

DESARROLLO DE UNA ESTRATEGIA DE SELECCIÓN DE SELLO QUÍMICO
PARA CONTROL DE AGUA DE PRODUCCIÓN EN UN CAMPO COLOMBIANO
MEDIANTE ANÁLISIS ESTADÍSTICO

ESTEFANIE PAOLA LUQUE CASTRO
CATHERIN ANDREA MORENO LEÓN

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERIA QUÍMICA
BOGOTÁ D.C
2019

DESARROLLO DE UNA ESTRATEGIA DE SELECCIÓN DE SELLO QUÍMICO
PARA CONTROL DE AGUA DE PRODUCCIÓN EN UN CAMPO COLOMBIANO
MEDIANTE ANÁLISIS ESTADÍSTICO

ESTEFANIE PAOLA LUQUE CASTRO
CATHERIN ANDREA MORENO LEÓN

Trabajo de investigación para optar el título de
INGENIERO QUÍMICO

Directora
Angie Tatiana Ortega Ramírez
Msc.Ingeniera Química

Codirector
Juan Andrés Sandoval Herrera
Msc.Ingeniero Químico

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMERICA
FACULTAD DE INGENIERIAS
PROGRAMA DE INGENIERIA QUÍMICA
BOGOTÁ D.C
2019

Nota de aceptación:

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Bogotá D.C. Febrero de 2019

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Decano de la Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director General de Investigaciones y Proyección Social

Dr. MANUEL CANCELADO JIMENEZ

Director Programa Ingeniería de Petróleos

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI (E)

Las directivas de la Universidad de América, Los jurados Calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestos en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

DEDICATORIA

A Dios por guiarme en este camino por ser mi luz, mi esperanza, mi faro y mi guía.

A mis padres Alfonso Luque y Evelin Castro, infinitas gracias por impulsarme a alcanzar mis sueños, por llenarme de palabras de motivación, con abrazos sinceros, con los detalles más significativos, con el amor más incondicional.

Todo esto es gracias a ustedes.

A Cathe, por su apoyo y dedicación. Este gran sueño que juntas compartimos, finalmente se ha hecho realidad. ¡Lo logramos!

Estefanie Paola Luque Castro

DEDICATORIA

A Dios infinitas gracias porque hoy mis ojos ven lo que tanto le he pedido.

A mis padres Carlos Moreno y Ángela León por ser mi apoyo constante en cada sueño y meta que me he propuesto.

A mi hermana Angie Moreno por ser mi ejemplo a seguir.

A mi compañera Estefanie, gracias por su colaboración, hoy puedo decir que fue un orgullo trabajar contigo.

A todos y cada uno que de alguna forma aportaron en el desarrollo de esta idea,
Mil gracias hoy mi sueño es posible gracias a ustedes.

Catherin Andrea Moreno León

AGRADECIMIENTOS

Las autoras del presente proyecto brindan sus agradecimientos a las siguientes personas:

Al ingeniero Juan Andrés Sandoval por su acompañamiento durante el desarrollo de esta idea, gracias por sus aportes y ayuda como profesional.

Al profesor Sigifredo Rodríguez por su acompañamiento y asesoría continúa en el desarrollo del algoritmo.

Al profesor Helman Rodríguez por su asesoría en aspectos teóricos y técnicos.

Finalmente, a nuestra directora de trabajo de grado, la Ingeniera Angie Tatiana Ortega, por su asesoramiento en este tiempo de trabajo, por su excelente disposición a ayudar, por enriquecernos día a día con sus conocimientos, por enseñarnos a ser perseverantes y dar siempre lo mejor de nosotras.
¡Muchas gracias por creer en nosotras!

CONTENIDO

	pág.
RESUMEN	20
INTRODUCCIÓN	21
OBJETIVOS	23
1. GENERALIDADES DE SELLOS QUÍMICOS EN LA INDUSTRIA PETROLERA	24
1.1 NORMATIVIDADES VIGENTES	24
1.2 FLUIDOS EMPLEADOS EN POZOS DE PETRÓLEO Y GAS	25
1.2.1 Fluidos de perforación.	26
1.2.2 Fluidos de completamiento y reacondicionamiento.	26
1.2.3 Fluidos de yacimientos.	27
1.3 POLÍMEROS EMPLEADOS PARA CONTROL DE PRODUCCIÓN DE AGUA	27
1.3.1 Generalidades de los polímeros.	28
1.3.2 Condiciones de aplicación.	31
1.3.3 Clasificación de los tratamientos con polímeros.	32
2. CARACTERIZACIÓN DE POZOS DE ESTUDIO	39
2.1 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA y GEOLÓGICA	39
2.2 GENERALIDADES GEOLÓGICAS	41
2.2.1 Geología y Columna estratigráfica.	41
2.2.2 Formaciones presentes	41
2.3 HISTORIA DEL CAMPO	44
2.3.1 Historiales de producción del Campo Castilla.	45
2.4 ASPECTOS GENERALES PARA LA EVALUACIÓN DE POZOS PRODUCTORES	45
2.4.1 Historial de producción.	46
2.4.2 RAP	46
2.4.3 Propiedades petrofísicas.	48
2.5 DIAGNOSTICO DE PRODUCCIÓN DE AGUA DE LOS POZOS DE ESTUDIO	52
2.5.1 Pozo A	52
2.5.2 Pozo B	54
2.5.3 Pozo C	57
2.5.4 Pozo D	60
2.5.5 Pozo E	62
3. EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE LAS ALTERNATIVAS DE AGENTES QUÍMICOS DE SELLADO	66

3.1 TRATAMIENTOS QUÍMICOS EMPLEADOS ACTUALMENTE EN EL CAMPO CASTILLA	66
3.2 SELECCIÓN DE LOS POLÍMEROS CANDIDATOS	66
3.3 DIAGNÓSTICO DE POZOS DE ESTUDIO	69
3.4 COSTO POLÍMEROS CANDIDATOS	69
4. ANÁLISIS ESTADÍSTICO PARA SELECCIÓN DE LA MEJOR ALTERNATIVA	71
4.1 PROCESO ANALÍTICO JERÁRQUICO AHP	71
4.2 ÁRBOL DE DECISIÓN MÉTODO ESTADÍSTICO	76
4.3 DESARROLLO DEL ALGORITMO	80
4.3.1 Descripción de decisiones.	80
5. RESULTADOS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	84
5.1 POZO A	84
5.2 POZO B	85
5.3 POZO C	86
5.4 POZO D	87
5.5 POZO E	88
5.6 ANÁLISIS COMPLEMENTARIO	89
6. CONCLUSIONES	91
7. RECOMENDACIONES	93
BIBLIOGRAFÍA	94
ANEXOS	97

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Descripción de los polímeros según su naturaleza.	34
Cuadro 2. Polimeros candidatos (Continuación)	68
Cuadro 3. Diagnóstico de los pozos de estudio	69
Cuadro 4. Escala de preferencias a asignar a cada una de las variables consideradas en la matriz de AHP.	74

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. RAP	46
Ecuación 2. Ley de Darcy	49
Ecuación 3. Porosidad	49
Ecuación 4. Saturación de agua	50
Ecuación 5. GOR	51
Ecuación 6. Volumen poroso	81
Ecuación 7. Volumen diluido	81
Ecuación 8. Volumen concentrado	81
Ecuación 9. Precio de volumen a inyectar	81

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Polimerización del Policloruro de Vinilo por adición	28
Figura 2. Polimerización del Dacrón Poliéster por condensación	29
Figura 3. Clasificación de los polímeros en función de la disposición estructural de sus cadenas	30
Figura 4. Localización del área de estudio correspondiente a la Cuenca de Llanos Orientales, Colombia.	40
Figura 5. Columna estratigráfica de la cuenca de Llanos Orientales, Colombia.	43
Figura 6. Comportamiento de RAP vs. Tiempo para un diagnóstico de intrusión de agua de tipo mecánico	47
Figura 7. Comportamiento de RAP vs. Tiempo para un diagnóstico de intrusión de agua por Canalización	47
Figura 8. Comportamiento de RAP vs. Tiempo para un diagnóstico de intrusión de agua por Conificación.	48
Figura 9. Árbol de decisión para selección de tratamiento químico.	78
Figura 10. Resultado del código para el pozo A	85
Figura 11. Resultado del código para el pozo B	86
Figura 12. Resultado del código para el pozo C	87
Figura 13. Resultado del código para el pozo D	88
Figura 14. Resultado del código para el pozo E	89

LISTA DE GRÁFICOS

	pág
Gráfica 1. Producción promedio por año del Campo Castilla.	45
Gráfica 2. Historial de producción Pozo A	52
Gráfica 3. Relación Agua-Petróleo Pozo A	53
Gráfica 4. RAP y derivado RAP´ Pozo A	53
Gráfica 5. Historial de producción Pozo B	55
Gráfica 6. Relación Agua-Petróleo Pozo B	56
Gráfica 7. RAP y derivado RAP´ Pozo B	56
Gráfica 8. Historial de producción Pozo C	58
Gráfica 9. Relación Agua-Petróleo Pozo C	58
Gráfica 10. RAP y derivado RAP´ Pozo C	59
Gráfica 11. Historial de producción Pozo D	60
Gráfica 12. Relación Agua-Petróleo (RAP) Pozo D	61
Gráfica 13. RAP y derivado RAP´ Pozo D	61
Gráfica 14. Historial de producción POZO E	63
Gráfica 15. Relación Agua-Petróleo Pozo E	63
Gráfica 16. RAP y derivado RAP´ Pozo E	64

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Propiedades petrofísicas del pozo A	54
Tabla 2. Propiedades petrofísicas del pozo B	57
Tabla 3. Propiedades petrofísicas del pozo C	59
Tabla 4. Propiedades petrofísicas del pozo D	62
Tabla 5. Propiedades petrofísicas del pozo E	64
Tabla 6. Costo de polímeros candidatos.	70
Tabla 7. Peso relativo de las variables de estudio	72
Tabla 8. Modelo de matriz de jerarquías analíticas para la selección de sellos químicos	73
Tabla 9. Categorías de importancia para las variables de estudio según su peso relativo.	74
Tabla 10. Estadístico del peso de las variables de estudio necesarias para el proceso de selección de agentes químicos para pozos petroleros con elevada producción de agua.	75
Tabla 11. Ponderación y categoría de importancia de las variables de estudio.	76
Tabla 12. Datos de entrada de los cinco pozos de estudio para la ejecución del código.	82

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Instructivo herramienta de selección sello químicos	98
Anexo B.CD Algoritmo de decisión	102

LISTA DE ABREVIATURAS

ϕ_e : Porosidad efectiva
°C: Grados Celsius
°F: Grados Fahrenheit
ACP: Asociación Colombiana del Petróleo
AHP: Análisis jerárquico
ANH: Agencia Nacional de Hidrocarburos
API: American Petroleum Institute
BSW: Contenido de agua y sedimentos.
BOPD: Barriles de petróleo por día
BPD: Barriles por día
BWPD: Barriles de agua por día
CDG: Geles de dispersión coloidal
cP: centipoise
EOR: Recuperación Mejorada de Petróleo
ft: pies
GOR: Relación gas-petróleo
K: Permeabilidad
md: milidarcies
n: Grado de polimerización
nm: Nanómetros
PAM: Poliacrilamida
PHPA: Poliacrilamida parcialmente hidrolizada
PVT: Relación volumen-presión-temperatura
RAP: Relación agua-petróleo
RPM: Modificadores de permeabilidad relativa
SCF: Pie cúbico estándar
STB: Barril de tanque de almacenamiento
Sw: Saturación de agua
VBA: Visual basic para aplicaciones

GLOSARIO

BSW: porcentaje de agua y sedimentos que se encuentran en el petróleo producido.

CANALIZACIÓN DEL YACIMIENTO: formación de un canal que permite el flujo de agua a lo largo de las arenas de alta permeabilidad hacia los pozos.

CONIFICACIÓN DE AGUA: causado por las caídas de presión durante la producción, generando cambios en los perfiles de los contactos agua/petróleo o gas/petróleo.

CONTACTO AGUA PETRÓLEO: superficie de discontinuidad de un yacimiento, sobre la cual predomina la presencia de petróleo y por debajo de la cual predomina la presencia de agua.

CURVAS DE CHAN: metodología que permite identificar la procedencia de agua de los pozos productores mediante la interpretación de las gráficas de RAP (relación agua-petróleo) y la derivada de la RAP versus el tiempo en un gráfico log-log.

ESPUMAS: aglomeración de burbujas de gas separadas entre sí por películas líquidas delgadas.

FORMACIÓN GEOLÓGICA: unidad de roca de extensión regional compuesta por material formado en un ambiente geológico determinado, resultado de centenas de millones de años de evolución geológica.

GEL POLIMÉRICO: sistema compuesto por un polímero y uno o varios entrecruzadores que pueden a su vez ser de tipo orgánico e inorgánico.

HISTORIA DE PRODUCCIÓN: técnica que permite determinar el tipo de declinación y puede proporcionar información sobre el volumen poroso de drenaje, los patrones de flujo y las fronteras que lo limitan, así como también en algunos casos calcular la permeabilidad (k).

MATRIZ (Geología): material de grano fino como arcilla o limo, en el que se incrustan componentes (minerales o fósiles) de mayor tamaño.

MECANISMO DE EMPUJE: son los responsables de aportar la energía necesaria para que los fluidos sean desplazados desde la formación hasta la superficie.

PERMEABILIDAD: es la capacidad que posee una estructura de ser atravesada por un fluido, o cualquier material sin que el mismo modifique su composición estructural.

POLÍMERO: compuesto orgánico que puede ser de origen natural o sintético, con alto peso molecular, formado por unidades estructurales repetitivas llamadas monómeros.

POROSIDAD: corresponde al porcentaje, espacio o volumen de roca que puede contener fluidos.

POZO DE EXPLORACIÓN: pozo que se perfora con la finalidad de identificar una nueva acumulación de hidrocarburos.

POZO DE INYECCIÓN: pozo que permite inyectar fluidos (gas, agua, vapor de agua o productos químicos) en la formación durante la perforación para mantener la presión del yacimiento o desplazar fluidos hacia los pozos productores.

POZO DE PRODUCCIÓN: pozo productor de fluidos (petróleo, gas, agua)

RELACIÓN AGUA/PETRÓLEO (RAP): permite determinar la producción de agua en relación con la producción de petróleo, identificando si es necesario aplicar alguna medida de control.

SOLUCIONES RETICULARES: mezclas líquidas compuestas por cadenas largas de polímeros reticulados y pequeñas moléculas de disolvente.

SURFACTANTE VISCOELÁSTICO ANIÓNICO: compuesto con una estructura hidrofílica e hidrofóbica y carga negativa que al estar en contacto con sales forman estructuras conocidas como micelas, lo que les otorga un comportamiento tanto viscoso como elástico.

TEORÍA DE LA PROBABILIDAD: asigna un cierto número a cada posible resultado que pueda ocurrir en un experimento dado, con la finalidad de cuantificar los resultados obtenidos y verificar que suceso es más probable que otro.

TIPO DE FORMACIÓN: identifica información característica del pozo tales como, la resistividad, la porosidad, la inclinación, la vibración y la presión anular.

VISCOSIDAD: medida de la resistencia a la deformación del fluido, la cual relaciona el esfuerzo cortante con la velocidad de deformación.

WORKOVER: intervención en pozos petroleros con el objetivo de aumentar la producción o reparar pozos existentes.

RESUMEN

El proyecto tiene como objetivo desarrollar un algoritmo de selección de sello químico para control de agua de producción de 5 pozos pertenecientes al Campo Castilla, para ello se realiza en primer lugar, una revisión bibliográfica acerca de la normatividad del uso de agua en campos, generalidades de los fluidos petroleros y los principales sellos químicos empleados para reducir la producción de agua.

Luego, se realiza una descripción geológica de la Cuenca de los Llanos Orientales en donde se encuentra el campo de estudio, así como la presentación de la columna estratigráfica y el historial de producción del campo y de los pozos candidatos. Adicionalmente, se evalúan los mecanismos de intrusión a partir del análisis de las curvas de Chan. Una vez se realiza el diagnóstico de los pozos, se procede a seleccionar los polímeros candidatos teniendo en cuenta su resistencia mecánica, térmica y aplicabilidad en campo. Se contacta con proveedores para conocer el costo de los materiales seleccionados.

Una vez se tiene el diagnóstico de los pozos y los polímeros candidatos para controlar la excesiva producción de agua en el Campo, se desarrolla un análisis jerárquico para priorizar las variables entregadas por la empresa y de esta manera organizarlas en un árbol de decisión, con la finalidad de traducirlo en un algoritmo por medio de Visual Basic a través de la herramienta de Microsoft Excel, obteniendo como resultado una herramienta útil y eficaz para seleccionar un tratamiento químico para un pozo determinado del Campo de estudio. Finalmente se valida la herramienta con los pozos candidatos y se evalúan las alternativas entregadas.

La herramienta propuesta en este trabajo es planteada con el fin de generar aportes significativos en la efectividad de la aplicación de tratamientos a nivel de campo. Se concluye que el éxito de estos tratamientos químicos depende de las condiciones de aplicación, propiedades petrofísicas, mecanismos de intrusión entre otras variables críticas que influyen de manera significativa.

Palabras claves: control, polímero, sellos químicos, algoritmo, petróleo, agua.

INTRODUCCIÓN

Los retos a los cuales se enfrentan actualmente las compañías productoras de petróleo y gas van enfocados a la excesiva producción de agua, la cual representa costos significativos y tiempos elevados, asociados a los procesos de tratamiento para los volúmenes de fluidos obtenidos en superficie. En Colombia, se estima que se producen cerca de 11,6 barriles de agua por cada barril de crudo¹. Teniendo en cuenta que la producción de crudo en Colombia llega aproximadamente a un millón de barriles por año², se tiene un grave problema económico, medioambiental y social por cuenta de estas aguas de producción.

Las intervenciones químicas que se han aplicado en los pozos, con el fin de regular esta problemática, tienen como objetivo incorporar técnicas que permitan incrementar la recuperación final de hidrocarburo y así aumentar la rentabilidad de los campos, consumir menos recursos y generar una reducción en los impactos ambientales en las operaciones y proyectos.

Las operaciones en campo comprenden para el presente proyecto a los agentes químicos utilizados para sellar o aislar zonas de la formación que presenten alta producción de agua. Para ello se tiene en cuenta características o variables como: Tipo de pozo (productor o inyector), tipo de fluidos a aplicar (Geles sellantes o geles no sellantes), rango de temperatura de operación de los sistemas, resistencia del tratamiento a la presencia de Ácidos y Gas carbónico, rangos de salinidad de los sistemas, entre otros.³

Entre las características más convenientes durante la operación de un yacimiento en los procesos de EOR se encuentra que aquellos sistemas con rangos de salinidad bajos son más efectivos, debido a que incrementan en un alto porcentaje la obtención de aceite en el pozo.⁴

Así mismo, dependiendo del tipo de agente químico, existen estrategias para su incorporación en el sitio del pozo donde se esté presentando con mayor intensidad el problema de producción de agua.⁵

¹ ECOPETROL S.A. Reporte integrado de gestión sostenible. 2016, p 305.

² ANH: Agencia Nacional de Hidrocarburos. Estadísticas de producción. Colombia.

³ RODRIGUEZ, Irene. Metodología y Evaluación de la Producción de Hidrocarburos en un Arreglo de Cinco Pozos Influenciado por Inyección de Agua en un Caso de Campo Colombiano. Colombia: Universidad Nacional de Colombia. 2016, p 26-27.

⁴ DELGADO, Alan. Inyección de agua de baja salinidad en yacimientos Areno Arcillosos. México: Universidad Nacional Autónoma de México. 2016, p 1-2.

⁵ BAILEY, Bill; CRABTREE, Mike; TYRIE, Jeb; ELPHICK, Jon y KUCHUK, Friki. Control de agua: Oilfield Review - Schlumberger Limited. 2000, p 39.

Por lo anterior, se propone en el presente estudio la elaboración de una estrategia de selección estadística de agente químico para usar en determinados campos petroleros, buscando reducir la incorporación de agua de yacimiento en el crudo extraído.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Desarrollar un método de selección de sello químico para control de agua de producción en un campo colombiano mediante análisis estadístico.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir los principales sellos químicos empleados actualmente en la industria petrolera.
2. Determinar las características de los pozos candidatos para este estudio.
3. Evaluar los costos de las alternativas de los sellos químicos estudiados.
4. Ejecutar el análisis estadístico para los sellos químicos de estudio.
5. Seleccionar la mejor alternativa de sello químico para los pozos candidatos.

1. GENERALIDADES DE SELLOS QUÍMICOS EN LA INDUSTRIA PETROLERA

En el desarrollo de este capítulo se describen los fundamentos de los fluidos utilizados en pozos petroleros y de gas, los cuales tienen funciones particulares de estabilidad, lubricación y recuperación en fondo y superficie; que deben cumplir basados en normatividades ambientales y generando adecuadas tasas de rentabilidad para los proyectos petroleros en campos productores.

1.1 NORMATIVIDADES VIGENTES

Algunas disposiciones regulatorias vigentes aplicables a la operación y actividades del sector de hidrocarburos son:

○ Constitución Política de Colombia: Artículo 80. “El Estado planificará el manejo y aprovechamiento de los recursos naturales, para garantizar su desarrollo sostenible, su conservación, restauración o sustitución. Además, deberá prevenir y controlar los factores de deterioro ambiental, imponer las sanciones legales y exigir la reparación de los daños causados. Así mismo, cooperará con otras naciones en la protección de los ecosistemas situados en las zonas fronterizas”

○ Constitución Política de Colombia: Artículo 95. La calidad de colombiano enaltece a todos los miembros de la comunidad nacional. Todos están en el deber de engrandecerla y dignificarla. El ejercicio de los derechos y libertades reconocidos en esta Constitución implica responsabilidades. Toda persona está obligada a cumplir la Constitución y las leyes. Son deberes de la persona y del ciudadano:

1. Respetar los derechos ajenos y no abusar de los propios.
2. Obrar conforme al principio de solidaridad social, respondiendo con acciones humanitarias ante situaciones que pongan en peligro la vida o la salud de las personas.
3. Respetar y apoyar a las autoridades democráticas legítimamente constituidas para mantener la independencia y la integridad nacionales.
4. Defender y difundir los derechos humanos como fundamento de la convivencia pacífica.
5. Participar en la vida política, cívica y comunitaria del país.
6. Propender al logro y mantenimiento de la paz;
7. Colaborar para el buen funcionamiento de la administración de la justicia.
8. Proteger los recursos culturales y naturales del país y velar por la conservación de un ambiente sano.
9. Contribuir al financiamiento de los gastos e inversiones del Estado dentro de conceptos de justicia y equidad.

○ Decreto 1728 de 2002. Por el cual se reglamenta el Título VIII de la Ley 99 de 1993 sobre la Licencia Ambiental.

○ Decreto 155 de 2004. Por el cual se reglamenta el artículo 43 de la Ley 99 de 1993 sobre tasas por utilización de aguas y se adoptan otras disposiciones.

○Decreto 1900 de 2006. Por el cual se reglamenta el párrafo del artículo 43 de la Ley 99 de 1993 y se dictan otras disposiciones.

○Decreto 3930 de 2010. Por el cual se reglamenta parcialmente el Título I de la Ley 9ª de 1979, así como el Capítulo II del Título VI -Parte III- Libro II del Decreto-Ley 2811 de 1974 en cuanto a usos del agua y residuos líquidos y se dictan otras disposiciones.

○Decreto 1640 de 2012. Por medio del cual se reglamentan los instrumentos para la planificación, ordenación y manejo de las cuencas hidrográficas y acuíferos, y se dictan otras disposiciones

○Decreto 1076 de 2015. Por medio del cual se expide el Decreto Único Reglamentario del Sector Ambiente y Desarrollo Sostenible.

○Resolución 974 de 2007. Por la cual se establece el porcentaje de qué trata el literal a) del artículo 5º del Decreto 1900 de 2006.”Conforme a lo dispuesto en el literal a) del artículo 5º del Decreto 1900 de 2006, se establece el 10% del valor total de la inversión, como el porcentaje que debe destinarse para la elaboración del Plan de Ordenación y Manejo de la Cuenca Hidrográfica”

○Resolución 0631 de 2015. Por la cual se establecen los parámetros y los valores límites máximos permisibles en los vertimientos puntuales a cuerpos de aguas superficiales y a los sistemas de alcantarillado público y se dictan otras disposiciones.

1.2 FLUIDOS EMPLEADOS EN POZOS DE PETRÓLEO Y GAS

La perforación de pozos se lleva a cabo con la finalidad de obtener información de la litología, estructura y contenido de fluidos de las rocas que componen el subsuelo de un yacimiento de hidrocarburos⁶. Este proceso conlleva un sin número de técnicas con el fin de perforar el pozo de manera segura y con esto reducir tiempos y costos de producción.

Para lograr el objetivo de obtención de hidrocarburos, los fluidos de pozo se convierten en una herramienta que facilita los procesos y operaciones, es decir, para que haya una alta eficiencia y eficacia en la recuperación de reservas petroleras. Estos fluidos se emplean en distintas etapas del proceso de producción de hidrocarburos, desde la fase de exploración con los fluidos de perforación y yacimientos, hasta la fase de extracción en las operaciones de recobro, levantamiento artificial, facilidades de producción y tratamientos finales; son muy conocidos por su gran utilidad en aquellos casos donde la energía del pozo es

⁶ FAERGESTAD, Irene. Desarrollo de un fluido de alto rendimiento a base de aceite para perforación exploratoria. Oilfield Review - Schlumberger Limited. Vol 26, p 28.

insuficiente para producir el crudo por sí mismo o cuando la tasa de producción de este es inferior a la deseada.

1.2.1 Fluidos de perforación. Corresponde al fluido formado por una fase continua que se presenta en estado líquido, gaseoso o como mezcla de estos y una fase discontinua compuesta por sólidos y aditivos químicos. La fase continua de un fluido de perforación es la que permite determinar el tipo de fluido, clasificado según su composición en gaseosos, acuosos y no acuosos.

Por otro lado, la fase discontinua está constituida principalmente por aditivos químicos, que permiten mitigar los problemas asociados al uso de los fluidos de perforación aportándole ciertas características a estos. Entre los aditivos utilizados se encuentran: Materiales densificantes, viscosificantes, controladores de filtrado, reología y pH, lubricantes, surfactantes e inhibidores de corrosión.⁷

Estos fluidos se emplean para llevar a cabo diferentes funciones, entre las cuales se encuentran: Control de las presiones de formación, remoción de los recortes del pozo, enfriamiento y lubricación de la barrena y mantenimiento de la estabilidad del pozo⁸.

En la industria se observan diferentes tipos de fluidos de perforación entre ellos están los fluidos a base de agua, a base de aceite y fluidos sintéticos⁹. El tipo de fluido utilizado durante la perforación es elemento decisivo para este proceso, debido a que puede interferir en la evaluación de las características propias de la formación, infiltrándose en las rocas generadoras de hidrocarburo y mezclándose con los fluidos del yacimiento, produciendo de esta manera imprecisiones en los análisis.

1.2.2 Fluidos de completamiento y reacondicionamiento. Comprenden los fluidos bombeados a través de tuberías de producción durante la ejecución de operaciones como control de pozo, limpieza, taponamiento, cañoneo, evaluación y completamiento; con el fin de estabilizar el pozo y controlar su presión superficial, así como proveer medios para la suspensión y transporte de sólidos dentro del pozo hasta la superficie para su eliminación. Todo esto permite facilitar la integridad y servicio a largo plazo del pozo de producción.¹⁰

⁷ ARRIETA, Mario. Lodos de perforación. P, 35-45.

⁸ WILLIAMSON, Don. Fundamentos de los fluidos de perforación. Oilfield Review - Schlumberger Limited. Vol 25, p 67-68.

⁹ FAERGESTAD, Irene. Desarrollo de un fluido de alto rendimiento a base de aceite para perforación exploratoria. Oilfield Review - Schlumberger Limited. Vol 26, p 28

¹⁰ CONDIT, Gerard; BARRAGÁN, Ernesto; TAPIA, Daniel. Análisis de un fluido de completación y reacondicionamiento de pozos para determinar si previene el daño de formación en los campos Fanny y Durina. Ecuador: Campus Gustavo Galindo. 2009, p 4-5

Para la selección del fluido ideal de completamiento y reacondicionamiento para una formación dada, se deben tener en cuenta los siguientes aspectos: Densidad, contenido de sólidos, características de filtrado, pérdida de fluido, características relacionadas con la viscosidad, productos de corrosión, consideraciones mecánicas, protección de las zonas productivas y beneficio económico¹¹

Es necesario estudiar la compatibilidad del fluido que se desea aplicar en la formación en términos de los minerales y la salinidad, en caso de enfrentarse a problemas de infiltración.

Entre los fluidos preferidos para este tipo de trabajos se encuentran las salmueras, debido a que controlan la presión de la formación, previenen la reducción de la permeabilidad y evitan el hinchamiento y/o dispersión de las arcillas.¹²

1.2.3 Fluidos de yacimientos. Desde la formación hasta las instalaciones de producción en superficie, los fluidos de yacimiento siguen un trayecto específico de PVT (relación presión-volumen-temperatura) y cambios en sus propiedades físicas y químicas. El seguimiento de estas condiciones es esencial para la toma de decisiones sobre la planeación de métodos de recobro y las operaciones de construcción, producción y monitoreo de pozos.¹³ Para ello se emplean un sin número de alternativas como tratamientos químicos para alterar la composición de los fluidos, evitando cambios de fase durante el trayecto desde la formación hasta los pozos; estos cambios de fase pueden generar inconvenientes en el proceso de obtención de hidrocarburo, interrumpiendo la producción.

La elección del tratamiento químico depende de las características del fluido que se desee desplazar y de las propiedades petrofísicas del yacimiento, como la permeabilidad, porosidad, entre otras. Dentro de los tratamientos químicos se tienen la inyección de surfactantes, polímeros y sustancias alcalinas. Algunos ejemplos particulares de estos compuestos son las poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas, microgeles, surfactantes viscoelásticos aniónicos y soluciones de hidróxido de sodio.¹⁴

1.3 POLÍMEROS EMPLEADOS PARA CONTROL DE PRODUCCIÓN DE AGUA

El agua es el fluido más abundante que se tiene en los campos petroleros, de manera que su presencia en el desarrollo del pozo es habitual; sin embargo, se convierte en un problema cuando se produce en cantidades excesivas ocasionando graves implicaciones técnicas y económicas puesto que restringe la

¹¹ *Ibid.*, p.5

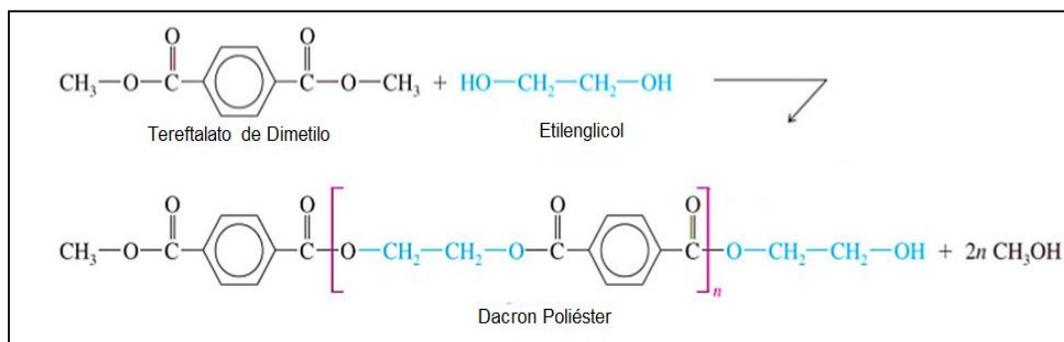
¹² SERFLUCOL. Fluidos de completamiento y workover. 2013

¹³ BETANCOURT, Soraya; DAVIES, Tara; KENNEDY, Ray. et al. Avances en las mediciones de las propiedades de los fluidos: Oilfield Review - Schlumberger Limited. 2008, p 61.

¹⁴ AL-MJENI, Rifaat; ARORA, Shyam. Llego el momento para la tecnología EOR: Oilfield Review-Schlumberger Limited, 2011, p 16.

○ Polimerización por condensación o reacción por etapas. Sucede cuando se forman polímeros mediante reacciones químicas intermoleculares que generalmente involucran más de un monómero y generan un producto secundario de bajo peso molecular, como el agua. La reacción se realiza a velocidad normal; sin embargo, los tiempos de reacción para este tipo de polimerización son mayores que los de la polimerización por adición. El polímero resultante está conformado por una cadena no sólo de átomos de carbono, sino que pueden existir átomos de Oxígeno, Nitrógeno o de otro tipo, de manera que, en este tipo de polimerización, se forman a menudo monómeros trifuncionales, capaces de generar polímeros entrecruzados y reticulados. En la Figura 2, se muestra la síntesis del Dacrón poliéster, obtenido mediante la polimerización por condensación entre el Tereftalato de Dimetilo y el Etilenglicol.

Figura 2. Polimerización del Dacrón Poliéster por condensación



Fuente: LEROY, Wade. Organic Chemistry. Séptima ed. España: Pearson. 2010. Modificado por los autores.

El grado de polimerización corresponde a el número de monómeros (n), que conforman un polímero. Dependiendo del valor de n , se clasifican como dímero ($n=2$), trímero ($n=3$), tetrámero ($n=4$) y así sucesivamente¹⁸. Cuando el polímero contiene menos de 10 unidades, se le llama oligómero; por el contrario, si contiene más de 10 unidades se les denomina polímeros. Generalmente, el peso molecular y el grado de polimerización son proporcionales y afectan las propiedades físicas y químicas del polímero. Por ejemplo, un alto grado de polimerización es un indicativo de una alta resistencia mecánica y alta viscosidad.¹⁹

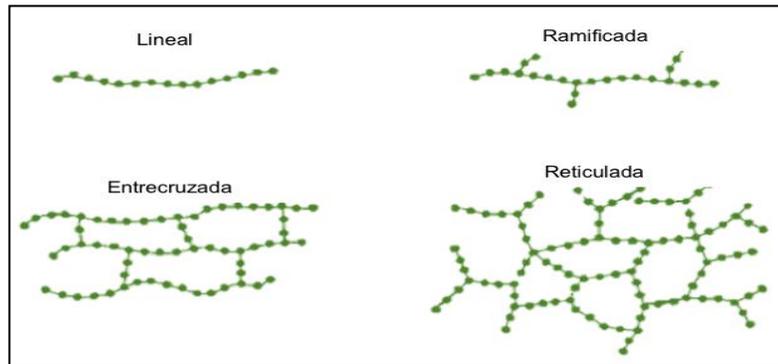
En la Figura 3, se muestra la clasificación de los polímeros de acuerdo con su disposición estructural de cadenas: un polímero puede ser de cadena lineal y también de cadena ramificada o entrecruzada. Los polímeros lineales son elásticos, poco rígidos, cristalinos, se moldean por calentamiento y se endurecen al enfriar, siendo termoplásticos. Por el contrario, los polímeros entrecruzados o

¹⁸ GEISSMAN, Theodore. Principios de química orgánica. Barcelona: Reverte, 1974, p 923.

¹⁹ BILLMEYER, Fred. Ciencia de los polímeros. Barcelona: Reverte, 2004, p 6.

tridimensionales son duros, rígidos, amorfos y resisten altas temperaturas sin fundirse, siendo termoestables.²⁰

Figura 3. Clasificación de los polímeros en función de la disposición estructural de sus cadenas



Fuente: KALPAKJIAN, Serope. Manufactura, ingeniería y tecnología. Cuarta edición. México: Pearson. 2002. Modificada por los autores.

Una característica fundamental de los polímeros que se encuentran en solución es que tienen altas viscosidades debido a su alto peso molecular; por tanto, el grado de viscosidad de la solución se ve afectado por la configuración de la molécula y su solubilidad.

El efecto de la temperatura interfiere en el comportamiento estructural de la solución polimérica, es decir, a bajas temperaturas, la molécula tiene una forma estable; pero, conforme aumenta la temperatura, la estructura se desestabiliza lo que conlleva una disminución de la viscosidad en la solución. Un buen disolvente favorece el estiramiento de la cadena polimérica y puede llegar a invertir el comportamiento de la solución con respecto a la temperatura. Pero, aun así, después de utilizar un buen disolvente las cadenas de polímeros continúan semienredadas unas con otras, efecto que desaparece a medida que la solución fluye²¹.

²⁰ SALAN, María. Tecnología de proceso y transformación de materiales. Barcelona: UPC, 2005, p 121.

²¹ ALZATE, Daniela. Interpretación de los mecanismos fenomenológicos del proceso de inyección de geles de dispersión coloidal (CDG) en un yacimiento de hidrocarburos. Tesis de maestría. Medellín: Universidad Nacional de Colombia. 2016. p 15.

1.3.2 Condiciones de aplicación. Cuando se emplean polímeros en operaciones relacionadas con yacimientos petroleros, es necesario garantizar que las propiedades de la solución polimérica se mantengan por un tiempo determinado para evitar la degradación o colapso estructural del polímero dentro del reservorio. Los factores que afectan la estabilidad del polímero pueden ser de tipo mecánico, químico, y biológico²². A continuación, se enuncian los efectos más relevantes que interfieren en la estabilidad de la solución polimérica.

○Efecto de la concentración. La concentración requerida para reducir la permeabilidad relativa al agua en una formación está en función de la capacidad de intercambio iónico de la formación. En arenas con baja permeabilidad, la razón de movilidad se mejora con pequeñas cantidades de polímero debido a su retención, mientras en arenas con alta permeabilidad esto se logra con altas cantidades de polímero debido a la baja retención de la molécula; sin embargo, el grado de reducción de la permeabilidad llega a ser independiente de la concentración una vez esta exceda un cierto valor mínimo, por encima del cual concentraciones excesivas demandan el manejo de soluciones con altas viscosidades que acarrearán problemas durante las operaciones de desplazamiento. Con el uso de altas concentraciones de polímeros, se obtienen mayores recobros de aceite en arenas altamente permeables que en arenas de baja permeabilidad.

²³

○Efecto de la salinidad y dureza. La presencia de sal en la solución de tratamiento, favorece la adsorción del polímero en las superficies de la formación porque reduce la capacidad de estiramiento de la cadena de moléculas, al disminuir el número de posibles cargas iónicas que forman enlaces con el hidrógeno del agua²⁴. Dependiendo del carácter iónico exhibido por el polímero, la presencia de sales en el agua de dilución puede llegar a ser perjudicial para la viscosidad de la solución; por ejemplo, altas concentraciones de sales como las de calcio o magnesio pueden crear enlaces cruzados con segmentos hidrolizados de la cadena polimérica, contrayéndola fuertemente para precipitarse finalmente y convertirse en material de taponamiento.

○Efecto de la temperatura. La temperatura afecta los polímeros en dos formas: existe una degradación térmica del polímero por una permanente pérdida de viscosidad de la solución; por ejemplo, las poliácridamidas disueltas en salmuera con un 2% de NaCl se degradan alrededor de los 300 °C²⁵. Esta pérdida de

²² FERNANDEZ, Iraima. Polímeros en solución y aplicación de los polímeros en la industria petrolera. En: PDVSA-Intevep, 2000.

²³ JIMENEZ, R, CASTRO, R, y MAYA, R. Análisis comparativo de procesos de inyección de polímeros ejecutado en Colombia. En: ACIPET, 2017.

²⁴ SUAREZ, Jorge. Evaluación experimental del efecto de la salinidad del agua en soluciones poliméricas (HPAM) funcionalizadas con nano partículas de sílice. Tesis de maestría Medellín: Universidad Nacional de Colombia. 2017. p 13.

²⁵ SNF FLOERGER. Geología del petróleo, Sistemas petrolíferos. Oil-EOR Handbook ESP. 2016. p 14.

viscosidad de una solución de polímero se incrementa cuando la temperatura aumenta y se debe simplemente a la reducción de la viscosidad del agua de dilución; además de esto, la temperatura también afecta la tasa de degradación debido a la contaminación por oxígeno, a altas temperaturas se desarrolla un tipo de reacción de radical libre iniciado por el oxígeno; por lo tanto, el polímero se degradará más rápido a temperaturas elevadas.

○Degradación mecánica. La degradación por corte se debe generalmente a efectos mecánicos causados en el momento de bombeo de la solución a la formación a altas tasas en la entrada de las perforaciones, llegando a ser suficientemente grande como para romper las cadenas moleculares del polímero. Los biopolímeros presentan buena resistencia a la degradación mecánica, mientras que las poliacrilamidas debido al tipo de molécula, es susceptible a ese tipo de degradación. Esta degradación ocurre por ruptura de las cadenas grandes de polímero en varias más pequeñas.

○Degradación química. Provoca una disminución en la viscosidad de las soluciones poliméricas debido al rompimiento de las moléculas que conforman el polímero, por efecto del oxígeno, iones metálicos como el hierro o por procesos relacionados con la hidrólisis. Cuando el agua empleada para disolver el polímero contiene oxígeno libre bajo condiciones alcalinas, se reduce la viscosidad y se limita la estabilidad de la solución. Por lo anterior, usualmente se adicionan inhibidores de oxígeno al agua de mezcla para prevenir la degradación.

○Degradación biológica. Se refiere a la descomposición microbiana de las moléculas de polímeros por bacterias durante el almacenamiento en el yacimiento. Los productos poliméricos sintéticos son más resistentes al ataque biológico que los biopolímeros. Como consecuencia del ataque, la viscosidad de la solución disminuye. Para evitar esta degradación se usan biocidas que actúan efectivamente contra un ataque bacterial.

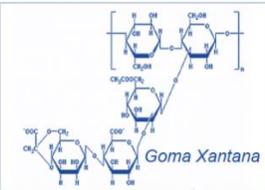
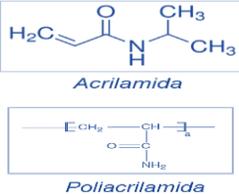
1.3.3 Clasificación de los tratamientos con polímeros. En general los polímeros empleados para el control de producción de agua pueden clasificarse según su naturaleza o funcionalidad.

1.3.3.1 Según su naturaleza²⁶. Hay dos categorías utilizadas en las aplicaciones de campos petroleros; los biopolímeros y los polímeros sintéticos. Los biopolímeros incluyen la Goma Xantana, Hidroxietilcelulosa, Goma Guar, entre otros, los cuales se caracterizan por ser de altos pesos moleculares y sintetizados a partir de reacciones de fermentación de sustancias ricas en hidratos de carbono. Por su naturaleza estos biopolímeros son susceptibles a degradación biológica y térmica. Los polímeros sintéticos se obtienen químicamente, partiendo de un derivado del petróleo como materia prima. Dentro de esta categoría se encuentra uno de los polímeros más importantes para la industria petrolera por sus propiedades y aplicaciones en campo, denominado poliacrilamida. Esta molécula puede reticularse orgánicamente con compuestos como la polietilamina, e inorgánicamente con elementos metálicos como el Cromo con la finalidad de mejorar su estabilidad. También se usan resinas, terpolímeros, entre otros.

En el Cuadro 1 se muestra la clasificación de los polímeros empleados para el control de producción de agua de acuerdo con su naturaleza. En ella se describen sus principales características de acuerdo a la aplicación en el yacimiento, así como sus estructuras químicas y propiedades más relevantes.

²⁶ KABIR, A. Chemical Water & Gas Shutoff Technology- An Overview. Society of Petroleum, 2001.

Cuadro 1. Descripción de los polímeros según su naturaleza.

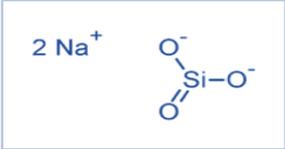
Sistema		Descripción	Ejemplos	Estructura química	Propiedades químicas
Biopolímeros²⁷		-Alto rendimiento en agua salada. - Bajo valor de adsorción. -Problema de inyección. -Susceptible ataque bacterial. -Alto costo.	<i>Goma Xantana</i> <i>Goma Guar</i> <i>Escleroglucano</i> <i>Hidroxietilcelulosa</i>		-Buena solubilidad. -Temperatura: Hasta 150 °F. -Sensible a pH. -Sensible a Fe ³⁺ y O ₂ .
Polímero sintético	Poliacrilamida²⁸	-Presenta una alta viscosidad a bajas concentraciones de producto. -Resistencia mecánica y térmica baja. -Bajo costo.	<i>Aniónica</i> <i>Catiónica</i> <i>Parcialmente hidrolizada</i>		-Temperatura hasta 175°F. -Inestable a pH altos. -Tiempo de gelificación: 3 horas @ 50 ° 122 °C.
	Geles de dispersión coloidal o Microgeles²⁹	-Geles formados con baja concentración de PHPA que ofrecen una alta resistencia al flujo. -Recomendado para pozos de alta permeabilidad. -Resistencia aumenta con la concentración del reticulante.	<i>Poli N-isopropilacrilamida</i> <i>PHPA/Al³⁺</i> <i>PHPA/Cr³⁺</i> <i>PHPA/Cr⁶⁺</i>		-Temperatura: Hasta 220 °F. -Tamaño de partícula [50-150 nm]. -Tiempo de reacción: 7 días @ 104°F.

²⁷ AGUILAR, Laura. Evaluación de Biopolímeros para la aplicación en procesos de recuperación mejorada de petróleo. Congreso de Petróleo y Gas: Yacimientos y producción de petróleo, 2007.

²⁸ DERYPOL. Himoloc: Polímeros Oil & Gas.

²⁹ ALZATE, Daniela. Interpretación de los mecanismos fenomenológicos del proceso de inyección de Geles de Dispersión Coloidal (CDG) en un yacimiento de hidrocarburos. Medellín: Universidad Nacional de Colombia. 2016.

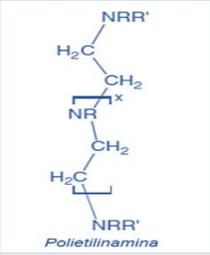
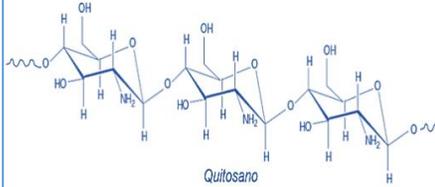
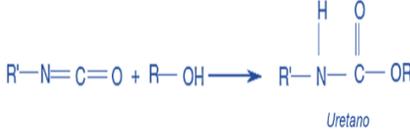
Cuadro 1. (Continuación)

Sistema		Descripción	Ejemplos	Estructura química	Propiedades químicas
Polímer o sintético	Terpolímeros ³⁰	-Alto costo. -Monómero altamente toxico (susceptible a degradación). -Selectivo.	<i>N-vinilpirrolidona</i>	 <i>N- vinylpirrolidona</i>	-Temperatura: [140-250 °F]. -Resisten alta salinidad. -Sensible al O ₂ .
	Geles inorgánicos ³¹	-Inyectan fácilmente dentro de la matriz de la roca (activan in situ). -Requiere agente activador para la gelificación. -Bajo costo. -Permite un tratamiento de 5 a 10 pies alrededor de la formación. -Selladores permanentes zona.	<i>Silicatos de sodio</i> <i>Silicatos catalizados interna y externamente</i>	 <i>Silicato de sodio</i>	-Temperatura: Desde 275 °F. -Tiempo gelificación: Controlado por el catalizador. -En presencia de alta concentración de iones multivalentes, se da una gelificación prematura.

³⁰ ELKARSANI, Khalid. AL-MUNTASHERI, Ghaithan. et al. Polymer injection for water production control through permeability alteration in fractured reservoir.2009. NAFTA 60(4). p221-231.

³¹ RODRIGUEZ, Lady. ORREGO, Carlos. Aplicaciones de mezclas de biopolímeros y polímeros sintéticos: revisión bibliografica. CIDC: Universidad Distrital. 2016.

Cuadro 1. (Continuación)

Sistema	Descripción	Ejemplos	Estructura química	Propiedades químicas
Polímero sintético	<p>Polímeros con reticulantes orgánicos</p> <ul style="list-style-type: none"> -Poseen una penetración profunda en la matriz. -Reticulantes orgánicos tóxicos. -Sellan de forma permanente. -Ideal para canalización. 	PHPA/ Polietilenimina	 <p style="text-align: center;">Polietilenamina</p>	<ul style="list-style-type: none"> -Resistentes a ambientes de bajos pH -Temperatura: Hasta 270 °F. -Formación enlace covalente entre el polímero y el reticulante.
	<p>Polímeros con reticulantes naturales³²</p> <ul style="list-style-type: none"> -No es un riesgo ambiental -Inestables térmicamente. -Susceptibles de degradación biológica. -Poca aplicación en campo. 	PHPA/Quitosano	 <p style="text-align: center;">Quitosano</p>	<ul style="list-style-type: none"> -Temperatura: Hasta 150 °F.
	<p>Resinas³³</p> <ul style="list-style-type: none"> -Buenas propiedades de adhesión. -No se ha aplicado en campo. -Control difícil en pozo por su estabilidad térmica. 	<p><i>Phenolic Epoxy</i> <i>Furfuryl Alcohol</i> <i>Poliuretano</i></p>	 <p style="text-align: center;">Uretano</p>	<ul style="list-style-type: none"> -Temperatura: [400-450 °F]. -Tiempo de reacción: 36 horas @ 176°F.

Fuente: Elaboración propia.

³² RODRIGUEZ, Lady. ORREGO, Carlos. Aplicaciones de mezclas de biopolímeros y polímeros sintéticos: revisión bibliográfica. CIDC: Universidad Distrital. 2016.

³³ PEAVY, Mark. Successful water control in openhole grave-packed completions n a TEOR environment. SPE: Society of Petroleum Engineers. 1991

1.3.3.2 Según su funcionalidad³⁴. Los polímeros se pueden clasificar teniendo en cuenta la función que cumplen, como selectivos o no selectivos. En el caso de los agentes selectivos, se caracterizan porque interactúan de preferencia con el agua, de manera que bloquean solo esta zona permitiendo así el paso de petróleo; entre estos se encuentran los bloqueadores de permeabilidad selectiva, los reductores desproporcionados de permeabilidad y los modificadores de permeabilidad relativa. Por el contrario, los agentes no selectivos, no distinguen entre el agua y el petróleo por lo que pueden taponar ambas zonas a la vez; entre este grupo se encuentran los bloqueadores de permeabilidad, también llamados gelificantes.

○Bloqueadores de permeabilidad o gelificantes. Actúan mediante una reacción química retardada y controlada; una vez se inyecta la solución, esta se activa a condiciones del yacimiento formando un gel viscoso que taponar los espacios porosos. Se caracterizan por ser soluciones reticulares de baja concentración, baja viscosidad, con controladores de pH y de corta duración³⁵. Su diseño hace que sean tratamientos no selectivos puesto que no hay distinción de fluidos (petróleo y agua), es decir, pueden taponar la zona productora de agua y a su vez pueden bloquear el paso del petróleo. Por esta razón, estos tratamientos requieren medios de colocación selectiva para evitar bloquear la zona de interés. Generalmente se emplean cuando el mecanismo de intrusión de agua es la conificación, ya que, en el caso de presentarse canalización o zonas de alta saturación de agua asociadas a yacimientos maduros, se produce una disminución en la producción del petróleo.

Dentro de esta clasificación, se encuentran los polímeros basados en Acetato de polivinilo reticulado con glutaraldehído y látex, las cuales se bombean en un estado no reticulado y se gelifican en respuesta a la temperatura, salinidad o pH del yacimiento.

○Reductores desproporcionados de permeabilidad. Materiales que reducen la permeabilidad efectiva al agua, taponando el volumen poroso, limitando el movimiento del fluido. Se caracterizan por ser estables y aunque son normalmente solubles en petróleo no reaccionan en presencia de este, sino que forman un precipitado coloidal que se disuelve parcialmente en poros donde la saturación es mixta. A diferencia de los bloqueadores gelificantes, su tendencia a precipitarse es baja, lo que hace que no se hinchen ni se viscosifiquen. Dentro de esta clasificación están los derivados de las resinas de madera, el tetra metil-ortosilicato y el etil-silicato que reaccionan en presencia de agua y forman un gel rígido de sílice.

○Bloqueadores de permeabilidad selectivos. Son materiales con una composición química única basados en un surfactante viscoelástico aniónico. En presencia de

³⁴ ZUBILLAGA, Augusto, CORTONA, Mariana y BRIGGILER, Norberto. Control de agua Aplicaciones de nuevas técnicas y productos. En: Petrotecnia, 2004, p 69.

³⁵ Ibid., p 70

iones positivos, forman geles de baja viscosidad al estar sometidos a alta velocidad de corte. Son similares a los geles formados a partir de polímeros hidrosolubles reticulados, pero a diferencia de estos, son selectivos y se pueden inyectar en el yacimiento en condiciones matriciales (por debajo de la presión de fractura), debido a que el gel está libre de sólidos. Cuando estos materiales entran en contacto con los hidrocarburos, se rompen cambiando su viscosidad, lo que permite el paso del petróleo, es decir, se liberan solamente los poros con saturación residual de hidrocarburo, dejándolos libres y fuertemente humectados. Por el contrario, los poros con alta saturación de agua, quedan tapados con un gel de alta viscosidad. El tiempo de respuesta de estos tratamientos puede ser más lento en comparación con otros sistemas, puesto que la ruptura del gel no es instantánea.

○ Modificadores de permeabilidad relativa. Son materiales solubles en agua que al hidratarse forman cadenas largas de polímeros. Tienen como función principal reducir la permeabilidad relativa al agua más que la permeabilidad al hidrocarburo. Debido a su carácter hidrofílico, atraen el agua y repelen el aceite, ejerciendo una fuerza de resistencia al flujo del agua en los poros. Una característica importante de este tipo de materiales es que son selectivos puesto que no afectan el flujo del petróleo. Según Escobar³⁶ una vez aplicados y adsorbidos por la formación incrementan la resistencia al flujo del medio hacia el agua entre 5 y 10 veces y hacia el hidrocarburo en factores menores a 2. En comparación con otros tipos de tratamientos, estos son más recomendados, ya que no significan un riesgo alto hacia la producción de petróleo; sin embargo, los cambios del pH, salinidad o una baja presión en el yacimiento alteran la efectividad y durabilidad del tratamiento. Los principales polímeros que se emplean para este tipo de soluciones son las poliacrilamidas convencionales, poliacrilamidas catiónicas y poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas.

³⁶ ESCOBAR, Víctor. Nueva metodología para evaluar la efectividad de tratamientos modificadores de permeabilidad relativa. En: ENERGETICA 32, 2004, p.63-73

2. CARACTERIZACIÓN DE POZOS DE ESTUDIO

En este capítulo se presentan las generalidades y la caracterización geológica de la cuenca de los llanos orientales, la cual cubre un área total de 225.603 km² y un número de pozos perforados que llegan a los 1506 a través de 81 campos menores, 2 campos gigantes (Caño limón y Rubiales) y 2 campos mayores entre los cuales encontramos Apiay y Castilla; este último es el campo de estudio del presente proyecto.

2.1 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA Y GEOLÓGICA

La cuenca de los llanos orientales ocupa una de las seis regiones naturales de Colombia, la Orinoquía, la cual constituye aproximadamente el 53% del área del país³⁷. Está limitada al oeste por la cordillera Oriental, hacia el Este por el escudo de Guyana, y hacia el sur por la Serranía de la Macarena y el arco basamento del Vaupés. Así mismo, como se observa en la Figura 4, comprende los departamentos de Casanare, Arauca, Meta y Vichada.³⁸ Es una cuenca tipo antepaís (foreland), consideradas como importantes contenedoras de hidrocarburos³⁹. Y está compuesta en su mayoría por rocas del Terciario Superior y Cuaternario.⁴⁰

³⁷ GRATEROL, Víctor. Los sectores Norte y Oriental de la cuenca de los Llanos Orientales, Colombia. ANH: Agencia Nacional de Hidrocarburos. 2009, p 3.

³⁸ LOZANO, Edinson; ZAMORA, Nadezhda. Compilación de la cuenca de los llanos orientales. Colombia: Servicio Geológico Colombiano. 2014, p 5.

³⁹ Cuenclas asociadas a colisión continental. México: Universidad de Sonora

⁴⁰ INGRAIN. Integración Geológica de la digitalización y análisis de núcleos. Cuenca Llanos orientales. ANH: Agencia Nacional de Hidrocarburos. 2012, p 32

Figura 4. Localización del área de estudio correspondiente a la Cuenca de Llanos Orientales, Colombia.



Fuente: ARCGIS PRO-2017[en línea]. Disponible en <<https://www.arcgis.com/index.html>>. Consultado 08 marzo de 2018. Modificado por autores.

2.2 GENERALIDADES GEOLÓGICAS

Existe una similitud estructural y estratigráfica entre la cuenca de los Llanos orientales y las cuencas de la Cordillera Oriental y del Valle Medio del Magdalena, las cuales se consideran como las tres principales cuencas sedimentarias regionales⁴¹. A continuación, se presenta la descripción de la geología y formaciones presentes en los Llanos, enmarcando de esta manera el desarrollo y evolución de la cuenca.

2.2.1 Geología y Columna estratigráfica. En la figura 5 se ven las principales rocas fuentes o generadoras de hidrocarburo de la cuenca de los Llanos orientales, en la formación Gachetá, las cuales contienen valores de Carbono Orgánico Total (TOC) entre 1,0 y 3,0% y un kerógeno tipo I y II; mientras que las rocas reservorios corresponden a areniscas con un amplio rango de porosidades entre 10 y 30% provenientes de las formaciones Carbonera (C-3, C-5 y C-7) y Mirador, conocidas por su alta capacidad de almacenamiento de hidrocarburos. Por otra parte, el sello original proviene de la formación León,⁴² compuesta por capas gruesas de lutitas.

2.2.2 Formaciones presentes. A continuación, se describen las características más importantes de cada una de las formaciones que conforman la secuencia estratigráfica de la cuenca los Llanos Orientales⁴³.

○Formación Une. Formada en su mayoría por areniscas cuarzosas, mineralógicamente sencillas. Su espesor aumenta considerablemente hacia el Noroeste de la siguiente manera: de 50 a 350 pies en el área del meta, de 300 a 600 pies en Arauca y 650 pies en el Piedemonte Llanero. Esta formación es la principal productora de aceite en los campos Apiay-Suria.

○Formación Gachetá. Consiste en una secuencia de rocas detríticas de grano fino denominadas lutitas, con un porcentaje variable de mineral glauconita y niveles muy pequeños de calcáreos. El espesor aumenta hacia el noroccidente de la cuenca y el valor máximo a obtener en el suroccidente es de 600 pies. Esta formación es altamente productora en diversos campos pertenecientes a la cuenca de los Llanos Orientales.

○Formación Guadalupe. Está constituida por una secuencia de areniscas masivas, consideradas como rocas compuestas esencialmente de cuarzo y pequeñas cantidades de feldespato y otros minerales. Además de ello, presenta intercalaciones de lutitas en menores dimensiones y algunas veces con capas de

⁴¹ ANH. Cuenca Llanos Orientales. 2012. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/5.%20Informe%20Final%20Llanos.pdf>

⁴² OPEN ROUND COLOMBIA 2010. (Diciembre, 2009: Cartagena, Colombia). Llanos orientales. Cartagena. ANH: Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2010. 2 p.

⁴³ INGRAIN. Integración Geológica de la digitalización y análisis de núcleos. Cuenca Llanos orientales. ANH: Agencia Nacional de Hidrocarburos. 2012, p 46-52.

Carbón. El máximo espesor encontrado en esta formación llega a 600 pies en el piedemonte, mientras que en las cercanías del escudo Guayanés posee un valor de cero. Guadalupe se considera como formación productora en la cuenca.

○Formación Barco y Los Cuervos. Estas formaciones están presentes únicamente en el borde occidental de la cuenca, por lo que Apiay- Ariai y Caño limón carecen de estas. En el departamento de Casanare, la formación está compuesta generalmente por areniscas masivas, lutitas e intercalaciones de areniscas y capas delgadas de carbón. En el área de Arauca, la formación Barco consta de areniscas cuarzosas masivas con intercalaciones muy delgadas de lutitas, por el contrario, la formación Cuervos corresponden a lutitas con intercalaciones de areniscas. Los espesores de estas formaciones aumentan hacia el Occidente con un valor máximo registrado de 1.710 pies.

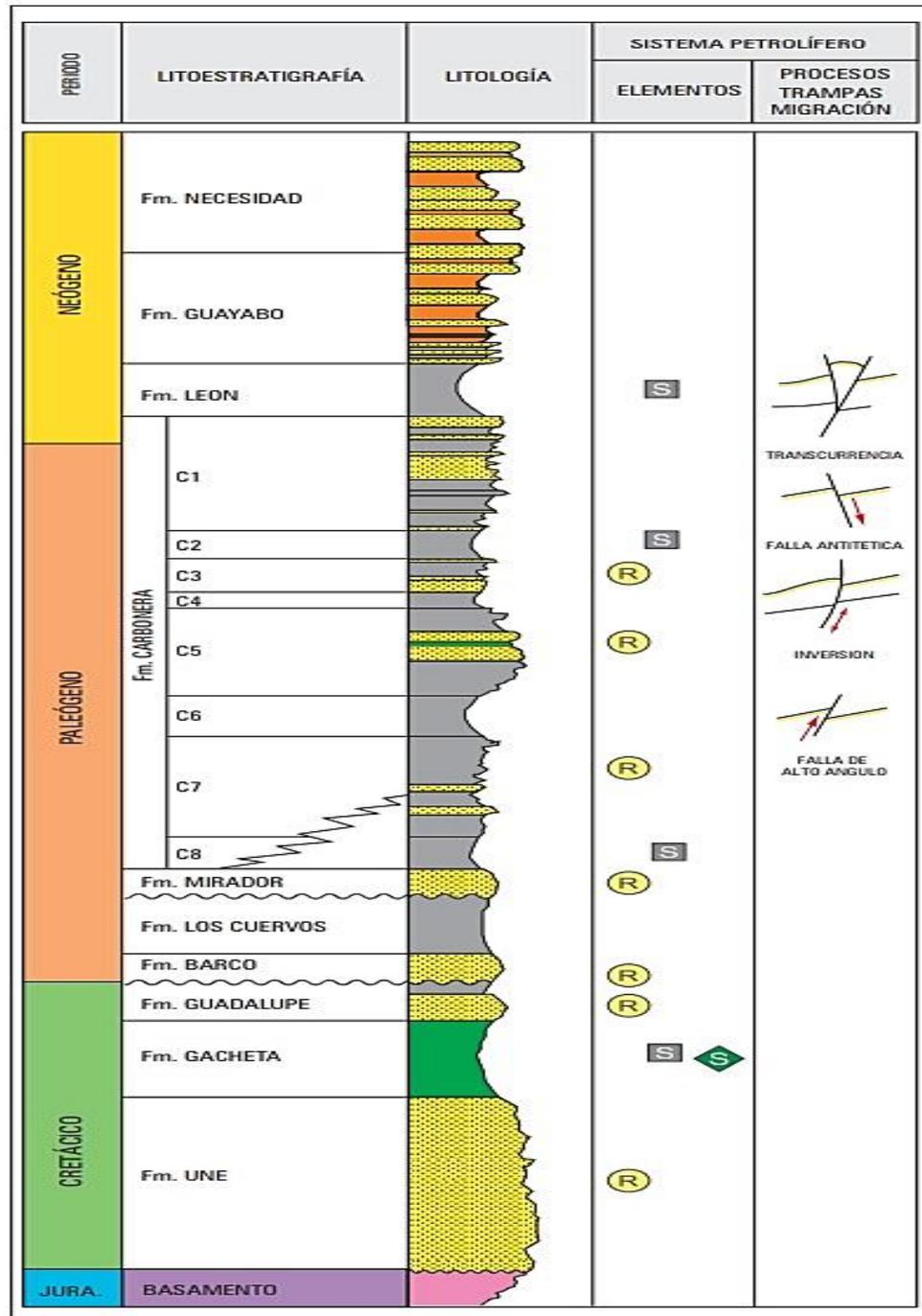
○Formación Mirador. Compuesta por un conjunto de areniscas masivas presentadas en diferentes granulometrías, pero en su mayoría, de grano decrecientes de base a techo. Estas areniscas constituyen el reservorio más importante de la cuenca de Llanos Orientales debido a sus excelentes propiedades petrofísicas. El espesor de esta formación aumenta hacia el Occidente hasta un valor máximo de 950 pies.

○Formación Carbonera. Formación ampliamente distribuida por toda la cuenca. Elf Aquitaine dividió esta formación en ocho unidades operacionales, desde la C1 hasta la C8, clasificados de la siguiente manera: los niveles pares son fino granulares y considerados como importantes sellos regionales; mientras que los niveles impares son más bien arenosos y altamente productores de crudo en varios sectores de la cuenca, principalmente en el nivel C7⁴⁴.

La unidad C8 presenta un espesor que varía desde los 50 pies en el borde oriental de la cuenca hasta 400 pies a lo largo del frente de la montaña. La unidad C7 posee un rango de 250 a 280 pies de espesor en el centro de la cuenca. La unidad C6 posee un espesor máximo de 600 pies, mientras que el mínimo es de 100 a 150 pies en la zona central de la cuenca. La unidad C5 varía desde 50 hasta 300 pies. La unidad C4 está comprendida entre 150 y 300 pies en el centro de la cuenca. La unidad C3 alcanza un máximo de 700 pies al frente de la montaña.

⁴⁴ INGRAIN. Integración Geológica de la digitalización y análisis de núcleos. Cuenca Llanos orientales. ANH: Agencia Nacional de Hidrocarburos. 2012, p 50

Figura 5. Columna estratigráfica de la cuenca de Llanos Orientales, Colombia.



Fuente: OPEN ROUND COLOMBIA2010. [en línea]. Disponible en [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuenca%20Cauca-Pat%C3%ADa%20Msc%20Gustavo%20Hincapi%C3%A9%20\(pdf\).pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Cuenca%20Cauca-Pat%C3%ADa%20Msc%20Gustavo%20Hincapi%C3%A9%20(pdf).pdf). Consultado 10 marzo de 2018>. ANH. Modificado por autores.

○Formación León. Formada en su mayoría por capas de lutitas muy gruesas; sin embargo, al suroeste de la cuenca esta formación se vuelve muy arenosa generando una alta dificultad al momento de distinguirla. Los máximos espesores de esta cuenca están comprendidos entre 1.980 pies en el departamento de Arauca y 2.500 pies.

○Formación Guayabo. Esta formación constituye la última sedimentación de la cuenca, formada por arcillolitas altamente solubles y areniscas mal seleccionadas (finas a muy gruesas), presentando adicionalmente hacia el tope niveles carbonosos. En el piedemonte de la cordillera posee un espesor de más de 13.000 pies.

2.3 HISTORIA DEL CAMPO

En el año 1945, la compañía Chevron Corporation Company inicia el proceso de exploración en los Llanos Orientales; sin embargo, hasta el año 1969 el Ministerio de Minas otorgó el Bloque Cubarral a la compañía, lo que permitió que se perforara el Pozo Castilla-1, que de acuerdo con la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), alcanzó una profundidad de 7347 pies y produjo un crudo pesado en las formaciones Mirador (10°API), Guadalupe y Une (13.7 °API).⁴⁵ Cinco años más tarde, en el año 1975, inició la etapa de producción comercial del campo bajo un nuevo contrato de asociación entre Chevron y Ecopetrol S.A. Durante este periodo se extrajeron 94 millones de barriles de crudo, correspondientes al 4% de las reservas del campo. Una vez finalizó el contrato en el año 2000, Ecopetrol S.A asumió la operación total del Campo Castilla. Desde este periodo, se convirtió en uno de los yacimientos más estudiados y mejor conocidos en el país, lo que contribuyó al aumento en la perforación de nuevos pozos. Para el año 2000, se tenían 17 pozos existentes, mientras que para el año 2007, la cifra aumentó a 70 pozos. Durante el periodo de 2008 a 2010 se perforaron cerca de 120 pozos para aumentar la producción del campo⁴⁶. Todos estos avances dieron lugar para que en el año 2015, el campo fuera considerado como el yacimiento más importante de Ecopetrol S.A a nivel nacional, con una producción de 125.699 barriles por día, lo que representa alrededor de un 12% de la producción del país⁴⁷. Actualmente el crudo proveniente de este campo es

⁴⁵ ANH. Información geológica y geofísica. [En línea][Bogotá, Colombia]. [Citado el 08 agosto del 2018]. Disponible en internet: <[http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Informe_de_Prospectividad.pdf)

[Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Informe_de_Prospectividad.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Informe_de_Prospectividad.pdf)>

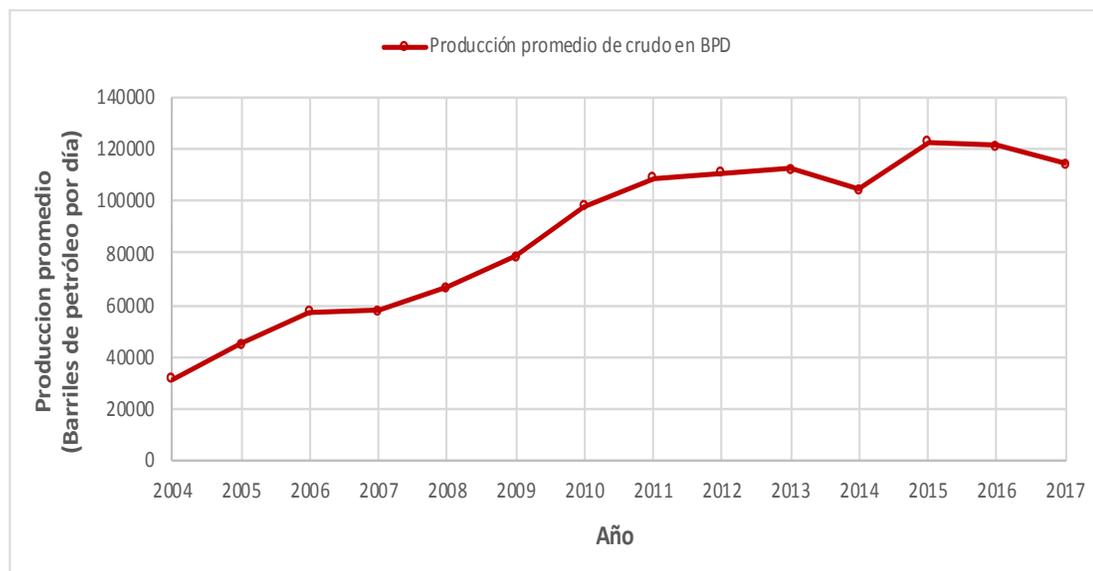
⁴⁶ ECOPETROL. Desarrollo petrolero Departamento del Meta. [En línea] [Citado el 08 agosto del 2018]. Disponible en internet: <http://static.iris.net.co/semana/upload/documents/Doc-1464_2007619.pdf>

⁴⁷ ECOPETROL. Campo de producción Castilla alcanzo nuevo record de producción. Boletines 2015 [En línea] [Citado el 08 agosto del 2018]. Disponible en internet: <<https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/Boletines%202015/Boletines%202015/campo-produccion-Castilla-alcanzo-nuevo-record-produccion>>

comercializado con el nombre de Castilla Brent, con un API aproximado de 18.8⁴⁸. La compañía a cargo, realizan trabajos de producción y desarrollo permanentemente.

2.3.1 Historiales de producción del Campo Castilla. Como ya se mencionó inició su explotación en el año 1969 y, a partir del año 2000, su producción aumentó. Esta tendencia ha continuado, como se evidencia en la Gráfica 1⁴⁹ la cual muestra la producción acumulada de petróleo del periodo de tiempo desde el año 2004 al 2017.

Gráfica 1. Producción promedio por año del Campo Castilla.



Fuente: Elaborado propia con base en los datos aportados por la ACP.

2.4 ASPECTOS GENERALES PARA LA EVALUACIÓN DE POZOS PRODUCTORES

El análisis riguroso y continuo del comportamiento de la obtención de hidrocarburos en un yacimiento por flujo natural, permite verificar la existencia de problemas asociados al descenso de la producción, el cual se evita a través de mecanismos de recuperación secundaria, terciaria o por medio de tratamientos

⁴⁸ ECOPETROL. Exportaciones de crudo. [En línea] [Citado el 08 agosto del 2018]. Disponible en internet: <<https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/productos-y-servicios/comercio-internacional/exportaciones/exportaciones-de-crudo/>>

⁴⁹ ASOCIACION COLOMBIANA DEL PETROLEO (ACP). Informe estadístico petrolero. Hoja: Prod, X Campo BPDC. Disponible en: <<https://acp.com.co/web2017/es/publicaciones-e-informes/informe-estadistico-petrolero>>

químicos o mecánicos, recuperando el máximo posible del remanente que ha quedado en el yacimiento.

A continuación, se muestran las generalidades y características tenidas en cuenta para la evaluación de los mecanismos de intrusión de agua de los pozos de estudio pertenecientes al campo Castilla. Para esto se hará uso de los historiales de producción, análisis de RAP y propiedades petrofísicas de cada uno de ellos.

2.4.1 Historial de producción. Se grafica la data histórica de producción de petróleo en un rango de tiempo, con el objetivo de evaluar e identificar el comportamiento y tiempo de productividad por flujo natural o por inyección en un campo petrolero y las relaciones de los fluidos producidos. Este análisis histórico permite establecer la importancia de un pozo como productor de un yacimiento.

2.4.2 RAP. Con el fin de determinar la relación de agua petróleo producido, se toman los datos de la historia de producción de cada uno de los pozos y se elaboran las gráficas respectivas, las cuales interpretan el comportamiento de la RAP versus el acumulado del tiempo, donde la RAP se define como:

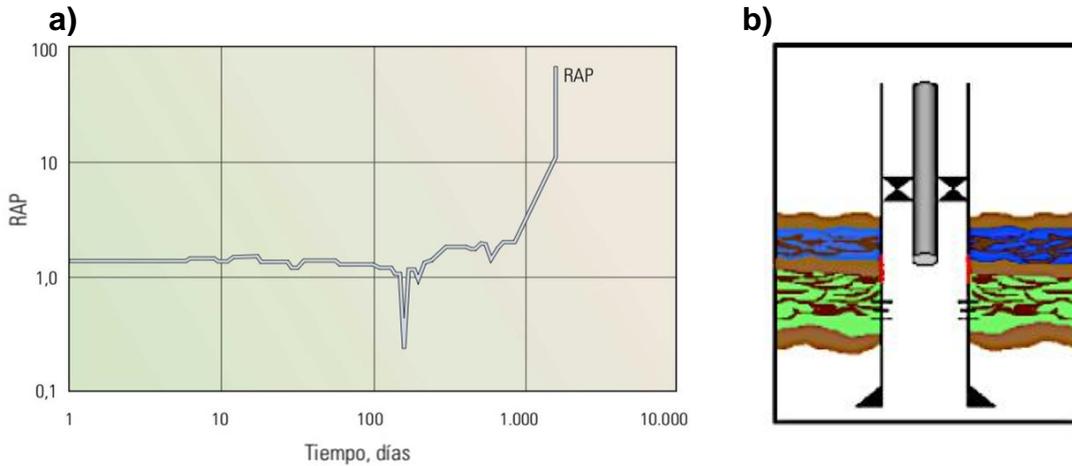
Ecuación 1. RAP

$$\text{RAP} = \frac{Q_w}{Q_o}$$

Siendo Q_w y Q_o los caudales de agua y petróleo producido respectivamente. Sin embargo, para identificar el tipo de problema de intrusión de agua que causa mayor movilidad de agua con respecto a la del petróleo en un pozo determinado, se utiliza una de las metodologías empleadas en la industria petrolera denominada "Curvas de Chan". Para ello, se grafica la RAP y la derivada de la RAP versus el tiempo en un gráfico log-log, en donde se pueden presentar tres tipos de comportamientos diferentes:

○ Mecanismo de intrusión de agua tipo mecánico. Se observa en la gráfica de la Relación agua petróleo (RAP) y su derivada (RAP'), un comportamiento estable en un rango de tiempo determinado, posteriormente se evidencia un incremento abrupto, indicando la existencia de flujos provenientes de las cercanías del pozo por filtraciones en el revestimiento o flujos de canales detrás de la tubería. En la Figuras 6a y 6b se ilustra este mecanismo de intrusión de agua por medio de las curvas Chan.

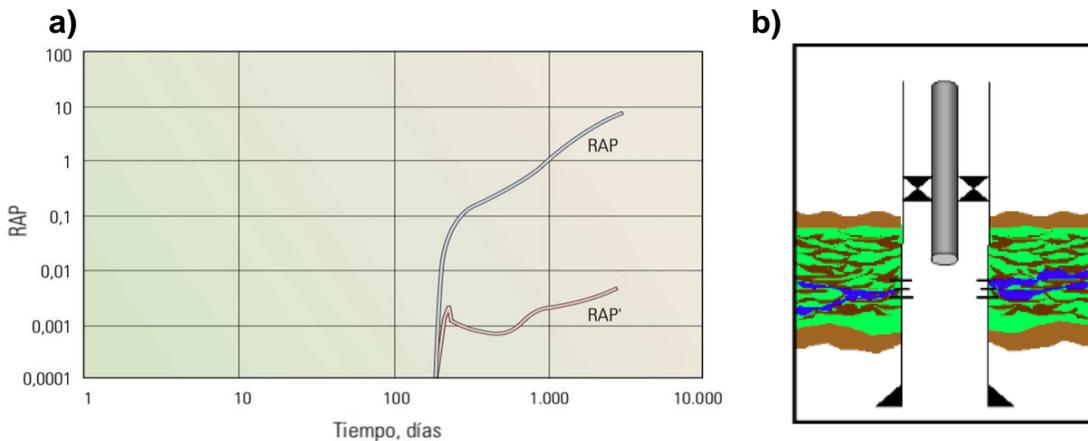
Figura 6. Comportamiento de RAP vs. Tiempo para un diagnóstico de intrusión de agua de tipo mecánico



Fuente: BAILEY, B., et al. (2002) Control de agua: Oilfield Review – Schlumberger. Disponible en https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish00/sum00/p32_53.pdf. Modificado por los autores. Consultado 9 junio de 2018.

○ Mecanismo de intrusión de agua por Canalización (Fallas o fracturas). Se observa un comportamiento ascendente de la RAP y su derivada (RAP') a lo largo del tiempo. Los problemas relacionados a este tipo de mecanismo de intrusión se asocian al contacto agua-petróleo dinámico, fracturas, fallas o canales. En las Figuras 7a y 7b se ilustra este mecanismo de intrusión.

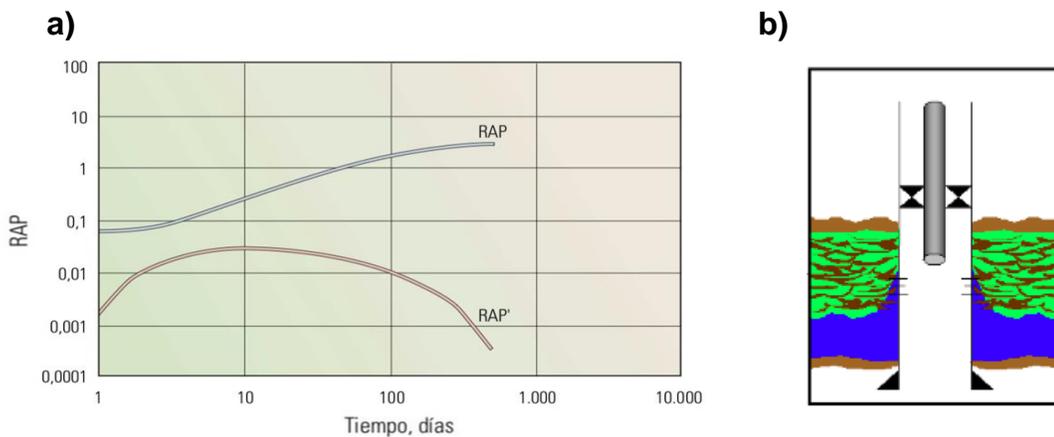
Figura 7. Comportamiento de RAP vs. Tiempo para un diagnóstico de intrusión de agua por Canalización



Fuente: Fuente: BAILEY, B., et al. (2002) Control de agua: Oilfield Review – Schlumberger. Disponible en https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish00/sum00/p32_53.pdf. Modificado por los autores. Consultado 9 junio de 2018.

○Mecanismo de intrusión de agua por Conificación. Se tiene inicialmente un incremento leve de la RAP', y luego desciende de manera rápida. Por el contrario, la RAP muestra un incremento constante a lo largo del tiempo como se ilustra en la Figura 8, evidenciando un comportamiento típico de pozos con problemas de conificación o formación de crestas en donde, eventualmente, el agua sustituye progresivamente gran parte de la producción de hidrocarburos.

Figura 8. Comportamiento de RAP vs. Tiempo para un diagnóstico de intrusión de agua por Conificación.



Fuente: BAILEY, B., et al. (2002) Control de agua: Oilfield Review – Schlumberger. Disponible en https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish00/sum00/p32_53.pdf. Modificado por los autores. Consultado 9 junio de 2018.

2.4.3 Propiedades petrofísicas. Los yacimientos varían según propiedades como el tipo de formación presente, permeabilidad, porosidad, entre otras. El conocimiento de estas características es fundamental para comprender el comportamiento de los yacimientos. A continuación, se describen las propiedades más relevantes de la roca, del petróleo y del agua para el desarrollo del presente proyecto.

○Mecanismo de empuje: es aquel que aporta la energía necesaria para que los fluidos puedan desplazarse dentro del yacimiento y lleguen a los pozos productores para posteriormente tratarse y comercializarse. Los mecanismos de producción del Campo Castilla son de empuje por un acuífero regional existente, los fluidos llegan a superficie por la energía propia del yacimiento y por inyección de agua que mantiene la presión estática y una alta temperatura en fondo, características favorables debido a que el tipo de crudo que se produce es pesado de 18,8 °API⁵⁰.

⁵⁰ ECOPEPETROL. Exportaciones de crudo. 2014. Disponible en: <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/productos-y-servicios/comercio-internacional/exportaciones/exportaciones-de-crudo/>

○BSW: Corresponde al contenido de agua libre y sedimentos que contiene el aceite crudo. Su alto contenido implica suciedades y altas dificultades durante el proceso de extracción y su valor se presenta como porcentaje en volumen sobre el crudo.⁵¹

○Permeabilidad: capacidad de la roca para permitir el flujo de fluidos a través de ella, sin alterar su estructura interna. Se expresa mediante la Ecuación 2, conocida como la Ley de Darcy. Puede estar influenciada por el tamaño, la redondez y el tipo de grano. En la mayoría de las rocas este valor es menor a un Darcy por lo que se da en términos de miliDarcy (1mD= 0.001 Darcy). Para que un yacimiento sea comercial, es necesario no solo que contenga petróleo, sino que los fluidos puedan desplazarse dentro de este y salir a la superficie. Por tanto, el yacimiento sólo es permeable cuando los poros están interconectados. Si esta interconexión no existe, la roca puede ser porosa pero no tiene permeabilidad.⁵²

Ecuación 2. Ley de Darcy

$$K = \frac{q\mu L}{A\Delta P}$$

Donde:

K: Permeabilidad

q: Caudal, cm³/s

μ: Viscosidad del fluido en Centipoise

L: Distancia que recorre el fluido, cm

A: Área total de la sección transversal

ΔP: Es la diferencia de presión en L, atm

○Porosidad: capacidad de almacenamiento de fluidos, es decir, la fracción de vacíos existentes en un volumen determinado de roca. También, se define como el porcentaje de volumen poroso de roca que puede contener algún fluido. El volumen de espacios totales se conoce como la porosidad absoluta y la relación entre los poros interconectados respecto al volumen total de la roca es conocida como porosidad efectiva la cual se calcula a partir de la Ecuación 3.⁵³

Ecuación 3. Porosidad

$$\phi_e = \frac{\text{Volumen poroso}}{\text{Volumen total de la roca}} \times 100$$

⁵¹ ENAP. Empresa Nacional del Petróleo. Glosario A-C.

⁵² GRAUX. Daniel. Fundamentos de mecánica del suelo, proyectos de muro y cimentaciones. 2 ed. Barcelona: Técnicos Asociados, 2005. 355 p.

⁵³ SATTER, Abdus. IQBAL, Ghulam. Reservoir Engineering: The fundamentals, simulation, and management of conventional and unconventional recoveries. USA, 2016. p. 31.

○Saturación de agua: fracción o porcentaje de volumen poroso que contiene agua de formación. El valor de esta propiedad oscila entre 0 y 100 % y se obtiene mediante la Ecuación 4 que relaciona el volumen del agua con el volumen poroso al momento que se descubre el yacimiento.⁵⁴

Ecuación 4. Saturación de agua

$$S_w = \frac{\text{Volumen agua}}{\text{Volumen total del espacio poral}}$$

○Espesor petrolífero neto: se define así a la columna de roca de interés en el cual están los hidrocarburos y donde se considera que existe un factor de recobro capaz de producir los mismos. Se calcula restando al espesor total las porciones (material arcilloso) que no tienen posibilidades de producir hidrocarburos.

○Presión actual promedio: promedio volumétrico de la presión ejercida por los fluidos dentro del yacimiento en una etapa específica. Se emplea para caracterizar el comportamiento del yacimiento y predecir su comportamiento futuro. Dado que durante la vida productiva de un yacimiento normalmente se presenta una disminución en la presión, el cálculo de esta variable debe ser determinada periódicamente, en función del tiempo. La presión actual promedio para el Campo Castilla es 2691 psi⁵⁵, valor que ha ido disminuyendo en comparación con la presión inicial del yacimiento. Esta disminución se debe a que al extraer el crudo va quedando espacio libre y en consecuencia deja de brotar con fuerza, es por esto que en estos casos se emplean técnicas de recobro secundario o terciario para recuperar la caída de presión.

○Temperatura: es una magnitud que mide el nivel térmico del yacimiento. La temperatura para el campo Castilla es de 198 °F, característico del tipo de crudo pesado. El valor de esta variable es un parámetro que influye en la elección del sello químico para el control de agua de producción, ya que aquellos materiales deben ser estables térmicamente a este valor.

○Gravedad API: es una escala de gravedad específica que relaciona la densidad del petróleo y la densidad de un fluido de referencia, es decir, el agua a las mismas condiciones de presión y temperatura. Generalmente la densidad del petróleo se expresa en grados, usando la escala API (*American Petroleum*

⁵⁴ PARIS, Magdalena. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Venezuela: Maracaibo, 2009. p. 237.

⁵⁵ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Cuenca Llanos Orientales. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Bogotá D.C. 2012. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/5.%20Informe%20Final%20Llanos.pdf>.

Institute). El crudo que se obtiene del Campo Castilla con un valor de 13.5° API se ubica en un rango entre 10-21,9°, característico de un crudo pesado⁵⁶.

oGOR: es la relación gas a petróleo que se produce en un pozo. Para calcular su valor se emplea la Ecuación 5 que relaciona el volumen de gas y el volumen de petróleo a condiciones estándar. Se considera un indicativo del tipo de crudo en un yacimiento. El Campo Castilla tiene un GOR entre 100-300 scf/stb⁵⁷ (pies cúbicos estándar de gas natural por barril de crudo), lo que indica que se produce petróleo negro en mayor proporción.

Ecuación 5. GOR

$$GOR = \frac{\text{Volumen gas a condiciones estándar}}{\text{Volumen petróleo a condiciones estándar}}$$

oPresión de burbuja: Es la presión a la cual el crudo líquido libera la primera burbuja de gas en solución del petróleo. El valor aproximado de la presión de burbuja del Campo Castilla es de 90 psi⁵⁸.

oÍndice de productividad: se considera como la capacidad de un yacimiento para suministrar fluidos al pozo. Se expresa generalmente como el volumen producido por unidad de tiempo por psi de reducción de presión en la formación. Esta propiedad varía respecto al tiempo, debido que en la presión disminuye conforme a la explotación del mismo, lo cual se traduce en un incremento en la saturación de gas y en un incremento en la resistencia a fluir del aceite.

oViscosidad del aceite: Esta propiedad controla el flujo del aceite dentro del medio poroso. Se define como la resistencia interna de un fluido a fluir. Varía con la temperatura, presión, composición de los hidrocarburos y gravedad específica; con un aumento en la temperatura y la gravedad específica la viscosidad del petróleo disminuirá, en cambio con un aumento en la presión tiende a aumentar⁵⁹.

⁵⁶ ASTM. Manual on hydrocarbon analysis. Estados Unidos, 1998. p. 109.

⁵⁷ DUARTE, Paula y PRADA, M. Angélica. Propuesta de una metodología de análisis de causa raíz para el diagnóstico de las causas de los problemas durante la perforación del Pozo A en el Campo Castilla. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bogotá. Fundación Universidad de América, 2016.74 p.

⁵⁸Ibid, cap 2, 75p.

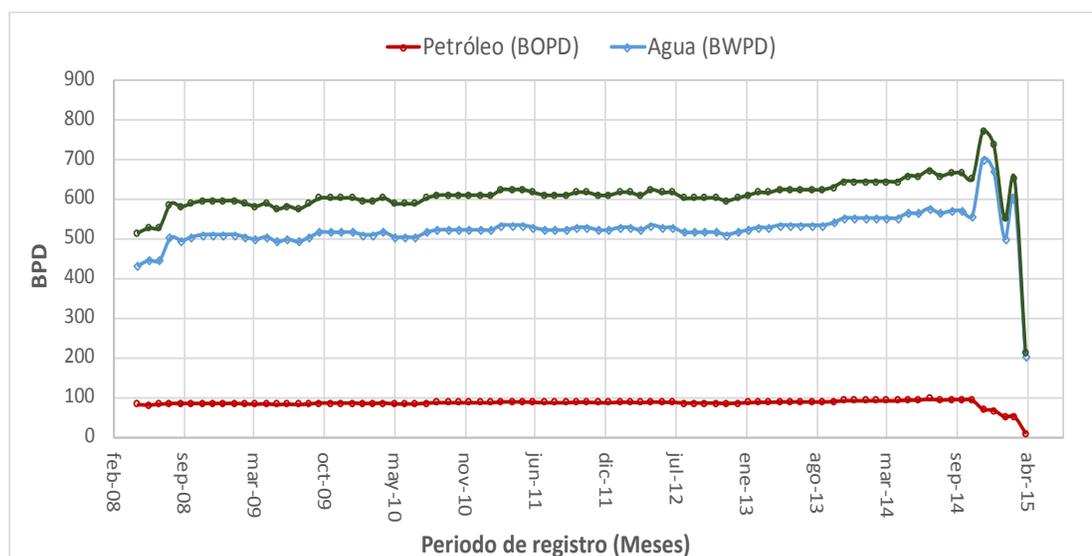
⁵⁹REYES, Juan, *et al.* Objetivos estratigráficos en la Subcuenca Apiay Ariari. Ecopetrol – Instituto Colombiano del Petróleo. Trabajo 10. Ibid, Cap 2, Pag 75

2.5 DIAGNOSTICO DE PRODUCCIÓN DE AGUA DE LOS POZOS DE ESTUDIO

2.5.1 Pozo A.

2.5.1.1 Historial de producción de pozo (Agua – Petróleo y Fluido General). Inicialmente el Pozo A producía petróleo por flujo natural, empujado a través del yacimiento por un acuífero activo. Posteriormente, a finales del 2014, debido a la constante disminución de la energía del acuífero, se implementa un sistema de inyección con el fin de extender la vida productiva del campo, la cual decrece rápidamente a un valor de 8 BOPD en abril del 2015, produciéndose para esta fecha 25,5 BWPD por cada barril de petróleo obtenido. En promedio, el volumen de petróleo crudo producido por el Pozo A se encuentra en 85,1 BPD, mientras que para el agua se registra un valor promedio de 522,7 BPD; comportamiento que permite identificar un problema de producción excesiva de agua por parte de este pozo, el cual genera 6,14 BWPD por cada barril de petróleo obtenido. La gráfica 2 reporta el historial de producción de agua, petróleo y fluido del Pozo en Barriles por día en un periodo de 7 años (2008-2015).

Gráfica 2. Historial de producción Pozo A

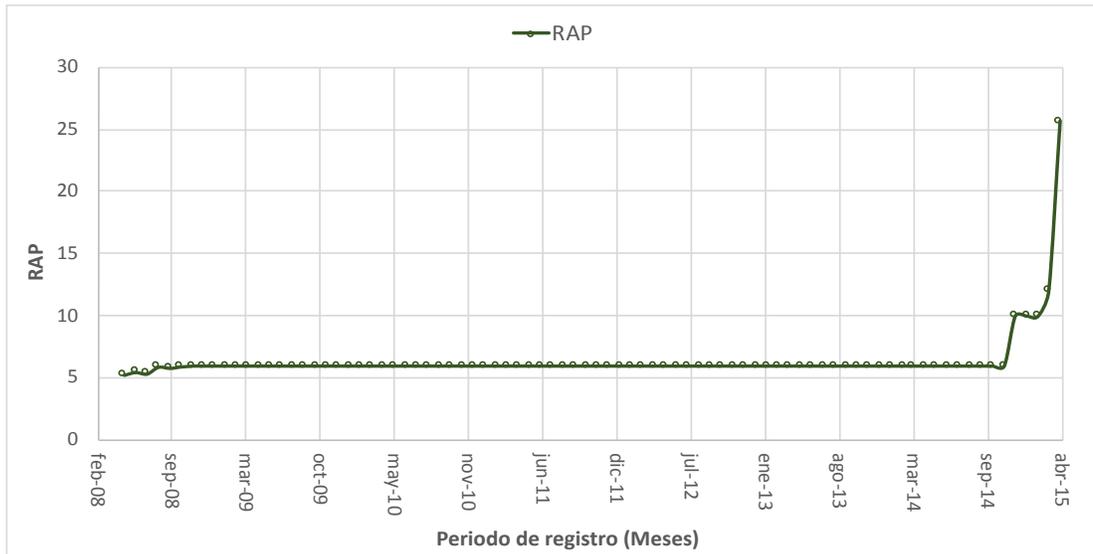


Fuente: Elaboración propia con base en los datos suministrados por Weatherford.

2.5.1.2 RAP Pozo A. En la gráfica 3 se observa el comportamiento de la RAP en función del tiempo, en la que se deduce una trayectoria de flujo abierta, mostrando un incremento acelerado a finales del 2014, hasta llegar a un valor máximo de 26 para el RAP en abril del 2015, comportamiento que se debe a la presencia de fallas mecánicas en la formación durante la implementación de mecanismos de inyección de agua en los procesos de producción y recobro, que permiten el paso de agua elevando los valores de la RAP del pozo. Por lo general, estos problemas de intrusión de agua pueden ocurrir en cualquier momento de la historia del pozo.

El agua producida en exceso por el pozo es considerada “agua mala”, por lo que se produce a altas tasas de flujo y ocasiona la disminución de la producción de petróleo.

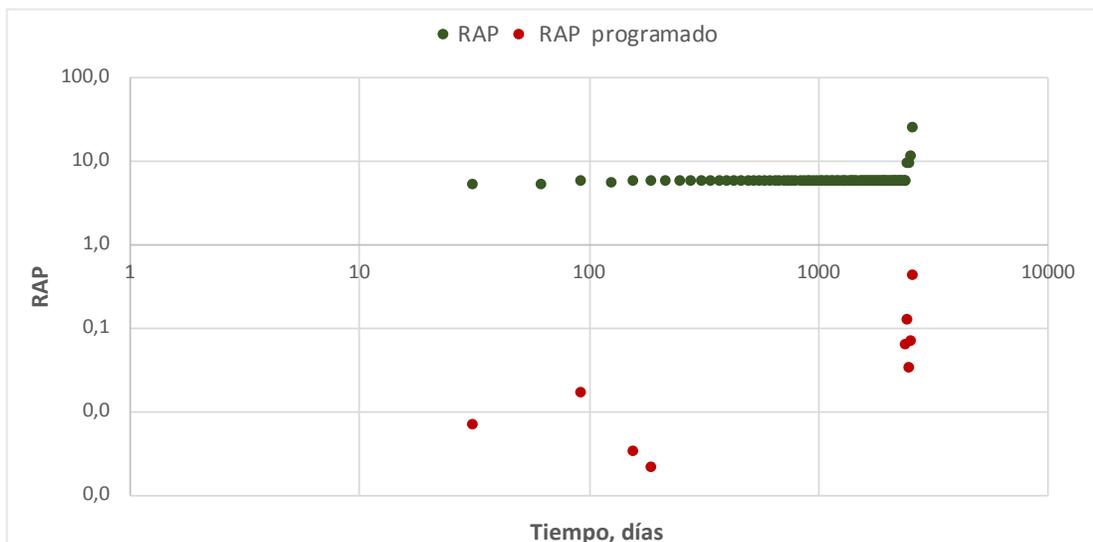
Gráfica 3. Relación Agua-Petróleo Pozo A



Fuente: Elaboración propia con base en los datos suministrados por Weatherford.

Por otra parte, el comportamiento de la gráfica 4 correspondiente a la Curva de Chan demuestra que el mecanismo de intrusión de agua para el pozo A es de tipo mecánico.

Gráfica 4. RAP y derivado RAP' Pozo A



Fuente: Elaboración propia con base en los datos suministrados por Weatherford.

2.5.1.3 Propiedades Petrofísicas. Las características más importantes del pozo A se resumen en la tabla 1.

Tabla 1. Propiedades petrofísicas del pozo A

Propiedades Petrofísicas	Pozo A
Tipo de crudo	Pesado
Mecanismo de empuje	Acuífero Activo – Inyección
BSW (%)	96,24
Permeabilidad (md)	62
Porosidad (%)	18,88
Saturación de agua (%)	37,66
Espesor total petrolífero(ft)	228
Presión actual promedio (lb/pulg ²)	2830
Temperatura (°F)	177
Gravedad API	13.7
GOR (scf/stb)	100-300
Índice de productividad (bpd/(lb/pulg ²))	0.1-2
Presión de burbuja (lb/pulg ²)	90
Viscosidad aceite(cP) @ T yacimiento	120

Fuente: Elaboración propia con base en los datos suministrados por Weatherford.

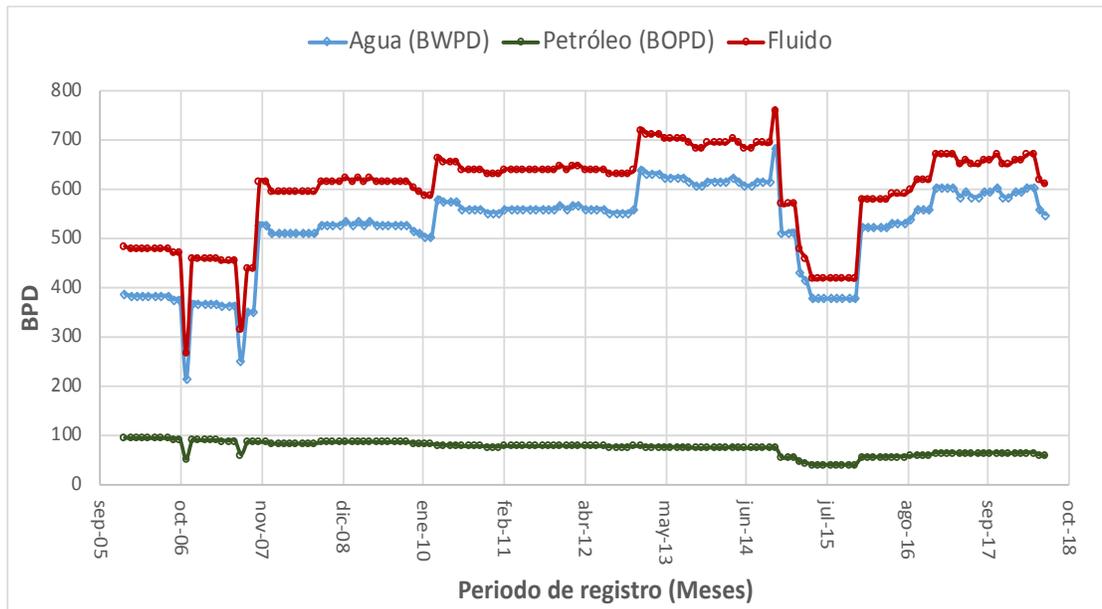
2.5.2 Pozo B.

2.5.2.1 Historial de producción de pozo (Agua – Petróleo y Fluido General). El pozo B presentó una producción constante hasta el mes de noviembre del año 2006, cuando a causa de manifestaciones por parte de la comunidad disminuyó la producción de petróleo. Esta situación se presentó nuevamente en agosto del 2007, cuando cesaron las operaciones de producción por inconvenientes con la comunidad. Para el año 2008, se realizaron operaciones de Workover, que involucraron el mantenimiento y reparación del pozo, lo que hizo que la producción del petróleo aumentara ligeramente. En el año 2015 se inició con los procesos de recobro secundario, al ingresar un patrón de inyección. Finalmente, en el año 2016, se realizaron trabajos de aislamiento, lo que aumentó la producción de los fluidos progresivamente.

En promedio, el volumen de petróleo crudo producido por el Pozo B se encuentra en 76,07 BPD, mientras que para el agua se registra un valor promedio de 522,65 BPD; comportamiento que permite identificar un problema de producción excesiva de agua por parte de este pozo, el cual genera 6,87 BWPB por cada barril de petróleo obtenido.

La Gráfica 5 interpreta el historial de producción de agua, petróleo y fluido del Pozo en Barriles por día en un periodo de 12 años (2006-2018).

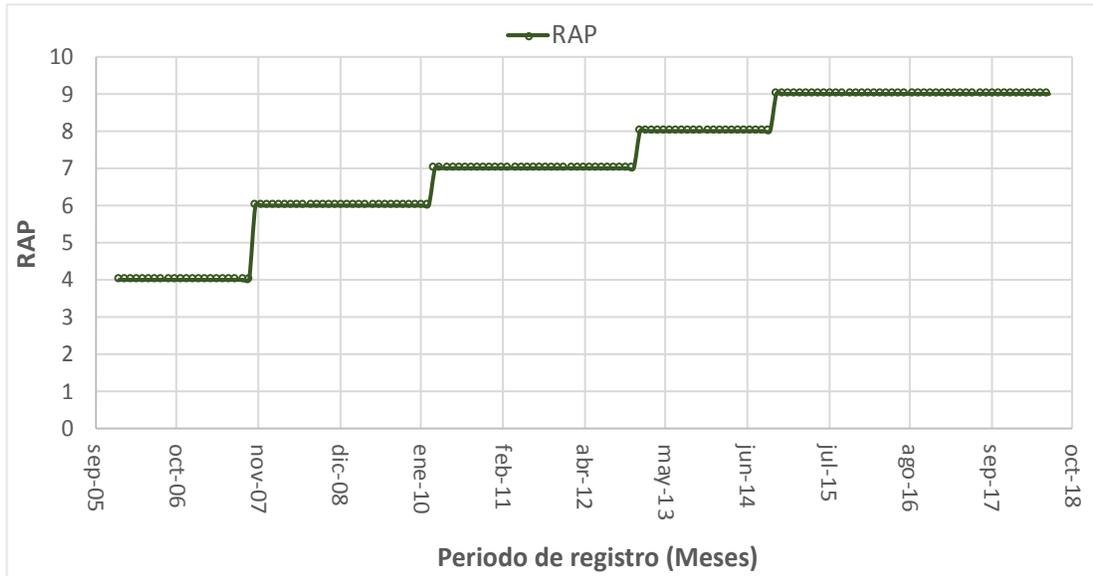
Gráfica 5. Historial de producción Pozo B



Fuente: Elaboración propia con base en los datos suministrados por Weatherford.

2.5.2.2 RAP Pozo B. En la gráfica 6 se interpreta el comportamiento de la RAP en función del tiempo para el pozo B, en la que se observa un incremento en diferentes periodos de tiempo donde se intervino el pozo. El valor máximo es de 9 para el RAP en junio del 2014, debido al ingreso del patrón de inyección, el cual se mantiene constante hasta junio del 2018.

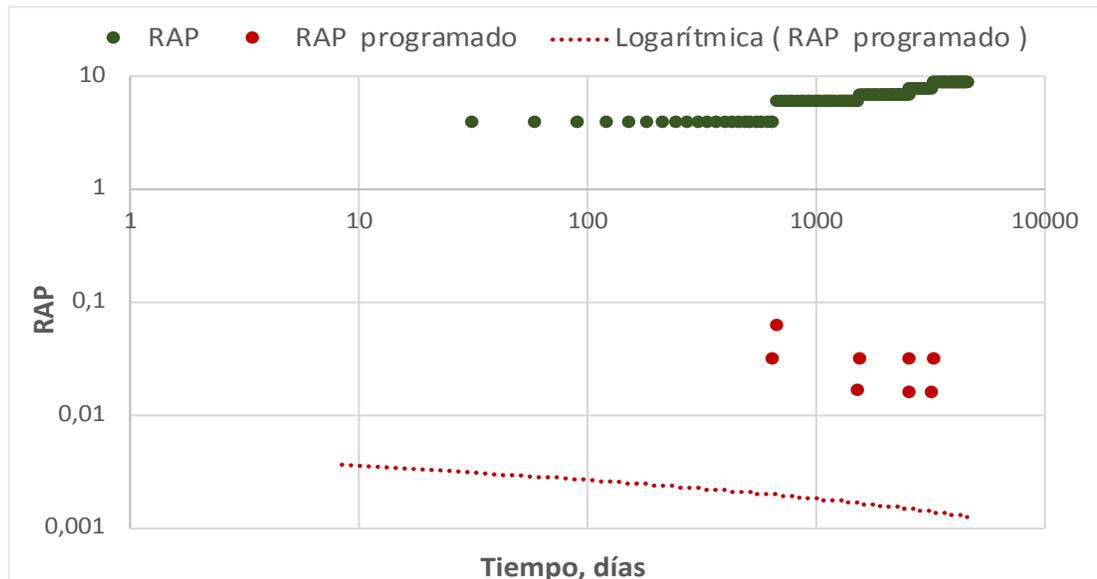
Gráfica 6. Relación Agua-Petróleo Pozo B



Fuente: Elaboración propia con base en los datos suministrados por Weatherford.

La Gráfica 7, corresponde a la Curva de Chan para el pozo B, a partir de la cual se determina que el mecanismo de intrusión de agua es por conificación.

Gráfica 7. RAP y derivado RAP' Pozo B



Fuente: Elaboración propia con base en los datos suministrados por Weatherford.

Este mecanismo de intrusión se debe al comportamiento creciente progresivo de

la RAP y la declinación de la derivada de la RAP en el tiempo. La causa principal de la conificación involucra las caídas de presión durante la producción del pozo.

2.5.2.3 Propiedades Petrofísicas. Las características más importantes del pozo B se resumen en la tabla 2.

Tabla 2. Propiedades petrofísicas del pozo B

Propiedades Petrofísicas	Pozo B
Tipo de crudo	Pesado
Mecanismo de empuje	Acuífero Activo – Inyección
BSW (%)	90
Permeabilidad (md)	69
Porosidad (%)	16,64
Saturación de agua (%)	37,66
Espesor total petrolífero(ft)	256
Presión actual promedio (lb/pulg ²)	2830
Temperatura (°F)	206
Gravedad API	13.7
GOR (scf/stb)	100-300
Índice de productividad (bpd/(lb/pul ²))	0.1-2
Presión de burbuja (lb/pul ²)	90
Viscosidad aceite(cP) @ T yacimiento	120

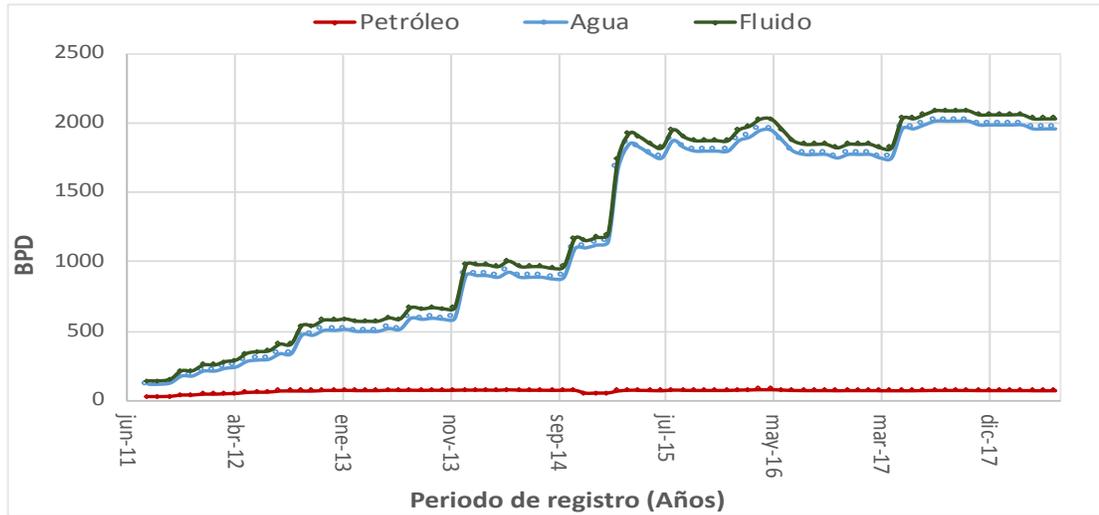
Fuente: Elaboración propia con base en los datos suministrados por Weatherford.

2.5.3 Pozo C.

2.5.3.1 Historial de producción de pozo (Agua – Petróleo y Fluido General). La gráfica 8 revela un comportamiento creciente con respecto a la producción de agua, la cual llega en promedio a unos 1205,6 BPD, duplicando la producción del pozo B. A principios de noviembre del 2014 se dio ingreso al primer patrón de inyección de agua generando una leve disminución en la producción de petróleo. Posteriormente, en abril del 2015, se llevó a cabo un segundo procedimiento de inyección de agua el cual permitió el aumento leve y continuo de la producción de crudo; sin embargo, la tasa de producción de agua es lo suficientemente elevada como para considerar poco rentable el pozo C, generando 18,02 BWPD por cada barril de petróleo obtenido y con un valor de máximo de producción de agua de 2016 BPD.

La gráfica 8 interpreta el historial de producción de agua, petróleo y fluido del Pozo C, en Barriles por día en un periodo de 7 años (2011-2018).

Gráfica 8. Historial de producción Pozo C



Fuente: Elaboración propia con base en los datos suministrados por Weatherford.

2.5.3.2 RAP Pozo C. En la gráfica 9 se interpreta el comportamiento ascendente de la RAP en función del tiempo, la cual se debe a la excesiva producción de agua en el pozo, obteniendo altas tasas de flujo en superficie y generando inconvenientes para su manejo. El crecimiento más notorio se vio en noviembre del 2014 debido al ingreso del patrón de inyección de agua para el recobro mejorado de crudo, llegando a un valor máximo de 28 para el RAP en mayo del 2017.

Gráfica 9. Relación Agua-Petróleo Pozo C

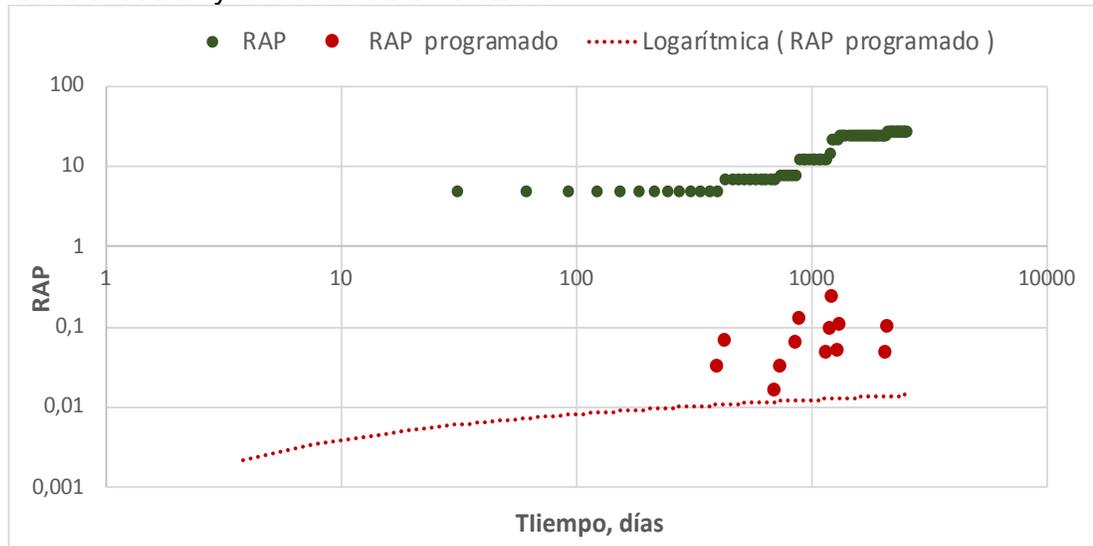


Fuente: Elaboración propia con base en los datos suministrados por Weatherford.

La gráfica 10 permite identificar a partir de las curvas de Chan, un problema de

producción excesiva de agua por canalización, comportamiento que se debe a la presencia de fallas, fracturas o canales en la formación, que permiten el paso de agua elevando los valores de la RAP del pozo.

Gráfica 10. RAP y derivado RAP' Pozo C



Fuente: Elaboración propia con base en los datos suministrados por Weatherford.

2.4.3.3 Propiedades Petrofísicas. Las características más importantes del pozo C se resumen en la tabla 3.

Tabla 3. Propiedades petrofísicas del pozo C

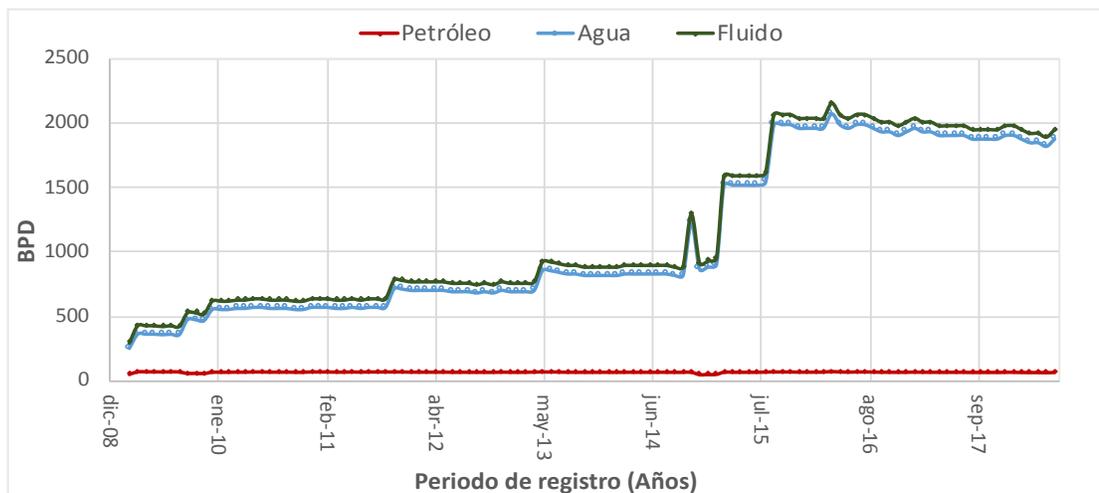
Propiedades Petrofísicas	Pozo C
Tipo de crudo	Pesado
Mecanismo de empuje	Acuífero Activo – Inyección
BSW (%)	96,55
Permeabilidad (md)	63
Porosidad (%)	19,23
Saturación de agua (%)	37,66
Espesor total petrolífero(ft)	232
Presión actual promedio (lb/pulg ²)	2830
Temperatura (°F)	225
Gravedad API	13.7
GOR (scf/stb)	100-300
Índice de productividad (bpd/(lb/pulg ²))	0.1-2
Presión de burbuja (lb/pulg ²)	90
Viscosidad aceite(cP) @ T yacimiento	120

Fuente: Elaboración propia con base en los datos suministrados por Weatherford.

2.5.4 Pozo D.

2.5.4.1 Historial de producción de pozo (Agua – Petróleo y Fluido General). La grafica 11 muestra un comportamiento creciente con respecto a la producción de agua muy similar a la del pozo C, la cual llega en promedio a unos 1166 BPD. En los meses de octubre, noviembre y diciembre del 2009 se llevaron a cabo trabajos de workover con el fin de convertir el pozo productor en pozo de inyección (recuperación secundaria), y así aumentar la producción del yacimiento a través del bombeo de agua a la formación. Este patrón de inyección inició en noviembre del 2014 con un aumento en la producción de agua y una tasa de producción baja y constante de hidrocarburo. A lo largo de su vida productiva, el pozo D genera 16,04 BWPD por cada barril de petróleo obtenido.

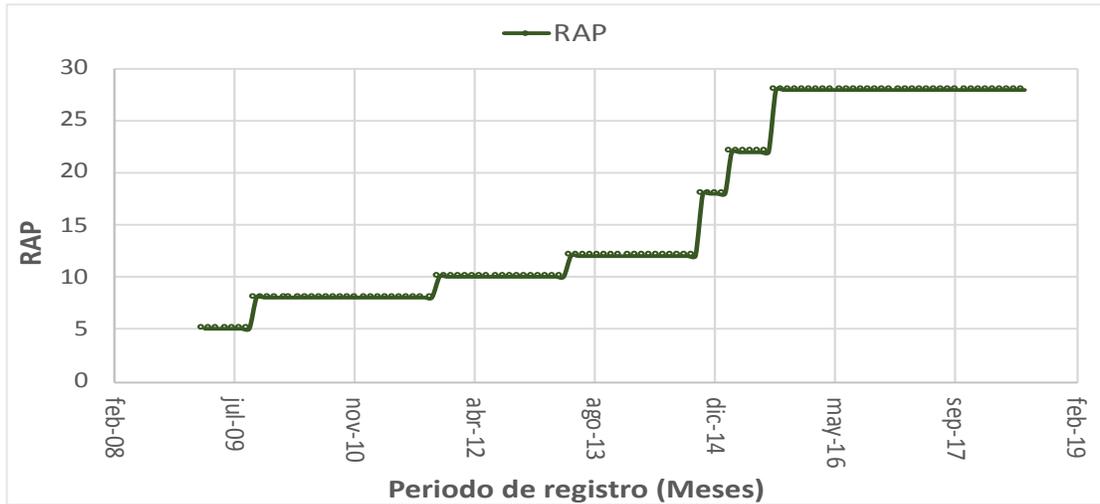
Gráfica 11. Historial de producción Pozo D.



Fuente: Elaboración propia con base en los datos suministrados por Weatherford.

2.5.4.2 RAP Pozo D. Con las curvas de producción se obtiene el gráfico 12, en el que se observan incrementos de la RAP en varios intervalos del periodo de registro (2009 – 2018). En septiembre del 2015, debido al ingreso total del patrón de inyección de agua, se observó un valor máximo de 28 para la RAP, el cual se mantuvo hasta julio del 2017.

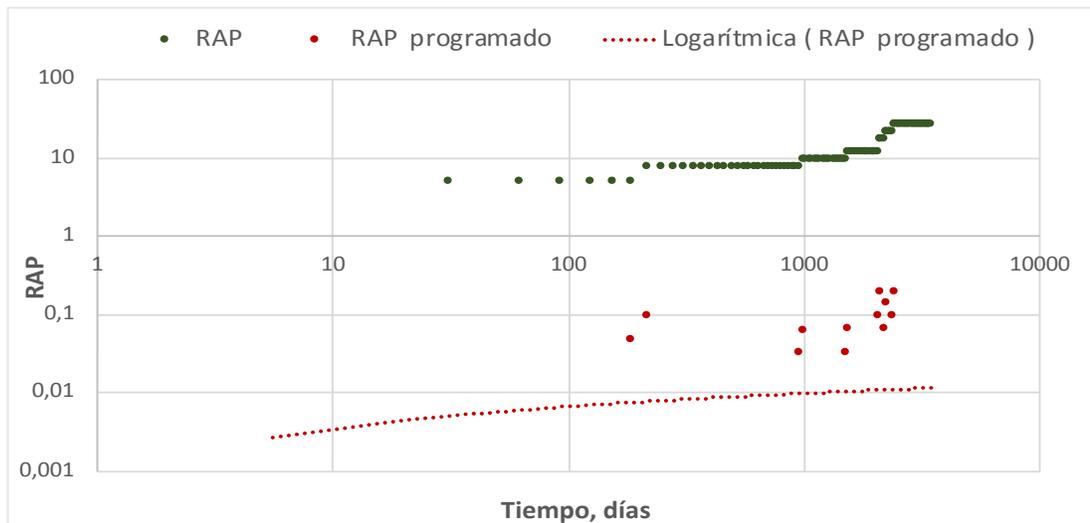
Gráfica 12. Relación Agua-Petróleo (RAP) Pozo D



Fuente: Elaboración propia con base en los datos suministrados por Weatherford.

El comportamiento de la gráfica 13 permite identificar el problema de producción excesiva de agua para el pozo D, considerado como canalización.

Gráfica 13. RAP y derivado RAP' Pozo D



Fuente: Elaboración propia con base en los datos suministrados por Weatherford.

2.5.4.3 Propiedades Petrofísicas. Las características más importantes del pozo D se resumen en la tabla 4.

Tabla 4. Propiedades petrofísicas del pozo D

Propiedades Petrofísicas	Pozo D
Tipo de crudo	Pesado
Mecanismo de empuje	Acuífero Activo – Inyección
BSW (%)	96,60
Permeabilidad (md)	58
Porosidad (%)	15,25
Saturación de agua (%)	37,66
Espesor total petrolífero(ft)	265
Presión actual promedio (lb/pulg ²)	2830
Temperatura (°F)	198
Gravedad API	13.7
GOR (scf/stb)	100-300
Índice de productividad (bpd/(lb/pulg ²))	0.1-2
Presión de burbuja (lb/pulg ²)	90
Viscosidad aceite(cP) @ T yacimiento	120

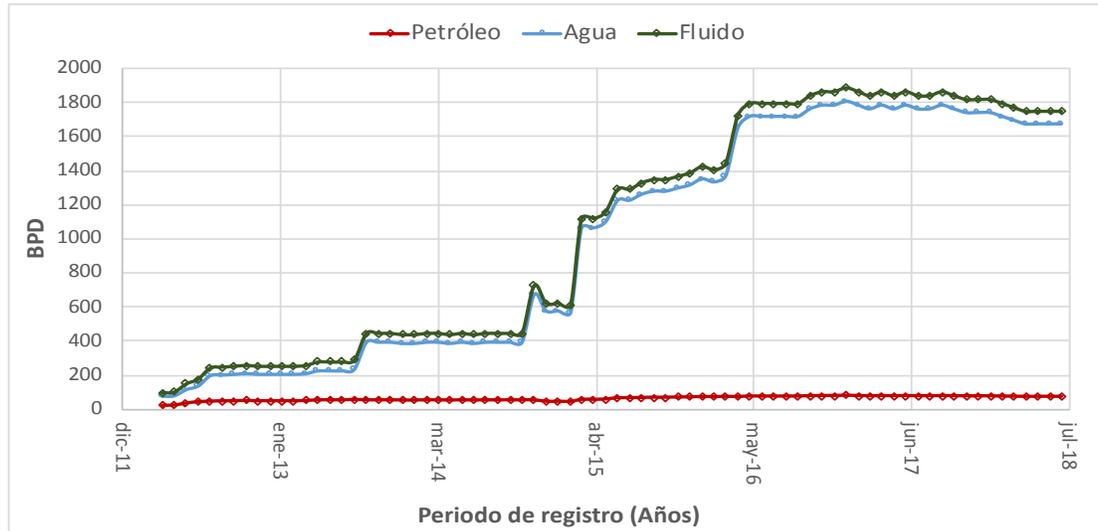
Fuente: Elaboración propia con base en los datos suministrados por Weatherford.

2.5.5 Pozo E.

2.5.5.1 Historial de producción de pozo (Agua – Petróleo y Fluido General). El pozo E presenta un comportamiento similar a los pozos C y D, con una producción de petróleo constante y una producción de agua que aumenta progresivamente. A finales del año 2014 e inicios del año 2015, se realizaron procesos de recobro secundario con ingreso de patrones de inyección, lo que provocó que la producción de agua aumentara. En el mes de enero del 2017, se registró la producción más alta de agua: 22 barriles de agua por cada barril de petróleo. En promedio, el volumen de petróleo crudo producido por el Pozo E se encuentra en 64,51 BPD, mientras que para el agua se registra un valor promedio de 996,44 BPD; comportamiento que permite identificar un problema de producción excesiva de agua por parte de este pozo, el cual genera 15,44 BWPD por cada barril de petróleo obtenido.

La Gráfica 14 interpreta el historial de producción de agua, petróleo y fluido del Pozo en Barriles por día en un periodo de 7 años (2011-2018).

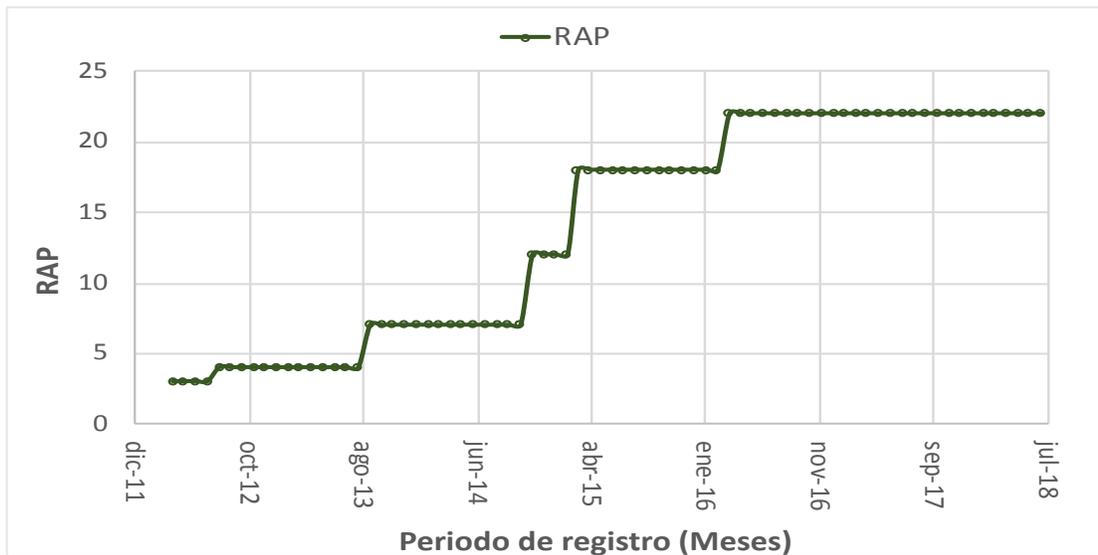
Gráfica 14. Historial de producción POZO E



Fuente: Elaboración propia con base en los datos suministrados por Weatherford.

2.5.5.2 RAP Pozo E. En la gráfica 15 se interpreta el comportamiento de la RAP en función del tiempo para el pozo E, en la cual se observa un incremento en diferentes periodos de tiempo donde se intervino el pozo. El valor máximo es de 22 para el RAP, valor que se ha mantenido constante hasta el periodo actual del pozo.

Gráfica 15. Relación Agua-Petróleo Pozo E

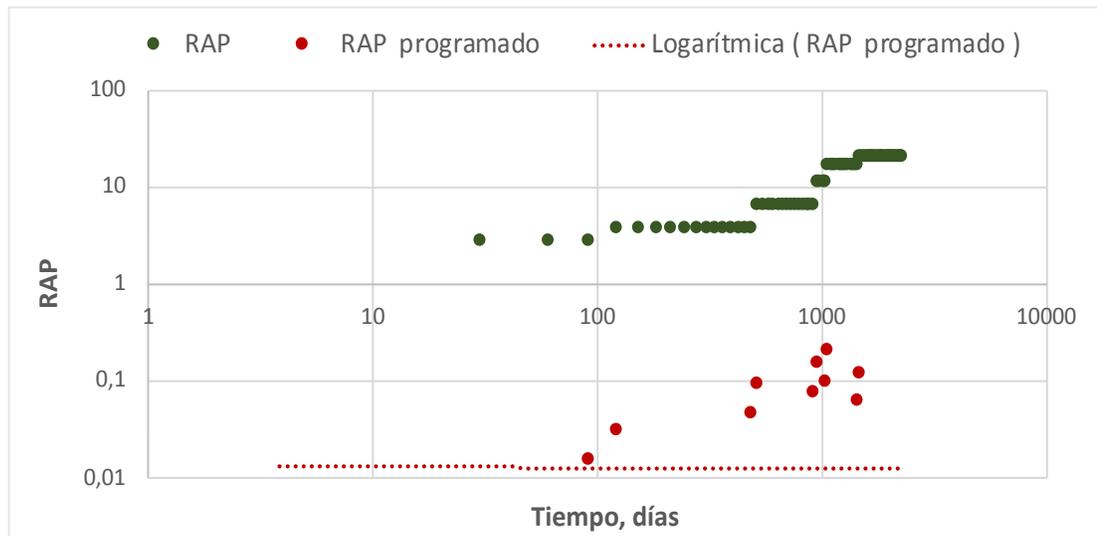


Fuente: Elaboración propia con base en los datos suministrados por Weatherford.

La Grafica 16 corresponde a la Curva de Chan para el pozo E, a partir de la cual se determina que el mecanismo de intrusión de agua es canalización, debido al

comportamiento creciente y progresivo de la RAP y la derivada de la RAP en el tiempo. La causa principal de este mecanismo de intrusión corresponde a fracturas naturales dentro del yacimiento que sirven de medio de conexión para los intervalos donde están los fluidos de agua y petróleo. Al haber estas fracturas, el agua que se inyecta tiende a invadir más rápido los pozos productores, de manera que la producción de petróleo aumenta y la del agua también, pero de manera excesiva.

Gráfica 16. RAP y derivado RAP´ Pozo E



Fuente: Elaboración propia con base en los datos suministrados por Weatherford.

2.5.5.3 Propiedades Petrofísicas. Las características más importantes del pozo E se resumen en la tabla 5.

Tabla 5. Propiedades petrofísicas del pozo E

Propiedades Petrofísicas	Pozo E
Tipo de crudo	Pesado
Mecanismo de empuje	Acuífero Activo – Inyección
BSW (%)	95,65
Permeabilidad (md)	66
Porosidad (%)	17,25
Saturación de agua (%)	37,66
Espesor total petrolífero(ft)	217
Presión actual promedio (lb/pulg ²)	2830
Temperatura (°F)	198
Gravedad API	13.7

Tabla 5 (continuación)

GOR (scf/stb)	100-300
Índice de productividad (bpd/(lb/pul ²))	0.1-2
Presión de burbuja (lb/pul ²)	90
Viscosidad aceite(cP) @ T yacimiento	120

Fuente: Elaboración propia con base en los datos suministrados por Weatherford.

3. EVALUACIÓN TÉCNICO-ECONÓMICA DE LAS ALTERNATIVAS DE AGENTES QUÍMICOS DE SELLADO

En este capítulo se describen seis polímeros candidatos para el control de producción de agua de los cinco pozos de estudio. La selección de estos polímeros se realiza teniendo en cuenta las condiciones de aplicación y costo económico para cada uno.

3.1 TRATAMIENTOS QUÍMICOS EMPLEADOS ACTUALMENTE EN EL CAMPO CASTILLA

Actualmente el Campo Castilla utiliza diferentes agentes químicos que permiten sellar zonas problemas, aumentando considerablemente el flujo de producción de hidrocarburo. Entre ellos se encuentran, los cristales de poliacrilamida, RPM para control de agua, polímero activado orgánico de baja penetración, cemento ultrafino mezclado con hidrocarburo, entre otros.⁶⁰ Los cementos se han convertido en uno de los sistemas menos eficientes debido a al tamaño de partícula, lo cual provee dificultades para penetrar las formaciones.

Por otro lado, la inyección de geles activos se han convertido en una de las opciones más rentables, ya que modifican la permeabilidad en el yacimiento (geles no sellantes) o sellan completamente zonas ladronas y/o fracturadas (geles sellantes), desviando el fluido hacia las zonas menos permeables para extraer el aceite remanente, es decir, incrementar el factor de recobro, reducir la producción de agua (RAP), corregir o prevenir las ineficiencias de barrido, y mejorar de forma eficiente los perfiles de inyección.⁶¹ Para obtener buenos resultados en este proceso se deben analizar ciertos parámetros como la distancia de penetración del gel, tiempo de gelificación, entre otros⁶².

3.2 SELECCIÓN DE LOS POLÍMEROS CANDIDATOS

De acuerdo con las propiedades petrofísicas y mecanismos de intrusión de cada pozo, se describen en el Cuadro 2 seis sistemas de polímeros candidatos a aplicar como sellantes para atenuar la excesiva producción de agua; teniendo en cuenta criterios básicos como resistencia térmica, mecánica, así como, las consideraciones económicas correspondientes.

⁶⁰ RODRÍGUEZ, Liliana. Metodología y Evaluación de la Producción de Hidrocarburos en un Arreglo de Cinco Pozos Influenciado por Inyección de Agua en un Caso de Campo Colombiano. Colombia: Universidad Nacional de Colombia. 2016.

⁶¹ DELGADILLO, Claudia; SANDOVAL, Yurley y MUÑOZ, Samuel. Estudio del efecto de la inyección de geles en yacimientos fracturados y no fracturados. En: Revista Fuentes. vol 7, nº2, p 7.

⁶² DELGADILLO, Claudia; SANDOVAL, Yurley y MUÑOZ, Samuel. Estudio del efecto de la inyección de geles en yacimientos fracturados y no fracturados. En: Revista Fuentes. Diciembre, 2009. vol. 7, no 2, p 5.

Cuadro 2. Polímeros candidatos

Sistema polimérico	Composición	Estabilidad térmica	Ventajas
Poliacrilamida/Citrato de aluminio	Sistema compuesto por un polímero de alto peso molecular (poliacrilamida parcialmente hidrolizada) y un reticulante (citrato de aluminio), los cuales se inyectan en el yacimiento y reaccionan para formar un microgel viscoso.	Estabilidad a temperaturas de hasta 220°F	-A bajas concentraciones de polímero se logran viscosidades muy altas lo que reduce el volumen utilizado en comparación con otros sistemas poliméricos. -Ofrece una alta flexibilidad en la inyección al yacimiento.
Poliacrilamida/Cromo³⁺	Sistema compuesto por un polímero de alto peso molecular (poliacrilamida parcialmente hidrolizada) y un ion metálico (Cromo ³⁺).	Estabilidad a temperaturas de hasta 260°F y alta salinidad.	Es unos de los sistemas más utilizados para el control de producción de agua debido a su rentabilidad. ⁶³
Silicato de sodio	Sistema compuesto por óxido de silicio y carbonato de sodio. Son soluciones que se inyectan directamente en la matriz, reaccionando internamente, gracias a un agente activador como el cloruro de calcio que actúa como un catalizador reduciendo el tiempo de formación del gel. Los silicatos son comúnmente utilizados en mecanismos de intrusión como la canalización por fracturas, ya que poseen una gran profundidad de penetración. ⁶⁴	Estabilidad térmica a temperaturas por encima de los 250°F	-Reducen la permeabilidad a bajo costo. -Presentan bajas viscosidades, altas resistencias y flexibilidad al momento de la inyección al pozo. -Genera bajos efectos ambientales en comparación con otros sistemas poliméricos orgánicos.

⁶³ LIAO, J. Gel treatment field application survey for water shut off in production well. En: Missouri.S&T. 2014.

⁶⁴ MORGAN, J. Soluble silicate for water control and lost circulation. En: PQ Corporation. Junio 2005.

Cuadro 2. (Continuación)

Sistema polimérico	Composición	Estabilidad térmica	Ventajas
Goma Xantana	Polisacárido hidrofílico aniónico de alto peso molecular producido por bacterias del género Xanthomona	Estabilidad térmica a temperaturas por debajo de los 250°F	-Alta resistencia a la degradación mecánica, buen comportamiento como agente viscosificante a concentraciones bajas, compatibilidad y estabilidad a altas concentraciones de sal, mejora la estabilidad del agujero, reductor de la permeabilidad y movilidad del agua incrementando su viscosidad, excelente aditivo para todo tipo de fluidos de perforación de base agua promoviendo.
Poliacrilamida /Polietilenimina (PPHA/PEI).	La Poliacrilamida parcialmente hidrolizada reticulada con Polietilenimina de baja toxicidad.	Estabilidad térmica de 130 a 320°F, sin embargo, su aplicación a altas temperaturas requiere del uso de retardadores químicos para alargar el tiempo de gelificación del gel (NH ₄ Cl).	-Es uno de los sistemas de geles poliméricos más eficientes y de alto rendimiento para reducir o bloquear totalmente la producción excesiva de agua en yacimientos petrolíferos ⁶⁵ -Es una opción menos rentable debido a su alto costo.
Resina Epóxica.	Aplicada en tratamientos de cierre de fluidos que involucran agua, CO ₂ y gases de hidrocarburo en pozos Las resinas son utilizadas también para reparaciones de casing en pozos de petróleo.	Aplicables en pozos que poseen un rango de temperatura de 80 y 130°F, sin embargo, su estabilidad térmica llega hasta los 400°F ⁶⁶ .	-Alta capacidad de penetrar espacios reducidos, resistencia a la compresión desarrollada después del proceso de sellado. -Soportan procesos de compresión superiores a 1000 psi, entre otros ⁶⁷ .

Fuente: Elaboración propia.

⁶⁵ ELKARSANI, Khalid; AL-MUNTASHERI, Ghaithan; SULTAN, Abdulla; HUSSEIN, Ibelwaleed. Performance of PAM/PEI gel system for water shut-off in high temperature reservoirs: Laboratory study. En: Journal of applied polymer science. Mayo, 2015. Vol. 132, no 17, p 1.

⁶⁶ Resin treatment for conformance improvement (2018). Disponible en: https://petrowiki.org/Resin_treatment_for_conformance_improvement

⁶⁷ Resin treatment for conformance improvement (2018). Disponible en: https://petrowiki.org/Resin_treatment_for_conformance_improvement

3.3 DIAGNÓSTICO DE POZOS DE ESTUDIO

En el Cuadro 3, se describen el mecanismo de intrusión y diagnóstico de cada uno de los pozos de estudio, teniendo en cuenta el desarrollo del capítulo 2. Adicionalmente, se sugieren seis polímeros candidatos como alternativas para el control de producción de agua, seleccionados según condiciones de temperatura y permeabilidad. En el caso del pozo B, que presenta un mecanismo de intrusión por conificación, no se realiza el diagnóstico, ya que este tipo de problema no se puede tratar mediante sellos químicos, puesto que se requiere de un elevado volumen de polímero para tratarlo⁶⁸.

Cuadro 3. Diagnóstico de los pozos de estudio

Pozo	Intrusión de Agua	Mecanismo	Diagnóstico	Polímero candidato
A	SI	Mecánico	Sello químico (Pared del pozo)	
B	SI	Conificación	No aplica	-Poliacrilamida/citrato de aluminio.
C	SI	Canalización	Sello químico (Formación)	-Poliacrilamida/Cromo ³⁺
D	SI	Canalización	Sello químico (Formación)	-Silicato de sodio
E	SI	Canalización	Sello químico (Formación)	-Goma Xantana
				-Poliacrilamida/Polietilenimina
				-Resina Epóxica

Fuente: Elaborada propia.

3.4 COSTO POLÍMEROS CANDIDATOS

Asociado a cada uno de los polímeros candidatos se tienen unos costos netos, los cuales cobran importancia al seleccionar un tratamiento químico. Para la evaluación financiera de los costos de los polímeros se utilizó como unidad monetaria de valor constante el dólar americano (USD). El costo calculado incluye

⁶⁸ SAGAL, manuel. Estudio técnico económico para controlar el incremento de la producción de agua en los pozos del Campo Pindo empleando el análisis de las gráficas de Chan. Quito: Escuela Politécnica Nacional. 2013.

únicamente el costo neto promedio del producto, es decir, no se tiene en cuenta ningún gasto de implementación, transporte, tratamiento de agua a inyectar, alquiler de equipos u otros gastos de tipo operacional. Los valores se determinaron a partir del contacto con proveedores de tipo nacional e internacional como Nalco, Clariant, Basf, entre otros, quienes proporcionaron el precio de la sustancia química con un grado de pureza de alrededor del 99%.

En la Tabla 6, se muestra el costo aproximado y temperatura máxima de aplicación de los polímeros candidatos para el control de agua de los cinco pozos de estudio.

Tabla 6. Costo de polímeros candidatos.

Polímero candidato	Costo aproximado (USD/ft ³)	Condiciones de aplicación
Poliacrilamida/Citrato de aluminio	0.22	T<220°F
Poliacrilamida/Cromo ³⁺	0.28	T<260°F
Silicato de sodio	0.04	T<275°F
Goma Xantana	0,30	T<250°F
Poliacrilamida/Polietilenimina	0,85	T<270°F
Resina Epóxica	0,28	T<400°F

Fuente: Elaboración propia

4. ANÁLISIS ESTADÍSTICO PARA SELECCIÓN DE LA MEJOR ALTERNATIVA

El capítulo 4 se enfoca en el desarrollo de la metodología de toma de decisiones multicriterio basada en el proceso de jerarquía analítica (AHP), para establecer un ordenamiento de las condiciones y variables importantes a evaluar durante el proceso de selección de tratamientos químicos destinados a pozos con excesiva producción de agua, mediante la asignación de “pesos” a cada una de ellas. Posteriormente, se aplica la teoría de probabilidades mediante la elaboración de un diagrama de árbol, con el fin de evaluar las posibles alternativas de solución para una serie de condiciones de pozo en los que conviene aplicar sistemas de control de agua, lo cual permitirá diseñar, implementar, ejecutar y validar la herramienta.

4.1 PROCESO ANALÍTICO JERÁRQUICO AHP

El análisis jerárquico (AHP) es una herramienta que optimiza la toma de decisiones complejas, basándose en la jerarquización, comparación pareada y en la asignación de “pesos” a los criterios considerados, de manera que se determina como influyen cada uno de ellos en el objetivo de la decisión⁶⁹.

Se precisa la importancia de aplicar un AHP para la selección de los pesos ponderados a cada una de las variables de estudio debido a que se considera una de las metodologías más utilizadas a la hora de establecer una prioridad o jerarquía de alternativas⁷⁰ y permite reducir el uso de la intuición en la toma de decisiones, generando soluciones más estudiadas y eficaces.

Con fines de aplicar esta técnica, son entregadas doce variables o criterios por la empresa Weatherford y, a partir de una investigación bibliográfica y documentada, se identifican y seleccionan las siete de mayor impacto en el proceso de selección de agentes químicos. Para ello, se asigna un valor entre uno y diez a las variables, dependiendo de qué tan importante se considera la evaluación de cada una de ellas en el proceso de inyección de agentes químicos para atenuar la excesiva producción de agua de pozos petroleros. Así, gracias a la literatura y a la opinión de expertos vinculados a Weatherford, se asignan menos puntos para las variables de menor importancia y más puntos para las más importantes.

Es importante resaltar que este esquema permite realizar una identificación de las variables más importantes, mas no permite realizar una ponderación de cada una de ellas.

⁶⁹ BERUMEN, Sergio; LLAMAZARES, Francisco. La utilidad de los métodos de decisión multicriterio (Como el AHP) en un entorno de competitividad creciente. En: Cuadernos de Administración. Noviembre, 2007. Vol. 20, no 34, p 65-87.

⁷⁰ PEREZ, Fernando; ROJO, Iberto. MPC 2.0, software para la aplicación del método AHP de toma de decisiones multicriterio. En: Recursos Rurais. Julio, 2011. no 7, p 27-33.

En términos generales, se logra identificar las variables que determinarán la toma de decisión hacia un determinado tratamiento para diferentes pozos según sean sus condiciones. Este resultado se resume en la tabla 7.

Tabla 7. Peso relativo de las variables de estudio

Variable	Peso relativo %
Mecanismo de intrusión	10,86
BSW	10,86
Precio de Barril	10,86
Porosidad	10,76
Permeabilidad	10,17
Temperatura de pozo	9,77
Precio de volumen de polímero a inyectar	9,48
Tipo de formación	7,80
Salinidad	6,52
Viscosidad	6,52
Gravedad API Crudo	6,412

Fuente. Elaborado propia

Con este marco de referencia, se puede aplicar el método estadístico de análisis jerárquico AHP anteriormente mencionado, para la obtención de los pesos ponderados de las 7 variables con mayor porcentaje de peso relativo. Esta teoría de medida por parejas se resume en la tabla 8.

Tabla 8. Modelo de matriz de jerarquías analíticas para la selección de sellos químicos

(i)	BSW	Temperatura	Mecanismo de intrusión	Permeabilidad	Porosidad	Precio de Barril de crudo	Precio de Volumen de polímero a inyectar	$\sum x_j$	$\sum x_j/n$	Peso relativo
(x)	BSW	1								
	Temperatura	1								
	Mecanismo de intrusión		1							
	Permeabilidad			1						
	Porosidad				1					
	Precio de Barril de crudo					1				
	Precio de Volumen de polímero a inyectar						1			
									$\sum x_j/n =$	

Fuente: Elaboración propia

Se basa en una matriz de doble entrada, donde filas y columnas coinciden en un cuadrante, y al realizar las comparaciones por cada par, se les asigna un valor indicando el grado de importancia de un criterio sobre otro. En el cuadro 4 se muestra la escala de valores propuesta por Saaty⁷¹:

⁷¹ SAATY, T. Decision making with the analytic hierarchy process. Int. J. Services Sciences. Vol 1 nº1. 2008.

Cuadro 4. Escala de preferencias a asignar a cada una de las variables consideradas en la matriz de AHP.

Importancia	Definición	Descripción
1	Igual preferencia	Los dos criterios (x, j) contribuyen de igual manera.
3	Moderada preferencia	Se favorece ligeramente al criterio (x) sobre el (j).
5	Fuerte preferencia	Prácticamente la dominancia del criterio (x) sobre el (j) está demostrada.
9	Absoluta preferencia	Existe evidencia que determina la supremacía del criterio (x).

Fuente: Elaboración propia

Una vez se desarrolla la matriz de comparaciones, se procede a desarrollar los cálculos estadísticos del peso ponderado de cada una de las variables. Para ello, se tienen en cuenta los rangos descritos en la tabla 9.

Tabla 9. Categorías de importancia para las variables de estudio según su peso relativo.

Valor	Rango	Categoría de importancia
1	< 0,01	Muy bajo
2	0,01 – 0,03	Bajo
3	0,04 – 0,06	Medio
4	0,07 – 0,15	Alto
5	≥ 0,16	Muy alto

Fuente. Elaboración propia.

Tabla 10. Estadístico del peso de las variables de estudio necesarias para el proceso de selección de agentes químicos para pozos petroleros con elevada producción de agua.

(j) (x)	Mecanismo de intrusión	BSW	Precio de Barril de crudo	Permeabilidad	Porosidad	Temperatura	Precio de Volumen de polímero a inyectar	$\sum x_j$	$\sum x_j/n$	Peso relativo
Mecanismo de intrusión	1	5	5	5	5	5	3	29	4,14	0,24
BSW	0,2	1	9	5	5	5	3	28,2	4,03	0,23
Precio de Barril de crudo	0,2	0,1 1	1	9	9	5	3	27,31	3,90	0,22
Permeabilidad	0,2	0,2	0,11	1	9	5	3	18,51	2,64	0,15
Porosidad	0,2	0,2	0,11	0,11	1	5	3	9,62	1,37	0,10
Temperatura	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	1	3	5	0,71	0,04
Precio de Volumen de polímero a inyectar	0,33	0,3 3	0,33	0,33	0,3 3	0,33	1	2,98	0,43	0,02
$\sum x_j/n = 17,22$									1,00	

Fuente. Elaborado propia

En la tabla 10, se presenta una estimación de los pesos ponderados de las variables de estudio. Esta asignación de datos se realiza conforme a los conceptos y datos obtenidos durante la investigación bibliográfica.

Tabla 11. Ponderación y categoría de importancia de las variables de estudio.

Variable	Ponderación	Categoría de importancia
Mecanismo de intrusión	0,24	5
BSW	0,23	5
Precio de barril de crudo	0,22	5
Permeabilidad	0,15	4
Porosidad	0,10	4
Temperatura de pozo	0,04	3
Precio de volumen a inyectar de Polímero	0,02	2

Fuente. Elaborado por autores.

De esta manera, se observa en la tabla 11 que las variables quedan organizadas de mayor a menor importancia, con el fin de ubicarlas en una estructura de árbol de decisiones que representan diferentes posibles rutas, dentro de la cual se estimará la elección de las mejores alternativas.

4.2 ÁRBOL DE DECISIÓN MÉTODO ESTADÍSTICO

Los arboles de decisión son herramientas comunes de clasificación y predicción, representados por un conjunto de nodos, hojas y ramas. Están basados en una red bayesiana, que consta de un modelo estructural que brinda una representación visual de las interacciones entre las variables y de un conjunto de distribuciones de probabilidad que permite medir el impacto de una variable o conjuntos de variables sobre otras y además efectuar inferencia probabilística, es decir, dadas ciertas variables conocidas, se calcula la probabilidad de las demás variables (desconocidas)⁷².

Para seleccionar la mejor alternativa de tratamiento químico para los pozos de estudio, se construye un árbol de decisión, donde el nodo principal o raíz es el pozo en estudio a partir del cual se inicia el proceso de clasificación; los nodos internos corresponden a cada una de las variables seleccionadas a partir del

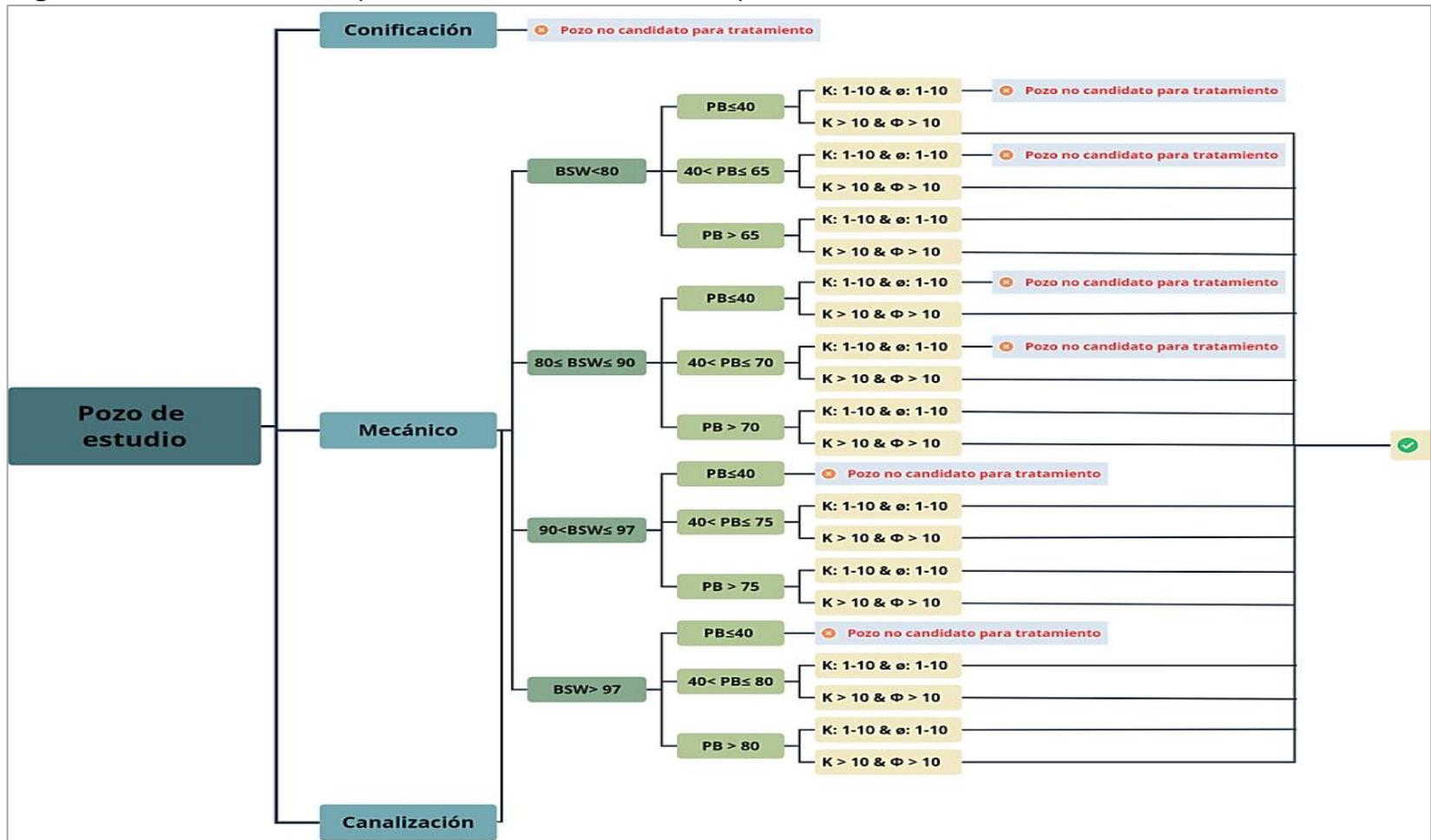
⁷² GIANNICO, Flavio. Estudio comparativo de métodos de clasificación usando arboles de decisión y modelos bayesianos. Tesis de pregrado Buenos Aires: Universidad de Buenos Aires. 2001. 14p.

análisis jerárquico, las ramas representan la relación entre las variables y finalmente, las hojas corresponden a los nodos finales que muestra la decisión. Por tanto, el camino a seguir en el árbol lo determinan las decisiones tomadas en cada nodo interno, por lo que se consideran reglas de clasificación que se tienen en cuenta hasta que se alcanza un criterio de parada.

La nomenclatura empleada para el árbol de decisión que se muestra en la figura 9 es:

- BSW: Contenido de agua libre y sedimentos que trae el crudo
- PB: Precio barril de petróleo
- K: Permeabilidad
- ∅: Porosidad
- T: Temperatura del yacimiento
- PVI i: Precio de volumen concentrado de polímero inyectar

Figura 9. Árbol de decisión para selección de tratamiento químico.



Fuente: Elaboración propia.

Figura 9. Árbol de decisión para selección de tratamiento químico. (Continuación)



Fuente: Elaboración propia.

4.3 DESARROLLO DEL ALGORITMO

El objetivo principal del algoritmo es seleccionar la mejor alternativa de sello químico para diferentes condiciones de pozo especificadas por el usuario, con el fin de controlar la excesiva producción de agua en superficie y aumentar la rentabilidad del campo.

Se programa el algoritmo con Visual Basic (VBA) por medio de la herramienta de Microsoft Excel, debido a que este lenguaje de programación permite automatizar de manera eficaz las teorías de decisiones representadas a partir de árboles de decisiones con el uso de macros.

4.3.1 Descripción de decisiones. La toma de las decisiones se determina a partir de los criterios de las variables seleccionadas, datos de entrada suministrados por el usuario. A continuación, se explican brevemente los parámetros establecidos y cálculos tenidos en cuenta para la selección de la mejor alternativa.

4.3.1.1 Mecanismo de intrusión. Se determina a partir de las causas que están generando una excesiva agua de producción. Se agrupan estas causas en tres grupos: Conificación, mecánico y canalización.

4.3.1.2 BSW. Los límites máximos y mínimos se establecieron conforme a la información entregada por la empresa evaluando escenarios favorables y desfavorables.

4.3.1.3 Precio de barril de crudo. Los límites máximos y mínimos, entregados por Weatherford, se establecieron teniendo en cuenta la tasa actual de rentabilidad del campo, las cuales son 80 y 40 USD respectivamente.

4.3.1.4 Permeabilidad, porosidad y temperatura. Corresponden a propiedades petrofísicas propias de cada yacimiento registradas en los últimos meses. Los criterios para la permeabilidad y porosidad se eligen teniendo en cuenta la evaluación promedio de las rocas de yacimiento, dada por la empresa. Respecto a los criterios para la temperatura se tiene en cuenta el rango de estabilidad térmica de los polímeros seleccionados.

4.3.1.5 Precio del volumen a inyectar. El algoritmo calcula internamente el precio del volumen de polímero concentrado a inyectar, el cual se compara con un valor de \$4USD/ Barril equivalente al costo actual de levantamiento de un barril de petróleo en superficie (valor suministrado por la empresa Weatherford).

Para el cálculo del precio del volumen de polímero a inyectar se tienen en cuenta las siguientes operaciones:

Ecuación 6. Volumen poroso

$$Vp = \pi \times \left(\frac{D}{2}\right)^2 \times h \times \frac{\phi}{100}$$

Donde:

- Vp: volumen poroso (ft³)
- π : Numero pi
- D: Diámetro pozo (ft)
- h: profundidad disparo del cañón (ft)
- ϕ : porosidad promedio

Ecuación 7. Volumen diluido

$$Vd = (Vp * 0,02) + Vp$$

Donde:

- Vd: volumen diluido (ft³)

Ecuación 8. Volumen concentrado.

$$Vc = \frac{Vd \times 5}{99}$$

Donde:

- Vc: Volumen concentrado de polímero a inyectar (ft³)

Ecuación 9. Precio de volumen a inyectar

$$PVI_i = Pv * Vc$$

Donde:

- PVI_i: Precio de volumen de polímero concentrado a inyectar (USD)
- Pv: Precio proveedor (USD/ft³)

Una vez el usuario digite los datos de entrada, el código se encarga de seleccionar la mejor alternativa teniendo en cuenta la aplicación de condicionales y estructuras de jerarquización. Es importante resaltar que los límites establecidos en cada nodo se programaron teniendo en cuenta la información otorgada por la empresa con datos a la fecha, por lo que en caso de que los valores cambien es necesario

modificar el código en Visual Basic para garantizar que la herramienta es útil y pertinente para evaluar otros pozos. Para una información detallada del código de programación (Ver anexo 1).

4.3.2 Validación del código. Con la finalidad de evaluar el código desarrollado se toman los cinco pozos de estudio caracterizados en el capítulo 2 como muestra para la validación. En la Tabla 12, se indican los datos de entrada de cada pozo requeridos por el código. Si el pozo es candidato para tratamiento químico arrojará las alternativas más económicas; en caso contrario si no cumple alguno de los criterios se indica en la casilla de respuesta que el pozo no es apto para este tipo de intervención.

El precio del barril que se toma como referencia es el Brent, el cual ha operado en promedio a 60 USD durante el mes de Noviembre, ejecutando el código con los datos referentes a este mes: Noviembre de 2018.

Tabla 12. Datos de entrada de los cinco pozos de estudio para la ejecución del código.

Pozo	A	B	C	D	E
Mecanismo de intrusión	Mecánico	Conificación	Canalización	Canalización	Canalización
BSW (%)	96,24	90,00	96,55	96,60	95,65
Permeabilidad (md)	62	69	63	58	66
Porosidad (%)	18,88	16,64	19,23	15,25	17,25
Temperatura (°F)	177	206	225	213	198
Diámetro (ft)	6,00	9,00	7,00	10,00	9,00
Profundidad (ft)	3,5	3,5	3,5	3,5	3,5

Fuente: Elaboración propia

Cuadro 4. Decisión para los pozos de estudio entregadas por el código de programación.

Pozo candidato	Respuesta
A	Candidato 1: Poliacrilamida/Citrato de Aluminio Candidato 2: Poliacrilamida/Cromo ³⁺
B	Pozo no apto para tratamiento químico
C	Candidato 1: Poliacrilamida /Cromo ³⁺ Candidato 2: Resina Epóxica
D	No aplica
E	Candidato 1: Poliacrilamida/Citrato de Aluminio Candidato 2: No aplica

Fuente: Elaboración propia.

La respuesta entregada por el código para cada pozo se muestra en el cuadro 15. De acuerdo con la ejecución se tienen 2 pozos que no son aptos para tratamiento químico (B y D) mientras que los 3 restantes son aptos para este tipo de intervención (A, C y E).

5. RESULTADOS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

En este capítulo se presenta el análisis de las alternativas entregadas por el código de programación para cada pozo de estudio, con el fin de evaluar los diferentes parámetros que afectan la selección de tratamientos químicos para yacimientos productores de agua.

5.1 POZO A

De acuerdo con la Figura 10, las dos mejores alternativas entregadas por el código se basan en Poliacrilamidas parcialmente hidrolizadas reticuladas con Citrato de Aluminio y Cromo³⁺. La ruta de decisión que realiza el código se basa en un escenario crítico ya que el porcentaje del BSW es alto (>95%); a pesar de eso, debido a que el precio del barril de crudo se encuentra por encima de la tasa de rentabilidad del proyecto y las propiedades petrofísicas como la permeabilidad, porosidad y temperatura son moderadas⁷³, la ruta pasa al nodo de decisión final, donde compara el precio del volumen de polímero concentrado a inyectar con el costo del levantamiento de un barril de petróleo en superficie. Por tanto, al evaluar el precio se observa que todos los tratamientos químicos candidatos (a excepción de la Poliacrilamida reticulada con Polietilenimina y el silicato de sodio) pasan a la matriz de ordenamiento donde se escogen los dos tratamientos más económicos. El costo promedio del volumen de polímero concentrado a inyectar para este pozo se encuentra alrededor de \$2USD/ft³.

Dentro de las ventajas que tiene este pozo, en comparación con los otros yacimientos es el tamaño del diámetro, puesto que es el menor de los 5 pozos. Este valor permite que se tengan diferentes alternativas para el control de producción de agua ya que se requiere menor volumen de polímero y por ende es un costo que la empresa estaría dispuesta a pagar.

⁷³ ESSENFELD, Martin; DARBERII, Efraín. Yacimientos de Hidrocarburos. En: FONCIED. 2001, p 22-29.

Figura 10. Resultado del código para el pozo A



Fundación
Universidad de América

Producción de agua

11,6 barriles por cada barril de
Dato estimado en

Agentes Químicos

Sellan o aíslan zonas con alta producción de agua.
Materiales poliméricos

Polímeros

Ajustan la permeabilidad y reducen el RAP.
Procesos de Recuperación

Selección Sello Químico

IDENTIFICACIÓN DE POZO	
Características	Selección
Nombre del pozo	A
Estado	Activo
Tipo de Pozo	Productor
Cuenca	Llanos orientales
Campo	Castilla

REINICIAR

EVALUAR

DATOS		
Parámetro	Unidad	Selección
Mecanismo de intrusión		Mecánico
Basic Sediment and Water	BSW	96,24
Permeabilidad	md	62
Porosidad	%	18,88
Diametro	ft	6
Profundidad	ft	3,5
Temperatura de pozo	°F	177

CANDIDATO 1

Poliacrilamida /Citrato de Aluminio

CANDIDATO 2

Poliacrilamida/Cromo 3+







PRECIO DE BARRIL

60

Fuente: Elaboración propia

5.2 POZO B

Según la Figura 11, la respuesta del código indica que este pozo no es apto para tratamiento químico debido a que el tipo de mecanismo de intrusión que presenta es conificación. La ruta de decisión que realiza el código termina en el primer nodo interno puesto que al presentar este tipo de mecanismo se considera que el volumen de polímero requerido para controlar el pozo es muy alto, por lo que no es viable.

Generalmente, cuando se presentan problemas por conificación se opta por soluciones mecánicas como alternativa para controlar la excesiva producción de agua⁷⁴. Dentro de las alternativas propuestas para este pozo, están los tapones o empacadores que se instalan dentro del pozo bloqueando la producción de la zona tratada.

En caso de que la aplicación de una solución mecánica no sea exitosa, se propone cerrar el pozo en su totalidad puesto que el valor del BSW se encuentra por encima del 95%, considerado como un valor crítico. Además, teniendo en

⁷⁴ CORTES, Victor. Control de la producción de agua en pozos petroleros. Tesis de postgrado, México D.F. 2008. 79 p.

cuenta el historial de producción de fluidos (ver Gráfica 5) y al ser un yacimiento maduro, es posible que la producción de agua aumente considerablemente.

Figura 11. Resultado del código para el pozo B



Fundación
Universidad de América

Producción de agua
11,6 barriles por cada barril de
Dato estimado en

Agentes Químicos
Sellan o aíslan zonas con alta producción de agua.
Materiales poliméricos

Polímeros
Ajustan la permeabilidad y reducen la RAP.
Procesos de Recuperación

Selección Sello Químico

IDENTIFICACIÓN DE POZO

Características	Seleccione
Nombre del pozo	B
Estado	Activo
Tipo de Pozo	Productor
Cuenca	Llanos orientales
Campo	Castilla

DATOS

Parámetro	Unidad	Seleccione
Mecanismo de intrusión	-	Conificación
Basic Sediment and Water	BSW	90
Permeabilidad	md	69
Porosidad	%	16,64
Diametro	ft	9
Profundidad	ft	3,5
Temperatura de pozo	*F	206

CANDIDATO 1

CANDIDATO 2

REINICIAR

EVALUAR







PRECIO DE BARRIL

60

Pozo No candidato para Tratamiento Químico

Fuente: Elaboración propia

5.3 POZO C

De acuerdo con la Figura 12, las dos mejores alternativas entregadas por el código son Poliácridamida parcialmente hidrolizada reticulada con Cromo³⁺ y Resina Epóxica. La ruta de decisión que realiza el código, al igual que en el pozo A, se basa en un escenario crítico ya que el porcentaje del BSW es alto (>95%), a pesar de eso debido a que el precio del barril de crudo se encuentra por encima de la tasa de rentabilidad del proyecto y las propiedades petrofísicas como la permeabilidad, porosidad y temperatura son moderadas⁷⁵, la ruta pasa al nodo de decisión final, donde compara el precio del volumen de polímero concentrado a inyectar con el costo del levantamiento de un barril de petróleo en superficie. Al evaluar las condiciones del yacimiento se observa que la poliácridamida reticulada con citrato de aluminio no es apta debido a la temperatura del pozo la cual sobrepasa el límite máximo de estabilidad térmica del polímero. En el caso de la

⁷⁵ ESSENFELD, Martin; DARBERII, Efraín. Yacimientos de Hidrocarburos. En: FONCIED. 2001, p 22-29.

Poliacrilamida reticulada con Polietilenimina tampoco se considera una alternativa ya que el precio excede los \$4USD/barril equivalente al costo de levantamiento.

El costo promedio del volumen de polímero concentrado a inyectar para este pozo se encuentra alrededor de \$2.9 USD/ft³ mayor en un 45% que el del pozo A debido a que el diámetro aumenta un pie cubico, por lo que conforme aumenta el diámetro, aumenta el volumen de polímero a inyectar en el yacimiento.

Figura 12. Resultado del código para el pozo C



Fundación
Universidad de América

Producción de agua
11,6 barriles por cada barril de
Dato estimado en

Agentes Químicos
Sellan o aíslan zonas con alta producción de agua.
Materiales poliméricos

Polímeros
Ajustan la permeabilidad y reducen la RAP.
Procesos de Recuperación

Selección Sello Químico

IDENTIFICACIÓN DE POZO

Características	Selección
Nombre del pozo	C
Estado	Activo
Tipo de Pozo	Productor
Cuenca	Llanos orientales
Campo	Castilla

DATOS

Parámetro	Unidad	Selección
Mecanismo de intrusión	-	Canalización
Basic Sediment and Water	BSW	96,55
Permeabilidad	md	63
Porosidad	%	19,23
Diámetro	ft	7
Profundidad	ft	3,5
Temperatura de pozo	°F	225

CANDIDATO 1

Poliacrilamida/Cromo 3+

CANDIDATO 2

Resina Epóxica

REINICIAR

EVALUAR







PRECIO DE BARRIL

60

Fuente: Elaboración propia

5.4 POZO D

De acuerdo con la Figura 13, los tratamientos químicos propuestos no son aptos para controlar la excesiva producción de agua del pozo D. La ruta de decisión que realiza el código, al igual que en el pozo A y C, se basa en un escenario crítico ya que el porcentaje del BSW es alto (>95%), a pesar de eso debido a que el precio del barril de crudo se encuentra por encima de la tasa de rentabilidad del proyecto y las propiedades petrofísicas como la permeabilidad, porosidad y temperatura

son moderadas⁷⁶ pasa al nodo de decisión final, donde compara el precio del volumen de polímero concentrado a inyectar con el costo del levantamiento de un barril de petróleo en superficie. En este punto radica la diferencia con los pozos anteriores, ya que el diámetro del pozo D, es el mayor de todos, lo cual hace que el precio del volumen a inyectar sobrepase los \$4USD/Barril equivalente al costo del levantamiento, de manera que ninguna de las alternativas son viables económicamente. A pesar del resultado indicado por el código, se propone evaluar otros tipos de sistemas poliméricos o mecánicos como solución para controlar la excesiva producción del pozo. En caso de que la aplicación de una solución química o mecánica no sea exitosa, se propone cerrar el pozo en su totalidad.

Figura 13. Resultado del código para el pozo D

Producción de agua
11.6 barriles por cada barril de
Dato estimado en

Agentes Químicos
Sellan o aíslan zonas con alta producción de agua.
Materiales poliméricos

Polímeros
Ajustan la permeabilidad y reducen la RAP.
Procesos de Recuperación

Selección Sello Químico

IDENTIFICACIÓN DE POZO

Características	Selección
Nombre del pozo	D
Estado	Activo
Tipo de Pozo	Productor
Cuenca	Llanos orientales
Campo	Castilla

DATOS

Parámetro	Unidad	Selección
Mecanismo de intrusión	-	Canalización
Basic Sediment and Water	BSW	96,6
Permeabilidad	md	58
Porosidad	%	15,25
Diámetro	ft	10
Profundidad	ft	3,5
Temperatura de pozo	°F	213

REINICIAR

EVALUAR

PRECIO DE BARRIL

60

CANDIDATO 1
No Aplica

CANDIDATO 2
No Aplica

Fuente: Elaboración propia

5.5 POZO E

De acuerdo con la Figura 14, el tratamiento químico propuesto para el Pozo E es la poliacrilamida reticulada con Citrato de Aluminio. La ruta de decisión que realiza

⁷⁶ ESSENFELD, Martin; DARBERII, Efraín. Yacimientos de Hidrocarburos. En: FONCIED. 2001, p 22-29.

el código se basa en un escenario crítico debido a que el valor del BSW es superior a 95%, sin embargo, llega a la última rama de la ruta donde evalúa el precio del volumen de polímero a inyectar y lo compara con el costo de levantamiento por barril de petróleo. Cabe resaltar que, en cuanto a la estabilidad térmica, todos los polímeros propuestos son aptos y considerados a aplicar para este pozo que presenta una temperatura de 198°F, por lo cual el filtro de decisión radica en el factor costo.

En este último nodo, se encuentra que el único tratamiento que no sobrepasa los \$4USD/Barril equivalentes al costo del levantamiento es la Poliacrilamida/Citrato de aluminio, la cual se encuentra alrededor de los 3,24 USD/ft³.

Figura 14. Resultado del código para el pozo E



Fundación
Universidad de América

Producción de agua

11,6 barriles por cada barril de

Dato estimado en

Agentes Químicos

Sellan o aislan zonas con alta producción de agua.

Materiales poliméricos

Polímeros

Ajustan la permeabilidad y reducen la RAP.

Procesos de recuperación

Selección Sello Químico

IDENTIFICACIÓN DE POZO

Características	Seleccione
Nombre del pozo	E
Estado	Activo
Tipo de Pozo	Productor
Cuenca	Llanos orientales
Campo	Castilla

DATOS

Parámetro	Unidad	Seleccione
Mecanismo de intrusión	-	Canalización
Basic Sediment and VWater	BSW	95,65
Permeabilidad	md	66
Porosidad	%	17,25
Diametro	ft	9
Profundidad	ft	3,5
Temperatura de pozo	°F	198

CANDIDATO 1

Poliacrilamida /Citrato de Aluminio

CANDIDATO 2

No Aplica

REINICIAR

EVALUAR







PRECIO DE BARRIL

60

Fuente: Elaborado por autores.

5.6 ANÁLISIS COMPLEMENTARIO

Teniendo en cuenta la validación conjunta del código mediante los pozos de estudio, se puede decir que son satisfactorios los resultados obtenidos puesto que las alternativas propuestas coinciden con las referencias bibliográficas

consultadas. Sin embargo, es importante tener en cuenta ciertas consideraciones claves descritas a continuación para aplicar con éxito la herramienta propuesta.

Para determinar el tratamiento adecuado, el cual tendrá como propósito reducir la producción de agua, es necesario tener en cuenta la factibilidad de la técnica a emplear y el resultado del análisis de rentabilidad económica, ya que este permite justificar o rechazar la intervención al pozo. Como se mencionó en el capítulo 3, el costo calculado hace referencia al costo del polímero neto, pero es necesario evaluar los costos de implementación y operación. Además de esto, se debe identificar el problema del origen del agua y evaluar su contribución en la producción de petróleo para que, con base en este análisis, se seleccione el tratamiento adecuado y se diseñe el programa de ejecución.

Finalmente, es necesario planear una estrategia que permita llevar a cabo un proceso integral que conduzca a tener un control sobre la producción de agua mediante la predicción, selección y monitoreo de los fluidos, de manera que la herramienta desarrollada se presenta como una guía de solución para la etapa de selección de alternativas.

6. CONCLUSIONES

- Los tratamientos químicos implican la inyección de sistemas de polímeros selectivos que permitan reducir la permeabilidad relativa al agua o sellar completamente zonas ladronas y/o fracturadas sin afectar el flujo de hidrocarburo permitiendo así extraer el aceite remanente.
- El algoritmo desarrollado es una metodología de selección de tratamientos químicos útil, eficaz y pertinente para el control de agua de producción de los pozos de estudio, ya que reduce los costos asociados al tiempo de búsqueda de alternativas. Además, tiene en cuenta las variables con mayor impacto en la toma de decisión, sintetizando la información en una sola herramienta.
- Es necesario realizar un diagnóstico del pozo de estudio que involucre propiedades petrofísicas, mecanismo de intrusión y características del crudo para determinar la viabilidad técnica y económica de una intervención química con el fin de controlar la producción de agua.
- La aplicación del diagnóstico de las curvas de Chan en un campo petrolero contribuye a la identificación de problemas de producción excesiva de agua, permitiendo aplicar posibles soluciones según el mecanismo de intrusión de agua que presente cada pozo.
- Un diagnóstico de conificación implicaría grandes cantidades de polímero a inyectar para reducir los altos niveles de agua por lo cual se considera no aplicar estos tratamientos debido a la poca rentabilidad de los pozos de estudio. Mientras que para los casos de canalización y problemas de tipo mecánico se ofrece evaluar las alternativas propuestas, seleccionando las más adecuadas a partir de la evaluación de ciertos criterios, como la temperatura del pozo y estabilidad térmica del sistema polimérico, la viscosidad, permeabilidad y porosidad, así como, las consideraciones económicas correspondientes; los cuales fueron estipulados en las rutas de decisión del árbol.
- Los tratamientos químicos generalmente son aplicados en yacimientos maduros, que con el paso del tiempo en estos la producción de petróleo disminuye, de manera que se realiza recobro secundario con inyección de agua lo que favorece la excesiva producción de agua.
- Los pozos de estudio aptos para intervención química son: A, C y E, debido a que presentan condiciones técnica y económicamente favorables para su aplicación. Por el contrario, los pozos B y D no se consideran adecuados, ya que el costo del volumen de polímero necesario a aplicar excede el costo de levantamiento.
- Entre los sellos químicos de estudio se encuentra que el tratamiento más económico comercialmente en la industria es el Silicato de Sodio con un valor de

0,04 USD/ft³. Mientras que la Poliacrilamida reticulada con Polietilenimina es el tratamiento más costoso con un valor de 0,85 USD/ft³.

- La metodología de toma de decisiones a partir del proceso de jerarquía analítica (AHP) permite identificar el orden de priorización de un conjunto de variables, a partir de la ponderación de pesos de cada una.
- El orden de priorización de las variables de estudio obtenido por la metodología AHP es: Mecanismo de intrusión, BSW, precio de barril, Permeabilidad y porosidad, temperatura de pozo y precio de volumen de polímero a inyectar.
- Los resultados obtenidos a partir del algoritmo dependen en gran medida del precio del barril de crudo y la tasa de rentabilidad del campo.

7. RECOMENDACIONES

- Considerar sistemas poliméricos que la industria petrolera vea necesarios y aptos para procesos de sellado en pozos, con el fin de aplicarlos en la herramienta de selección de la mejor alternativa.
- Ejecutar el algoritmo de selección en otras cuencas hidrográficas e identificar qué tan apta es la herramienta para generar soluciones a condiciones de pozo diferentes.
- Evaluar la aplicabilidad de las alternativas seleccionadas para tratamientos químicos en operaciones de recobro y/o en fluidos de perforación y reacondicionamiento.
- Considerar aplicar tratamientos mecánicos en el pozo B con el fin de disminuir las grandes cantidades de agua en el flujo de producción, por medio del uso de tapones, cemento o empacadores.
- Evaluar la posibilidad de cerrar el pozo B, en caso de que los tratamientos mecánicos no cumplan el objetivo de disminuir los elevados flujos de agua en superficie.
- Realizar un estudio de los costos que involucran la implementación, el transporte, el tratamiento previo del agua a inyectar, alquiler de equipos, entre otros factores.
- Elaborar un protocolo de inyección para los polímeros seleccionados en el cual se tengan en cuenta condiciones aplicación, estados y manejo adecuado de las materias primas y equipos.

BIBLIOGRAFÍA

ALAN, D. (2016). Inyección de agua de baja salinidad en yacimientos Arenos Arcillosos. México: Universidad Nacional Autónoma de México. p 1-2.

ARNOLD, R., Burnett, D., & Elphick, J. (2004). *Manejo de la producción de agua: De residuo a recurso*. Oilfield Review.

Xu, L. T. (2017). *Chemical water shutoff profile research status and development trends* (Vol. 82). Daqing, Heilongjiang,, China: IOP Conf. Se.: Earth and Environmental Science.

ARRIETA, M. (2010). Lodos de perforación. p 35-45.

ASOCIACION COLOMBIANA DEL PETROLEO. Informe estadístico petrolero. Hoja: Prod, X Campo BPDC. Disponible en:
<https://acp.com.co/web2017/es/publicaciones-e-informes/informe-estadistico-petrolero>

BARBERII, E., et al. (1998). El pozo ilustrado. CIED. (Ed 4) p 112-113.

BALTUILLE, J. (2002). Inventario nacional de arcillas especiales. España: Instituto Geológico y Monero de España. (Serie: N°3), p 40.

BETANCOURT, S., al. (2008). Avances en las mediciones de las propiedades de los fluidos: Oilfield Review - Schlumberger Limited. p 61.

CLAUDIA, D., YURLEY, S., Samuel, M. (2009). Estudio del efecto de la inyección de geles en yacimientos fracturados y no fracturados. En: Revista fuentes. (vol. 7) p, 5.

CONDIT, G; BARRAGÁN, E; Tapia, D (2009). Análisis de un fluido de completación y re-acondicionamiento de pozos para determinar si previene el daño de formación en los campos Fanny y Dorine. Ecuador: Campus Gustavo Galindo. Facultad de ingeniería. p 4-5

ECOPETROL. Desarrollo petrolero Departamento del meta. [En línea] [Citado el 08 agosto del 2018]. Disponible en internet:
http://static.iris.net.co/semana/upload/documents/Doc-1464_2007619.pdf

ECOPETROL. Campo de producción Castilla alcanzo nuevo record de producción. Boletines 2015 [En línea] [Citado el 08 agosto del 2018]. Disponible en internet:
<https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/Boletines%202015/Boletines%202015/campo-produccion-Castilla-alcanzo-nuevo-record-produccion>

ECOPETROL. Exportaciones de crudo. [En línea] [Citado el 08 agosto del 2018]. Disponible en internet: <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/productos-y-servicios/comercio-internacional/exportaciones/exportaciones-de-crudo/>

FAERGESTAD, I. (2014). Desarrollo de un fluido de alto rendimiento a base de aceite para perforación exploratoria. Oilfield Review - Schlumberger Limited. (Vol 26) p, 28-32.

FERNANDO, P., Iberto, R. (2011) MPC 2.O, software para la aplicación del método AHP de toma de decisiones multicriterio. En: Recursos Rurais. p, 27-33.

FLAVIO, G. (2001) Estudio comparativo de métodos de clasificación usando arboles de decisión y modelos bayesianos. Tesis de pregrado Buenos Aires: Universidad de Buenos Aires. p, 14.

FRED, B. (2004). Ciencia de los polímeros. Barcelona: Reverte, p 6.

GRATEROL, V. (2009). Los sectores Norte y Oriental de la cuenca de los Llanos Orientales, Colombia. ANH: Agencia Nacional de Hidrocarburos. p 3.

INGRAIN. (2012). Integración Geológica de la digitalización y análisis de núcleos. Cuenca Llanos orientales. ANH: Agencia Nacional de Hidrocarburos. p 32

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y DE CERTIFICACIÓN. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Sexta actualización. Bogotá. 2008.

_____. Documentación. Referencias bibliográficas, contenido, forma y estructura. NTC 5613. Sexta actualización. Bogotá. 2008.

_____. Documentación. Referencias documentales para fuentes de información electrónica. NTC 4490. Sexta actualización. Bogotá. 2008.

JAVIER, U., et al. (2015) Resin system facilitates shut-off of difficult gas well. De: World Oil. p, 101 – 104.

JINGYI, L. (2014). Gel treatment field application survey for water shut off in production well. En: Missouri.S&T.

MARTÍN, E., EFRAÍN, Darberii. (2001). Yacimientos de Hidrocarburos. En: FONCIED. p, 22 – 29.

MORGAN. J (2005). Soluble silicate for water control and lost circulation. En: PQ Corporation.

KHALID, E., Ghaithan, A., Abdulla, S., Ibelwaleed, H. (2015) Performance of PAM/PEI gel system for water shut-off in high temperature reservoirs: Laboratory study. De: Journal of applied polymer science. (Vol. 132) p, 1.

LAKE W, Larry. Enhanced Oil Recovery. New Jersey: Prentice Hall. 1989.

LILIANA, R. (2016). Metodología y Evaluación de la Producción de Hidrocarburos en un Arreglo de Cinco Pozos Influenciado por Inyección de Agua en un Caso de Campo Colombiano. Colombia: Universidad Nacional de Colombia.

LOZANO, E; Zamora, N. (2014). Compilación de la cuenca de los llanos orientales. Colombia: Servicio Geológico Colombiano. p 5.

MALDONADO, A.(2006). Formulación y evaluación de fluidos de perforación de base agua de alto rendimiento aplicado al campo balcón como sustitutos de lodo base aceite. Colombia: Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingeniería.

María, S. (2005). Tecnología de proceso y transformación de materiales. Barcelona: UPC, p 121.

Resin treatment for conformance improvement (2018). Disponible en: https://petrowiki.org/Resin_treatment_for_conformance_improvement

Sergio, B., Francisco, LL. (2007). La utilidad de los métodos de decisión multicriterio (Como el AHP) en un entorno de competitividad creciente. De: Cuadernos de Administración. (Vol. 20) p, 65-87.

SERFUCOL (2013). Fluidos de completamiento y workover.

THEODORE, G. (1974). Principios de química orgánica. Barcelona: Reverte, p 923.

THOMAS, S. (2008). Decision making with the analytic hierarchy process. Int. J. Services Sciences. (Vol 1).

WILLIAMSON, D. (2013). Fundamentos de los fluidos de perforación. Oilfield Review - Schlumberger Limited. (Vol 25) p, 67-68.

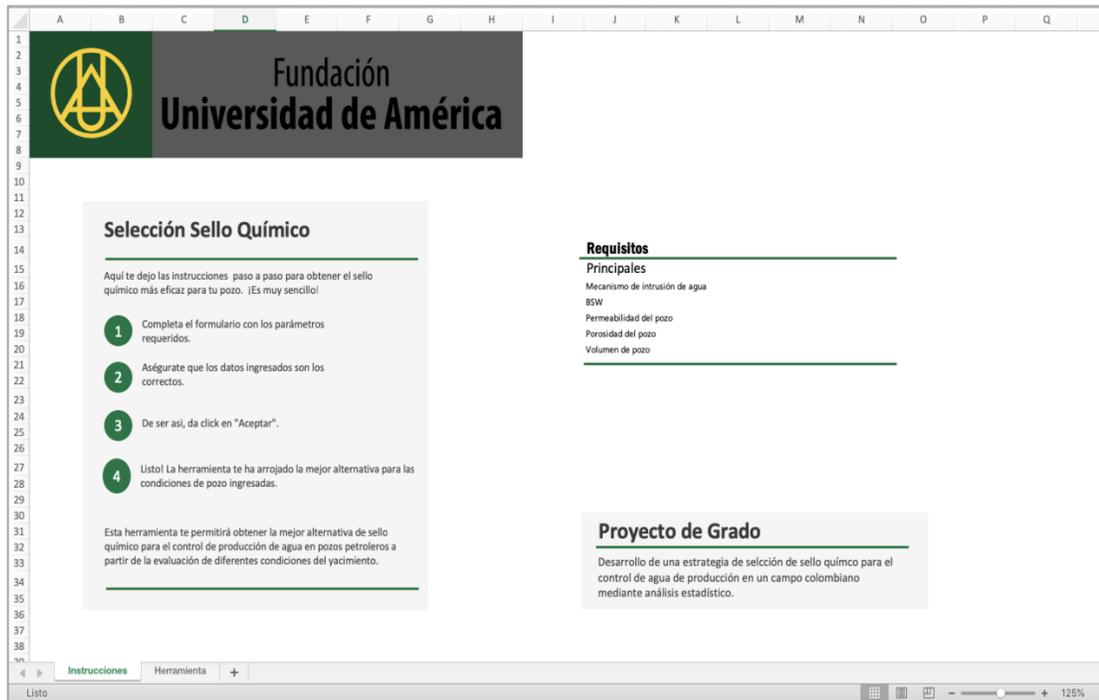
ANEXOS

ANEXO A

INSTRUCTIVO HERRAMIENTA DE SELECCIÓN SELLO QUÍMICO

El documento “Selección Sello Químico” presenta el algoritmo de desarrollo. Para el ingreso a la herramienta es necesario digitar la clave: TesisFUA2018. Una vez se hace el ingreso se observa en la primera hoja de cálculo el instructivo resumido para la utilización correcta de la herramienta. Para el ingreso al documento es necesario digitar la siguiente clave: TesisFUA2018

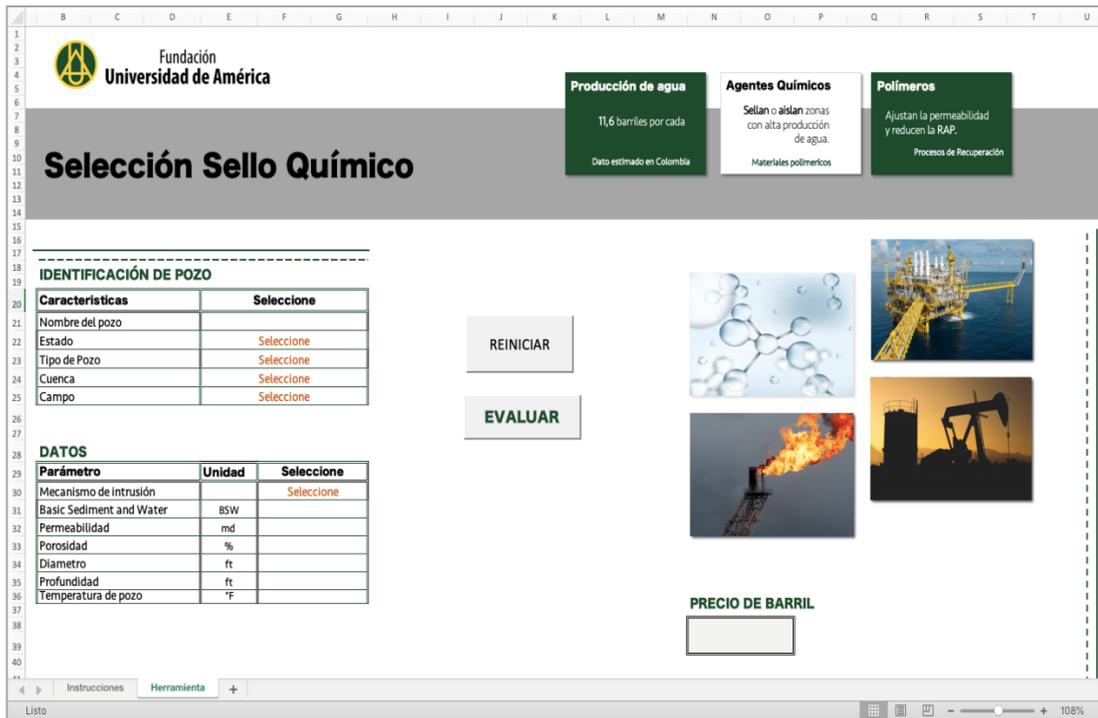
Imagen1. Instructivo del algoritmo de selección de Sello Químico.



Fuente: Elaboración propia

La segunda hoja de cálculo denominada “Herramienta” presenta el formulario con los parámetros que se requieren para ejecutar efectivamente el algoritmo y obtener los resultados óptimos.

Imagen 2. Herramienta de selección de Sello Químico.



Fuente: Elaboración propia

Inicialmente, el usuario deberá ingresar los datos de identificación del pozo. Para lo cual deberá digitar el nombre del pozo y especificar el estado y tipo de pozo, así como la cuenca y al campo al cual pertenece.

Imagen 3. Datos a ingresar para la identificación del pozo de estudio.

IDENTIFICACIÓN DE POZO	
Características	Seleccione
Nombre del pozo	
Estado	Seleccione
Tipo de Pozo	Seleccione
Cuenca	Seleccione
Campo	Seleccione

Fuente: Elaboración propia

Posteriormente, se deberán identificar siete parámetros críticos del pozo para la correcta evaluación del mejor tratamiento a aplicar. Entre los cuales se encuentra,

el mecanismo de intrusión de agua, el BSW, la permeabilidad y porosidad, la temperatura, diámetro y profundidad del pozo.

Imagen 4. Parámetros a ingresar del pozo a evaluar.

DATOS

Parámetro	Unidad	Seleccione
Mecanismo de intrusión		Seleccione
Basic Sediment and Water	BSW	
Permeabilidad	md	
Porosidad	%	
Diámetro	ft	
Profundidad	ft	
Temperatura de pozo	°F	

Fuente: Elaboración propia

Por último, se debe ingresar el precio del petróleo en tiempo real en USD en la casilla denominada “PRECIO DE BARRIL”.

Cabe aclarar que una correcta digitación de los datos conllevará a la obtención de resultados idóneos, por lo cual, la herramienta se asegura de que se ingresen todos los datos de manera correcta, de lo contrario, no será posible ejecutar el programa por parte del usuario.

Una vez se registren cada uno de los datos dar clic en el botón “EVALUAR”. En las casillas de “Candidato 1” y “Candidato 2” el usuario encontrará las 2 mejores alternativas a aplicar en el pozo evaluado.

Imagen 5. Resultados

The screenshot displays a software interface for well identification and evaluation. It features two main tables, a set of buttons, a gallery of images, and two candidate boxes.

IDENTIFICACIÓN DE POZO

Características	Seleccione
Nombre del pozo	
Estado	Seleccione
Tipo de Pozo	Seleccione
Cuenca	Seleccione
Campo	Seleccione

DATOS

Parámetro	Unidad	Seleccione
Mecanismo de intrusión		Seleccione
Basic Sediment and Water	BSW	
Permeabilidad	md	
Porosidad	%	
Diametro	ft	
Profundidad	ft	
Temperatura de pozo	°F	

Buttons: REINICIAR, EVALUAR

Image Gallery: Four images related to oil and gas operations, including bubbles, an offshore platform, a wellhead with a flare, and an oil pumpjack.

Candidate Boxes: Two boxes labeled 'Candidato 1' and 'Candidato 2'. 'Candidato 1' is a larger box with a green header and a white body. 'Candidato 2' is a smaller box with a green header and a white body.

Footer: Instrucciones, Herramienta, +, Listo, 104%

Fuente: Elaboración propia

ANEXO B
ALGORITMO DE DECISIÓN (VER CD)