MICAF.	93
Figura 39. Método de criterios para la toma de decisión del programa MICAF.....	94
Figura 40. Análisis financiero de una intervención de pozo realizada por MICAF.	94
Figura 41. Historial de producción de agua y aceite desde 1999 cuenca san Jorge.	95
Figura 42. Histórico de la producción de Aceite	95
Figura 43. Historial de producción de Agua.....	102

Figura 44. Grafico de chan pozo A.....	95
Figura 45. Grafico de chan POZO B	95
Figura 46.Historicode la produccion del campo	96
Figura 47. Corte estructural esquematizado de la parte de la cuenca de los llanos orientales	95
Figura 48. Diagrama de stiff.....	100

Lista de tablas

Tabla 1. Costo del ciclo del agua.	28
Tabla 2. Resumen de Búsqueda de la información y fuentes utilizadas.....	56
Tabla 3.articulos mas destacados.....	65
Tabla 4.Bomba por cavidades progresivas.	75
Tabla 5.Bomba Electro sumergible.	76
tabla 6 .Bombeo Hidráulico.....	77
tabla 7.Bombeo Mecánico.	78
tabla 8.screening técnico de la inyección de CO2.	83
tabla 9.Screening técnico del metodo inyeccion de polimeros.....	84
tabla 10. Screening técnico de la combustion in situ.	85
tabla 11.screening técnico de la inyección de vapor.....	86
tabla 12. Datos del pozo.....	89

tabla 13. Antes y después del tratamiento.....	90
tabla 14. Resultados del tratamiento OPC, caso d estudios sur de México.	88
tabla 15. Propiedades generales del yacimiento.	102
tabla 16. Corte de agua de los pozos A Y B. Elaboración propia.....	105
tabla 17. Propiedades físico-químicas del agua de formación.....	107
tabla 18. Curvas de permeabilidades relativas de campos análogos.....	108
tabla 19. Pozo A antes del tratamiento	103
tabla 20. Pozo A después del tratamiento.	110
tabla 21. Pozo A después del tratamiento.	110
tabla 22. Pozo a despues del tratamiento.	111
tabla 23. Pozo B antes del tratamiento.....	111
tabla 24. Pozo B Después del tratamiento.	111
tabla 25. Pozo B Después del tratamiento	111
tabla 26. Pozo B Después del tratamiento	112

Glosario

Conificación: Es un proceso que ocurre debido al cambio producido en los perfiles de los contactos agua/aceite o gas/aceite como resultado de las caídas de presión durante la producción.

Contacto agua-aceite: Es el límite de una superficie en un yacimiento en el cual predomina el petróleo y debajo del cual predomina el agua.

Segregación Gravitacional: Tendencia de los fluidos a estratificarse en capas diferentes debido a las fuerzas gravitacionales.

Sidetracking: Es una operación de desviación de la trayectoria que puede ser efectuada de forma intencional o de forma accidental. Las desviaciones intencionales podrían diseñarse para pasar por alto una sección inservible del pozo original o explorar un rasgo geológico cercano

Spacer: Es un fluido viscoso utilizado para remover el fluido de perforación antes de una operación de cementación primaria. El fluido es preparado con características específicas, tales como viscosidad y densidad

Slurry: Es una mezcla de sólidos suspendidos en líquidos. Los lodos o fluidos de perforación son de este tipo. También los cementos son denominados de esta manera

Wellbore: El término wellbore o cara del pozo se refiere al diámetro interno de la sección del pozo abierta no recubierta con revestimiento que se encuentra en la cara de la roca y limita con el agujero perforado

Resumen

Título: Aplicación de un sistema conceptual integrado para minimizar los costos en la producción de crudo mediante el manejo apropiado del agua en campo de producción

Autor: Luis Antonio Jiménez Olivares

Palabras Clave: Aguas, producción, Gerenciamiento, Control, Costos, yacimiento

Descripción:

El gerenciamiento de agua es una actividad en la cual se planifica, desarrolla, distribuye y controla el agua presente en el yacimiento que puede cumplir diferentes funciones por ejemplo el suministro de energía al yacimiento. El objetivo principal del gerenciamiento de agua es minimizar costos y maximizar la ganancia de la operación en la industria de los hidrocarburos.

En el presente trabajo se realizó un sistema conceptual que permite minimizar la producción de agua y maximizar la producción de aceite enfatizando en la importancia de cuidar el yacimiento. Se realizó una revisión bibliográfica del tema relacionado a los sistemas de gerenciamiento a nivel mundial y de cómo a través de su aplicación permitieron mantener la viabilidad de los proyectos y aumentaron la producción en sus respectivos campos. En una segunda etapa se hizo un análisis de las principales causas del aumento, en muchos casos, significativo, de la producción de agua del yacimiento, como abordaron la situación y finalmente como se solucionó los problemas de producción de agua de yacimiento para mantener su operación en términos financieros. También se concluyó que el problema que todos presentaron radica en la identificación del mecanismo que provocaba el incremento en la producción de agua. Finalmente se creó un sistema que permita a los ingenieros identificar los problemas relacionados, maximizar la producción y mejorar el manejo del agua de yacimiento en los campos de producción.

1

¹ Trabajo de grado

** Facultad de Físicoquímicas. Escuela de ingeniería de petróleo. Director: Msc Jorge Enrique Forero Sanabria

Maestría en producción de hidrocarburos e informática

Abstract

Title: A conceptual integrated system application to minimize costs in crude oil production by using a water management in production field*

Author: Luis Antonio Jiménez Olivares

Key Words: Water, production, control, costs, management, reservoir

Description:

Water management is an activity in which the water of reservoir is planned, developed, distributed and controlled to fulfill different functions for example supply power to the reservoir. The main objective of water management is minimizing costs and maximizing the profit of the operation in the hydrocarbon industry.

In the present work, a conceptual system was developed that allows minimizing water production and maximizing oil production, emphasizing the importance of reservoir health. Firstly, a bibliographic review was made of everything related to the management system at a worldwide level and how its application allowed maintaining the viability of the projects and increasing the production in their respective fields. Then an analysis was made of why the projects reviewed had an excessive increase in field water production, how they addressed the situation and finally solved the problems of field water production to maintain their operation in financial terms. Consequently, it was concluded that the problem they all presented lay in identifying the mechanism that caused the increase in water production. Finally, the system was created to allow engineers to identify the related problems, maximize production and improve water management in the production fields.

* Degree Project

**Physical-Chemical Faculty. Petroleum Engineering School. Director: Jorge Enrique Forero Sanabria Magister magister hydrocarbon production and informatic

Introducción

Hoy en día, las compañías petroleras producen en promedio tres barriles de agua por cada barril de petróleo que extraen de los yacimientos agotados. Se gastan más de 40 mil millones de dólares por para hacer frente a los problemas del agua indeseada. En muchos casos, las tecnologías innovadoras para el control del agua pueden significar una reducción de los costos y un aumento en la producción de hidrocarburos (Baily, y otros, 2000).

El agua de formación juega un papel importante en las operaciones petroleras, porque suministra gran parte de la energía al yacimiento y mantiene la presión. Cuando el agua de formación es producida, genera pérdidas de energía en el yacimiento, costos adicionales en los proyectos que afectan su rentabilidad y disminución en la producción de aceite.

Por esta razón es importante que los proyectos en la industria posean un sistema de gerenciamiento de aguas que les permita planificar, controlar y monitorear el agua encontrada en el yacimiento. Es necesario el uso de herramientas que permitan diagnosticar el origen de la producción del agua y conocer el problema para el desarrollo de la solución.

Los métodos de control del agua son herramientas que mitigan la producción excesiva del agua a través de métodos que involucran soluciones mecánicas o mediante el uso de compuestos químicos denominados sellantes que bloquean parcial o totalmente el flujo del agua del yacimiento. Sin embargo, para que su aplicación sea exitosa y no promover un daño irreversible al yacimiento es necesario conocer las características del yacimiento como su tipo de roca, fluidos y las estructuras geológicas que están inmersas en este.

En esta investigación se realiza un sistema conceptual para el manejo del agua, basado en la recopilación y análisis de diferentes experiencias en la industria donde se resolvieron problemas

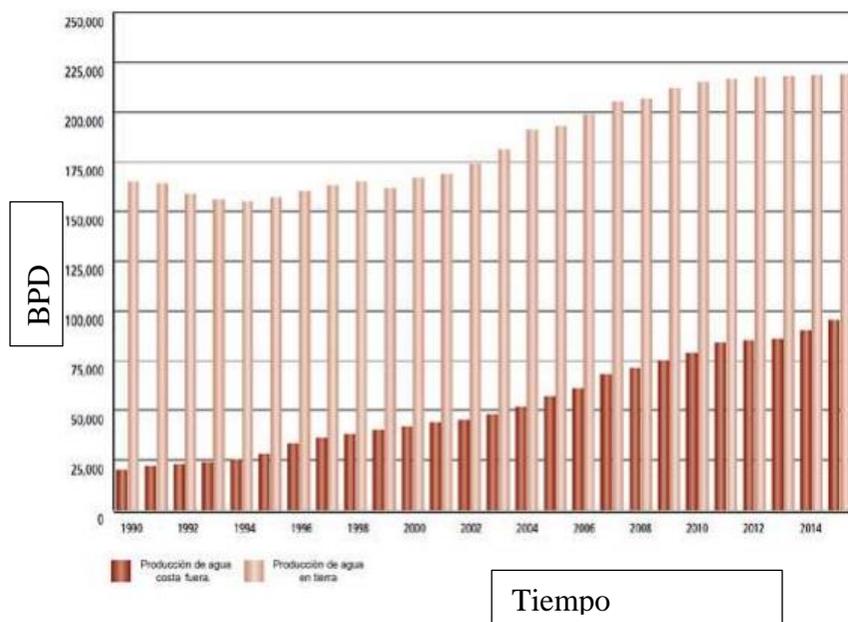
de manera exitosa por medio de la planificación e implementación de un sistema de gerenciamiento. Adicionalmente se hace énfasis en el control y reducción de la producción excesiva de esta (agua de formación) y mantenimiento de la integridad del yacimiento

1. Generalidades

En la actualidad la industria petrolera tiene un problema que le cuesta bastante dinero y es la producción excesiva de agua. Incluso se afirma que la industria maneja más agua que aceite (IPECA, 2005). En estados unidos el agua de producción constituye el 98% de los residuos que genera entre la exploración y producción de aceite en el país americano. (Sanchez Uribe , 2013) Estima que entre el año 2010 a 2012 la producción de agua fue de 300 MM (millones de metros cúbicos). En los campos de producción maduros la producción de agua se convierte en el fluido más producido debido a los cambios de presión y movimiento del contacto agua-aceite.

Figura 1.

Producción de agua (costa fuera vs en tierra) desde 1990 hasta 2014 tomado de (Sánchez Uribe, 2013)



En Colombia por cada barril de crudo se producen entre 12 y 14 barriles de agua, cuando el RAP a nivel mundial se encuentra entre 3 y 5 barriles.

Figura 2

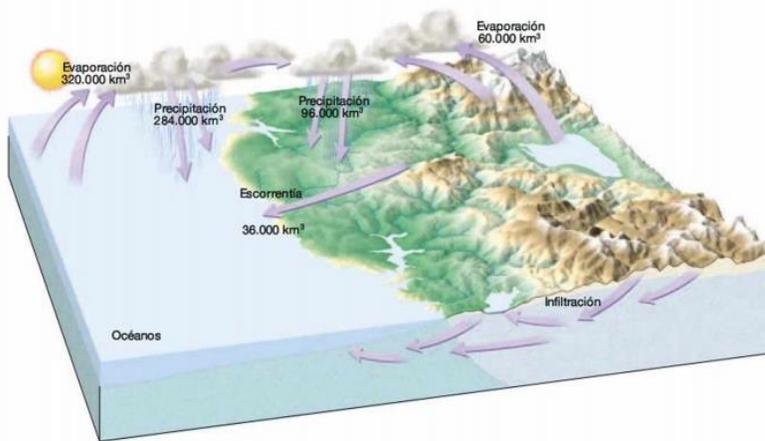
Relación agua-petróleo en Colombia. Tomado de: informe de desempeño ambiental 2015 Ecopetrol - ACP

**1.1 Ciclo del agua**

Es un sistema mundial de gran tamaño impulsado por la energía del sol, en el cual la atmósfera proporciona el nexo vital entre los océanos y los continentes. El agua se evapora en la atmósfera desde el océano y, en un grado mucho menor, desde los continentes. Los vientos transportan este aire cargado de humedad, a menudo a grandes distancias, hasta que las condiciones hacen que la humedad se condense en nubes y caigan en precipitación. La precipitación en el océano ha completado su ciclo y está dispuesta a empezar otro. (Tarbuk & Lutgens, 2005)

Figura 3

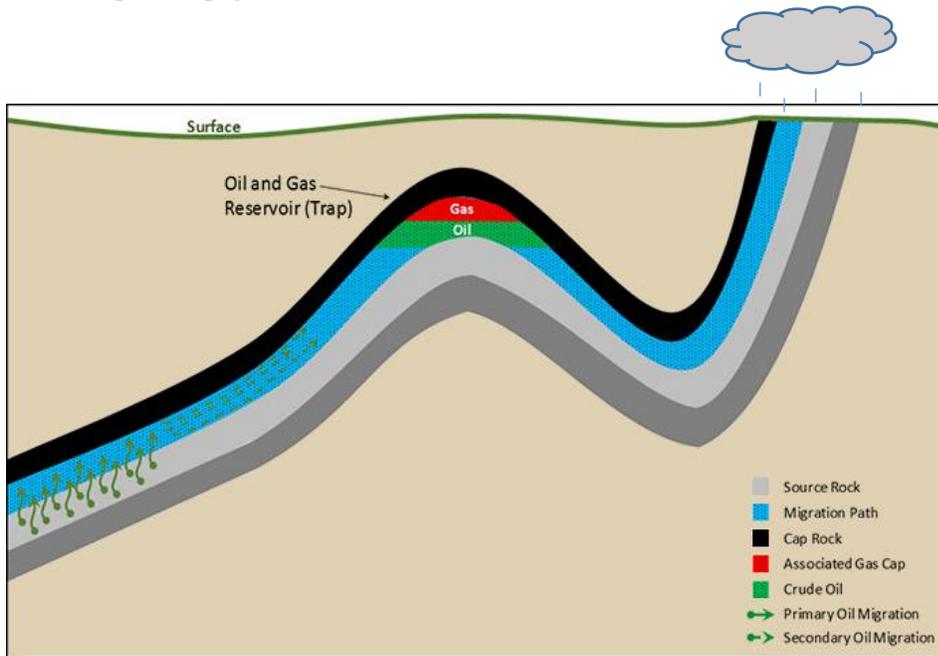
Ciclo del agua. Tomado de: ciencias de la tierra, Tarbuk Edward



El ciclo del agua o también conocido como ciclo hidrológico, también está asociado los hidrocarburos desde sus orígenes hasta en su producción. El agua es importante para la formación del sistema petrolífero debido a que en la etapa de formación la materia orgánica que se transformara en kerogeno es arrastrada por el movimiento de esta (agua). En la migración primaria del hidrocarburo (Rodriguez Santana , 1986) afirma que algunos autores creen que la eficiencia de la fuerza hidráulica es capaz de mover el aceite a lo largo de la roca generadora, produciendo acumulaciones con estratificación por densidad del agua y los hidrocarburos al alcanzarse la trampa. Además, en la etapa de explotación del yacimiento, el agua infiltrada es responsable de suministrar la energía al sistema (empuje por agua) debido a la cercanía del agua a la cara del pozo.

Figura 4.

Migración del crudo en yacimiento convencional de aceite. Tomada de: <https://www.education.psu.edu/png301/node/8>

**1.2 Agua de formación**

Es el agua presente naturalmente en los poros de las rocas. También conocida como agua intersticial, existe la posibilidad de no haber sido el agua presente cuando se formó originalmente la roca (Schlumberger, s.f.), que es lo que diferencia este concepto con el de agua connata. Es normal que se encuentren asociados a las acumulaciones y, por eso pocas veces se obtiene producción de petróleo sin la producción de agua. En cada yacimiento de petróleo debe disponerse de un análisis químico de sus características y el mismo debe ser lo más completo posible, y de tal alcance, que permita predecir y resolver los problemas futuros que se presentan (Paris de ferrer,

2009, pág. 148). Adicionalmente el agua de formación es la que se encuentra en contacto con el hidrocarburo y no el agua del contacto agua-aceite

1.3 Acuíferos

Los acuíferos son cuerpos rocosos encontrados en capa de la formación que contengan agua. Generalmente estos están cercanos a los yacimientos de hidrocarburos. Los acuíferos poseen un tamaño más grande que el del yacimiento y por este motivo se consideran infinitos, aunque hay casos donde estos tienen un tamaño muy pequeño y su efecto es insignificante en la producción del yacimiento. En algunos casos, el volumen de poro de los acuíferos no es muy grande en comparación con el volumen de poro del yacimiento mismo, así la expansión de agua en el yacimiento tiene un efecto relativamente nulo sobre la energía total del yacimiento y este se comporta como un yacimiento volumétrico, en esta situación el efecto de influjo de agua puede ser ignorada.

Cuando los fluidos del yacimiento comienzan a ser producidos, la presión del yacimiento comienza a declinar, generando un diferencial de presión del acuífero circundante al yacimiento. Siguiendo la ley básica del flujo de fluido en el medio poroso, el acuífero reacciona invadiendo el contacto original agua-aceite (Ahmed, 2001). En algunos casos el influjo de agua ocurre debido a las condiciones hidrodinámicas y a la recarga de la formación por aguas superficiales en un afloramiento.

Muchos yacimientos de aceite y gas producen por un mecanismo denominado empuje de agua. Otras veces llamado empuje de agua natural se distingue del empuje de agua artificial que involucra la inyección de agua a la formación.

La producción de hidrocarburos del yacimiento y la subsecuente caída rápida de presión, genera una respuesta del acuífero para compensar la declinación del yacimiento.

- 1.3.1 Grado de mantenimiento de presión

Basado en el grado de mantenimiento de presión del yacimiento que provee el acuífero, el empuje por agua natural es a veces descrito cualitativamente como:

- Acuífero Activo
- Acuífero parcialmente activo
- Acuífero débil

Siendo el primero el que provee al yacimiento un mayor mantenimiento de presión, porque con este mecanismo predomina el empuje hidráulico ya que, el influjo de agua en el yacimiento es igual a la tasa de producción de aceite (Ahmed, 2001, pág. 637)

1.3.2 Geometría de flujo

Los sistemas de acuífero de yacimientos pueden ser clasificados según geometría de flujo como:

- Acuífero lateral
- Acuífero de fondo
- Acuífero lineal

En el primero, el agua se mueve dentro de los flancos del yacimiento como resultado de la producción de hidrocarburos y la caída de presión en la frontera yacimiento-acuífero. El flujo es esencialmente radial con flujo despreciable en dirección vertical.

El empuje por agua por un acuífero de fondo ocurre en yacimientos con una gran extensión areal con una ligera inclinación donde el contacto agua-aceite del yacimiento está completamente debajo de este mismo (yacimiento). El flujo es esencialmente radial y en comparación con el mecanismo del acuífero lateral, el acuífero de fondo tiene flujo vertical significativo.

En el acuífero lineal, el influjo es de un solo flanco del yacimiento. El flujo es estrictamente lineal con una sección de área cruzada constante.

Figura 5.

Esquema de un acuífero lateral. Tomado de: http://www.solar.exclus.com/water/boreholes/groundwater-dictionary/index2aad.html?introduction_confined_aquifer.htm

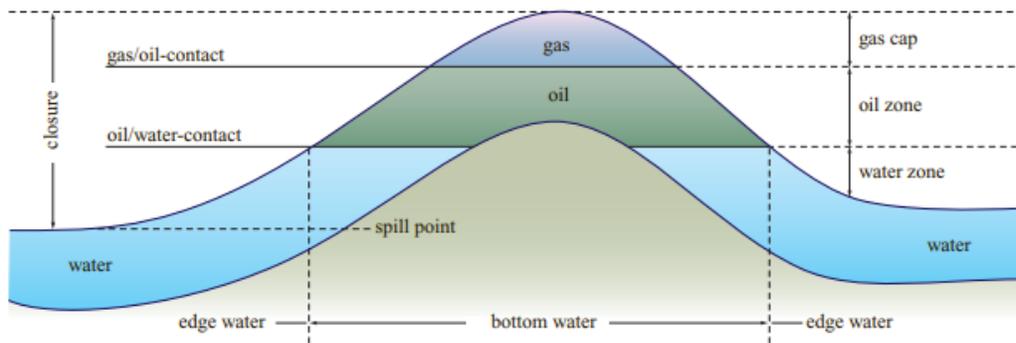


Figura 6.

Esquema de un acuífero. De fondo Fuente: <http://nafta.wiki/display/GLOSSARY/Bottom-water+Drive+Aquifer>

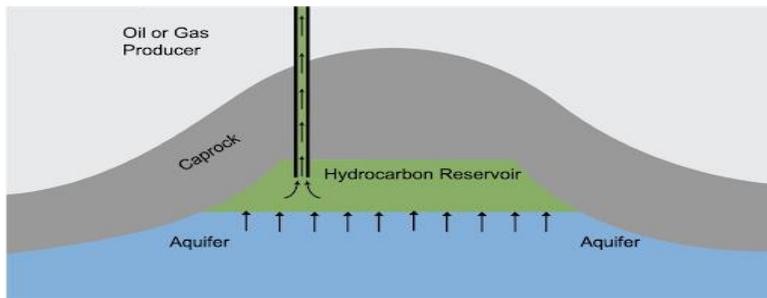
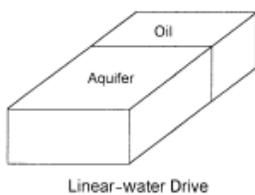


Figura 7

Esquema de un acuífero lineal. Tomado de: Machado, 2012



2. Marco Teórico

2.1 Marco Legal Colombiano

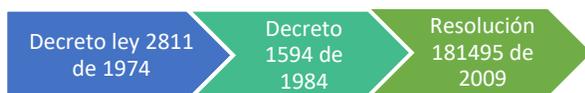
Actualmente el agua es escasa en el mundo, junto con el aumento de su contaminación ya sea a través del uso de pesticidas en la industria agrícola, algunos metales pesados, desechos radiactivos entre otros residuos y la dificultad de su purificación para el consumo humano. Hoy los gobiernos de las diferentes naciones del mundo hacen un llamado a la concientización, lo que conlleva a poner mayor atención a las actividades específicas de las compañías exploradoras y productoras tanto privadas como estatales exigiéndoles que demuestren su compromiso con la protección del medio ambiente mediante la adopción de políticas gubernamentales y corporativas, y la actuación concreta en los diferentes campos (Barrera Amorocho & Bermejo Peña, 2019).

El seguimiento de estos requisitos puede traer beneficios significativos a las compañías de la industria por medio del reconocimiento internacional y ahorros económicos importantes, incluso limitar la exposición a futuras demandas judiciales por daños y perjuicios y gastos de limpieza ambiental (De Viana , 2005).

En el transcurso del tiempo en Colombia se han venido estructurando leyes, decretos y resoluciones con el objetivo de maximizar el recobro de hidrocarburos y obtención de beneficios económicos mediante buenas prácticas siguiendo lineamientos técnicos.

Figura 8

Marco legal en Colombia sobre protección en el yacimiento. Adaptado de (Barrera Amorocho & Bermejo Peña, 2019)



Decreto 2811 de 1974:

En este decreto se establece el código nacional de recurso naturales renovables y de protección del medio ambiente. Fundado en el principio de que el ambiente es patrimonio común de la humanidad y necesario para la supervivencia y el desarrollo económico y social de los pueblos, sus objetivos son:

Lograr la preservación y restauración del ambiente y conservación, mejoramiento y utilización racional de los recursos naturales renovables, según criterios de equidad que aseguren el desarrollo armónico del hombre y dichos recursos, la disponibilidad permanente de estos y la máxima participación social, para beneficio de la salud y el bienestar de los presentes y futuros habitantes del territorio nacional (Ministerio del Medio ambiente , 1974, pág. 1)

Prevenir y controlar los efectos nocivos de la explotación de los recursos naturales no renovables sobre los demás recursos (Ministerio del Medio ambiente , 1974)

Además, este decreto en el artículo 3 especifica toda su regulación y en el inciso a parágrafo 3 menciona el manejo de las aguas “en cualquiera de sus estados” incluyendo el yacimiento.

Decreto 1594 de 1984

En este decreto se refiere al uso del agua y recurso líquido incluyendo en su definición a las aguas superficiales, subterráneas (aguas de formación y connatas), marinas y estuarinas, incluyendo aguas servidas. Adicionalmente se acuña la sigla EMAR, que son las entidades encargadas del manejo y la administración del recurso, entre las entidades mencionadas en el decreto en su artículo 3 son: el INDERENA, el HIMAT en los distritos de riego, las corporaciones autónomas regionales de desarrollo (CAR) y la dirección marítima y Portuaria, DIMAR. Además, los criterios de calidad establecidos en el decreto, son guías para ser utilizados como base de decisión en el ordenamiento, asignación de usos al recurso y determinación de las características del agua para cada uso

Resolución 181495 de 2009

En la resolución 181495 de 2009 reafirma que el estado es propietario del subsuelo y de los recursos no renovables y por mandato del decreto 070 del 2001 el ministerio de minas y energía adopta los reglamentos y hace cumplimiento de todas las disposiciones constitucionales y reglamentarias relacionadas con su exploración y explotación (Ministerio de minas y energía, 2009).

Uno de los objetivos de esta normativa es promover la calidad en los procesos de productividad y de competitividad de los bienes y servicios en los mercados.

En su artículo 44, la resolución exige que la producción de hidrocarburos se realizara a una tasa que evite el desperdicio de la energía natural del yacimiento, además se debe monitorear el comportamiento de las presiones, relación gas- aceite y cortes de agua.

Adicionalmente en el artículo siguiente exige un programa de pruebas de presión donde se realizarán pruebas cada 6 meses, y en el artículo 56 el ministerio exige un informe anual de contenidos de estudios de simulación, donde se presentan curvas con ajuste histórico de producción de petróleo, gas, agua, inyección (diaria o acumulada) vs tiempo; GOR (relación gas/petróleo).

Toda esta data, va a permitir un gerenciamiento de agua más efectivo, debido a toda la data que produce y se puede analizar para identificar problemas, además de apoyar al proceso de gerenciamiento de yacimientos.

2.2 Agua de producción

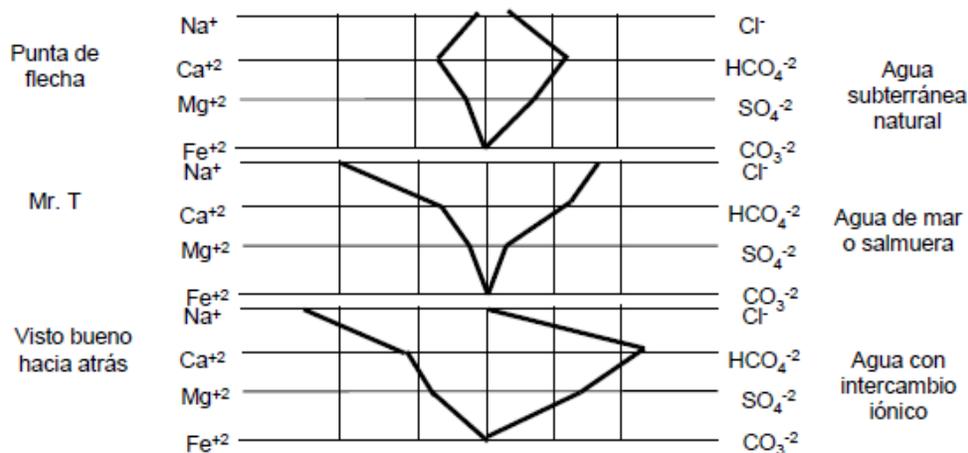
Al Agua se le ha llamado el solvente universal (Barrera Amorochó & Bermejo Peña, 2019) debido a que puede disolver casi todos los compuestos inorgánicos. Al estar en el yacimiento dentro de

las rocas por mucho tiempo, el agua comienza adquirir elementos dentro de su composición (Iones, radicales libres, minerales, etc.) que modifican las propiedades de la misma. Los cationes disueltos más comunes en el agua de producción son: Ni^+ , Ca^{++} y Mg^{++} , ocasionalmente K^+ , Ba^{++} , Li^+ , Fe^{++} y Sr^{++} . Los aniones Cl^- , SO_4^- y HCO_3^- , aunque CO_3^- , NO_3^- , Br^- , I^- , BO_3^- y S^- a menudo están presentes. Existe la posibilidad de que el agua cambie su composición, debido a que, a lo largo de su vida productiva, el yacimiento es sometido a diferentes métodos para mejorar su producción, como inyección de agua, gas, estimulación del yacimiento, inyección de químicos, actividad bacteriana que se considera molesta para la industria, porque contribuyen a la corrosión del pozo y taponamiento de la formación.

Es importante realizar una caracterización de esta agua. Para que este proceso produzca datos confiables es necesario tomar una muestra representativa de agua, con el fin de hacer un análisis donde se puedan detectar problemas que están presente y problemas potenciales. (Paris de ferrer, 2009, pág. 151) Menciona que el mayor uso de los análisis para determinar la composición de aguas de formación es en la identificación de las aguas producidas con respecto a las formaciones geológicas donde se originaron. Los resultados se muestran a través del diagrama staff, que grafica la ionización presente en el agua.

Figura 9

Formas del diagrama de Stiff. Tomado de: http://ve.scielo.org/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0254-07702015000300009



Cuando el agua es extraída en la producción junto con el crudo y el gas recibe el nombre de agua de producción., incluso hay pozos donde solo se ha encontrado agua. En los campos de producción de petróleo, el agua requiere un adecuado manejo y control para evitar problemas ambientales.

2.2.1 Costos generados por el agua de producción

Según las estadísticas la industria de los hidrocarburos produce unos 210 millones de barriles de agua cada día debido a la exploración y producción.”Incluso con las mejores técnicas de gerenciamiento de agua, este fluido representa el 90 % del volumen de líquido producido en los Estados Unidos” (Arnold, y otros, 2004). En muchos casos, las tecnologías innovadoras para el control del agua pueden significar una reducción de los costos y aumento en la producción de hidrocarburos. Si se tiene en cuenta que la producción mundial de agua es de aproximadamente 240 millones de barriles por día (33.4 millones de m³) que acompañan a los 85 millones de barriles por día de petróleo, varias compañías petroleras podrían llamarse compañías de agua. Los costos

para el manejo del son altos, se estiman en un rango entre los 5 y 50 centavos por barril de agua (Baily, y otros, 2000). En un pozo productor de aceite con un corte de agua del 80%, el costo del manejo puede ser elevado (4 dólares por barril de aceite producido).

Tabla 1

Costo del ciclo del agua. Adaptado de: Bill Bailey Sprint 2000 Schlumberger.

		20000 BPD		50000BPD		100000BPD		200000BPD		Promedio	
Levantamiento	inversión/gastos	\$0,044	5,2	\$0,04	7,95%	\$0,04	9,29%	\$0,044	10,25	\$0,04	7,69%
	Utilidades		8%	4		4			%	4	
		\$0,050	6,3	\$0,05	9,62%	\$0,05	11,24	\$0,054	12,40	\$0,05	9,3%
separación	Inversión/gastos	\$0,087	10,36	\$0,046	8,27%	\$0,035	7,24%	\$0,030	6,82%	\$0,049	8,55%
	Utilidades	\$ 0,002	0,30%	\$0,003	0,45%	\$0,003	0,52%	\$0,003	0,58%	\$0,003	0,43%
	Química	\$ 0,034	4,09%	\$0,034	6,16%	\$0,034	7,2%	\$0,034	7,94%	\$0,034	5,95%
Eliminación de restos de crudo	inversión/gastos	\$0,147	17,56	\$0,073	12,99	\$0,056	11,64	\$0,046	10,58	\$0,081	13,92
	Utilidades	\$0,040	4,81%	\$0,041	7,25%	\$0,041	8,47%	\$0,041	9,34%	\$0,041	7,0%
Filtración	Capex/Opex	\$0,147	17,47	\$0,068	12,18	\$0,047	9,85%	\$0,030	6,87%	\$0,073	12,63
	Utilidades	\$0,012	1,48%	\$0,010	1,79%	\$0,010	2,09%	\$0,010	2,31%	\$0,011	1,84%

Bombeo	Capex/Opex	\$0,207	24,66%	\$0,12	21,89%	\$0,091	19,06%	\$0,079	18,15%	\$0,12	21,61%
	Utilidades	\$0,0330	3,99%	\$0,03	6,01%	\$0,034	7,03%	\$0,034	7,75%	\$0,03	5,81%
Inyección	Capex/Opex	\$0,030	3,62%	\$0,03	5,45%	\$0,030	6,37%	\$0,030	7,02%	\$0,03	5,27%
	Costo total	\$0,842	100%	\$0,559	100%	\$0,478	100%	\$0,434	100%	\$0,578	100%
	Costo químico	\$0,074	8,9%	\$0,075	13,41%	\$0,075	15,67%	\$0,075	17,28%	\$0,07	12,96%
	Utilidades totales	\$0,172	12,16%	\$0,010	17,87%	\$0,100	20,88%	\$0,100	23,03%	\$0,10	17,38%
	Costo de pozos	\$0,074	8,89%	\$0,075	13,4%	\$0,075	15,66%	\$0,075	17,27%	\$0,07	12,95%
	Facilidades de superficie	\$0,589	70,05%	0,309	55,3%	\$0,227	47,80%	\$0,0184	42,41%	\$0,32	56,71%
Procesamiento en la superficie		Pozos productores					Pozos inyectoros				
Separación de agua libre	0,0025 kw/bbl	Un pozo de 7000 pies	\$1.000.000,00	Perforar y completar		Un pozo de 7000 pies	\$600.000,00	Perforar y completar			
Levantamiento	1,92 kw/bbl	Recompletación	\$300.000	Por completación		Recompletación	\$200.000	Por completación			
Inyección	1,2 kw/bbl	Total 1 pozo	\$1.600.000,00	3 Completaciones		Total 1 pozo	\$1.000.000,00	3 Completaciones			
Costo	\$0,028 por kw-hr	Costo por agua	\$400.000,00			Total inyectado	32.850.000	3 Completaciones			
		Producción total	1.000.000 bbl @ 90% corte de agua			Costo de inyección de agua	\$0,03	\$/bbl			
		Agua total	9.000.000 bbl @ 90% corte de agua								
		Costo de levantamiento del agua	\$0,04	\$/bbl							

Todos los proyectos que tienen como objetivo deben tener en cuenta un parámetro clave para su ejecución y es el límite económico. Para calcular el límite económico en una operación se realiza

mediante el cálculo de la relación agua-petróleo (RAP), además se deben tener los valores de costo de barril de aceite libre de impuestos y costos operativos y el valor de cada barril de agua.

Ejemplo

$$WOR_e = V_o/C_w \quad \text{Ec1 relación agua petroleo para el limite económico}$$

Donde:

WOR_e : relación agua-petroleo

V_o : costo del barril de crudo (después de restar los costos de impuestos y operación)

C_w : costo del barril de agua

V_o : 20 USD/Bbl de aceite

C_w : 0,7 USD / Bbl de agua

$$WOR_e = 28,6 \text{ BbL de agua / Bbl de aceite}$$

$$WC = WOR_e/(1 + WOR_e) \quad \text{Ec2 corte de agua del límite económico}$$

Donde:

WC : corte de agua

WOR_e : relación agua petroleo

$$WC = 0,9662 \text{ o } 96,62 \% \text{ corte de agua}$$

Hay que resaltar que estos valores son utilizados con propósitos ilustrativos

2.3 Gerenciamiento de agua (“Water management”)

Dentro de la industria petrolera uno de los aspectos importantes al momento de planificar un proyecto son los costos de las operaciones (Perforación, completamiento, facilidades de superficie), porque estos deben ser minimizados para que la operación siga siendo viable en términos económicos. Uno de los problemas actuales en los costos es el uso del agua debido a que su tratamiento eleva la cifra de los costos y disminuye la viabilidad del proyecto. Por este motivo

es importante realizar un gerenciamiento de agua o water management que es el control del movimiento de y maximizar ganancias disminuyendo costos en los procesos mencionados (tratamiento y vertimiento).

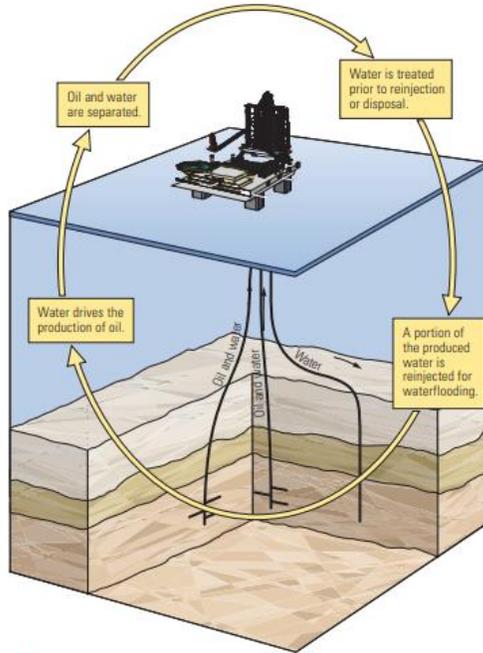
El primer paso para desarrollar el gerenciamiento de agua es evaluar y diagnosticar el sistema de aguas. A veces la complejidad de estos sistemas es descubrir el problema relacionado con el agua.

El proceso a veces comienza con recolectar la información disponible del yacimiento, producción histórica y equipos de superficies .Después los ingenieros y expertos identifican el embotellamiento económico para adquirir un entendimiento inicial de los mecanismos de flujo de agua en yacimiento, pozo y superficie. El siguiente paso es que todos los involucrados (ingenieros, geo estadistas, geofísicos) detecten que data se necesita adquirir para hacer una apropiada evaluación del sistema. Por ejemplo se realiza un test de flujo de producción y de inyección en los pozos, se obtiene perfiles de los fluidos en el fondo del hueco, se toman registro entre pozos entre otras pruebas con el fin de definir el movimiento del agua dentro del yacimiento (Arnold, y otros, 2004).

El manejo de todo el ciclo del agua en las operaciones, requiere de la sinergia de todos los procesos mencionados en el anterior párrafo, mediante sísmicas 3D o 4D, diagnósticos mediante registros o sensores de fondo; perfil de producción y un análisis de agua para diagnosticar y pronosticar problemas. Además en un campo cada pozo puede presentar dictámenes distintos y es posible que no todos los pozos sean intervenidos por el valor económico que eso supone para la operación. También es importante tomar decisiones evaluando los riesgos económicos y ejecutar la más rentable. Por otra parte toda la ejecución debe ser monitoreada para garantizar el éxito del proceso o en un escenario pesimista si es necesario intervenir nuevamente.

Figura 10.

Ciclo del agua. Tomada de: (Arnold, y otros, 2004) summer 2004 Schlumbeger



2.4 Mecanismos de entrada de agua

La industria petrolera maneja un gran problema y es la producción innecesaria de agua en los pozos, esto ha generado un desafío y es encontrar métodos óptimos que permitan controlar su producción y aumentar la vida útil de los campos. Para determinar una solución óptima a este problema es necesario diagnosticar el origen del agua porque, la complejidad surge debido a que hay diferentes mecanismos por los cuales ocurre el aumento, sin embargo, a veces no es un solo mecanismo el que influye, sino que existe una combinación de mecanismos por lo cual detectar con exactitud la causa del problema se hace complejo (Chan, Water Control Diagnostic Plots, 1995).

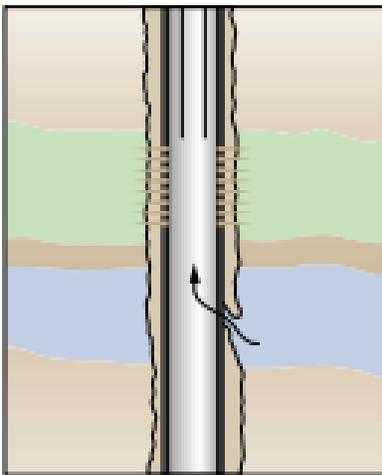
Descartando orígenes de agua elementales, como por ejemplo un mal aislamiento de capas acuíferas, la producción está asociada a muchos mecanismos, sin embargo la base es siempre la mayor movilidad del agua con respecto al petróleo (Castiblanco Borbon, 2017). Los problemas más comunes de entrada de agua a un pozo productor son:

2.4.1 Fugas en tubería, revestimiento o empackadura

Esta fuga se presenta debido a una rotura generada en la tubería de revestimiento (casing) debido al paso del tiempo por las duras condiciones (presión y temperatura) al cual ha sido expuesta la tubería o por algún elemento externo que cayó por accidente dentro del pozo. Para detectar este problema se realiza una prueba de producción tales como de temperatura y de spinner. Por lo general la solución a este problema se realiza a través de una cementación forzada (squeezing) y un arreglo mecánico de la tubería o revestimiento.

Figura 11.

Fisura en la tubería casing o empackadura. Adaptado de: Bailey spring 2000 Schlumberger



2.4.2 Flujo detrás del Revestimiento (Casing)

Es causada por lo general por una falla en la cementación primaria o la creación de un espacio vacío lo que puede favorecer a la conexión de las arenas productoras con zona de agua, mediante

la canalización del agua en el espacio anular. Este problema se detecta a través de registros de medición de flujo o temperatura, oxígeno- activado, cbl, vdl, etc. Al ser un problema relativamente sencillo La solución a este problema se realiza mediante fluidos shutoff.

Para este problema es posible observar mediante imágenes ultrasónicas, que permiten realizar un dimensionamiento del problema y obtener una vista del flujo de agua detrás de la tubería de revestimiento.

Figura 12 .

Flujo canalizado detrás del revestimiento imagen a través de herramienta sónica. Adaptado de: Bailey spring 2000 Schlumberger

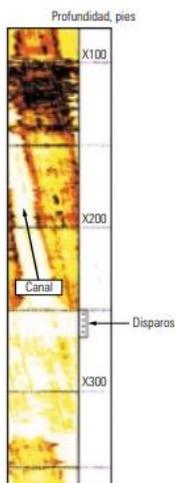
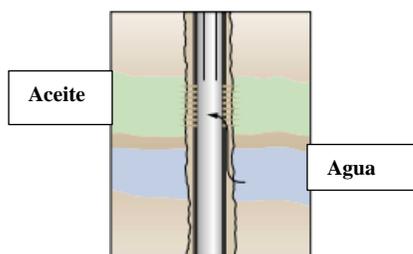


Figura 13 .

Flujo canalizado detrás del revestimiento Adaptado de: Bailey spring 2000 Schlumberger

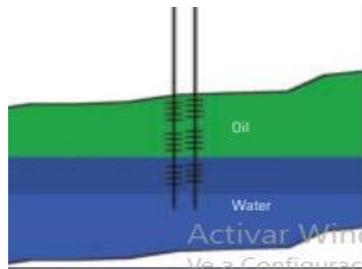


2.4.3 Contacto agua-petroleo dinámico.

Típicamente está asociado con limitada permeabilidad vertical que es menor a 1 MD (mildarcy) con altas permeabilidades verticales la conificación es más probable. Este tipo de mecanismo se puede controlar colocando una capa de gel en el contacto agua-aceite o abandonando también la zona productora del pozo con un tapón y reabriendo otra zona en lugar más apropiado (pozos verticales) (Castiblanco Borbon, 2017). En un pozo horizontal donde no existe una solución cercana en el wellbore, por lo que realizar un **sidetracking** en el pozo.

Figura 14.

Contacto agua-petróleo dinámico. Adaptado de: Arnold Richard Summer 2004 Schlumberger

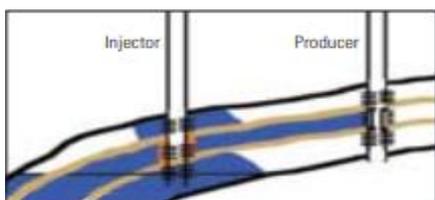


2.4.4 Alta permeabilidad en las capas sin flujo cruzado

Una barrera de shale encima y debajo de la capa es la causa de esta condición. La ausencia de flujo cruzado hace que este problema sea más sencillo de solucionar por medio de la aplicación de rígidios fluidos shutoff o aplicando shutoff mecánicos ya sea en el pozo inyector o en el pozo productor.

Figura 15.

Alta permeabilidad en las capas sin flujo cruzado. Adaptado de: Arnold Richard Summer 2004 Schlumberger

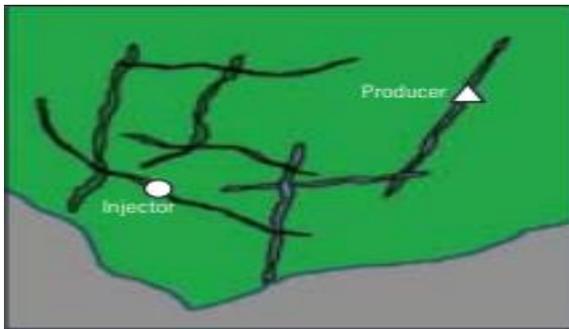


2.4.5 Fisuras entre el productor y el inyector

El agua puede romper rápidamente por medio de fracturas naturales de la formación. Pruebas de presiones transientes y trazadores en el pozo pueden confirmar este problema. La aplicación de fluidos shutoff en el agua del inyector puede ser efectiva sin afectar negativamente las fisuras donde se produce el aceite.

Figura 16.

Fisuras entre el pozo productor y pozo inyector. Adaptado de: Arnold Richard Summer 2004 Schlumberger

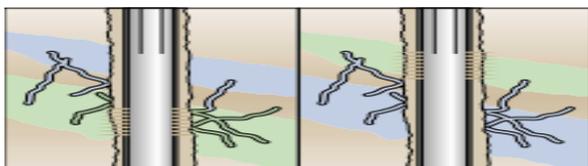


2.4.6 Fisuras o fracturas desde una capa de agua

Normalmente en formaciones falladas o naturalmente fracturadas, el agua presente en otra formación o provenientes de un pozo inyector cercano, puede comunicarse con la zona productora, generando así un serio problema de producción innecesaria de agua. Una problemática similar resulta cuando las fracturas hidráulicas penetran verticalmente una capa de agua. La aplicación de fluidos shutoff (geles) poder ser efectiva para este problema.

Figura 17.

Fisuras o fracturas desde una capa de agua. Adaptado de: Bailey Spring 2000 Schlumberger

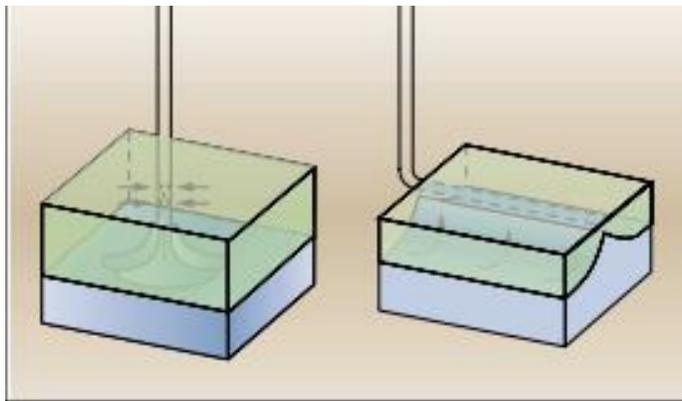


2.4.7 Conificación o “Cusping”

La conificación o formación de crestas (cúspides), se presenta cuando la permeabilidad vertical es muy alta ($K_v > 0,01k_h$) y el contacto agua-aceite en un pozo se aproxima a los intervalos cañoneados del mismo. Eventualmente el agua puede sustituir la totalidad o parte importante de la producción de hidrocarburos (Castiblanco Borbon, 2017). Una capa de gel colocado en el cono quizás sea efectiva en la disminución del proceso de conificación. Sin embargo para ser efectivo el gel debe ser colocado al menos en radio de 50 ft (15m) es requerido usualmente, a veces limita la viabilidad económica del tratamiento. Otra alternativa utilizada es colocar en nueva área lateral de la cara del pozo, cerca al tope de la formación incrementando la distancia desde el OWC y disminuyendo la caída de presión.

Figura 18.

Conificación o cusping. Fuente: Bailey spring 2000 schlumberger

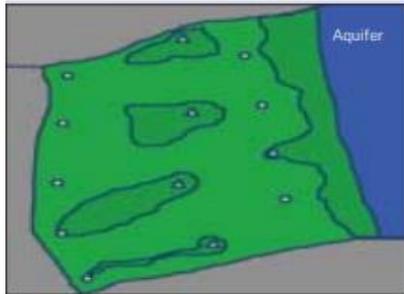


2.4.8 Barrido Areal Pobre

Este problema en ocasiones es asociado con pobre permeabilidad areal heterogeneidad o anisotropía; es una particularidad severa en deposiciones con canales de arena. Una de las soluciones es desviando inyectando agua lejos del espacio ya barrido. Otro camino para acceder a la zona no de barrida de aceite es añadir huecos abiertos laterales a pozos existentes o pozos infill.

Figura 19

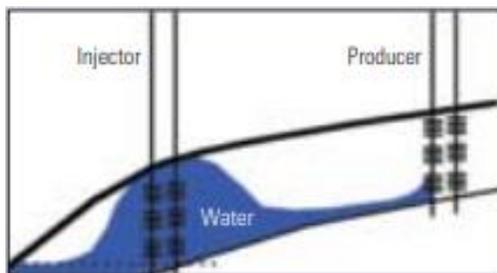
Barrido areal pobre. Tomado de: Arnold Richard Summer 2004 Schlumberger

**2.4.9 Capa segregada por gravedad**

En yacimientos con capas gruesas y buena permeabilidad vertical el agua, ya sea desde el acuífero o por inyección es segregada por la gravedad y barridos solo en la parte baja de la formación. Apagar la perforación en la parte inferior en pozos inyectores o productores solo tiene un efecto marginal; últimamente la segregación gravitacional domina. Si esto ocurre, la producción del pozo tendrá una experiencia conificante. El tratamiento del gel es improbable debido a que los resultados no son duraderos. Adicionar zonas de drenaje laterales puede ser efectivo al acceder a la zona no barrida de aceite. Inyección de espumas viscosas, inyección de gas o alternar entre ambos puede ser una solución para mejorar la eficiencia de barrido vertical.

Figura 20.

Capa segregada por gravedad. Tomado de: Arnold Richard Summer 2004 Schlumberger

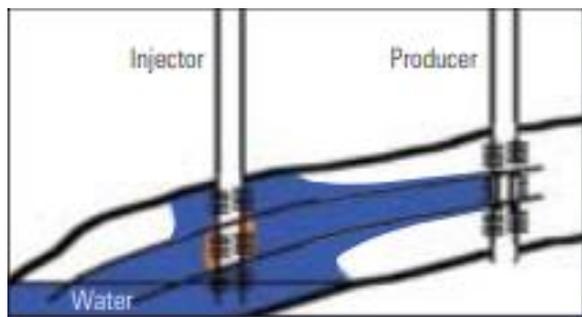


2.4.10 Alta permeabilidad en la capas con flujo cruzado

En contraste con el caso sin flujo cruzado, la presencia de flujo cruzado excluye soluciones que modifiquen los perfiles de producción o inyección solamente cercanos al wellbore. Una penetración profunda con gel puede ser una solución parcial.

Figura 21.

Capa segregada por gravedad. Tomado de: Arnold Richard Summer 2004 Schlumberger



2.5 Métodos de diagnóstico para identificar la entrada del agua

El comportamiento del yacimiento con mecanismo de empuje de agua depende mucho del ritmo de la tasa de producción y del influjo de agua que entra el yacimiento, por eso es importante cuantificar su magnitud. Se han desarrollado diferentes técnicas analíticas que utilizan relaciones agua/aceite, los datos de producción y las mediciones de los registros (Castiblanco Borbon, 2017).

2.5.1 Diagnostico mediante registros

2.5.1.1 Registros de flujo de agua (Activación de oxígeno)

Es un registro de producción el cual se basa en la activación del oxígeno. El oxígeno (^{16}O) puede activarse mediante neutrones de alta energía para producir un isotopo del nitrógeno (^{16}N), que vuelve a ser oxígeno con una vida media de 7,1 segundos y emite un rayo gamma fácilmente detectable de 6,13 Mev. Los neutrones se suministran por el generador de una herramienta de

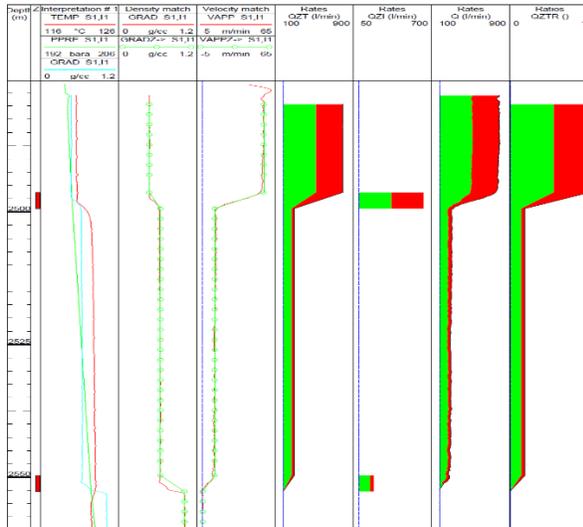
espectroscopia de neutrones pulsados. Los rayos gamma se cuentan en detectores colocados encima de la herramienta para el flujo ascendente, o debajo de ella para flujo descendente. Este fenómeno es aprovechado para detectar y cuantificar el flujo de agua en un pozo o alrededor de él. Se han desarrollado técnicas para analizar las tasas de conteo en términos de la velocidad del agua, el flujo y la distancia de la herramienta (Schlumberger, s.f.).

2.5.1.2 Registros de producción

El registro de producción (PLT) es la medida de los parámetros del fluido en una formación para obtener información acerca del tipo de movimiento de fluidos, dentro y cerca de la cara del pozo. Estos se efectúan con el fin de analizar el desempeño dinámico del pozo, la productividad o inyectividad de diferentes zonas, diagnosticar pozos con problemas o monitorear los resultados de una estimulación o una terminación. Los registros de producción tradicionales involucran cuatro medidas: flujo, densidad, temperatura y presión. Sin embargo tan solo las señales de flujo y densidad proporcionan una medida cuantitativa de los análisis de registros. Los datos de temperatura y presión son utilizados cualitativamente para determinar propiedades “in situ” del fluido o localizar las zonas de entrada de fluidos del pozo.

Figura 22.

Registro de producción tomada de: https://www.spec2000.net/30-0plt_basics.htm#b3



2.5.1.3 Registro de saturación (Carbono / Oxígeno)

El registro de saturación es un instrumento utilizado para medir la saturación de agua mediante la captura de neutrones de la formación a través de un pozo revestido. Es una herramienta sumamente utilizada en formaciones que contienen agua dulce, o cuya salinidad es desconocida y/o variable, pues para tener una saturación de agua clara, depende de la medición de la relación carbono/oxígeno (Castiblanco Borbon, 2017).

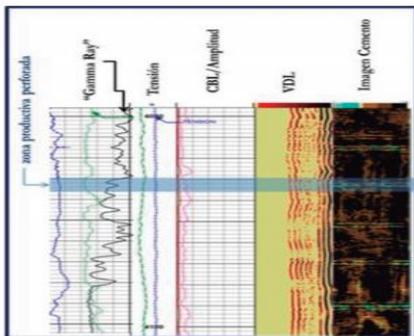
Esta herramienta está conformada por un generador de neutrones de alta energía y dos detectores (uno cercano y otro lejano) protegidos por cristales de oxiortosilicato de con gadolinio bañados en cerio. Existen dos presentaciones de esta herramienta, una de 1-11/16 pulgadas y otra de 2-1/2 de pulgadas de diámetro. Ambas funcionan de la misma forma, solo que el RST de 2-1/2 el detector cercano está aislado de la formación y el lejano se encuentra aislado en el pozo.

2.5.1.4 Registro de adherencia del cemento (CBL/VDL)

Un registro de adherencia de cementación es un tipo de registro que utiliza las variaciones producidas en la amplitud de una señal acústica que se propaga en forma descendente por la pared de la tubería de revestimiento, entre un transmisor y un receptor, para determinar la calidad de la adherencia del cemento en la pared exterior de la tubería de revestimiento (Casing). La herramienta CBL es similar en funcionamiento a la herramienta sónica (“Sonic tool”) a hueco abierto. La herramienta CBL no es compensada a diferencia de la herramienta sónica. La centralización de la CBL es esencial para garantizar su operación. Con este fin un centralizador Gemoco de diámetro exterior coincida con el diámetro interior de la carcasa debe estar siempre colocado en la herramienta CBL.

Figura 23.

Registro de cementación tomado de: (Ramos & Marin, 2018) Fuentes 2018



2.5.1.3 Registro de presión

Los registros de presión es una herramienta que realiza una medida continua de la presión dentro del pozo, parámetros indispensables junto con la temperatura, para el cálculo de los volúmenes y tipo de fluidos producidos por cada intervalo. La historia de producción de un pozo (o de un yacimiento) puede considerarse como una prueba de decremento con gasto variable. El análisis de la producción total de un campo y de su historia de presión de fondo fluente y estática puede ser

utilizada para obtener como resultado la evaluación del volumen original de hidrocarburos, así como el modelo de entrada de agua. Existen diferentes tipos de pruebas de presión, cada una con un fin claro pero el principio de operación siempre será el mismo.

Prueba de un solo pozo: Es la medición continua del cambio de presión en el fondo del pozo debido a un cambio en las condiciones de producción o inyección en el mismo pozo.

Prueba de interferencia: Medición continua en un pozo de observación de la respuesta de presión causada por un cambio del caudal en otro pozo (activo)

Medición de presión de fondo fluyendo en pozos: esta medición se toma a diferentes profundidades, denominadas estaciones, siendo la estación inicial el nivel correspondiente al árbol de válvulas. Las estaciones subsecuentes deberán ser tales que los datos medidos permitan ajustar un modelo de simulación de flujo de fluidos a cada uno de los elementos de flujo dentro del pozo (tuberías, válvulas, reducciones, expansiones, etc.). La estación final registrada será por lo menos a la profundidad correspondiente al extremo inferior de la tubería de producción, o en el caso de pozos terminados sin esta, la profundidad mínima de la estación final de la herramienta será de 100 metros verticales arriba de la cima del intervalo abierto productor más somero.

Medición de presión de fondo en pozos cerrados: es la medición de la presión y la temperatura en un pozo cerrado. Dicha medición se toma a diferentes profundidades, denominadas estaciones, siendo la estación inicial el nivel correspondiente al árbol de válvulas. Las estaciones subsecuentes deberán ser tales que permitan calcular la profundidad de los diferentes contactos de fluidos; el gradiente de presión que permita extrapolar el valor de la presión y la temperatura del pozo a otras profundidades. La estación final registrada por lo menos a la profundidad correspondiente al extremo inferior de la tubería de producción, o en el caso de pozos terminados sin esta, la

profundidad mínima de la estación final será de 100 metros verticales arriba de la cima del intervalo abierto productor más somero

2.5.2 Diagnósticos mediante gráficos

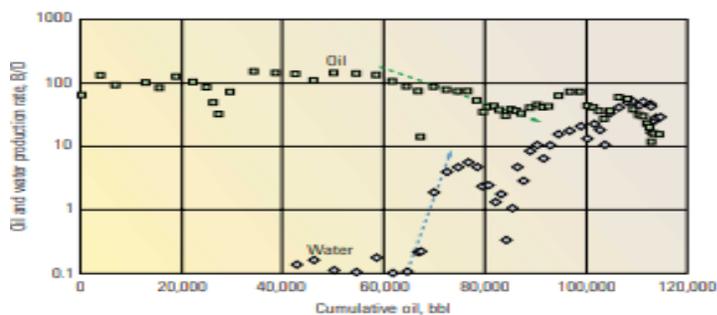
Con esta metodología tiene como objetivo final diagnosticar de una manera más rápida el origen de la producción del agua no deseada en los pozos, cuya producción innecesaria puede ser detenida si se identifica con precisión el punto de entrada del fluido al pozo.

2.5.2.1 Curvas de declinación

Las curvas de declinación es una gráfica que trata de describir el comportamiento de la producción del yacimiento a lo largo del tiempo bajo condiciones de frontera dominada por el flujo, lo cual significa que durante la vida temprana del pozo, mientras domina el estado transitorio, aun no se alcanza el efecto de las fronteras del yacimiento. Durante este periodo, el ritmo de declinación es bastante fluctuante con tendencia al aumento, sin embargo se estabiliza tan pronto el efecto de frontera domina el flujo. Cada pozo tiene comportamientos particulares, los cuales son funciones de las propiedades del yacimiento. Hay que resaltar que el flujo transitorio en algunos casos puede durar algunos meses, como en otros se puede prolongar por varios años.

Figura 24.

Ejemplo de un estudio de curvas de declinación. Adaptado de: (Baily, y otros, 2000) Schlumberger



2.5.2.2 Graficas de chan

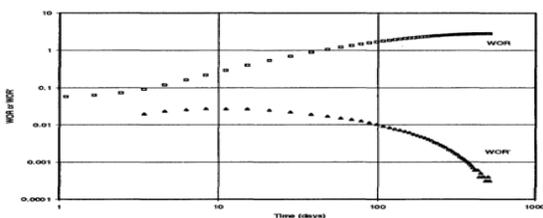
En la década de los 90 Chan 1995 divulga en su artículo “Water Control Diagnostic plots” la creación de una técnica para determinar cuál es el problema que genera la alta producción de agua. Basado en un estudio de sistema de simulación numérica realizado a un yacimiento que presentaba conificación y canalización, descubrió que la gráfica log-log de WOR versus el tiempo o GOR versus el tiempo muestra características tendencias de los diferentes mecanismos (Chan, Water Control Diagnostic Plots, 1995). La derivada del tiempo del WOR y el GOR es capaz de diferenciar si el pozo presenta un cono de agua y gas, el avance en capa de alta permeabilidad o canalización cerca al wellbore.

2.5.2.2.1 Diagnostico según Chan para las conificaciones

En las conificaciones, los valores iniciales de la curva WOR son bajos y durante el inicio de la producción se mantienen constantes. Una vez la producción del pozo ha iniciado, los valores comienzan a aumentar de manera progresiva y lenta. El aumento en los valores del WOR indica que el agua asciende hasta los niveles de los perforados. El cono sigue creciendo y va tapando los perforados de forma radial, lo cual resulta en un influjo constante de agua por lo la curva WOR se estabiliza y la derivada del WOR empieza a decrecer conforme el WOR alcance valores constantes (Fernandez Moreno , 2019).

Figura 25

Curva tipo para el diagnóstico de las conificaciones según Chan. Adaptado de CHAN K.S. Water Control Diagnostics Plots, 1995

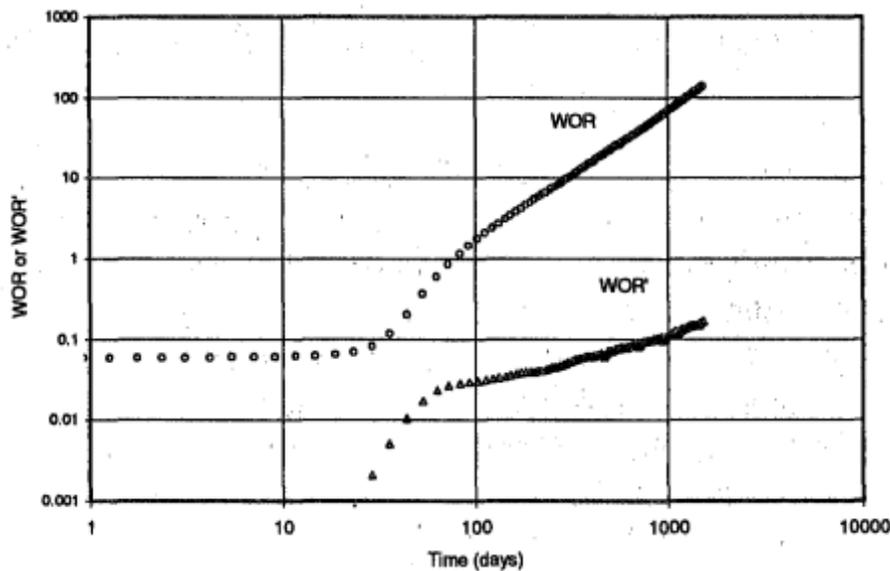


2.5.2.2 Diagnostico según chan para las canalizaciones

Para la identificación de las canalizaciones, Chan describe el comportamiento del WOR como una curva que comienza en un valor constante y cercano a cero. Con el transcurrir del tiempo y con la producción del pozo, el canal aprovecha las capas con altas permeabilidades e irrumpe en el pozo. Para este momento el WOR crecer de manera brusca y su crecimiento con respecto al tiempo es bastante pronunciado. Cuando se observa la curva de la derivada del WOR, se denota el momento de irrupción esta crece de forma inmediata y se va estabilizando de forma ascendente.

Figura 26

curva tipo para el diagnóstico de las canalizaciones según Chan. Adaptado de CHAN K.S. Water Control Diagnostics Plots, 1995



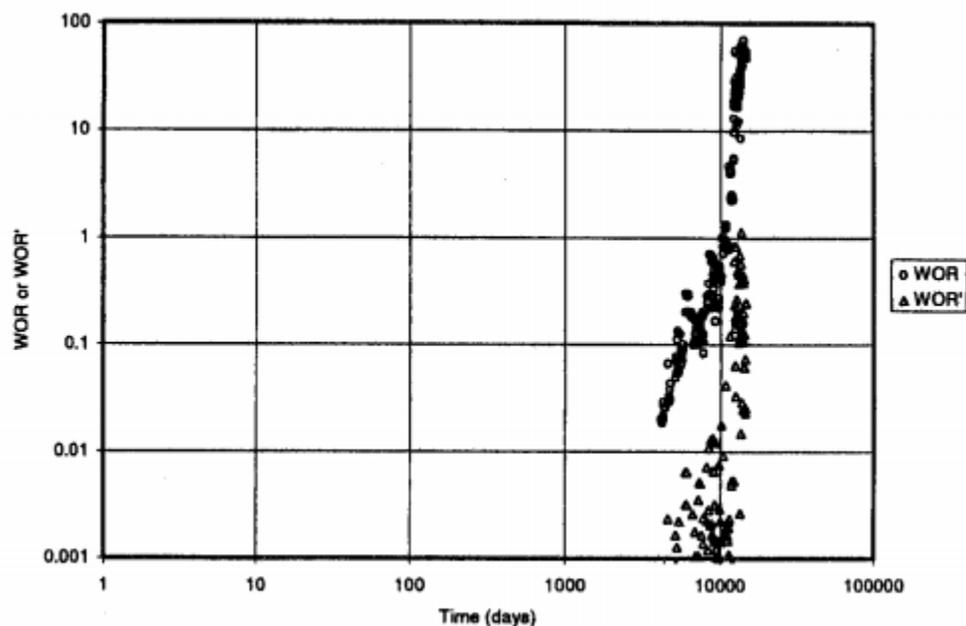
2.5.2.2.3 Diagnostico según Chan para los problemas en la cercanía del pozo

Con respecto a los problemas en la cercanía del pozo, los más comunes son las canalizaciones por detrás de la tubería de revestimiento, que también se conoce como comunicaciones mecánicas (Fernandez Moreno , 2019, pág. 46). En este tipo de problemas, la producción de agua es muy

agresiva cuando sucede la irrupción y el WOR crece de manera muy pronunciada. El comportamiento del WOR y su derivada se muestran en la gráfica que una vez empieza la producción de agua, tanto el WOR como su derivada crecen a un ritmo elevado.

Figura 27.

Curva tipo para el diagnóstico de problemas con cercanías al pozo según Chan. Adaptado de CHAN K.S. Water Control Diagnostics Plots, 1995



Sin embargo las gráficas de chan en ocasiones presentan inconveniente debido a la dispersión de los puntos, por eso varios autores se dedicaron a mejorar los gráficos de chan mediante métodos analíticos por ejemplo (Ramos & Marin, 2018) cita que Ramos (2000) genero un método de este tipo (analítico) usando datos confiables de casos históricos. Con ese método se logró validar la diferencia entre los mecanismos de conificación y canalización de agua.

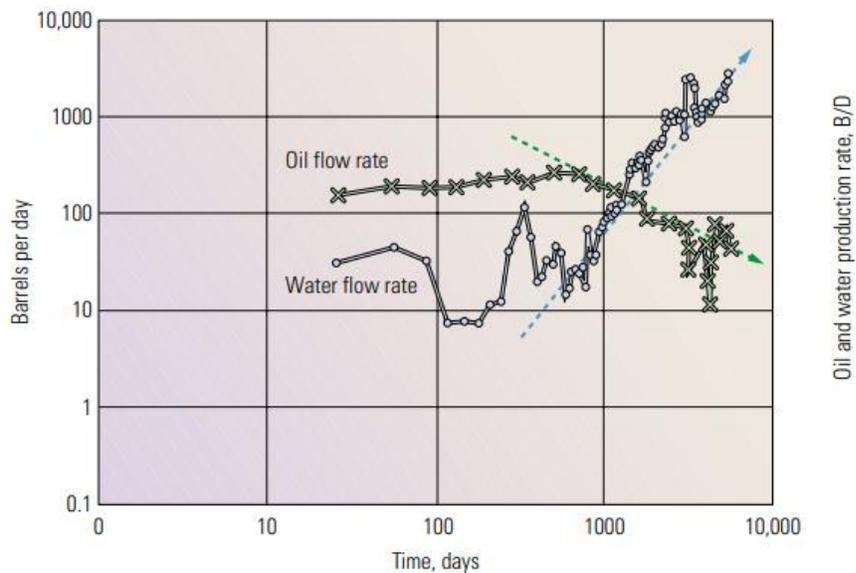
2.5.2.3 Gráficos de la historia de producción

Es un gráfico log-log que se grafica las tasas de producción de petróleo y del agua con respecto al tiempo. Por lo general, los pozos en los que conviene aplicar un sistema de control de agua

muestran un aumento de la producción de agua y una disminución de la producción de aceite en forma casi simultánea. Cualquier cambio súbito y simultáneo que indique un aumento del agua con una reducción del petróleo es señal de que se podría necesitar un tratamiento de control de entrada al agua.

Figura 28

Historial de producción. Adaptado de (Baily, y otros, 2000) Sprint 200 Schlumberger



2.6 Control de agua (“Water control”)

En la industria petrolero uno de los grandes problemas ha sido la producción excesiva del agua, en Colombia el promedio de corte agua supera el 96% aproximadamente. Por eso es importante desarrollar técnicas que permitan tener un control en la producción del agua y disminuir los altos volúmenes de este fluido, acciones que la industria ha venido implementando desde hace más de 30 años.

Wáter control son una serie de tratamientos realizados dentro de un depósito o intervalo perforado para reducir la producción de agua. Los tratamientos de control del agua pueden ser necesarios

cuando la eficiencia de producción de un pozo, o la capacidad de proceso de las instalaciones de superficie, se ve comprometida por el volumen de agua producida con el petróleo o el gas. Las opciones de tratamiento incluyen el aislamiento selectivo de las perforaciones productoras de agua o el tratamiento localizado de la matriz de formación, por ejemplo con la creación de geles especiales (Zabala, 2019) entre otras técnicas.

2.6.1 Métodos de water control

Existen diferentes métodos de water control que se dividen en dos categorías:

2.6.1.1 Métodos mecánicos

Este tipo de métodos son diseñados para restringir el flujo de agua hacia el interior del pozo, por lo cual son herramientas que pueden instalarse (y retirarse) al interior de la tubería de trabajo (producción); además al no interactuar directamente con el yacimiento minimizan el riesgo de generar algún tipo de daño a la formación. En el mercado actual hay una amplia disponibilidad de accesorios con los que se pueden aislar arenas con producción de agua innecesaria como lo son; separadores de fondo, empaques, tuberías, tapones, camisas, tecnologías inteligentes, etc. Diferentes productos pueden ser encontrados en el mercado ofrecido por las diferentes compañías de servicios que garantizan éxito en la solución, pero hay que recordar que cada pozo tiene características únicas que en el momento de tomar acciones correctivas, deben ser tenidas en cuenta para configuración especial del completamiento mismo.

2.6.1.2 Métodos químicos

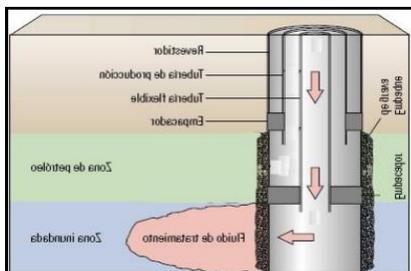
Este tipo de métodos se diferencia de los mecánicos debido a que si tienen incidencia en la formación y con posibilidad de generar consecuencias negativas, sin embargo bajo condiciones especiales se obtienen resultados favorables. Entre este tipo de métodos tenemos:

Sistemas sellantes

Es uno de los sistemas más utilizados y con más tiempo en la industria petrolera a la ahora de implementar controles de agua. El sistema utilizado es el cemento Api utilizado para sellar fracturas y largos canales. “La principal desventaja que tiene este sistema es que altera el perfil de inyección” (Botermans, Dalrymple, Dahl , & Smith , 2001) debido al gran tamaño de sus partículas, lo que disminuye el radio de penetración. Sin embargo se ha implementado cambiar el tamaño de las partículas de cemento en una décima parte de lo que recomienda la norma API, esta modificación aumento la efectividad y el control del perfil, pero este sigue presentando desventajas respecto a los sistemas no sellantes. Después de la colocación del sistema, este puede aumentar la presión de flujo, lo que hace más costoso la producción de hidrocarburos, adicionalmente el material cementante puede ocasionar daños de formación (Skin) en la zona productora de hidrocarburos.

Figura 29.

Inyección del fluido de tratamiento (gel). Tomado de: (Baily, y otros, 2000) spring 2000 schlumberger



Sistemas No sellantes

Los sistemas no sellantes son soluciones agua-polímeros que permiten reducir la permeabilidad efectiva, lo que conlleva a una disminución del caudal del fluido (agua). La disminución de la permeabilidad crea lo que se conoce como “efecto muro” (Botermans, et al.,2001) lo que en otras palabras es la creación de una capa de polímeros a lo largo de las gargantas de los poros cuando

estos se hidratan. Los sistemas no sellantes también son denominados modificadores de permeabilidad, porque además de modificar la permeabilidad efectiva del agua, también modifican la del aceite, sin embargo su disminución es despreciable. Algunos de estos sistemas contienen una base polimérica y un reticulante (crosslinker) que al reaccionar crea un gel débil (Botermans, et al.,2001) que llena los poros de la porosidad media. Las expectativas que se tiene con estos sistemas son elevadas debido a que son químicos que no ocasionan daño en la formación, además de que su aplicación es más sencilla y menos costosas que los sistemas sellantes, su diferencia con los sistemas sellantes es que estos permiten el paso parcial de flujo, caso contrario a los sistemas sellantes que bloquean el flujo total de fluidos.

Reductores desproporcionados de permeabilidad (DPR)

Son reductores de permeabilidad efectiva al agua, comúnmente solubles en petróleo, cuya tendencia a precipitarse es mínima, son estables, pues no hay hinchamiento ni se viscosifican, principalmente reactivos en contacto con fase acuosa mas no oleosa, sin que esto evite una reducción paralela pero en menor proporción de la producción de petróleo. Estos materiales no reaccionan en presencia de hidrocarburos, sino que el precipitado se disuelve parcialmente en poros donde la saturación es mixta. Otros materiales similares para uso en fluidos base aceite, incluye la tetra metil ortosilicato (TMOS) y el etil silicato que reacciona en presencia de agua y forma un gel rigido de sílice. Su aplicación en la industria no ha tenido resultados positivos.

Bloqueadores de permeabilidad selectivos (SPB)

Son sistemas basados en surfactantes visco elásticos anicónicos (VAS), recientemente introducidos para el control de agua. Recientemente introducidos para el control de agua. Estos sistemas son únicos y completamente diferentes de los usados previamente con respecto a la ubicación y taponamiento de los poros. El VAS, en presencia de cationes, produce geles de muy

baja viscosidad efectiva cuando están sometidos a alta velocidad de corte, de muchas maneras estos geles son similares a aquellos producidos por reticulación de polímeros hidrosolubles (fluidos de fractura). Sin embargo como el gel está libre de sólidos puede ser bombeado e inyectado en el yacimiento, en condiciones matriciales (por debajo de la presión de fractura).

Una vez que se encuentran en los poros de la formación, quedan sujetos a velocidades de cortes típicas de aquellas encontradas en la producción radial (menores a 15 seg^{-1}) (Castiblanco Borbon, 2017, pág. 15); la viscosidad de estos sistemas VAS podrían aumentar tanto como 100 veces, por lo que restringen el movimiento de fluido.

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

2.7 Daño por la producción

En algunos yacimientos no deben ser producidos a grandes tasas de flujo o elevadas diferencias de presión entre el yacimiento y el pozo (drawdown) sin ser afectados por fenómenos adversos. El daño de la formación en estos casos es permanente y no puede ser reducido simplemente reduciendo la tasa de flujo o el diferencial de presión. “La migración de finos puede reducir en forma dramática la producción de buenos yacimientos y las incrustaciones debido a cambios en la presión y temperatura los minerales disueltos en el agua de yacimientos se depositan y genera bloqueos en el flujo” (Arias Gomez & Jimenez Castro , 2008)

Aquí es donde surge el concepto de tasa crítica que es la tasa máxima necesaria para que un pozo produzca únicamente crudo. Esta rata de producción es usualmente baja sin embargo evita la formación de conos o canales de agua y el único fluido producido es el petróleo. Una de las correlaciones más utilizadas para su predicción es la Chaperón (1986), que es una solución analítica que asume los espesores de los perforados son relativamente pequeños en comparación al espesor de la formación (Fernandez Moreno , 2019, pág. 55).

Para realizar el cálculo se procede de la siguiente manera

1. Se calcula el radio de drenaje dimensional mediante la formula

$$r_{ed} = \frac{r_e}{h_o} \sqrt{\frac{K_V}{K_H}} \text{ ecuación 1}$$

- Donde
- r_e : radio de drenaje en ft
- K_V : permeabilidad vertical en md
- K_H : permeabilidad horizontal en md
- h_o : Altura de los perforados md

2. Se ingresa el radio de drenaje dimensional en la ecuación 2 para calcular la tasa critica adimensional (qc)

$$q_c^* = 0,7333 + \frac{1,9434}{r_{ed}} \text{ Ecuación 2}$$

3. Finalmente se ingresa la tasa critica adimensional (qc) en la ecuación 3 para estimar la tasa de caudal crítico del pozo

$$q_{oc} = \frac{4.888 \cdot 10^{-4} \cdot K_H \cdot h_o^2 \cdot \Delta \rho}{\mu_o \cdot B_o} \text{ Ecuación 3}$$

- Donde

- q_{oc} : Tasa de caudal crítico del pozo en BPD
- μ_o : Viscosidad del aceite en cp.
- B_o : Factor volumétrico de formación del aceite en res/STB
- $\Delta\rho$: Diferencia de densidad entre líquidos (aceite y agua) en g/cm³

2.8 Caracterización de yacimientos

Es un modelo del yacimiento que incorpora todas las características del reservorio que son pertinentes a su capacidad a la hora de almacenamiento de hidrocarburos y su respectiva producción. Los modelos de caracterización de yacimientos se utilizan para simular el comportamiento de los fluidos dentro del yacimiento bajo un conjunto de diferentes circunstancias y encontrar las técnicas de producción óptimas para maximizar la producción. Además mejoran el proceso de gerenciamiento del yacimiento, el cual permite la rentabilidad de los diferentes proyectos. Para una óptima caracterización de yacimientos el primer paso es realizar una recopilación y ajuste de la información (Sachica Avila , 2019), debido a que en la actualidad existen muchas fuentes información debido a los diferentes avances tecnológicos es posible tener información en tiempo real, su procesamiento también es importante y con las diferentes supercomputadoras, sofisticadas bases de datos, granjas de almacenamiento y software diseñados para obtener visualizaciones amigables.

Adicionalmente las técnicas para la obtención de la información han tenido un desarrollo importante, la tomas de registros con herramientas más precisas, pruebas de laboratorio con equipos más avanzados y rápidos para obtención de resultados y nuevas investigaciones para futuros proyectos. Así como todos los recursos tecnológicos evolucionaron, el recurso humano va en los mismos pasos, el trabajo multidisciplinario desde los ingenieros de yacimientos hasta los

geo-estadistas ha permitido detallar cada uno de los modelos que componen el yacimiento como lo son el modelo estructural, el modelo estratigráfico, el modelo petrofísico, el modelo sedimentológico y el modelo de fluidos. Todos los avances mencionados con el objetivo de maximizar la producción, mantener la viabilidad del proyecto y a largar la vida del yacimiento cuidando cada detalle.

Figura 30.

Equipo de gerenciamiento de yacimientos. Adaptado de Satter 1994. SPE



3. Metodología

La universidad industrial de Santander a través de su portal web les brinda a los estudiantes en la plataforma web de su biblioteca un amplio catálogo bibliográfico, que fue una de las fuentes utilizadas para la búsqueda de información y alimentar el marco teórico, sin embargo la principal fuente de búsqueda de este proyecto fue ONEPETRO. Onepetro es una multi-biblioteca de sociedad que le permite al usuario buscar y acceder un gamma ancha de literatura relacionada con el petróleo y gas y su cadena productiva (Exploración, producción, comercialización, refinación y

transporte). Además cuenta con más 105000 documentos de distintas organizaciones siendo SPE (sociedad de ingenieros de petróleo) la que más información aporta. Otras organizaciones que aportan documentos a esta plataforma son SPWLA (sociedad de petrofísicos y analistas de registros de pozos), PETSOC (sociedad de petroleros de Canadá), SEG (sociedad de exploración geofísica), WPC (Concejo mundial del petróleo) entre otras. Otras fuentes que se utilizaron en menor proporción fue la JPT, portal de Ecopetrol, Ministerio del medio ambiente, el ideam y documentos obtenidos en el seminario water management organizado por SPE y tesis de grado de diferentes universidades.

Compilación y ajuste de información

Como se mencionó anteriormente la Onepetro fue la principal fuente de búsqueda, esta plataforma ofrece filtros de búsqueda como lo son palabras claves, rango de años de publicación y una búsqueda avanzada con una frase exacta. Los filtros que se utilizaron fueron palabra clave y año de publicación, garantizando primero relación con las palabras claves, y obtención de información de distintos años para encontrar las diferencias en el transcurso del tiempo. Los artículos, revistas, proyectos de pregrado y postgrado e información que se seccionaron mediante una serie de pasos que permitieron realizar una depuración más sencilla

Primer paso: Diferenciar los artículos y que contengan relación con las palabras clave

Segundo paso: Identificar los documentos que contengan información sobre sistemas de gerenciamientos de agua (Water management) y técnicas control de agua (Water control)

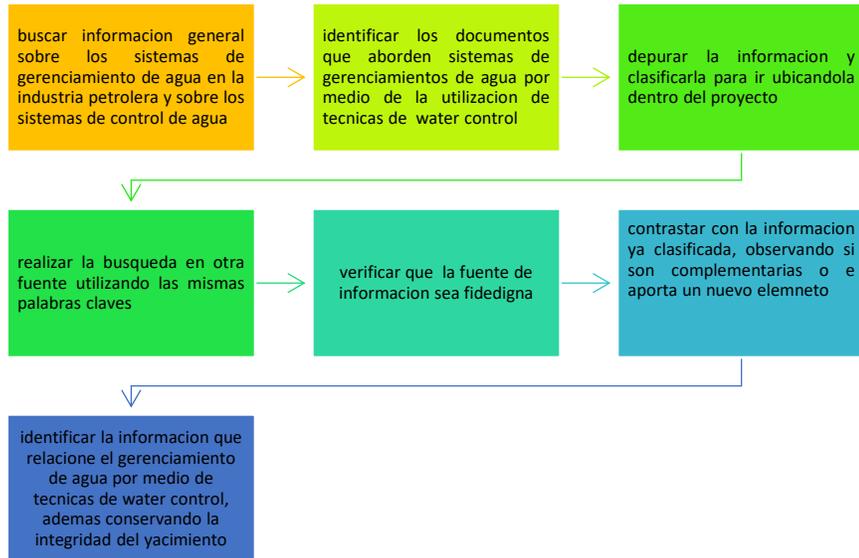
Tercer paso: Analizar detalladamente los documentos seleccionados y clasificar la información para su respectivo uso.

Cuarto paso: verificar que los documentos encontrados en otras fuentes diferentes a onepetro y JPT contengan información relacionada y revisar su fuente.

Análisis de la información

Figura 31.

Metodología del análisis de la información. Fuente: autor



Los resultados de la búsqueda con las palabras clave en la plataforma Onepetro y la demás fuentes se muestran en la siguiente tabla.

Tabla 2.

Resumen de Búsqueda de la información y fuentes utilizadas. Fuente: autor

Numero de resultados			
Palabra clave	ONEPETRO	Biblioteca UIS Portal WEB	Google
Water management	61174	16	155000000
Water Control	100221	15	325000000

Reservoir management	50473	4	196000000
-----------------------------	-------	---	-----------

Se analizaron 26 documentos adicionales recopilados del primer seminario de water management realizado por SPE, además en las búsquedas en Google fue necesario añadir la palabra petroleum para enrutar la búsqueda, y a pesar de la cantidad de resultados fue de donde menos se obtuvo información.

Los documentos que más contenido aportaron a la realización de la propuesta son:

Tabla 3.

Artículos más destacados. Fuente: elaboración propia

Autor (relacionar los artículos en la cita)	Aporte
Managing Water- From Waste to Resource (Arnold, y otros, 2004)	En este artículo se encuentra la descripción del funcionamiento de un sistema de gerenciamiento de agua, además de experiencias que sustentan la propuesta
Water control (Baily, y otros, 2000)	Se encontraron definiciones en los mecanismos de entrada del agua, además de métodos de diagnóstico para identificar el problema
Water Control Diagnostic Plots (Chan , 1995)	En este artículo el autor propone una serie de graficas resultantes de una simulación que

	<p>permiten identificar el origen de la producción de agua</p>
<p>Chemical Systems for Water and Gas Control: Terminology, Evaluation Methods, Candidate Selection, and Expectations (Botermans, Dalrymple, Dahl , & Smith , 2001)</p>	<p>El autor explica los diferentes métodos de control de agua, utilizando sustancias químicas denominadas elementos sellantes y no sellantes</p>
<p><i>Control de agua en yacimientos de crudo pesado con acuífero activo y contacto agua-petroleo: Alternativas tecnologicas para los campos de los llanos orientales (Castiblanco Borbon, 2017)</i></p>	<p>En este artículo nos describe la implementación de métodos de control de agua en un campo de la cuenca de los llanos orientales en Colombia</p>
<p>Successful Application of Water-Conformance Technology: A Case Study from East Kalimantan, Indonesia. Yakarta (Hunter , Soetedja, Rinadi, Mitchell, & Gauntt, 1999)</p>	<p>En este artículo, se describe la experiencia de un campo en indonesia y la aplicación de técnicas para disminuir la producción excesiva de agua</p>
<p>Estimacion de la tasa critica para el control de daño de la formacion originado por migracion de finos en los campos gala y llanito (Arias Gomez & Jimenez Castro , 2008)</p>	<p>Es este proyecto de grado se describe la relación entre la tasa de producción de aceite y la relación con la producción de agua</p>

<p>Water conformance Control Approach for Mauddud Reservoir, North Kuwait Field. (Ashkanani, Al-Ajmi, & El Daoushy, 2015)</p>	<p>En este se menciona la implementación de técnicas relacionadas con el water conformance para la disminución de la producción de agua</p>
<p>Water Management Experience in Mature Basin in South Argentina (Hirschfeldt & Bertomeu, 2017)</p>	<p>En este documento se propone un análisis conceptual basado en el gerenciamiento de agua para la toma de decisiones</p>
<p>Metodología Integral Para El Control De Agua En Fondo De Crudo Pesado De La Cuenca De Los Llanos Orientales (Fernandez Moreno , 2019)</p>	<p>En este artículo hace propone una metodología integral a través de una herramienta creada en Microsoft Excel por medio del control de agua para la disminución de la producción excesiva de agua en los llanos orientales</p>
<p>Field Application of molecular-wight polymer Activated with organic Crosslinker for water conformance in south mexico (Ortiz Polo, y otros, 2004)</p>	<p>En este caso se describe la implementación del sistema de gerenciamiento de agua en el sur del golfo de México, utilizando un reticulante polimérico orgánico para bloquear los canales de agua</p>

4. Desarrollo de la investigación

Protocolo para la disminución de la producción de agua innecesaria

Introducción

La industria petrolera siempre ha estado en el ojo de la tormenta debido a los impactos ambientales que ha generado a lo largo del tiempo. Por esa razón los diferentes países han venido creando planes de cooperaciones, fortaleciendo la normativa ambiental, impulsando a buscar mejores prácticas para cumplir la normativa al pie de la letra. Si bien es cierto que la industria se ha adaptado a estas normativas, disminuyendo la contaminación, aún tiene un enorme problema y son los grandes volúmenes de agua que a diario tiene que lidiar y se han convertido en un dolor de cabeza debido a la serie de tratamientos por la cual debe pasar para su disposición en los cuerpos de agua correspondientes o en este caso realizar un plan de gerenciamiento para utilizar el agua para reinyección, usos domésticos en la operación o para disposal. Sin embargo a pesar de sus usos múltiples sigue siendo costoso para la operación y afecta la viabilidad económica de la operación. Por eso se realiza un protocolo que permita a todo el equipo de la operación controlar la producción de agua innecesaria, y además de mantener la integridad del yacimiento.

Para un adecuado diagnóstico y desarrollo de una solución que permita al campo disminuir sus costos en materia de manejo de agua y aumentar de manera significativa su valor, se someterá a una evaluación conceptual desde varios aspectos, los cuales son jerárquicos y determinantes a la hora de proponer una solución adecuada que puede estar dentro las propuestas o si es necesario buscar otra alternativa.

Paso 1. Revisión del Estado termodinámico del campo

En este primer ítem es requerido el mecanismo de producción natural, por el cual el campo está produciendo en la actualidad, con el objetivo de obtener información del comportamiento del campo. Dentro de los mecanismos de producción más comunes de encontrar en los campos de producción : Empuje por capa de gas, empuje por gas en solución y empuje hidráulico. Es cierto que la mayoría de yacimientos contienen la expansión roca fluido, sin embargo el factor de recobro

de este mecanismo es muy pequeño. Además de conocer ya su mecanismo de producción primario, también es importante conocer la etapa de producción en la cual se encuentra el campo en la actualidad, es decir si el campo es ya maduro en su producción o es un campo que está iniciando su vida productiva.

Opción 1 Campo maduro

Si el campo ya se encuentra en esta etapa, generalmente el empuje hidráulico es el mecanismo de producción predominante, además probablemente con un mecanismo de levantamiento artificial en algunos de sus pozos y con aumento en la producción de agua debido al agotamiento de la presión. En este caso es importante la data obtenida a través de los años para encontrar la problemática y realizar la evaluación pertinente (paso 2 y paso 3) y tomar la decisión que permita mantener la rentabilidad del proyecto

Opción 2 Campo Temprano

Si el campo se encuentra iniciando su vida productiva es importante tener claro su mecanismo de producción de primaria y como se menciona puede ser 3 casos:

Caso 1 Empuje por capa de gas

Se identifica debido a la presencia de una capa de gas con pequeña cantidad o ausencia del empuje hidráulico. Es decir si solo existe este mecanismo, este protocolo no sería de ayuda para la optimización de su campo debido a que no habría problemas con el agua, sin embargo es muy raro encontrar un solo mecanismo de producción presente, en otras palabras es común encontrar este mecanismo junto con el empuje hidráulico. En este caso es importante tomar acciones preventivas para conocer en qué momento puede irrumpir el agua en la producción y qué medidas se van a tomar. Los parámetros que permiten conocer la duración de la producción por capa de gas antes

de la intervención del empuje hidráulico son: el tamaño de la capa de gas, permeabilidad vertical, grado de conservación del gas, tasa de producción de aceite, viscosidad de aceite y Angulo de inclinación. Generalmente el factor de recobro de este mecanismo es entre el 20 y el 40% del aceite original en sitio.

Caso 2 Empuje por gas en solución

En este caso la principal fuente de energía del yacimiento es el resultado de la liberación de gas proveniente del crudo y la posterior expansión de la solución de gas debido a la reducción de presión en el yacimiento. Como la presión cae por debajo del punto de burbuja, el gas es liberado dentro de los microscópicos espacios de los poros y la expansión de las burbujas fuerzan al crudo a salir de los poros.

Como el caso anterior, si este solo fuera el mecanismo de producción sería muy extraño encontrar producción de agua en la vida productiva del campo por ende el protocolo no tendría ningún sentido aplicarlo, sin embargo en la mayoría de los casos el empuje hidráulico está presente y a diferencia del mecanismo de producción anterior la presión cae muy rápidamente debido a que no hay un fluido externo como en capa de gas que permita su sostenimiento, lo que aumenta las posibilidades de la irrupción de agua en la producción. Por eso es importante conocer la caída de presión del yacimiento y tomar acciones preventivas para calcular en qué momento se puede presentar la irrupción del agua y como evitar que esta genere perdidas en la producción de aceite.

Caso 3 Empuje Hidráulico

En este caso el agua que se encuentre generalmente en capas cercanas al yacimiento llamadas acuíferos y que según su tamaño pueden tener un efecto importante (grande) o un efecto despreciable (pequeño). Este mecanismo es de lo más eficientes ya que según Tarek Ahmed su factor de recobro es desde el 35% al 75% del aceite original en sitio. Sin embargo la producción

excesiva de agua es bastante común en los yacimientos que contienen este mecanismo, que depende mucho del conocimiento de la estructura del yacimiento, de las zonas permeables por donde el agua pueda moverse, tener un control del movimiento del agua, realizar pruebas de compatibilidad y caracterización del agua para evitar su temprana producción. En Colombia mucho de los yacimientos más importantes producen por medio de este mecanismo, de ahí la importancia de tener un protocolo que permita tomar acciones preventivas y correctivas.

Caso 4 No hay empuje de agua

Es un caso muy particular porque generalmente el agua está presente en los yacimientos, sin importar la cantidad de esta (agua). Si esta es la situación, el protocolo no será de mucha ayuda y por ende no se debería aplicar.

Paso 2. Revisión del estado financiero del campo

Una vez definido el tiempo de vida del campo y evaluado el estado termodinámico del campo y detectando que es posible la presencia de una problemática relacionada con la producción de agua, el siguiente paso es realizar una revisión del estado financiero del campo.

Uno de los métodos más comunes para evaluar proyectos es el valor presente neto. El valor presente neto es un método donde todos los ingresos y egresos futuros se transforman a dinero de hoy y esto permite comparar si los ingresos de hoy son mayores a los egresos. La fórmula para calcular el valor presente neto es:

$$Vpn = \sum_{n=0}^N \frac{Fc}{(1+i)^n}$$

Donde la Fc representa el flujo de caja, el cual se puede calcular como

$$Fc = Gn - Tax$$

Donde G_n es la ganancia que es resultado de la resta entre los ingresos y los egresos.

Los ingresos están en función de la producción de crudo del campo y el valor comercial de sus reservas.

En cuanto a los egresos la producción de agua se encuentra implícita a la ecuación debido a la cantidad de costos adicionales que adiciona tanto a nivel de yacimiento como en equipos de superficie.

Por esta razón es importante realizar estos cálculos para la toma de decisiones y cuestionarse las siguientes preguntas:

¿Qué tan significativo sería la ganancia ante la optimización del valor presente neto?

¿Que costo-beneficio traería para el proyecto la reducción de costos por medio de la disminución de la producción de agua?

Una vez obtenido los flujos de caja y haber construido su diagrama, el siguiente paso para el cálculo del valor presente netos es el tiempo de evaluación, que es el tiempo durante cual se va a formular y evaluar el proyecto. Para la comparación de alternativas es importante que se tome en la comparación igual número de años, pero si el tiempo de cada uno es diferente, entonces se debe tomar como base el mínimo común múltiplo de los años en cada alternativa (Mejia Romero & Palma Bustamente, 2008)

El siguiente parámetro para el cálculo del valor presente neto es la tasa descuento que se va a aplicar al flujo de caja del proyecto. Esta tasa de descuento también es conocida como la tasa de oportunidad del inversionista. En esta tasa deben estar presente de cierta forma, el factor de riesgo y el de liquidez. Al evaluar los proyectos con el valor presente neto una de las recomendaciones para la tasa de oportunidad del inversionista (TIO), es que su cálculo sea de un valor superior, con el fin de tener un margen de seguridad para cubrir ciertos riesgos tales como la liquidez, efectos

inflacionarios o desviaciones que no se tengan previstas (Mejia Romero & Palma Bustamente, 2008, pág. 46)

Por último, en todo proyecto debe estar explícito el objetivo de la actividad, ya sea financiero o de otra clase; por tanto es posible que el índice de valor presente neto no tenga peso en la decisión que se puede tomar, sin embargo en este caso el índice del VPN es importante para que el protocolo siga adelante, en caso contrario es mejor buscar otra alternativa.

Índice del VPN para la toma de decisiones

Una vez realizado todos los procesos para la obtención de los parámetros, se calcula el valor presente neto y según su resultado se toma una decisión con respecto al proyecto, según el resultado se presentan tres alternativas y son:

- **Alternativa 1 $VPN > 0$.** Cuando el resultado del cálculo del VPN es mayor a 0 significa que el proyecto es aceptable y es posible seguir la aplicación del protocolo. Sin embargo es posible que el resultado esperado no sea satisfactorio para la gerencia y no se lleve a cabo el proyecto
- **Alternativa 2 $VPN < 0$.** Cuando el resultado del cálculo del VPN es menor a cero significa que el proyecto no puede ser llevado a cabo, por ende el protocolo no podría ser aplicado
- **Alternativa 3 $VPN = 0$.** Cuando ocurre esto la decisión de aprobarlo o no es indiferente, por ende se tendría que buscar otro método de evaluación para ver si es posible seguir aplicando el protocolo o simplemente buscar otra alternativa.

Paso 3. Evaluación de la condición del campo

Una vez finalizada la evaluación financiera y si la alternativa 1 fue satisfactoria para las inversionistas, es posible seguir con el protocolo y en este caso se evaluará las condiciones del campo para identificar los posibles pozos candidatos para la aplicación de la solución

Paso A Evaluación de flujos

El primer paso para realizar la evaluación del campo es revisar las condiciones de producción actuales de los pozos de este , es decir revisar las mediciones de los caudales de los fluidos (crudo, agua y gas). Después, se revisa la tasa crítica de producción con el propósito de identificar qué tan por encima están produciendo los pozos que en todos los casos para cumplir con los objetivos económicos se trabaja por encima de esta, ocasionando daños en el yacimiento y conificaciones. Adicionalmente con los valores de flujos pueden ser cargados a un software y generar gráficos diagnósticos que permite al usuario obtener una idea de que problema se están generando, uno de esos gráficos son los de CHAN y gráficos de producción

Paso B Revisión del porcentaje de BSW

Después de revisar los flujos, es importante observar el contenido de BSW y que sus valores sean mayores al 30%. Es importante determinar este valor porque te permite hacer predicciones a través de graficas con el objetivo de prevenir y detectar el problema ocasionado por el agua.

Este valor sería un indicativo de algún problema en el sistema. Por ende ya es importante comenzar a obtener información del estado mecánico del pozo, la formación productora y la naturaleza del agua del yacimiento.

Por otra parte los valores de corte de agua obtenidos del BSW permiten realizar diagnósticos mediante gráficos con el objetivo de prevenir problemas a futuro con la producción de agua o en su defecto visualizar la problemática que se presenta en el campo de estudio.

Paso C Estado mecánico del pozo

Antes de realizar cualquier tipo de operaciones en los pozos, es importante tener la imagen del estado mecánico del pozo para determinar si es posible realizar el trabajo. En caso de que la tubería no se encuentre en óptimas condiciones, debe ser reacondicionada para su uso, por lo que es de vital importancia conocer el estado actual de la tubería.

Para realizar la evaluación del estado mecánico de los pozos, es posible utilizar herramientas que permitan hacer diagnósticos de la integridad de las tuberías al intervenir en el pozo o mediante el uso de métodos de evaluación indirecto que no implica intervenciones pero que conlleva resultados menos precisos (Flórez Tapias & Hernández Useda, 2014). Dentro de los métodos de evaluación directa tenemos:

- **Registros tipos caliper** que permiten obtener detalle del diámetro interno de la tubería, la erosión y corrosión que ha sufrido durante su tiempo de trabajo. Además son capaces de poder detectar huecos, fisuras, hendiduras, divisiones y grietas a lo largo del pozo.

Por lo general esta herramientas tienen diferentes accesorios para realizar evaluaciones sin importar si el diámetro es pequeño o es un diámetro grande e incluso, visualizan los resultados de forma amigable para el operador a través de imágenes con alta resolución y modelos 3d.

- **Registros tipo ultrasónicos** que permiten evaluar la condición de la tubería , además de la calidad de la cementación del pozo. Este tipo de registro permita detectar y monitorear la corrosión, inspeccionar la tubería, detectar daños o deformaciones internas, análisis del espesor de la tubería y evaluaciones al cemento. Como en los calipers, estos registros generan resultados en 2D y 3D, con el adicional de la evaluación del cementos, por eso su costo es más elevado.

•**Herramientas electromagnéticas** que permiten realizar la inspección de las tuberías de forma no destructiva. Normalmente, utilizan una bobina de transmisión que genera un campo magnético variable en el tiempo cuyo flujo es guiado por la tubería. Esta herramienta permite cuantificar y evaluar el daño por corrosión en la tuberías, estima velocidades de corrosión a partir de la comparación de lapsos de tiempo, determina el radio interno de la tubería en presencia de escamas.

•**Videocámaras** que permiten obtener imágenes videografías (referencia) en tiempo real de la integridad de la tubería para revisar la posibilidad de presencia de huecos, áreas corroídas y entradas y salidas de fluido en la tubería. Adicionalmente, pueden ser utilizadas para identificar escamas o acumulaciones bacterianas. Son muy poco implementadas debido a que está restringida a casos donde se presenten fluidos claros.

Los métodos indirectos básicamente se podrían dividir en dos tipos: el uso de herramientas software que permita simular el desgaste de las tuberías y la evaluación del historial de intervenciones realizadas al pozo.

Con el historial de intervenciones se tienen un registro de todas las operaciones efectuadas al pozo. Es de bastante utilidad cuando se van a realizar nuevos trabajos, ya que permite visualizar las falencias y posibles problemas que se podrán ver en el pozo sin necesidad de bajar algún tipo de herramienta.

Los software de simulación, son herramientas que mediante el uso de datos obtenidos del yacimiento, propiedades de fluidos, registros y características físicas del revestimiento en pozo, permiten predecir el posible desgaste ocasionado en la tubería al ser sometida a condiciones de fondo. Es de gran ayuda cuando se requieren disminuir los gastos que implican introducir equipos para medir el desgaste, sin embargo no garantizan un resultado óptimo.

Cuando se detecta un daño el problema en el estado mecánico del pozo y está generando el aumento de producción de agua, es un indicativo de que la solución para controlar la producción del agua será de tipo físico

Paso D. Formación productora

Después de revisar el estado mecánico de los pozos y observar que no hay ningún problema, es momento de detallar la formación productora. La caracterización de la formación productora es importante porque permite prevenir y detectar posibles inconvenientes en la vida de producción. Fenómenos como la canalización, inundaciones por zonas permeables, movimiento del contacto agua-aceite, conificaciones entre otros problemas aumentan la producción de agua. La utilización de software con modelos geológicos, nuevas tecnologías como sensores remotos y mapas en 3 y 4 dimensiones son claves para un óptimo conocimiento de la zona. En caso de encontrar problemas como los anteriormente mencionados es importante en evaluar una solución química como la utilización de geles, polímeros especiales (Modificadores de permeabilidad), bloqueadores entre otros.

Paso E Caracterización de las agua

Después del análisis de la formación productora y descubrir que el problema no está relacionado con la parte geológica, es momento de hacer una prueba de caracterización con muestras de aguas de distintas zonas del campo, para conocer las características del agua de cada zona, identificar el tipo de agua de cada zona, comparar con el agua producida, con el objetivo de ir delimitando la zona donde se va realizar la intervención. Para su posterior análisis se utilizan métodos numéricos como la regresión lineal y de mínimos cuadrados para caracterización de las aguas, obteniendo así las distintas variedades de agua en el campo de estudio.

Lo recomendable sería realizar un test de flujo de producción toman registro entre pozos entre otras pruebas con el fin de definir el movimiento del agua dentro del yacimiento. Los registros electromagnéticos entre pozos son utilizados para determinar los niveles de saturación de agua, y a través de un fluxómetro multifase se mide el flujo en fondo y superficie lo que permite caracterizar totalmente el sistema de agua. Sin embargo, realizar tantas pruebas requiere parar la producción lo que agravaría más los costos.

Paso F Análisis de presión

Una vez realizado los análisis y tomas de registros, es fundamental analizar la variable presión, porque debido a la depleción causada por la producción de fluidos, el agua va comenzar a ingresar al yacimiento para remplazar los fluidos producidos y acto seguido aumenta su producción. Por este motivo es importante revisar la presión del yacimiento y buscar alternativas de cómo mantener la presión para evitar el ingreso del agua. Las pruebas que se deben realizar son:

- Pruebas de ascenso de presión
- Pruebas de caída de presión
- Pruebas de interferencia

Paso Evaluación y análisis de un sistema de levantamiento artificial

Después de cierto tiempo de producción o por algún limitante económico, los mecanismos naturales de producción comienzan a ser insuficientes para mantener la rentabilidad de la producción. La caída de presión comienza a ser un problema para la extracción del fluido, por eso resulta importante evaluar la posibilidad de implementar algún sistema de levantamiento artificial. Los sistema de levantamiento artificial fueron diseñados y especificados para que cumplan con los requerimientos que necesita cada proyecto según el tipo de yacimiento y fluido que se deba tratar,

por esta razón que cada equipo presenta limitantes a las cuales se les debe dar un rango de operación y verificar que estos sean los más adecuados para cada pozo.

Para verificar si los sistemas de levantamiento son aplicables o no para determinado pozo, es indispensable tener los rangos de operación de dichos sistemas pues es con esta característica se fundamenta la selección de sistemas de levantamiento artificial.

“La evaluación de los sistemas de levantamiento artificial se hace por medio de una clasificación que los valora según su comportamiento con respecto a los parámetros del fluido proveniente de la formación y algunas características del reservorio, esta calificación es: Deficiente, Aceptable y Excelente” (Figuroa Ricaurte & Tibaduisa Carrillo, 2016). Donde cada clasificación lleva un rango de 0-3, 4-7 y de 8-10 respectivamente, siendo 0 el peor caso y 10 el mejor.

Se dice que el sistema de levantamiento artificial es deficiente, cuando se recomienda que bajo ninguna circunstancia se utilice el método de levantamiento en la condición donde se valora, ya que el sistema de levantamiento no se encuentra o no presenta las condiciones apropiadas para implementarse en ese caso; si se clasifica el sistema de levantamiento como ACEPTABLE, quiere decir que el sistema puede operar sin ningún cambio en sus equipos pero no va a presentar una eficiencia considerablemente optima dadas las condiciones del pozo y/o fluido; si se clasifica como excelente quiere decir que el sistema de levantamiento presenta un rango de aplicabilidad alto y presenta su mejor funcionamiento en dichas condiciones.

Según Figuroa Oscar y Tibaduisa Diego (Figuroa Ricaurte & Tibaduisa Carrillo, 2016 , pág. 45) en su tesis presentan los rangos de aplicabilidad basado en el análisis realizado por Rodríguez Álvaro y Torres Edgar. Los rangos de aplicabilidad son:

Tabla 4

Bomba por cavidades progresivas. Adaptado de (Figueroa Ricaurte & Tibaduisa Carrillo, 2016)

Parámetro	Deficiente	Aceptable	Excelente
API	>29,9	22-29,9	<22
Profundidad de asentamiento de la bomba(ft)	>10000	3501-9999	1-3500
Viscosidad del fluido (Cp)	0-100	101-400	401-1000
Temperatura (°F)	>281	250-280	71-249
GOR (scf/stb)	>301	150-300	0-150
Caudal de producción (BPD)	>4500	6 a 100; 2500 a 4499	1 a 2500
BSW	>56	41-55	<40

Tabla 5

Bomba Electro sumergible. Adaptado de (Figueroa Ricaurte & Tibaduisa Carrillo, 2016)

Parámetro	Deficiente	Aceptable	Excelente
API	<22	22-29,9	>29,9
Profundidad de asentamiento de la bomba(ft)	>12500	7500-12499	<7499

Viscosidad del fluido (Cp)	>200	100-199	0-99
Temperatura (°F)	>351	250-450	<249
GOR (scf/stb)	>4001	500-4000	0-499
Caudal de producción (BPD)	<200	200 a 1000	>1000
BSW	*	90-100	0,1-89

Tabla 6

Bombeo Hidráulico. Adaptado de (Figuroa Ricaurte & Tibaúsa Carrillo, 2016)

Parámetro	Deficiente	Aceptable	Excelente
API	*	>25	<25
Profundidad de asentamiento de la bomba(ft)	<2000	*	>2001
Viscosidad del fluido (Cp)	>800	401-799	0-400
Temperatura (°F)	>551	250-550	71-249
GOR (scf/stb)	>4001	500-4000	0-499
Caudal de producción (BPD)	>10000	1000 a 10000	1-1000
BSW	70-100	50-70	0,1-49

Tabla 7

Bombeo Mecánico. Adaptado de (Figuroa Ricaurte & Tibaduisa Carrillo, 2016)

Parámetro	Deficiente	Aceptable	Excelente
API	>40	22-39,9	<22
Profundidad de asentamiento de la bomba(ft)	>10000	3000-9999	1-2999
Viscosidad del fluido (Cp)	>5000	1000-4999	0-999
Temperatura (°F)	>551	250-550	<249
GOR (scf/stb)	>401	201-400	0-200
Caudal de producción (BPD)	4000-10000	500-4000	50-499
BSW			
API	>61	26-60	0,1-25

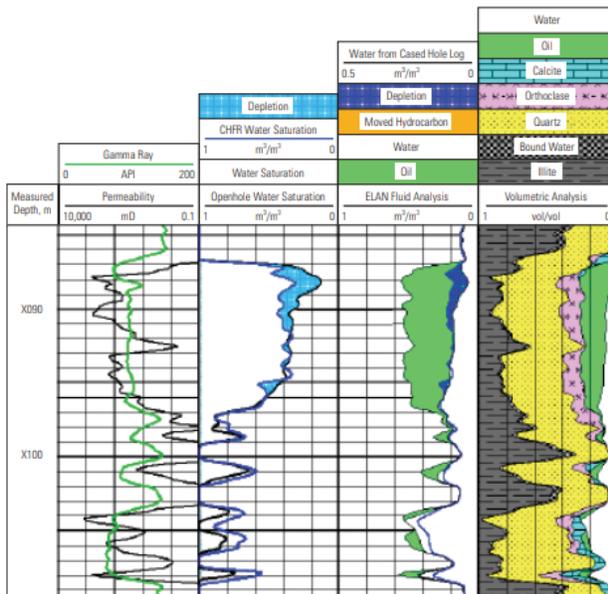
Paso H. Evaluación de riesgo

Independiente de cualquier decisión que se vaya a tomar, la parte de rentabilidad va a ser el factor determinante, por este motivo hay que tener un gran soporte cuando se toma una decisión de implementar una alternativa para solucionar problemas de control de agua. Para esto se utilizan programas que permiten el análisis de riesgos basados en los métodos Montecarlo y ayudan a tomar una mejor decisión. Además, hay software como WaterCase basado con una metodología

que permite escoger el mejor método según la historial de producción, registros producción y caracterización de yacimientos desde modelos analíticos como numéricos.

Figura 32

Registro CHFR, tomado de Arnold Summer 2004 Schlumberger



También se utilizan software como **OFM** para estudiar fenómenos como lo son la compartimentalización del yacimiento, el rompimiento del agua y la eficiencia de barrido. Este software permite realizar un análisis del sistema y obtener patrones de flujo y problemas en pozos. Una vez identificado el problema se utilizan herramientas como software.

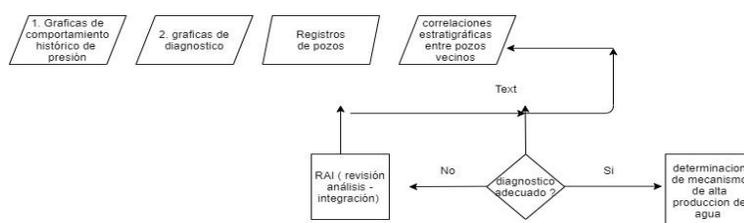
Además, para la elección de la solución a implementar ya sea mecánica o química debe cumplir 3 criterios básicos

1. Debe ser viable económicamente: Toda la operación que se realiza para controlar la producción excesiva de agua exige una inversión, por eso es clave elegir una solución que traiga beneficios económicos a largo plazo
2. No debe poner en riesgo la integridad del yacimiento: es crucial que la solución escogida no genere daños en el yacimiento, porque eso crea un nuevo costo, ya que tendrían que realizar trabajos de estimulación e incluso en el caso de algunos geles quedarían inútiles por la intervención, en pocas palabras se perdería la inversión
3. Reducir lo máximo la producción de agua: en ocasiones es difícil encontrar yacimientos que en su producción no contenga agua, sin embargo, con buenas prácticas es posible mantenerla a niveles óptimos que no generen sobrecostos en el proyecto.

Para la elección se pueden utilizar diferentes herramientas como un árbol de decisiones, que permitiría realizar una depuración de las distintas soluciones y que se ajusten a los criterios. De ahí la importancia del trabajo de todos los equipos incluyendo la gerencia del proyecto. Sin embargo (Ramos & Marin, 2018) propone un diagrama de análisis – integración para identificar el mecanismo.

Figura 33

Diagrama del proceso revisión análisis- integración. Adaptado de: (Ramos & Marin, 2018)



Paso I Monitoreo y Evaluación

Es un paso clave, ya que requiere la concentración de todas las partes involucradas en el proyecto, más exactamente en el ingeniero de yacimientos y los geólogos. En esta fase del proyecto, la gerencia de yacimientos es vital para ir monitoreando y evaluando que el plan ejecutado siga el curso trazado en los pasos anteriores. Por eso debe ser evaluado periódicamente si en caso tal no cumple con las expectativas. Incluso se debe en este paso se debe tener un plan de abandono por si se hace insostenible el proyecto. Con la tecnología de hoy en día, el monitoreo en tiempo real es una realidad que permite tener datos concretos y actualizados de toda la operación. Es recomendable realizar un seguimiento con énfasis al contacto agua-aceite y a todo su movimiento por medio de las técnicas como sísmicas 4D, porque teniendo un control del contacto se evitaría la producción innecesaria de agua.

Paso 4. Evaluar la Implementación de un Sistema EOR

Después de haber realizado la evaluación del campo y su resultado fue negativo para la implementación de algún tipo de solución relacionada con el manejo del agua, es necesario comenzar a pensar en otra alternativa para aumentar el valor del campo , que en su defecto puede ser un sistema de recobro mejorado.

Para tener una idea clara de que tipo de método de recobro mejorado se puede aplicar al campo en este protocolo se muestra un screening basado en el análisis realizado por (Aguillon Duarte & Garcia Ribero , 2004), con el objetivo de utilizar el mejor sistema según las características del sistema petrofísico del yacimiento y la propiedades del crudo.

Los siguientes métodos propuestos son

- **Inyección de CO₂** : Este método de recobro según varios autores es muy dependiente de la profundidad debido a la presión de miscibilidad a la cual recomiendan se deben estar por encima para un óptimo resultado. La profundidad planteada por los autores es de mayor a 2000 ft (referencia). Con respecto al crudo se recomienda que su gravedad API sea mayor a 22° y su viscosidad tenga un valor máximo de 15 cp. A continuación se muestra una tabla con el screening técnico de la inyección de CO₂

Tabla 8

screening técnico de la inyección de CO₂. Adaptado de (Aguillon Duarte & Garcia Ribero , 2004)

Parámetro	Unidad	Mínimo	Máximo
Porosidad	%	20	36
Permeabilidad	mD	0.1	10000
Profundidad	Ft	2000	15000
Temperatura	°F	70	250
Gravedad del crudo	API	22	45
Viscosidad del crudo	cP	0.1	15
Litología		Arenisca y carbonatos	
Espesor neto	Ft	10	2500
Saturación de aceite	%	20	100

- **Inyección de polímeros:** Para un tratamiento efectivo de esta clase es necesario realizar una inyección del 15-25%, la concentración del polímero va de 250 a 2000 mg/L . Para proyectos de campo, muchos millones de libras de polímero pueden ser inyectadas por un periodo de 1 a 2 años. El proyecto finalmente se convierte en inyección de agua.

Tabla 9

screening técnico del método inyección de polímeros. Adaptado de (Aguillon Duarte & Garcia Ribero , 2004)

Parámetro	Unidad	Mínimo	Máximo
Porosidad	%	13	22
Permeabilidad	mD	20	10000
Profundidad	Ft	50	9000
Temperatura	°F	70	200
Gravedad del crudo	API	15	44
Viscosidad del crudo	cP	0.1	150
Litología		Arenisca y carbonatos	
Espesor neto	Ft	10	2500
Saturación de aceite	%	50	100

- **Combustión in situ:** Este método es utilizado cuando las pérdidas de calor con la inyección de vapor son muy altas, es decir la combustión puede ser llevada a cabo en

yacimientos más profundos, y secciones de arenas más apretadas y delgadas donde las pérdidas de calor para la inyección de vapor son altamente significativas, la habilidad para inyectar a altas presiones es usualmente importante así que según el análisis presentado de la base de datos de la tesis de (referencia) tomaron el valor de 270.89 pies como valor mínimo de profundidad y un valor máximo de 11500 pies. Las propiedades restantes de yacimiento y del crudo son:

Tabla 10

Screening técnico de la combustión in situ. Adaptado de (Aguillon Duarte & Garcia Ribero , 2004)

Parámetro	Unidad	Mínimo	Máximo
Porosidad	%	13	22
Permeabilidad	mD	20	10000
Profundidad	Ft	50	9000
Temperatura	°F	70	200
Gravedad del crudo	API	15	44
Viscosidad del crudo	cP	0.1	150
Litología		Arenisca	
Espesor neto	Ft	10	2500
Saturación de aceite	%	50	100

•**Inyección de vapor:** Es un método comúnmente usado para crudos con gravedades API que van desde los 8 hasta los 25 grados (referencia) según la literatura. Con respecto a la viscosidad, el valor no debe ser menor a 20 cP, debido a que por costos, la inyección de agua sería más rentable para el proyecto por causa del gasto de energía en la generación del vapor. Para que el método sea exitoso, las formaciones deben poseer una alta porosidad tales como las areniscas, con el fin de maximizar la cantidad de crudo calentada y minimizar la cantidad de roca calentada. Los valores de la permeabilidad también deben ser altos para su aplicación en formaciones delgadas. Los valores deben ser superiores a 200 mD, con el objetivo de tener una buena inyectividad. Además de profundidades no menores a 300 pies, debido a que no garantiza una buena inyectividad.

Tabla 11

Screening técnico de la inyección de vapor. Adaptado de (Aguillon Duarte & Garcia Ribero, 2004)

Parámetro	Unidad	Mínimo	Máximo
Porosidad	%	20	36
Permeabilidad	mD	200	5000
Profundidad	Ft	300	5000
Presión	Psia	50	1500
Temperatura	°F	70	140
Gravedad del crudo	API	15	44

Viscosidad del crudo	cP	8	25
Litología		Arenisca	
Espesor neto	Ft	10	2500
Saturación de aceite	%	50	100

Referentes teóricos

Campo Semberah

El aceite producido en el campo Semberah Indonesia proviene de un yacimiento llamado F70A que tiene un mecanismo de empuje de agua fuerte, sin embargo con la configuración de los completamientos del pozo no presento producción de agua al inicio.

Después en el pozo Semberah N.º 13 fue colocado una gran válvula de cheque y comenzó a producir cantidades excesivas de agua. Las facilidades encargadas del tratamiento de agua para el campo estaban cercanas a trabajar al máximo de capacidad y un mejoramiento en estas facilidades llevaría unos mayores costos de capital. Consecuentemente otros pozos en campo están cerrados y producen intermitentemente.

En abril de 1992 Semberah N°13 comenzó su etapa de producción con 625 BOPD y 0 BWPD. Para octubre de ese mismo año la producción de aceite incrementó hasta los 991 BOPD, sin embargo, en este punto el pozo también comenzó a producir agua a una tasa de 87 BWPD (8% corte de agua). Para mayo de 1993 la producción de pozo cayo hasta 430 BOPD y la producción de agua incremento hasta 808 BWPD (65 % corte de agua). El pozo fue apagado en periodos intermitentes y en diciembre de 1997 se le realizaron a prueba con 126 BOPD y 173 BWPD (58

% corte de agua) (Hunter , Soetedja, Rinadi, Mitchell, & Gauntt, 1999). Después realizar nuevas pruebas en mayo de 1998 el pozo fue apagado hasta noviembre.

El pozo Semberah N°13 comenzó a producir agua después de que el tamaño del choque aumentara de 32/64 in hasta 36/64 in. Sin embargo, una revisión de los registros disponibles y data de producción sugieren que el problema de producción de agua en el pozo no sea resultado de un problema mecánico y el mismo wellbore exhibe un grado razonable de integridad. Consecuentemente se hace énfasis en cambios en el yacimiento. Un registro de carbón-oxígeno (C/O) desarrollado en enero de 1998 indica que el punto del contacto agua-aceite (OWC) se movió 40 ft por encima de la posición original a 3012 ft desde el fondo de los perforados a 2972 ft. La conificación de agua fue supuesta y el propietario del programa de computación del conformance confirmaría esta teoría.

Luego de identificar el problema y realizar diferentes, el pozo semberah 13 fue intervenido de la siguiente forma:

1. Cementar los perforados existentes y realizar pruebas al hueco a 1000 psig
2. Perforar los huecos cementados desde 3008 a 3019 ft (contacto agua -aceite original)
3. Colocar el retenedor de cemento a 2990 ft
4. Enganchar un stinger de 3 ½ pulgada a la tubería de trabajo e insertar el stinger en el retenedor
5. Conservar la tubería de trabajo, luego desarrollar una prueba de inyectividad con el objetivo de ≥ 1 bbl/ min y < 1000 psig
6. Mezclar y bombear lo siguiente
 - 50 barriles de KCl spacer (fluido)
 - 428 barriles de sellante medio -fuerte

- 72 barriles de sellante fuerte
 - 3 barriles de cemento slurry
7. Desplazar el cemento de los perforados y obtener presión de forzamiento
 8. Bombear 1 barril de cemento en la formación
 9. Remover el stinger del retenedor, regresar la herramienta superficie y ensamblar fuera del hueco
 10. Perforar los huecos cementados desde 2890 a 2982 pies
 11. Colocar el retenedor a 2974 pies
 12. Repetir el paso 5 y el paso 6
 13. Permitir poner las muestras en superficie
 14. Taladrar bajo retorno y continuar el trabajo remedial en la zonas profundas
 15. Cañonear de nuevo el intervalo productor
 16. Colocar el pozo de nuevo en producción de manera lenta

Con este tratamiento el volumen de agua se redujo de 500 barriles a 150 debido a la baja inyectividad. El tiempo de espera toma aproximadamente 24 horas

Los resultados posteriores son bastantes eficientes con una reducción en el corte de agua de 75% a 0 y un incremento en la producción de aceite de 100 barriles por día a 600 barriles por día

Tabla 12

Datos del pozo. Adaptado de (Hunter , Soetedja, Rinadi, Mitchell, & Gauntt, 1999, pág. 5)

Numero del pozo		Semberah No 13	
Localización	Badak, Kalimantan del este, Indonesia		
Fecha de completamiento	Septiembre de 1983		

Perforados	2962 ft a 2972 ft
Temperatura	145 °F
Tipo de formación	Arenisca

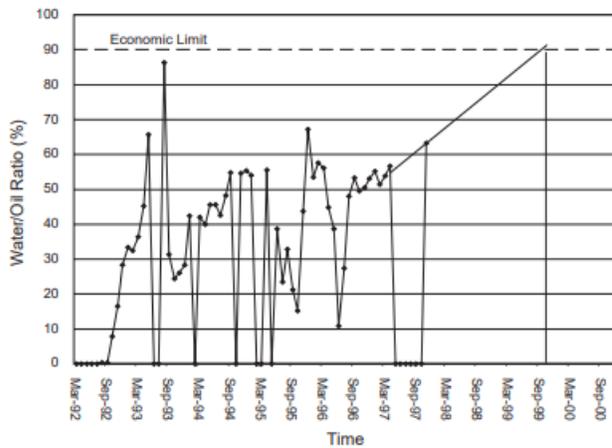
Tabla 13

Antes y después del tratamiento. Adaptado de : (Hunter , Soetedja, Rinadi, Mitchell, & Gauntt, 1999)

	Fecha	Q gas	Q aceite	Q agua
Antes	26/05/1998	39	87	155
Después	06/12/1998	435	907	0

Figura 34

Relación agua-petróleo antes y después del tratamiento. Tomada de : (Hunter , Soetedja, Rinadi, Mitchell, & Gauntt, 1999)



Sur de México

En esta región de planeta trajo consigo grandes desafíos que se cumplieron a través del gerenciamiento de agua. En esta región mexicana, la zona productora dentro del yacimiento y su longitud varía entre los 100 y 350 pies, pero pueden ser mayores. Las principales fuentes de producción del área son naturalmente fracturadas. Aunque las fracturas naturales tienen un efecto positivo en el flujo de aceite, también tienen efectos negativos como el flujo de agua o gas que es causante de efectos conficantes o zonas de alta permeabilidad entre la zona productora de hidrocarburos y los intervalos encima o debajo de la zona, y si estas zonas son productoras de agua, tienen un impacto en la productividad de la zona de hidrocarburos. Un problema adicional debe ser direccionado hacia el pozo y es la temprana irrupción de agua generada por acuífero lateral que fluye a través de las fallas y fracturas naturales.

Por todo lo anteriormente expuesto, se implementó una estrategia mediante el gerenciamiento de agua a través de la aplicación de un polímero orgánico reticulante para la disminución de la producción de agua. Este sistema de polímeros llamado en sus siglas en inglés OPC está conformado copolímeros de acrilamida y t-buliacrila (PAtBA), que son ampliamente utilizados para controlar el flujo de agua. Además del reticulante que es un polietileno imina (PEI). Estos componentes permiten al sistema exhibir propiedades químicas y físicas únicas.

Por otra parte la aplicación de esta tecnología se seleccionaron inicialmente 93 pozos, sin embargo se hace énfasis en 37 pozos. ´

Selección de los pozos candidatos

Para lograr una aplicación perfecta se necesitaba primero seleccionar los pozos a trabajar, cosa que no es sencilla y más en el difícil ambiente de esta región que son: yacimiento naturalmente fracturados, altas temperaturas y bajas presiones de fondo. Además, un análisis extensivo de los

parámetros del yacimiento y conductividad no siempre es posible debido a la inversión adicional que genera obtener toda la data y realizar su procesamiento por ejemplo registros de producción, monitoreo de yacimiento y registros a hueco abierto. Después se debe determinar el tipo de fluido y las características apropiadas para aplicación , basado en los diferentes pruebas de laboratorio realizadas a distintas temperaturas

Diseño de la solución

El primer paso realizado para el diseño del tratamiento es la identificación de la fuente que genera la producción de agua lo que representa aproximadamente el 50% de probabilidad de éxito en la ejecución de la solución (Ortiz Polo, et al , pág. 2). El siguiente caso fue revisar toda la data disponible en ese momento como registros, historia de los pozos, historial de trabajos anteriormente realizados , simulaciones e interpretaciones de registros , este ultimo es importante para el calculo de parametros como lo es la temperatura de yacimiento , temperatura de inyeccion, determinacion , volumen de agua, resisitividad y permeabilidad.

Aplicación y resultados de la solucion

Posteriormente, se llevo a cabo la colocacion de la tecnica de la siguiente manera:

1. El pozo es puesto a prueba para ser admitido y el volumen de tratamiento es redefinido si llegara ser necesario
2. Pruebas de integridad del casing mediante el llenado y presurización a 500 Psig
3. La apropiada de tasa descarga para enfriar y el spacer son forzados a la tasa máxima posible
4. El compuesto (OPC) es bombeado a la máxima tasa posible
5. El volumen de cemento es bombeado a la máxima tasa posible
6. El desplazamiento lineal con el gas inicia a la máxima tasa posible

		del tratamiento	del tratamiento	del tratamiento	del tratamiento	del tratamien to
1	30	0	0	0	0	0
2	74	0	0	0	0	0
3	70	0	0	0	0	0
4	80	0	0	0	0	0
5	69	1	2	9	19	20
6	69	1	2	9	19	20
7	30	3	1	1	1	1
8	80	0	0	0	0	5
9	80	80	-	-	-	-
10	53	42	55	63	-	-
11	84	23	23	40	40	40
12	75	75	-	-	-	-
13	64	64	-	-	-	-
14	98	45	86	78	91	50
15	50	50	-	-	-	-
16	64	64	--	-	-	-
17	40	20	16	16	-	-
18	40	25	35	52	46	46
19	45	20	16	16	-	-

20	25	1	1	1	1	1
21	27	0	0	0	0	0
22	44	44	-	-	-	-
23	43	8	8	28	53	83
24	75	12	12	10	5	-
25	76	4	3	1		
26	46	36	5	43	70	75
27	50	31	31	33		

Llanos Orientales

En esta región de Colombia donde por lo general encontramos un crudo pesado, se viene presentando un problemática y es el aumento del corte de agua en los pozos es elevado (<90%). Por este motivo se han creado diferentes estrategias para la reducción de los niveles de corte de agua como en este campo en particular.

Primeramente se hizo una revisión del historial de producción que comenzó en el año 2014 y alcanzo un pico de producción de 15 MBLS. Además se evidencia un aumento del corte de agua (53 al 73%) desde inicio de 2018 y la tendencia se ha mantenido. “Hay que destacar que este campo cuenta con acuífero activo con recarga superficial ,que es un problema en gran parte de los campos de la cuenca” (Fernandez Moreno , 2019, pág. 33).

Después del análisis del historial de producción se escogen 24 pozos activos y a través la herramienta OFM se construyen mapas de burbujas para identificar el corte de agua actual de cada uno de los pozos. Adicionalmente se hicieron análisis del parámetro corte de agua vs aceite acumulado y corte en función del tiempo de producción , en base a estos gráficos se eligieron los

pozos 5,11 y 24 para ser intervenidos. La elección del pozo 5 y 11 se debe al análisis de la gráfica del corte de agua en función del tiempo y según la tendencia estos pozos presentan como buenos candidatos. El pozo 24 es escogido debido a que según Fernández Moreno , “este pozo es la estrella de la compañía y por tener comportamiento anómalo con irrupciones repentinas de agua según el grafico de curvas vs aceite acumulado”.

Los 3 pozos escogidos a intervenir fueron analizados por una herramienta desarrollado en bases a macros en una hoja de cálculo , la cual fue llamada MICAF (Modelo integral para el control de agua en fondo). Este programa generar a través de su ejecución los siguientes resultados:

- Tiempo de irrupción del agua en pozos verticales o ligeramente desviados
- Caudal critico de los pozos
- Comportamiento del corte de agua a futuro
- Graficas de curva de chan del pozo seleccionado
- Diagnóstico del mecanismo de producción de agua
- Intervención adecuada del pozo
- Modelo financiero de la intervención escogida

Esta herramienta desarrollada dentro su creación contiene un criterio de decisiones que ayuda a los operadores a tomar elección más acertada para el mejoramiento del campo, cumpliendo con lo necesario de un sistema de gerenciamiento de agua.

Figura 35

Mapa de Burbuja del corte de agua para los pozos. Tomado de: (Fernandez Moreno , 2019)

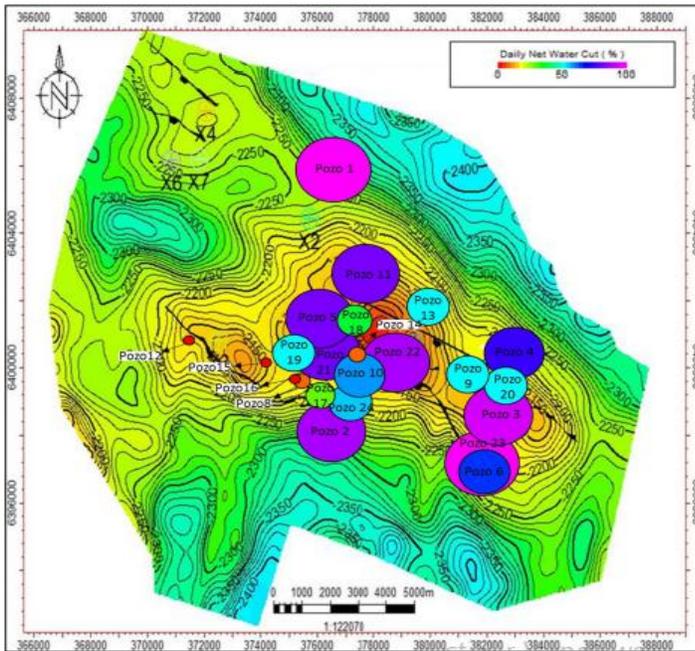


Figura 36

Grafica corte agua vs Aceite acumulada. Tomada de: (Fernandez Moreno , 2019)

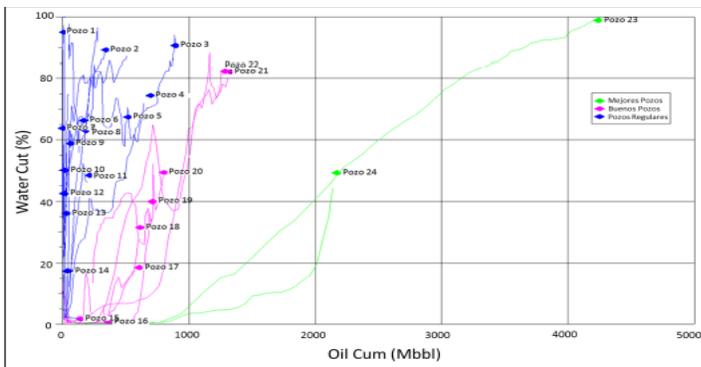


Figura 37.

Grafica corte agua vs tiempo de producción. Tomada de : (Fernandez Moreno , 2019)

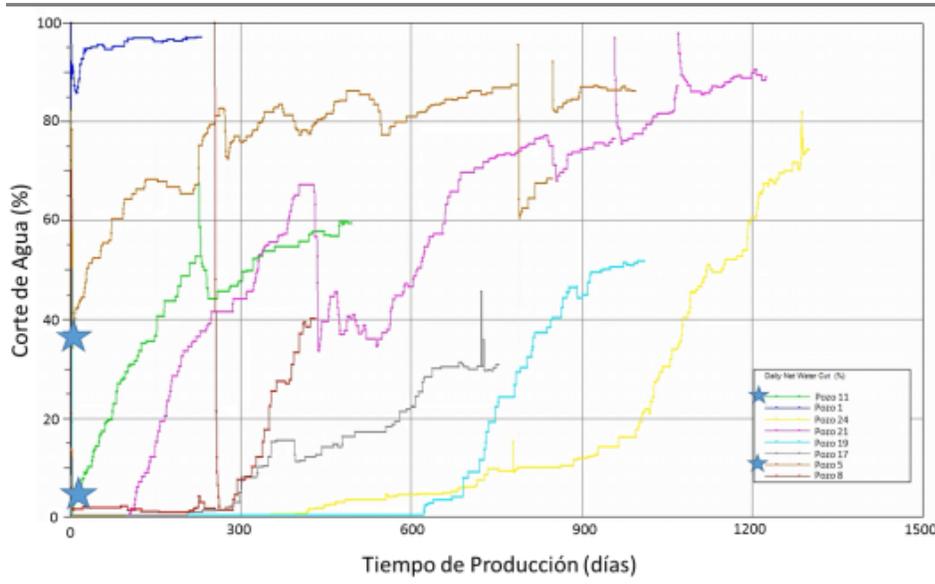


Figura 38

Entrada de datos del programa MICAF. Tomado de : (Fernandez Moreno , 2019)

Propiedades del yacimiento y de los fluidos	
Water Density (g/cm ³)	1
Oil Density (g/cm ³)	0.943
Permeability (mD)	629
Oil Zone Thickness (ft)	54.8
Perforated Thickness (ft)	10
Total Sand Thickness (ft)	75.00
Oil Viscosity (cp)	4.37
Water Viscosity (cP)	1.00
Oil Volume Factor	1.16
Water Volume Factor	1.00
Drainage Radius (ft)	2000
Wellbore Radius (ft)	0.3
*Oil Production (STB/D)	1218
*Fluid Production (FB/D)	5308
Porosity (fraction)	0.173
Mobility Ratio	8.9
krwSor	0.21
kroSwc	1.00
OOIP (STB)	4087714.92
FR	0.26

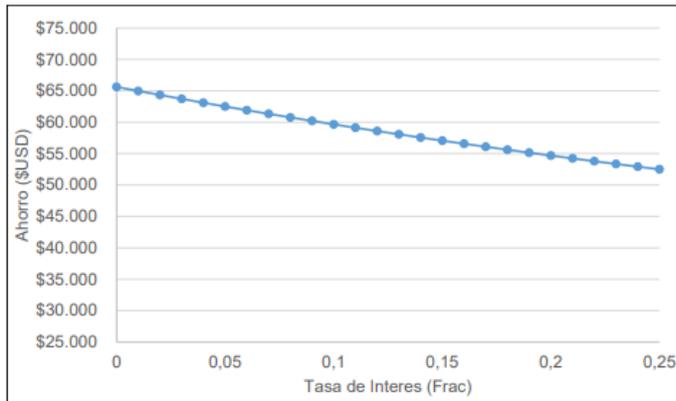
Figura 39.

Método de criterios para la toma de decisión del programa MICAFA. Tomado de : (Fernandez Moreno , 2019)

Criterios de Decisión de la Intervención más adecuada			
Concepto	Indicador	Rango	Evaluación
Cementación	Índice de adherencia	0.00 - 0.50	Mala
		0.51 - 0.85	Regular
		0.86 - 0.95	Buena
		0.96 - 1.00	Excelente
	Presencia de canales identificados en el registro	si	Desfavorable
		no	Favorable
	Periodo de cementación	0 - 10 años	Joven
		10 - 20 años	Maduro
20 - 50 años		Viejo	
Presencia de CO2	si	Desfavorable	
	no	Favorable	
Completamiento del pozo	Distancia de los perforados al contacto	0-10 pies	muy cerca
		10-20 pies	próximo
		superior a 20 pies	lejos
	Rangos de operación de la bomba	20 - 40 Hz	Frec. baja
		40 - 50 Hz	Frec. moderada
		Superior a 50 Hz	Frec. alta
Propiedades del yacimiento y de los fluidos	Presencia de arenas de alta permeabilidad mediante funciones de porosidad o PLT	0 capas encontradas	Favorable
		1 a 3 capas	Manejable
		más de 3 capas	Desfavorable
	Razón de Movilidad	0 - 1	Favorable
		1-10	Manejable
		superior a 10	Desfavorable
	Permeabilidad vertical	50 - 150 mD	Favorable
		150 - 500 mD	Manejable
	Superior a 500 mD	Desfavorable	

Figura 40.

Análisis financiero de una intervención de pozo realizada por MICAFA. Tomado de: (Fernandez Moreno , 2019)



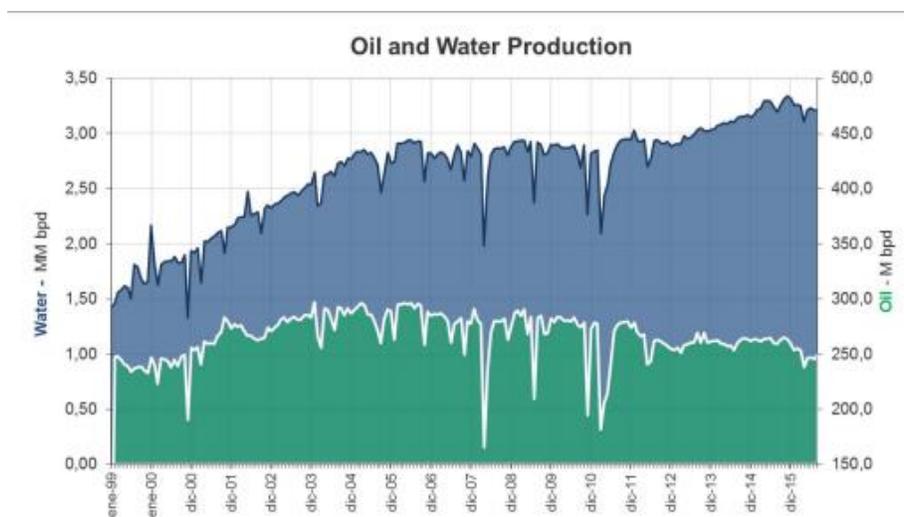
Cuenca San Jorge

La cuenca san Jorge ubicada en la Patagonia argentina es una cuenca madura que cuenta con proyectos activos inyección de agua y uno de las más antiguos de comodoro rivadía. Su explotación se remonta desde el año 1907 y fue el primer descubrimiento económico. En la

actualidad cuenta con 13973 pozos activos productores de aceite (junio 2016) (Hirschfeldt & Bertomeu, 2017). La producción de agua en la cuenca siempre estuvo asociada desde los inicios sin embargo hoy en día la producción de agua es bastante elevada, lo que ha generado costos adicionales y los elementos para el manejo del agua en superficie alcanzaron el límite lo cual requiere revisar para mitigar el problema .

Figura 41.

Historial de producción de agua y aceite desde 1999 cuenca san Jorge. Tomada de: (Hirschfeldt & Bertomeu, 2017)



Por esta razón en los operadores de los campos que operan en la cuenca comenzaron a realizar análisis de botella para el mantenimiento de la producción de aceite, además de revisar permanentemente la capacidad de gerenciamiento desde el punto vista operacional, ya que la inhabilidad del gerenciamiento implica perdidas en la producción de aceite. (Hirschfeldt & Bertomeu, 2017, pág. 8). Adicionalmente se realiza un balance de agua para mantener la producción de crudo y evaluarla capacidad máxima del sistema de gerenciamiento de agua desde

el punto vista técnico y económico. Sin embargo, cuando se alcanza la capacidad máxima del sistema, se queda sujeto a dos alternativas, reducir la producción de agua o incrementar el sistema de almacenamiento de agua (capacidad de las estaciones).

Finalmente los operadores finalizan el análisis considerando ambas alternativas y se decantaron por invertir aumentar el sistema de recolección debido a que realizar proyectos para control de agua o water shut off no es posible debido a la cercanía que tienen los pozos con los sistemas de agua fresca que conllevaría a la violación de la normativa ambiental impuesta en Argentina

Aplicación del protocolo a un campo de producción

Paso 1. Estado termodinámico del campo

Para el caso de estudio es un campo maduro que posee un mecanismo de producción natural es empuje hidráulico debido a un acuífero activo , es decir es bastante propenso a tener problemas en su producción de agua y es posible seguir aplicando el protocolo.

Tabla 15.

Propiedades generales del yacimiento. Tomado de: (Castiblanco Borbon, 2017)

Profundidad TVD (ft)	3280
Temperatura (°F)	160
Presión inicial (psi)	1187
Mecanismo de producción	Empuje. Acuífero activo de fondo

Paso 2 Estado financiero del campo

Para efectos prácticos se utilizará la primera alternativa, es decir con $VPN > 1$ y con el objetivo que satisfice financieramente a la gerencia del proyecto.

Paso 3. Evaluación de la condiciones del campo

Paso A Mediciones de flujo

Después de revisar los flujos de los pozos del campo, se detectó valores anormales de dos pozos los cuales llamaremos A y B, donde su producción de agua era mayor que la de aceite. Además con los valores pudieron obtener gráficos que permitieron realizar un diagnóstico del problema

Figura 42

Histórico de producción de aceite . tomado de: (Castiblanco Borbon, 2017)

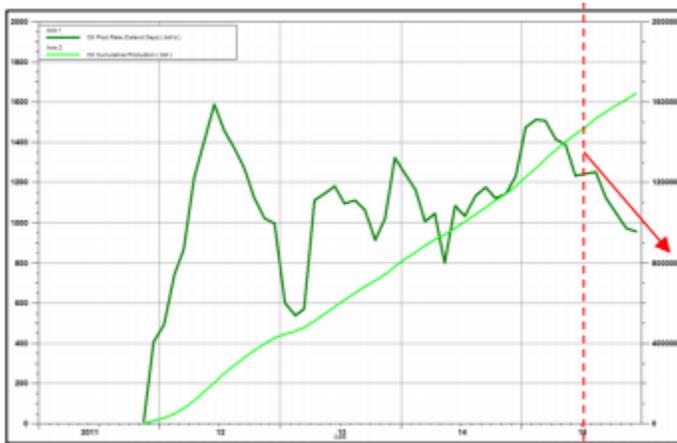
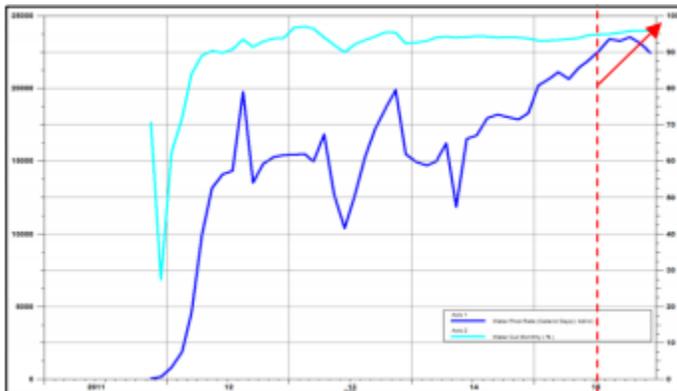


Figura 43.

Histórico de la producción de agua del campo . tomado de: (Castiblanco Borbon, 2017)



Gráficos CHAN

Figura 44.

Gráfico de Chan del pozo A . tomado de: (Castiblanco Borbon, 2017)

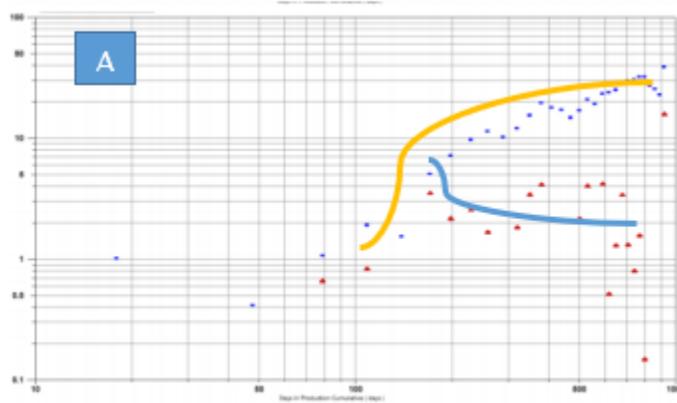
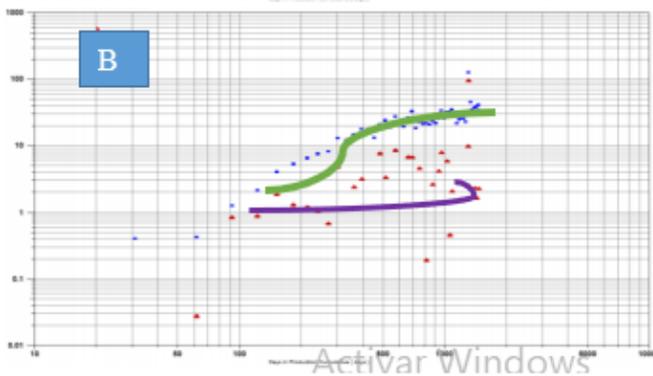


Figura 45

Gráfico de Chan del pozo A . tomado de: (Castiblanco Borbon, 2017)



Paso B Revisión del BSW

Al revisar el BSW general del campo se obtiene un valor de 95,9% en el corte de agua, un valor bastante elevado y como se menciona en el paso anterior generado por los pozos anteriormente.

Adicionalmente este valor se ve reflejado en el historial de producción del campo.

Figura 46

Histórico de la producción del campo . tomado de: (Castiblanco Borbon, 2017)

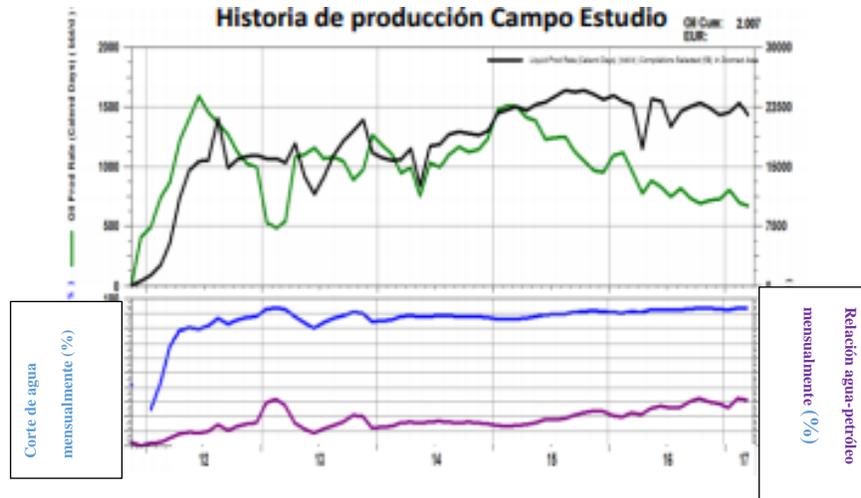


Tabla 16

Corte de agua de los pozos A Y B. Elaboración propia

Pozo	Días de producción	Producción de fluidos (BFPD)	Corte de agua actual (%)
Pozo A	980	2543	84.2
Pozo B	1223	3114	65.2

Paso C Estado mecánico del pozo

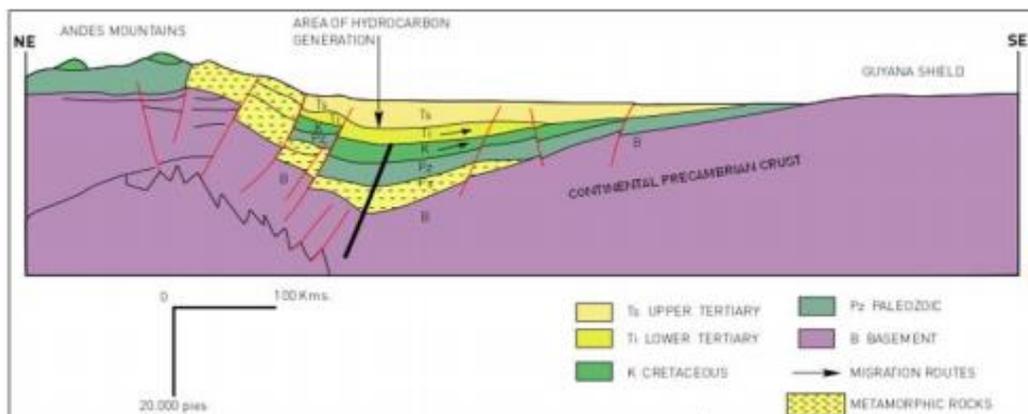
El estado mecánico de los pozos está configurado por un casing de 9 5/8” y un casing de 7”, este último se ensancha para abrir ventana en la zona de interés, empacado con grava de 20/40 y una malla para el control de arenas con un apertura de ranuras 0,012 pulgadas. Además estos pozos están completados con bombas d cavidades progresivas.

Paso D Formación productora

Este campo se encuentra ubicado en Colombia en la cuenca de los llanos orientales a unos 200 kilómetros del frente de cabalgamiento de la cordillera oriental, se sitúa al sureste de la ciudad de Villavicencio. La zona productora está representada por los miembros informales C-7 y por la unidad productora correspondiente a la formación carbonera.

Figura 47.

Corte estructural esquematizado de la parte de la cuenca de los llanos orientales. Tomado de (Castiblanco Borbon, 2017)



Cualquier operación al pozo que implique la implementación de fluidos, tiene asociado un tema de compatibilidades de fluidos de la formación. Como se observa en el corte es una zona bastante fallada.

Paso E Caracterización del agua

En este caso particular se tiene que los resultados de los análisis muestran un agua salobre y alcalina, no reactiva según el balance iónico.

Tabla 17

Propiedades físico-químicas del agua de formación. tomado de : (Castiblanco Borbon, 2017)

Salinidad (mg/l)	3296
pH	9,04
Conductividad (microsiemens/cm)	5789
Resistividad @ 77 °F (Ohm-m)	1,73
Gravedad especifica @ 60/60 F	0,1990
Total aniones (Meq)	69
Total cationes (Meq)	69
Balace iónico	0,002
Total de solidos disueltos – TDS (mg/l)	4918

Además el diagrama de Stiff presenta una agua de formación con un bajo contenido de calcio, hierro y sulfato, siendo más propenso ser incompatible con los fluidos

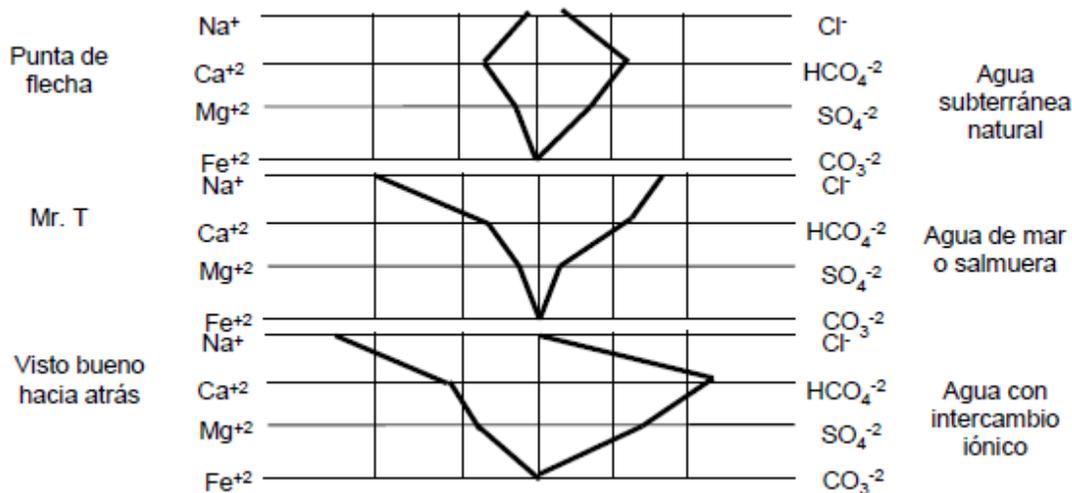
Tabla 18

Curvas de permeabilidades relativas de campos análogos. Tomado de : (Castiblanco Borbon, 2017)

Kaire (mD)	Ø (%)	Swirr (%)	Ko@Swirr	Sor(%)	Krw@Sor	Relación de movilidad
9284	32.9	26.2	6086	36.2	0.146	254
1853	31.2	32.5	1209	33.5	0.075	130

Figura 48

Diagrama de Stiff. Tomado de (Castiblanco Borbon, 2017)

**Paso H Evaluación de riesgos**

No se realizaron los paso F y G porque no se contaba con la información disponible y además con los datos obtenidos en paso anteriores se realiza un diagnóstico y se propone una solución

Por lo mostrado en los gráficos podemos obtener las siguientes conclusiones:

- Observamos un aumento de la producción de agua con respecto al tiempo , al mismo tiempo que la disminución en la producción de aceite
- Los gráficos de chan nos demuestran que para ambos existe problemas de conificación según la tendencia de los datos graficas (Rap & RAP' vs Tiempo). Es decir
- Según el diagnostico pronosticado por los gráficos ambos pozos deberían ser intervenidos mediante una solución química y debido a que no se tiene más data del campo (registros,

simulaciones), la decisión se basa solo en el análisis de los gráficos y en el análisis económico a continuación

La solución escogida para este caso debería ser un gelificante o bloqueador , sin embargo este tipo de química tiene un efecto temporal, es decir que la solución dura muy poco tiempo y con el atenuante que hay un vacío de datos , ya que no se cuentan con simulaciones en un programa como OFM o Registros de cementación o de producción y en ese caso tenemos un gran posibilidad de agrandar el daño si aplicamos este geles. Por eso la solución recomendada según el esquema es modificadores de permeabilidad que son polímeros solubles en agua (Modificadores de permeabilidad) que permiten disminuir el flujo y tienen un mayor una duración que los bloqueadores. Según (Huilca Bolaño, 2007) “un tratamiento químico haciendo la suma de todos los costos (levantamiento, química , entre otras) estima unos valores entre 150000 y 250000 USD”.

En este paso vamos a revisar 3 escenarios para cada uno de los pozos es decir

- Optimista : reducir un 25% el corte del agua e incremento del mismo orden
- Esperado: reducir un 10% el corte del agua e incremento del 3% de aceite
- Pesimista: reducir el corte del agua en 5% , sin incremento de aceite

Escenario optimista Pozo A

Tabla 19

Pozo A antes del tratamiento

Pozo	Producción de fluidos (BFPD)	Corte de agua actual (%)	Producción de aceite (BOPD)
Pozo A	2543	84.2	401.8

Tabla 20

Pozo A después del tratamiento. Elaboración propia

Pozo	Producción de fluidos (BFPD)	Corte de agua actual (%)	Producción de aceite (BOPD)
Pozo A	2543	59.2	502.5

Escenario Esperado**Tabla 21**

Pozo A después del tratamiento. Elaboración propia

Pozo	Producción de fluidos (BFPD)	Corte de agua actual (%)	Producción de aceite (BOPD)
Pozo A	2543	74.2	413.85

Escenario Pesimista**Tabla 22**

Pozo A después del tratamiento. Elaboración propia

Pozo	Producción de fluidos (BFPD)	Corte de agua actual (%)	Producción de aceite (BOPD)
Pozo A	2543	79.2	413.8

Pozo B**Tabla 23**

Pozo B Antes del tratamiento. Elaboración Propia

Pozo	Producción de fluidos (BFPD)	Corte de agua actual (%)	Producción de aceite (BOPD)
-------------	-------------------------------------	---------------------------------	------------------------------------

Pozo B	3114	65.2	1083.7
--------	------	------	--------

Escenario Optimista

Tabla 24

Pozo B Después del tratamiento. Elaboración Propia

Pozo	Producción de fluidos (BFPD)	Corte de agua actual (%)	Producción de aceite (BOPD)
Pozo B	3114	40.2	1354.6

Escenario Esperado

Tabla 25

Pozo B Después del tratamiento. Elaboración Propia

Pozo	Producción de fluidos (BFPD)	Corte de agua actual (%)	Producción de aceite (BOPD)
Pozo B	3114	55.2	1116.2

Escenario Pesimista

Tabla 26

Pozo B Después del tratamiento. Elaboración Propia

Pozo	Producción de fluidos (BFPD)	Corte de agua actual (%)	Producción de aceite (BOPD)
Pozo B	3114	60.2	1083.7

Recomendación

Según los resultados obtenidos aplicando de manera conceptual el protocolo para la disminución del agua, se realiza las siguientes observaciones.

- Con el precio del crudo en 63 dólares el incremento del 25 % se ve reflejado con mayor potencial en el pozo B que en el pozo A. Sin embargo es recomendable realizar más estudios , más pruebas , para determinar con mayor precisión la solución al problema presentado en el campo.
- Es importante realizar un seguimiento al movimiento del agua, debido a que el acuífero presenta una actividad elevada según la información y debido a su contenido iones puede ocasionar problemas como precipitaciones que eventualmente junto al agua disminuyen la producción
- Además es importante tener en cuenta que es posible realizar un análisis para implementar algún sistema de levantamiento artificial o algún método EOR que se ajuste a las condiciones operacionales del campo de producción.

Resumen de la aplicación del protocolo



5. Conclusiones

De acuerdo con el análisis realizado en el desarrollo de la investigación, se concluye que:

El gerenciamiento de agua es un conjunto de proceso que permiten la correcta, planificación, gestión y control del agua en los yacimientos, permitiendo la viabilidad de muchos proyectos reduciendo los costos producidos por el agua y aumentando la producción de aceite.

La caracterización de agua y yacimiento es importante para la identificación y estimación de problemas relacionados con la el agua, y genera precisión a la hora de tomar la decisión para la ejecución de la solución

Los métodos de control de agua permiten minimizar los costos de la operación evitando la inversión en infraestructura en facilidades de superficie e insumos químicos y físicos para el tratamiento posterior del agua de producción

Los métodos de control de agua más eficaces son aquellos que permiten mantener o en su defecto alterar al mínimo el estado natural del yacimiento

Una de tasa de producción muy elevada promueve perdidas por el daño irreversible generado al yacimiento.

6. Recomendaciones

Para trabajos posteriores relacionados con el gerenciamiento de agua, enfocados al control de la producción de agua y cuidado del yacimiento, se propone:

Para realizar un control sobre la información es necesario la implementación de un sistema de análisis y procesamientos de datos que permitan tomar decisiones con datos recientes y disminuir el tiempo de la toma y ejecución de la decisión.

Desarrollar tecnologías para el control de agua, que contribuyan con el mejoramiento del gerenciamiento de yacimientos, enfatizando en soluciones que no afecten la integridad del yacimiento y generen problemas a futuro.

Buscar alternativas para monitorear y controlar el movimiento del contacto agua-aceite debido a la complejidad del procedimiento, por medio de sísmicas 4D u otras alternativas e integrar el concepto de proceso de implementación y procesamiento de datos.

Realizar simulaciones integrando software como OFM, Watercase, y otras herramientas de simulación con el fin de garantizar una decisión precisa del equipo de la operación.

Desarrollar una evaluación de riesgos por medio software y métodos estadísticos para la viabilidad de los proyectos de gerenciamiento de agua.

Referencias Bibliográficas

- Agriculture, U. S. (s.f.). *Natural Resources Conservation Service*. Obtenido de <https://www.nrcs.usda.gov/wps/portal/nrcs/main/national/water/manage/>
- Aguillon Duarte, J., & Garcia Ribero , F. J. (2004). *Sistema experto para la seleccion tecnica de un metodo de recobro mejorado para un campo de crudo* . Bucaramanga : Universidad Industrial de Santander .
- Ahmed, T. (2001). *Reservoir engineering*. Houston: Elsevier .
- Arias Gomez , C. A., & Jimenez Castro , L. (2008). *Estimacion de la tasa critica para el control de daño de la formacion originado por migracion de finos en los campos gala y llanito*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander .
- Arnold, R., Elphick, J., Galbrum, M., Veerbek, P., Khan, M., Lavery, M., . . . Burnett, D. (2004). *Managing Water- From Waste to Resource*. *Oilfield Review*.
- Ashkanani, F., Al-Ajmi, M., & El Daoushy, A. (2015). *Water conformance Control Approach for Mauddud Reservoir, North Kuwait Field*. Mishref: SPE.
- Baily, B., Crabtree, M., Tyrie, J., Elphick, J., Romano , C., & Roodhart , L. (2000). *Water control*. *Oilfield Review*, 32.
- Barrera Amorocho, A. A., & Bermejo Peña, A. F. (2019). *Analisis del cumplimiento de los vertimientos de aguas residuales asociadas a la perforacion y produccion en campos ubicados en los departamentos del Meta y Casanare durante los años 2015 al 2017 segun la Resolucion 0631 del 2015* . Bucaramanga : Universidad industrial de Sanatander.

- Botermans, C. W., Dalrymple, E. D., Dahl, J., & Smith, D. (2001). *Chemical Systems for Water and Gas Control: Terminology, Evaluation Methods, Candidate Selection, and Expectations*. Houston : Spe; Halliburton energy .
- Castiblanco Borbon, L. F. (2017). *Control de agua en yacimientos de crudo pesado con acuífero activo y contacto agua-petroleo: Alternativas tecnologicas para los campos de los llanos orientales*. Medellin: Universidad Nacional de Colombia.
- Chan, K. S. (1995). *Water Control Diagnostic Plots* . Dallas : Schlumberger Dowell.
- Chan, K. S. (1995). *Water Control Diagnostic Plots*. Texas : Society of Petroleum Engineers.
- De Viana, J. (2005). *Disposición y tratamiento del agua producida*. Montivideo: Arpel.
- Diaz Gutierrez, C. A., & Navarro Soto, J. C. (2014). *APROVECHAMIENTO DE AGUAS DE PRODUCCION COMO FUENTE DE "SODA ASH"*. BUCARAMANGA : UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER.
- Fernandez Moreno, J. D. (2019). *METODOLOGIA INTEGRAL PARA EL CONTROL DE AGUA EN FONDO DE CRUDO PESADO DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES*. BOGOTA D.C : Fundacion UNIVERSIDAD DE AMERICA .
- Figueroa Ricaurte, O. O., & Tibaduisa Carrillo, D. A. (2016). *Selección del método de levantamiento artificial y la concentración de un reductor de viscosidad en fondo de pozo para la extracción de un crudo pesado en el pozo Torcaz 3*. Bogota DC: Fundacion universidad de las Americas .
- Flórez Tapias, J. A., & Hernández Useda, O. J. (2014). *Metodología para el diagnóstico del estado de las tuberías de revestimiento y cementación en la determinación de la viabilidad de un*

- proceso de recañoneo de alta penetracion en campo escuela colorado* . Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander .
- Hirschfeldt, C. M., & Bertomeu, F. D. (2017). *Water Management Experience in Mature Basin in South Argentina*. Salvador, Bahia: SPE.
- Huilca Bolaño, F. G. (2007). *Estudio para el control del incremento de agua del yacimiento M-1 en el Campo Dorine*. Quito: Escuela Politecnica Nacional.
- Hunter , S., Soetedja, V., Rinadi, M., Mitchell, W., & Gauntt, G. (1999). *Successful Application of Water-Conformance Technology: A Case Study from East Kalimantan, Indonesia*. Yakarta: Halliburton Energy; SPE; Vico indonesia .
- IPECA. (2005). *Water Resoruce Management in the petroleum industry* .
- Logan , D., Strubberg, C., & Conner , J. (2000). *New Production Logging Sensors Revolutionize Water/CO2 Conformance in the Pumping Wells of West Texas*. Texas : Schlumberger wireline and testing; SPE.
- Mejia Romero , J. P., & Palma Bustamente, J. M. (2008). *METODOLOGIA PARA LA EVALUACION ECONOMICA Y EL ANALISIS DE RIESGO E INCERTIDUMBRE DE PROYECTO DE INYECCION DE AGUA*. Bucaramanga: Universidad industrial de santander .
- Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial . (25 de Octubre de 2010). Decreto 3930 de 2010. Bogota, Colombia.
- Ministerio de minas y energia. (02 de 09 de 2009). Resolucion 181495 de 2009. Bogota, Colombia.
- Ministerio de salud . (05 de feberero de 1979). Ley 9 de 1979 . Bogota, Colombia.
- Ministerio del Medio ambiente . (18 de diciembre de 1974). Decreto 2811 del 18 de dicimebre de 1974. Bogota, Colombia.

- Ortiz Polo, R. P., Rodriguez Monroy, R., Toledo , N., Dalrymple , E. D., Eoff, L., & Everett, D. (2004). *Field Application of molecular-wight polymer Activated with organic Crosslinker for water conformance in south mexico*. Houston: Pemex;Halliburton.
- Paris de ferrer, M. (2009). *Fundamentos de ingenieria de yacimientos* .
- Ramos , L., & Marin, A. (2018). Evaluación y experiencias en el control de conificación en pozos con alto corte de agua en yacimientos con empuje hidráulico. *Revista Fuentes: El reventon energetico*, 7.
- Rodriguez Santana , E. (1986). *Apuntes de geologia del petroleo*. Ciudad de Mexico, Mexico: Univerisdad Nacional Autonoma de Mexico.
- Rousseau, D., Chauveteau, G., Renard , M., Tabary, R., Zaitoun, A., Mallo, P., . . . Omari, A. (2005). *Rheology and Transport in Porous Media of New Water-Shutoff/ Conformance-Control Microgels*. Houston : SPE; Institut Français du Pétrole; Seppic; Bordeaux U.
- Sachica Avila , J. (2019). *Gestion intgral del agua para la sostenibilidad de los recursos de yacimientos convencionales y no convencionales* . Bucaramanga : Ecopetrol .
- Sanchez Uribe , J. (2013). *Tratamiento y disposicion final del agua producida en yacimientos petroleros* . Mexico : Universidad Nacional Autonoma de Mexico .
- Schlumberger. (s.f.). *Glossary Olfield*. Obtenido de https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/o/oxygen_activation.aspx
- Schlumberger. (s.f.). *Olfield Glosary*. Obtenido de https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/f/formation_water.aspx
- Simpson , G. A., Jacobson, L. A., & Ethridge, R. (1998). *A New Water-Flow Velocity Log for Use in Conformance Evaluation*. Lousiana : Halliburton Service Energy ; SPE.
- Tarbuk, E. J., & Lutgens, F. K. (2005). *Ciencias de la tierra*. Madrid: Pearson.

Vera, C., & Camilloni, I. (s.f.). *Biblioteca Nacional de maestros* . Obtenido de Ministerio de educacion Argentina : <http://www.bnm.me.gov.ar/giga1/documentos/EL002315.pdf>

Zabala, R. (2019). *Aplicaciones exitosas de geles obturantes para water shut off-WSO en el campo castilla*. Bucaramanaga : Ecopetrol.