

DESARROLLO DE UN ALGORITMO DE SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS  
PARA CONTROL DE PRODUCCIÓN DE AGUA MEDIANTE UN ANÁLISIS  
MULTICRITERIO EN UN CAMPO COLOMBIANO

DIEGO FERNANDO MARÍN MALDONADO  
EDGAR DANILO OCHOA RODRÍGUEZ

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C  
2019

DESARROLLO DE UN ALGORITMO DE SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS  
PARA CONTROL DE PRODUCCIÓN DE AGUA MEDIANTE UN ANÁLISIS  
MULTICRITERIO EN UN CAMPO COLOMBIANO

DIEGO FERNANDO MARÍN MALDONADO  
EDGAR DANILO OCHOA RODRÍGUEZ

Proyecto integral de grado para optar por el título de  
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director:  
Angie Tatiana Ortega Ramírez  
Ingeniera de Petróleos  
Ingeniera Química

Codirector:  
Juan Andrés Sandoval Herrera  
Ingeniero Químico

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
DEPARTAMENTO DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C  
2019

**Nota de aceptación**

---

---

---

---

---

---

---

---

**DOCENTE INVESTIGADOR**

---

**JURADO**

---

**JURADO**

**Bogotá D.C. Febrero de 2019**

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificados y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. La responsabilidad recae exclusivamente sobre los autores.

## **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 de Postgrados

**Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS**

Decano de Facultad de Ingenierías

**Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI**

Director General de Investigación y Proyección Social

**Dr. MANUEL CANCELADO JIMÉNEZ**

Director Programa Ingeniería de Petróleos

**Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI (E)**

Dedico este proyecto a  
Mi madre, Graciela Maldonado, a mi padre,  
José Uriel Marín, Por mostrarme el camino  
hacia la superación, por su gran sacrificio y  
esfuerzo, y, sobre todo, por creer en mi  
capacidad, por demostrarme que lo más  
importante de un profesional no son los títulos  
que posee, sino el amor con el que hace las  
cosas y la humanidad con la que ejerce su  
labor.

A mi abuela, quien con sus oraciones y su fe  
me ayudó a seguir siempre adelante.

A mis hermanas, amigos y novia, quienes con  
sus palabras de aliento no me dejaban decaer  
y me permitían seguir adelante para cumplir  
con mis ideales siendo perseverante.

A Danilo, ya que, gracias a su entrega, su  
apoyo, dedicación y sentido de la  
responsabilidad, logramos sacar adelante el  
presente proyecto.

Por último, agradezco a cada persona con la  
que compartí en algún momento de la época  
universitaria, porque estoy seguro de haber  
aprendido algo valioso de cada una de ellas, y  
asimismo espero que hayan aprendido algo  
valioso de mí.

**Diego Fernando Marín Maldonado.**

## **DEDICATORIA**

A Dios por la vida y las maravillosas oportunidades que nos brinda, a mis padres por su formación, apoyo y motivación brindada, inspirándome a cumplir mis sueños; a mis hermanos por su apoyo incondicional motivándome a seguir adelante frente a cualquier obstáculo que se me presente; finalmente a mis amigos y compañeros por su compañía y ayuda en especial a Diego quien con su entrega, paciencia y amistad logramos el desarrollo de este proyecto superando cualquier adversidad.

**Edgar Danilo Ochoa Rodríguez**

## **AGRADECIMIENTOS**

Los autores del presente trabajo de grado presentan sus más sinceros agradecimientos a todas las personas que brindaron su apoyo y parte de su tiempo para realizar este trabajo de grado

A nuestra orientadora, la ingeniera Angie Tatiana Ortega por brindarnos su conocimiento, confianza, ayuda académica y apoyo constante e incondicional orientándonos hacia la excelencia del presente trabajo y ayudándonos a formarnos como mejores profesionales al enseñarnos a ver la esencia de las cosas desde otra perspectiva.

Al codirector del proyecto, Juan Andrés Sandoval Herrera, por brindarnos sus conocimientos en el semillero de investigación a lo largo del año.

Al ingeniero Franklin Yoris por brindar toda la orientación geológica indispensable para el desarrollo del presente proyecto.

Al docente Sigifredo Rodríguez por su ayuda, tiempo y asesoría al momento de realizar el algoritmo; siendo indispensables su participación en el desarrollo de este proyecto.

A todos los docentes de la Fundación Universidad de América quienes a lo largo de nuestra vida universitaria se encargaron de transmitirnos su conocimiento técnico de la industria de los hidrocarburos formándonos como ingenieros íntegros.

## CONTENIDO

|  | pág. |
|--|------|
| INTRODUCCIÓN   | 22   |
| OBJETIVOS  | 23   |
| 1. GENERALIDADES DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES                   | 24   |
| 1.1. LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA   | 24   |
| 1.2. DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DE LOS LLANOS ORIENTALES                      | 26   |
| 1.2.1 Geología estructural.  | 26   |
| 1.2.2 Columna estratigráfica de la cuenca de los llanos orientales.      | 28   |
| 1.2.3 Estratigrafía.   | 30   |
| 1.2.4 Geología del petróleo.   | 34   |
| 1.3 COMPETITIVIDAD DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES                 | 36   |
| 1.4 LOCALIZACIÓN CAMPO CASTILLA  | 39   |
| 1.5 HISTORIA DEL CAMPO   | 40   |
| 1.6 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO                                     | 40   |
| 2. ORIGEN Y DIAGNÓSTICO DEL MECANISMO DE ENTRADA DE AGUA PRODUCIDA       | 43   |
| 2.1 CLASIFICACIÓN DEL AGUA PRODUCIDA                                     | 43   |
| 2.1.1 Agua Buena   | 43   |
| 2.1.2 Agua Mala  | 43   |
| 2.1.3 Agua de Barrido  | 43   |
| 2.2 MECANISMOS DE INTRUSIÓN DE AGUA                                      | 43   |
| 2.2.1 Filtraciones en el revestimiento, tuberías de producción o packers | 43   |
| 2.2.2 Flujo canalizado detrás del revestimiento                          | 44   |
| 2.2.3 Contacto agua-petróleo dinámico                                    | 44   |
| 2.2.4 Capa de alta permeabilidad sin flujo transversal                   | 44   |
| 2.2.5 Fisuras entre inyector y productor                                 | 45   |
| 2.2.6 Fisuras o fracturas en una capa de agua subyacente:                | 45   |
| 2.2.7 Conificación   | 45   |
| 2.2.8 Barrido areal deficiente   | 45   |
| 2.2.9 Capa segregada por gravedad  | 46   |
| 2.2.10 Capa de alta permeabilidad con flujo transversal                  | 46   |
| 2.3 HERRAMIENTAS DE DIAGNÓSTICO  | 46   |
| 2.3.1 Curvas de diagnóstico inicial:                                     | 46   |
| 2.3.2 Curvas de Chan   | 47   |
| 2.4 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS DE ESTUDIO                      | 52   |
| 2.4.1 Pozo A:  | 52   |
| 2.4.2 Pozo B:  | 56   |
| 2.4.3 Pozo C   | 58   |
| 2.4.4 Pozo D   | 60   |
| 2.4.5 Pozo E   | 62   |
| 3 EJECUCIÓN DEL ANÁLISIS MULTICRITERIO                                   | 65   |
| 3.1 GENERALIDADES DE UN ANÁLISIS MULTICRITERIO                           | 65   |
| 3.2 TIPOS DE ANÁLISIS MULTICRITERIO                                      | 65   |
| 3.3 DESARROLLO DEL ANÁLISIS MULTICRITERIO                                | 68   |

|       |  |    |
|-------|--|----|
| 3.3.1 | Parámetros para el desarrollo del análisis multicriterio:    | 68 |
| 3.3.2 | Jerarquización de variables                                  | 69 |
| 3.4   | ÁRBOL DE DECISIONES PARA LA SELECCIÓN DE POZOS<br>CANDIDATOS | 73 |
| 4     | DESARROLLO Y ANÁLISIS DEL ALGORITMO                          | 76 |
| 4.1   | DESARROLLO DEL ALGORITMO.                                    | 76 |
| 4.1.1 | Datos iniciales  | 76 |
| 4.1.2 | Cálculos internos del algoritmo                              | 77 |
| 4.2   | PRESENTACIÓN DEL ALGORITMO.                                  | 80 |
| 4.3   | VALIDACIÓN DEL ALGORITMO.                                    | 82 |
| 4.3.1 | Pozo A   | 83 |
| 4.3.2 | Pozo B   | 83 |
| 4.3.3 | Pozo C   | 84 |
| 4.3.4 | Pozo D   | 85 |
| 4.3.5 | Pozo E   | 85 |
| 5     | CONCLUSIONES   | 87 |
| 6     | RECOMENDACIONES  | 89 |
|       | BIBLIOGRAFÍA   | 90 |
|       | ANEXOS   | 94 |

## LISTA DE FIGURAS

|   | pág. |
|---|------|
| <b>Figura 1.</b> Ubicación de la cuenca de los Llanos Orientales en Colombia.   | 25   |
| <b>Figura 2.</b> Acercamiento a la ubicación de la cuenca de Los Llanos Orientales y ubicación Campo Castilla.  | 25   |
| <b>Figura 3.</b> Mapa provincias estructurales cuenca de Los Llanos Orientales.   | 26   |
| <b>Figura 4.</b> Corte estructural del Campo Castilla ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales.  | 28   |
| <b>Figura 5.</b> Columna estratigráfica generalizada – cuenca de Los Llanos Orientales.   | 29   |
| <b>Figura 6.</b> Diagrama de Van Krevelen.  | 34   |
| <b>Figura 7.</b> Mapa de bloques en exploración y producción en Colombia.   | 37   |
| <b>Figura 8.</b> Localización y ruta de acceso al Campo Castilla desde Bogotá.  | 39   |
| <b>Figura 9.</b> Mecanismos de intrusión de agua. <b>a)</b> Filtración en el revestimiento, tubería de producción o packers. <b>b)</b> Flujo canalizado detrás del revestimiento. | 44   |
| <b>Figura 10.</b> Mecanismos de intrusión de agua. <b>a)</b> Contacto agua-petróleo dinámico. <b>b)</b> Capa de alta permeabilidad sin flujo transversal.                         | 44   |
| <b>Figura 11.</b> Mecanismos de intrusión de agua. <b>a)</b> Fisuras entre inyector y productor. <b>b)</b> Fisuras o fracturas en una capa de agua subyacente.                    | 45   |
| <b>Figura 12.</b> Mecanismos de intrusión de agua. <b>a)</b> Conificación. <b>b)</b> Barrido areal deficiente.  | 45   |
| <b>Figura 13.</b> Mecanismos de intrusión de agua. <b>a)</b> Segregación gravitacional. <b>b)</b> Capa de alta permeabilidad con flujo transversal.                               | 46   |
| <b>Figura 14.</b> Comportamiento de RAP vs. Tiempo para un diagnóstico de intrusión de agua de tipo mecánico.   | 48   |
| <b>Figura 15.</b> Comportamiento de RAP vs. Tiempo para un diagnóstico de intrusión de agua por contacto agua-petróleo dinámico o debido a fallas y/o fracturas.                  | 49   |
| <b>Figura 16.</b> Comportamiento de RAP vs. Tiempo para un diagnóstico de intrusión de agua por conificación  | 50   |
| <b>Figura 17.</b> Encuesta para la matriz de expertos.  | 71   |
| <b>Figura 18.</b> Arbor de decisiones para selección de pozos candidatos a control de producción de agua.   | 74   |
| <b>Figura 19.</b> Ventana principal del algoritmo de selección de pozos candidatos a control de producción de agua.   | 80   |
| <b>Figura 20.</b> Ventana información básica.   | 81   |
| <b>Figura 21.</b> Ventana - historial de producción   | 81   |
| <b>Figura 22.</b> Ventana análisis grafico curvas de Chan.  | 82   |

## LISTA DE GRÁFICAS

|  | pág. |
|--|------|
| <b>Gráfica 1.</b> Distribución de la producción de hidrocarburos por cuenca en Colombia.           | 36   |
| <b>Gráfica 2.</b> Tendencia de la producción en el Campo Castilla a lo largo del tiempo.           | 42   |
| <b>Gráfica 3.</b> Curva de producción pozo A.  | 54   |
| <b>Gráfica 4.</b> curva RAP y BSW versus Tiempo para el Pozo A.                                    | 54   |
| <b>Gráfica 5.</b> Curva de producción de petróleo y el corte de agua vs tiempo. Pozo A.            | 55   |
| <b>Gráfica 6.</b> Curva de declinación de producción pozo A.                                       | 55   |
| <b>Gráfica 7.</b> Curva de producción del pozo B.  | 56   |
| <b>Gráfica 8.</b> Curva RAP y BSW versus tiempo para el pozo B.                                    | 57   |
| <b>Gráfica 9.</b> Curva de producción de petróleo y el corte de agua versus tiempo para el pozo B. | 57   |
| <b>Gráfica 10.</b> Curva de producción pozo C.   | 58   |
| <b>Gráfica 11.</b> curva RAP y BSW versus Tiempo para el Pozo C.                                   | 59   |
| <b>Gráfica 12.</b> Curva de producción de petróleo y el corte de agua vs tiempo. Pozo C.           | 59   |
| <b>Gráfica 13.</b> Curva de producción pozo D.   | 60   |
| <b>Gráfica 14.</b> curva RAP y BSW versus Tiempo para el Pozo D.                                   | 61   |
| <b>Gráfica 15.</b> Curva de producción de petróleo y el corte de agua vs tiempo. Pozo D.           | 61   |
| <b>Gráfica 16.</b> Curva de producción pozo E.   | 63   |
| <b>Gráfica 17.</b> curva RAP y BSW versus Tiempo para el Pozo E.                                   | 63   |
| <b>Gráfica 18.</b> Curva de producción de petróleo y el corte de agua vs tiempo. Pozo E.           | 64   |
| <b>Gráfica 19.</b> Curva de Chan - Pozo A.   | 83   |
| <b>Gráfica 20.</b> Curva de Chan - pozo B.   | 84   |
| <b>Gráfica 21.</b> Curva de Chan - pozo C.   | 84   |
| <b>Gráfica 22.</b> Curva de Chan - pozo D.   | 85   |
| <b>Gráfica 23.</b> Curva de Chan - pozo E.   | 86   |

## LISTA DE TABLAS

|   | pág. |
|---|------|
| <b>Tabla 1.</b> Producción de los principales campos ubicados en la cuenca de Los Llanos Orientales en el año 2015. | 38   |
| <b>Tabla 2.</b> Producción en BOPD de las subdivisiones del campo Castilla a través de los años.                    | 41   |
| <b>Tabla 3 .</b> Propiedades petrofísicas de los intervalos productores en el pozo A.                               | 52   |
| <b>Tabla 4.</b> Propiedades petrofísicas de los intervalos productores en el pozo B.                                | 56   |
| <b>Tabla 5.</b> Propiedades petrofísicas del pozo C.  | 58   |
| <b>Tabla 6.</b> Propiedades petrofísicas del pozo D.  | 60   |
| <b>Tabla 7.</b> Propiedades petrofísicas de los intervalos productores en el pozo E.                                | 62   |
| <b>Tabla 8.</b> Tipos de análisis multicriterio   | 66   |
| <b>Tabla 9.</b> Resultados obtenidos para la primera pregunta del juicio de expertos.                               | 72   |
| <b>Tabla 10.</b> Resultados obtenidos para la segunda pregunta del juicio de expertos.                              | 72   |
| <b>Tabla 11.</b> Métodos para determinar RAP'   | 78   |

## LISTA DE ECUACIONES

|   | <b>pág.</b> |
|---|-------------|
| <b>Ecuación 1:</b> Calculo del volumen total de fluido producido. | 77          |
| <b>Ecuación 2:</b> Calculo de BSW.                                | 77          |
| <b>Ecuación 3:</b> Calculo relación Agua-Petróleo                 | 78          |
| <b>Ecuación 4.</b> Método 1 cálculo RAP'                          | 78          |
| <b>Ecuación 5.</b> Método 2 cálculo RAP'                          | 79          |
| <b>Ecuación 6.</b> Método 2 - Calculo tiempo acumulado            | 79          |
| <b>Ecuación 7.</b> Método 3 cálculo RAP'                          | 79          |

## LISTA DE ANEXOS

|  |     |
|--|-----|
| <b>ANEXO A.</b> Encuesta jerarquización de variables mediante matriz de expertos.                              | 95  |
| <b>ANEXO B.</b> Manual de uso del algoritmo de selección de pozos candidatos un control de producción de agua. | 105 |

## ABREVIATURAS

**AD:** Adimensional.

**ANH:** Agencia Nacional de Hidrocarburos.

**BOPD:** Barriles de Petróleo Por Día.

**BPD:** Barriles Por Día.

**BSW:** Basic Sediment and Water. (Contenido de agua y sedimentos).

**CAP:** Contacto Agua-petróleo.

**ft:** pies.

**Ma:** Millones de años.

**MD:** Measure Depth. Profundidad medida.

**mD:** Mili Darcys.

**PNUD:** Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo.

**RAP:** Relación Agua-Petróleo.

**TVD:** True Vertical Depth. Profundidad vertical verdadera.

**WOR:** Water-Oil Relationship. Relación Agua-Petróleo.

## GLOSARIO

**ACUÍFERO:** unidad rocosa permeable la cual permite el almacenamiento del agua y se encuentra saturada de este fluido.

**ANISOTROPÍA:** Cualidad de cualquier parámetro físico o petrofísico de cambiar su valor o atributo al cambiar la dirección de la medición sin cambiar la posición.

**ANTEPAÍS:** bloque de la corteza terrestre hacia el cual o sobre el cual se desplazan las estructuras de las cadenas montañosas.<sup>1</sup>

**BLACK OIL:** Es un modelo de flujo en el cual se considera que existen máximo tres fases: Agua, petróleo y gas.

**BREAKTHROUGH:** En ingeniería de yacimientos, se habla del breakthrough cuando el agua inyectada en un proyecto de inyección, se produce en el pozo productor de hidrocarburos.

**CONTACTO AGUA-PETRÓLEO:** en un yacimiento por debajo de los hidrocarburos se encuentra una zona de agua de fondo generalmente asociada a un acuífero, esta superficie en la cual en su parte superior se encuentra el hidrocarburo y por debajo agua se denomina contacto agua petróleo.

**CORTE DE AGUA:** es la relación entre el volumen de agua producido con respecto al volumen total de líquido producido.

**CUENCA:** es una región Subsidente, es decir, es un espacio con hundimiento progresivo en la corteza terrestre, la cual se encuentra rellena de sedimentos. La acumulación de sedimentos es la que permite que haya asentamiento de hidrocarburos en la cuenca<sup>2</sup>.

**DENSIDAD:** magnitud que indica una relación entre una cantidad de masa contenida en un volumen determinado.

**DRAW DOWN:** es la caída de presión en fondo de pozo descrita por el diferencial de presión entre la presión de los fluidos presentes en los poros del yacimiento y la presión de flujo de fondo de pozo.

---

<sup>1</sup>BURGA, Jorge. Diccionario Geológico. [en línea]. Perú: Arthaltuna, 2011. P. 59 [consultado 01 de junio de 2018] disponible en internet: <http://biblioteca.ismm.edu.cu/wp-content/uploads/2017/06/Diccionario-geologico.pdf>

<sup>2</sup> MALAGÓN, Jonathan, RUIZ, Carlos y MONTOYA, German. La competitividad del sector del hidrocarburo en las diferentes regiones de Colombia. Colombia: Cuadernos PNUD, 2016. P. 13

**FACTOR DE RECOBRO:** es la relación existente entre el petróleo producido acumulado y el petróleo original in situ, se expresa en porcentaje y permite identificar la cantidad de hidrocarburo que es posible recuperar de un yacimiento.

**FOOTHILL:** montaña o colina baja en la base de una montaña o cadena montañosa más grande.

**FORELAND:** también llamada cuenca de antepaís que se encuentra adyacente y paralela a una cadena o cinturón de montañas.

**FRACTURA:** grieta presente en una unidad rocosa la cual no ha presentado ningún despeamiento.

**INFRAYACENTE:** Estrato o roca que reposa por debajo de otro superior.<sup>3</sup>

**LIMITE ECONÓMICO:** punto durante la producción de hidrocarburos en el cual ya no es económicamente rentable continuar con este proceso debido a varios factores entre los cuales encontramos un alto corte de agua o la producción de hidrocarburos a muy bajos caudales.

**MIGRACIÓN:** es el movimiento del hidrocarburo de una zona a otra, comprendiendo como migración primaria al movimiento que presenta el hidrocarburo desde la roca generadora a la roca reservorio.

**PERMEABILIDAD:** es la propiedad de la roca que permite el paso de fluido a través del espacio poroso interconectado. Si un solo fluido se encuentra fluyendo a través del medio poroso se denomina permeabilidad absoluta y si por lo contrario hay más de un fluido en la roca se utiliza el término de permeabilidad relativa la cual indica la capacidad eflujo de un fluido en particular cuando se encuentran dos fluidos inmiscibles dentro del yacimiento.

**POROSIDAD:** es la relación entre el volumen vacío de la roca (volumen poroso) y el volumen total de ella, esta propiedad permite identificar la capacidad de almacenamiento de fluidos en la roca. La porosidad de una unidad rocosa puede ser primaria si es producto del proceso diagenético de la formación del medio poroso<sup>4</sup> o secundaria si se generó después de la generación de la roca, sin embargo podemos encontrar otra clasificación de la porosidad entre la cual encontramos la porosidad absoluta (relación entre el espacio poroso total,

---

<sup>3</sup> BURGA, Jorge. Diccionario Geológico. [en línea]. Perú: Arthaltuna, 2011. P. 439 [consultado 01 de junio de 2018] disponible en internet: <http://biblioteca.ismm.edu.cu/wp-content/uploads/2017/06/Diccionario-geologico.pdf>

<sup>4</sup> HERNANDEZ, Anastasio. Identificación Del Origen Y Control Del Agua Producida. Universidad Nacional Autónoma de México, 2010. p. 1-188

interconectado o no, y el volumen total de la roca) y la porosidad efectiva (relación entre el espacio poroso interconectado y el volumen total de la roca).

**POZO:** es el agujero perforado incluyendo la sección descubierta y la sección entubada.

**ROCA ALMACENADORA:** unidad rocosa también conocida como roca reservorio con un grado suficiente de permeabilidad y porosidad que permite la migración primaria del petróleo hacia ella y posteriormente su almacenamiento, se encuentra rodeada por una roca sello.

**ROCA GENERADORA:** unidad rocosa también llamada roca madre la cual contiene una gran cantidad de materia orgánica que al ser expuesta a elevadas condiciones de presión y temperatura genera hidrocarburos como el petróleo o gas.

**ROCA SELLO:** unidad rocosa impermeable que forma una barrera alrededor de la roca almacenadora o roca yacimiento evitando la migración del fluido fuera del yacimiento. Generalmente este tipo de rocas son lutitas o anhidritas.

**SATURACIÓN:** representa la cantidad relativa de un fluido (petróleo, agua o gas) presente en los espacios porosos de una unidad rocosa.

**SELLO MECÁNICO:** son generalmente tapones o empaques los cuales se instalan dentro del pozo con el fin de evitar la producción de agua aislando la zona de intrusión este tipo de sellos se emplean para la solución de problemas como filtración en el revestimiento, conificaciones y flujo detrás del revestimiento

**SELLO QUÍMICO:** consiste en la inyección de sustancias químicas, generalmente polímeros, con el fin de evitar la producción de agua ya sea modificando las propiedades de la roca disminuyendo la capacidad de flujo del agua o creando una barrera que evite la producción de agua sin afectar la de petróleo.

**SQUEEZE:** es una inyección forzada realizada a una presión por debajo a la presión de fractura en la cual se busca forzar una lechada de cemento dentro de fisuras en el revestimiento y cavidades detrás del mismo, este proceso consiste en una cementación remedial.

**SUPRAYACENTE:** Material (estrato o roca) que reposa sobre otro material.<sup>5</sup>

---

<sup>5</sup> BURGA, Jorge. Diccionario Geológico. [en línea]. Perú: Arthaltuna, 2011. P. 770 [consultado 01 de junio de 2018] disponible en internet: <http://biblioteca.ismm.edu.cu/wp-content/uploads/2017/06/Diccionario-geologico.pdf>

**TRAZADOR INTERWELL:**<sup>6</sup> Se usa con el fin de identificar el comportamiento de los flujos de fluidos antes de un modelamiento completo del campo para avalar la conexión entre un pozo inyector/productor para determinar el breakthrough y determinar el origen de un algo corte de agua.

**YACIMIENTO:** unidad geológica con porosidad y permeabilidad capaz de almacenar hidrocarburos.

---

<sup>6</sup> AIP. Monitoreo de proyectos de inyección/producción usando trazadores químicos. Colombia. 2017.

## RESUMEN

Mediante el presente trabajo de grado se realizó un análisis cualitativo y cuantitativo de una muestra de cinco pozos productores del campo Castilla que presentan una producción significativa de agua, determinando el grado de afectación en la rentabilidad de la extracción de hidrocarburos mediante la evaluación del comportamiento histórico de la producción de petróleo, la producción de agua, el BSW, la relación Agua-Petróleo (RAP) y la producción de fluido total.

Posteriormente, se empleó un análisis multicriterio tipo RIGIME que junto con una matriz de expertos permitieron jerarquizar según el grado de importancia las variables que sufren mayor grado de afectación al someter un pozo a un control de producción de agua, permitiendo de esta forma diseñar el árbol de decisiones para seleccionar los pozos candidatos a dicho tratamiento teniendo en cuenta los rangos de propiedades petrofísicas estipulados en el libro de Arville Levorsen "Geology of Petroleum", algunos parámetros de rentabilidad del proyecto, el precio del barril de petróleo, el precio base del tratamiento, y algunos rangos de variables estipulados por experiencia de campo.

Finalmente se diseñó el algoritmo de selección de pozos candidatos a un control de producción de agua empleando Excel junto con su interfaz de desarrollador Visual Basic permitiendo generar una herramienta que bajo el análisis de las curvas de Chan y la ejecución del árbol de decisiones planteado en el presente trabajo permito identificar los pozos candidato a un control de producción de agua.

Palabras Clave:

- Producción de agua.
- Análisis Multicriterio
- Matriz de Expertos
- Curvas de Chan.

## INTRODUCCIÓN

La industria del petróleo es la encargada de explorar y estudiar cuencas sedimentarias con el fin de encontrar yacimientos petrolíferos para luego extraer los fluidos encontrados dentro de éstos de una manera rentable.

Para explotar un yacimiento se deben definir parámetros técnicos, económicos, ambientales, entre otros; el más importante de ellos, es el cálculo de volumen de reservas que se encuentra en el yacimiento. Sin embargo, dentro de los reservorios también se encuentra agua, provenientes de acuíferos subterráneos, los cuales, por efecto de gravedad y diferenciales de presión, se movilizan hacia la zona donde se generan y almacenan los hidrocarburos.

La industria busca mitigar la producción de agua y aumentar la producción de hidrocarburos para obtener los valores mínimos posibles en la relación agua-petróleo y así generar una mayor viabilidad financiera haciendo que los proyectos de explotación sean más rentables.

Teniendo en cuenta que, para el año 2004, Schlumberger presenta una producción de 3 barriles de agua por cada barril de petróleo a nivel mundial<sup>7</sup>; y a nivel nacional, y para el 2016, Ecopetrol reporta una producción de 12 barriles de agua por cada barril de petróleo<sup>8</sup>; se hace necesario un software que facilite el apoyo a la toma de decisiones, el cual se base en el criterio técnico y funcione de manera eficaz para implementar tratamientos de control de producción de agua mediante sellos químicos.

En el presente proyecto de grado denominado: “Desarrollo de un algoritmo de selección de pozos candidatos para control de producción de agua mediante un análisis multicriterio en un campo colombiano”, se estudiarán las causas de intrusión de agua, y con ello determinar la viabilidad técnica y económica de someter pozos a tratamientos con sellos químicos, para una disminución en la tasa de producción de agua.

---

<sup>7</sup> BURNETT, David, et al. Manejo de la producción de agua: De residuo a recurso. Schlumberger: Oilfield Review, 2004. P. 30-45

<sup>8</sup> SUÁREZ GOMEZ, Ariel, et al. Reporte integrado de gestión sostenible 2016: Gestión integral de recursos hídricos. Bogotá: Ecopetrol, 2016. P. 294-314

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

- Desarrollar un algoritmo de selección de pozos candidatos para control de producción de agua mediante un análisis multicriterio en un campo colombiano.

### **OBJETIVOS ESPECÍFICOS.**

- Describir la geología del campo en estudio.
- Diagnosticar cualitativa y cuantitativamente la producción de agua en el Campo Colombiano de estudio.
- Definir los parámetros de la técnica del análisis multicriterio para la muestra de pozos a analizar.
- Desarrollar el algoritmo del análisis multicriterio aplicado a la muestra de pozos a analizar.

## 1. GENERALIDADES DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

En el presente capítulo se describen diferentes aspectos generales de la cuenca de los Llanos Orientales: su ubicación geográfica, competitividad en el sector de hidrocarburos y la descripción geológica propia de la cuenca sedimentaria donde se evaluará el proyecto de investigación.

### 1.1 LOCALIZACIÓN GEOGRÁFICA

La cuenca de Los Llanos Orientales se encuentra al noreste del país, extendiéndose al sur, hasta la serranía de La Macarena, el Arco del Vaupés y las rocas metamórficas precámbricas que afloran al sur del río Guaviare. Limita al norte por la frontera colombo-venezolana, al oriente por los afloramientos de las rocas plutónicas precámbricas del Escudo de Guyana y al oeste por la Cordillera Oriental<sup>9</sup>. Cuenta con la mayor extensión entre las diferentes cuencas sedimentarias, con 225.603 Km<sup>2</sup> <sup>10</sup>; lo cual representa el 39,27% del área total de las 9 cuencas que son explotadas en Colombia: Llanos Orientales, Caguán-Putumayo, Cordillera Oriental, Valle Inferior del Magdalena, Valle Medio del Magdalena, Valle Superior del Magdalena, Catatumbo, Guajira y Guajira “costa-afuera”. La cuenca de los Llanos Orientales es la más grande del país, en la cual se encuentran campos con grandes reservas de hidrocarburos, como: Caño Limón y Rubiales, y más de ochenta campos que se encuentran en producción en esta cuenca sedimentaria.

Geográficamente, la cuenca de Los Llanos Orientales se extiende a lo largo de los departamentos de Arauca, Casanare, Meta, Cesar y Vichada (Aunque la producción en este último es nula, es importante su participación como lugar de instalaciones transportadoras de hidrocarburos<sup>11</sup>).

A continuación, se ilustra en la **Figura 1** la ubicación de la cuenca de Los Llanos Orientales en el mapa de Colombia y un acercamiento de dicha cuenca en la **Figura 2** señalando la ubicación del Campo Castilla.

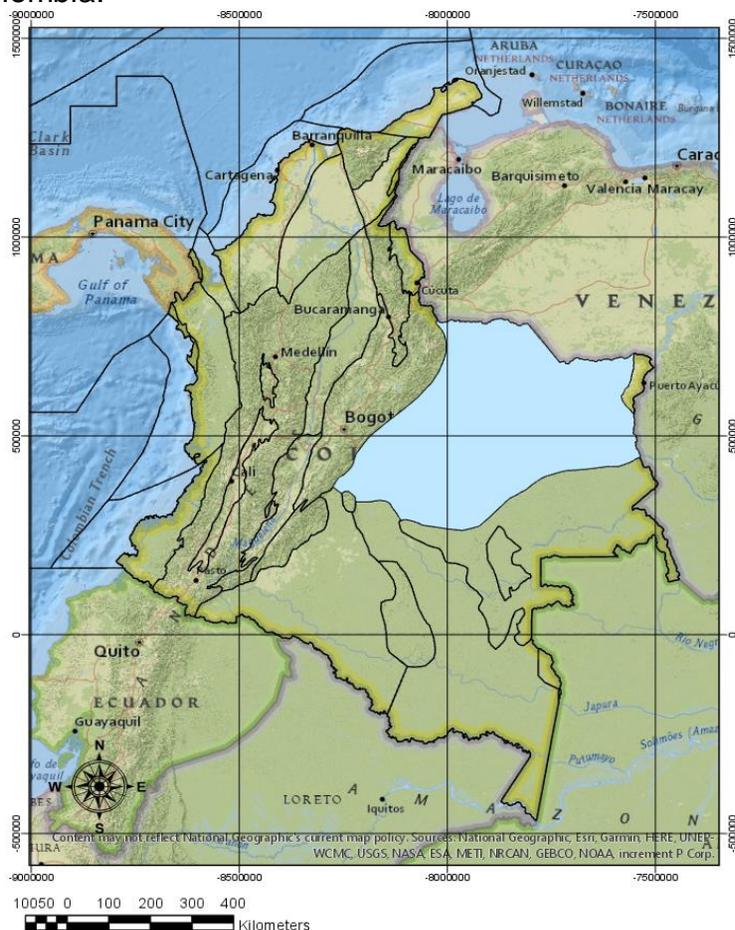
---

<sup>9</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Colombian Sedimentary Basins. Bogotá D.C. ANH. 2007. P. 40.

<sup>10</sup> MALAGÓN, Jonathan, RUIZ, Carlos y MONTOYA, German. La competitividad del sector del hidrocarburo en las diferentes regiones de Colombia. Colombia: Cuadernos PNUD, 2016. P. 16

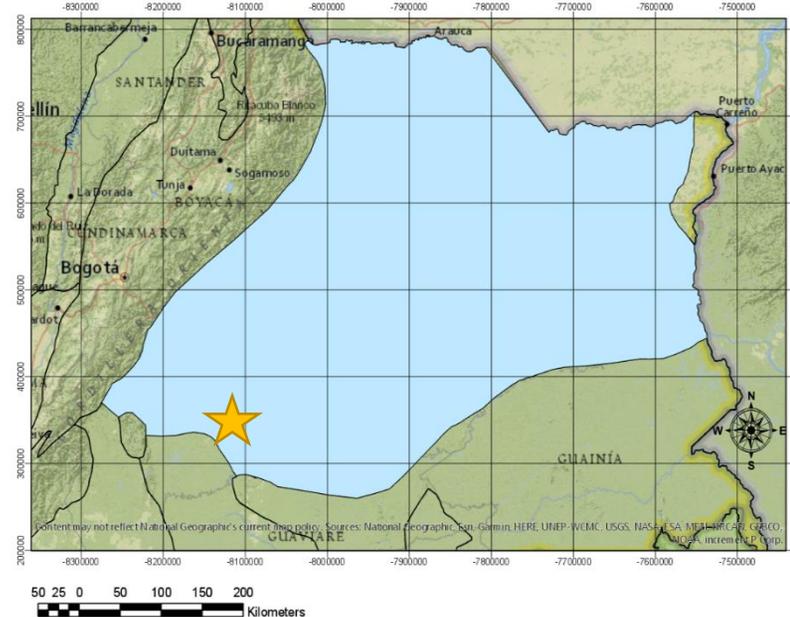
<sup>11</sup> MALAGÓN, Jonathan, RUIZ, Carlos y MONTOYA, German. La competitividad del sector del hidrocarburo en las diferentes regiones de Colombia. Colombia: Cuadernos PNUD, 2016. P. 15

**Figura 1** Ubicación de la cuenca de los Llanos Orientales en Colombia.



**Fuente.** Elaboración propia basada en: ARCGIS PRO.2017.

**Figura 2.** Acercamiento a la ubicación de la cuenca de Los Llanos Orientales y ubicación Campo Castilla.



**Fuente.** Elaboración propia basada en: ARCGIS PRO.2017

**Convenciones:**

- Cuenca Llanos Orientales.
- Campo Castilla.

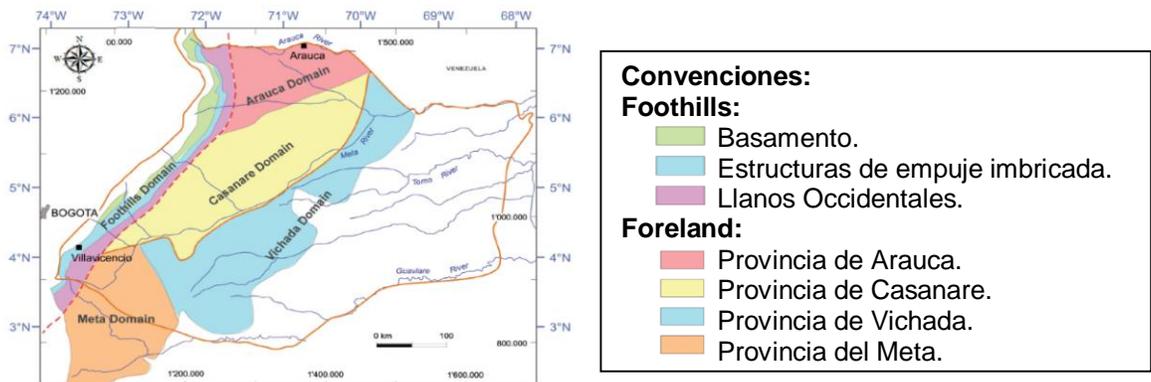
## 1.2 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DE LOS LLANOS ORIENTALES

A continuación, se realizará una descripción de la cuenca de Los Llanos Orientales asociada a su geología estructural, estratigráfica y del petróleo (sincronismo).

**1.2.1 Geología estructural.** La cuenca de Los Llanos Orientales se caracteriza por ser un monoclin con buzamiento regional hacia el occidente, el cual fue afectado por esfuerzos compresivos formando una depresión estructural asimétrica. Dicha cuenca se originó durante el Paleozóico en una cuenca de apertura en la cual se formaron fallas de tipo normal generando espacios de acomodación fundamentales para el inicio de la depositación de los sedimentos del Cretácico; posteriormente, la orogenia de la cordillera oriental, comprendida entre el Cretáceo Tardío y el Eoceno Medio, generó una deformación en los sedimentos causada por la presencia de nuevas fallas como: la falla de Yopal, los sistemas de Guaicaramo y de Cusiana-Tamara, y algunos pliegues como el anticlinal del Guavio y los sinclinales de Nazaret y Nuchia.<sup>12</sup>

La cuenca de Los Llanos Orientales se puede dividir en dos dominios estructurales; el dominio del piedemonte y el de los llanos; este último se divide a su vez en dos subdominios: Llanos de Casanare-Arauca y Llanos del Meta<sup>13</sup>. En la **Figura 3** se presenta el mapa de la cuenca de Los Llanos Orientales donde se identifican las cinco provincias asociadas por Ecopetrol en 1995 a dicha cuenca.

**Figura 1.** Mapa provincias estructurales cuenca de Los Llanos Orientales.



**Fuente:** Elaboración propia basada en: SARMIENTO; Luis. Petroleum geology of Colombia: Llanos Basin. Medellín: ANH. 2011. P. 55.

<sup>12</sup> LOZANO, Edinson. ANEXO I: Compilación de la cuenca de Los Llanos Orientales. Bogotá: Servicio Geológico Colombiano, 2014. P. 6

<sup>13</sup> Asociación Colombiana de Geólogos y Geofísicos del petróleo. Aspectos hidrodinámicos estructurales y estratigráficos del Campo Rubiales, Colombia. Revista GEO Petróleo. 2010. P 5.

Las provincias estructurales de la cuenca de los llanos Orientales se caracterizan por su estratigrafía, estilo estructural y edad de deformación; a continuación, se describen cada una de las provincias ilustradas anteriormente en la **Figura 3**.<sup>14</sup>

- **Provincia de Arauca:** es la parte norte de la cuenca de Los Llanos Orientales que se caracteriza por tener fallas transcurrentes de dirección ENE-WSW.
- **Provincia del Casanare:** se ubica en la parte central de la cuenca y se caracteriza por la presencia de fallas normales de dirección N-S y ENE-WSW.
- **Provincia Oriental o del vichada:** esta provincia corresponde a un monoclinall buzado hacia el oeste, el cual comprende el sector este de la cuenca y presenta poca deformación estructural.
- **Provincia del Meta:** se localiza en el sector sur y sur este de la cuenca caracterizándose hacia el occidente de la provincia por un cinturón plegado en dirección N-S y al oriente predominan fallas normales e inversas con orientación N-S.
- **Provincia del Piedemonte Llanero:** la cordillera oriental resultó del aporte en estructura de una cuenca del Triásico – Jurásico y Cretáceo temprano. El sistema de fallas de Guaicaramo es el límite entre la cordillera oriental y el piedemonte llanero, el cual tiene entre 15 a 20 km de ancho y se separa del antepaís tanto al norte como al sur del área mediante el sistema de fallas inversas de Cusiana.

La geología estructural del Campo Castilla corresponde a un anticlinal asimétrico elongado con dirección NE-SW cuyo tamaño es de aproximadamente 12 Km de largo y 8 Km de ancho; dicha estructura se encuentra afectada por una serie de fallas normales e inversas con dirección NE-SW. Algunos de los principales rasgos estructurales presentes en el área del Campo Castilla son: el sistema de fallas de Algeciras, la falla de Villavicencio y su trampa estructural.<sup>15</sup>

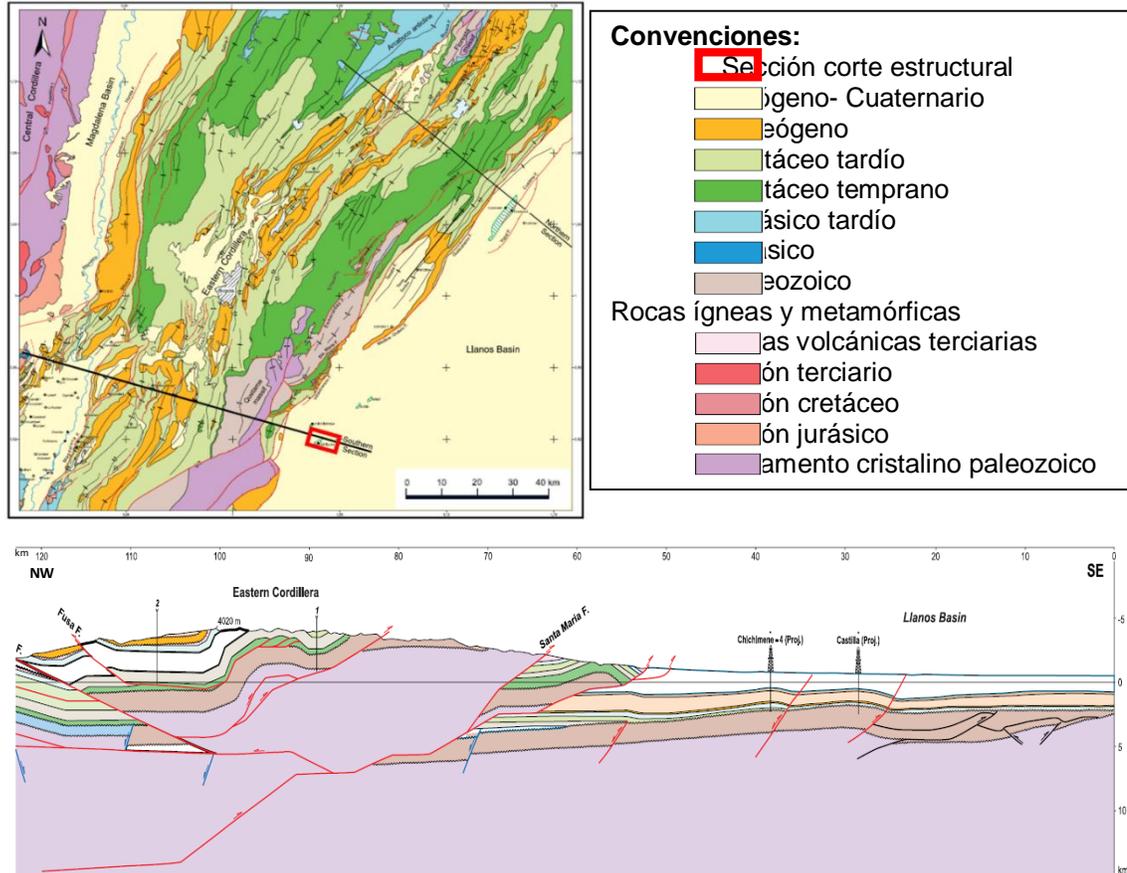
A continuación, en la **Figura 4**, se presenta un mapa geológico simplificado de la parte central de la cordillera oriental permitiendo identificar la ubicación del corte estructural del Campo Castilla ilustrado en dicha figura.

---

<sup>14</sup> ECOPETROL – Beicip, 1995. Estudio Geológico Regional, Cuenca Llanos Orientales.

<sup>15</sup> CASANOVA, Carlos. Modelo 3d de distribución de la porosidad del yacimiento k1-inferior a partir de inversión sísmica y atributos en el campo castilla, cuenca de los llanos orientales. Bogotá: Universidad Nacional de Colombia. 2016. P. 14

**Figura 2.** Corte estructural del Campo Castilla ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales.

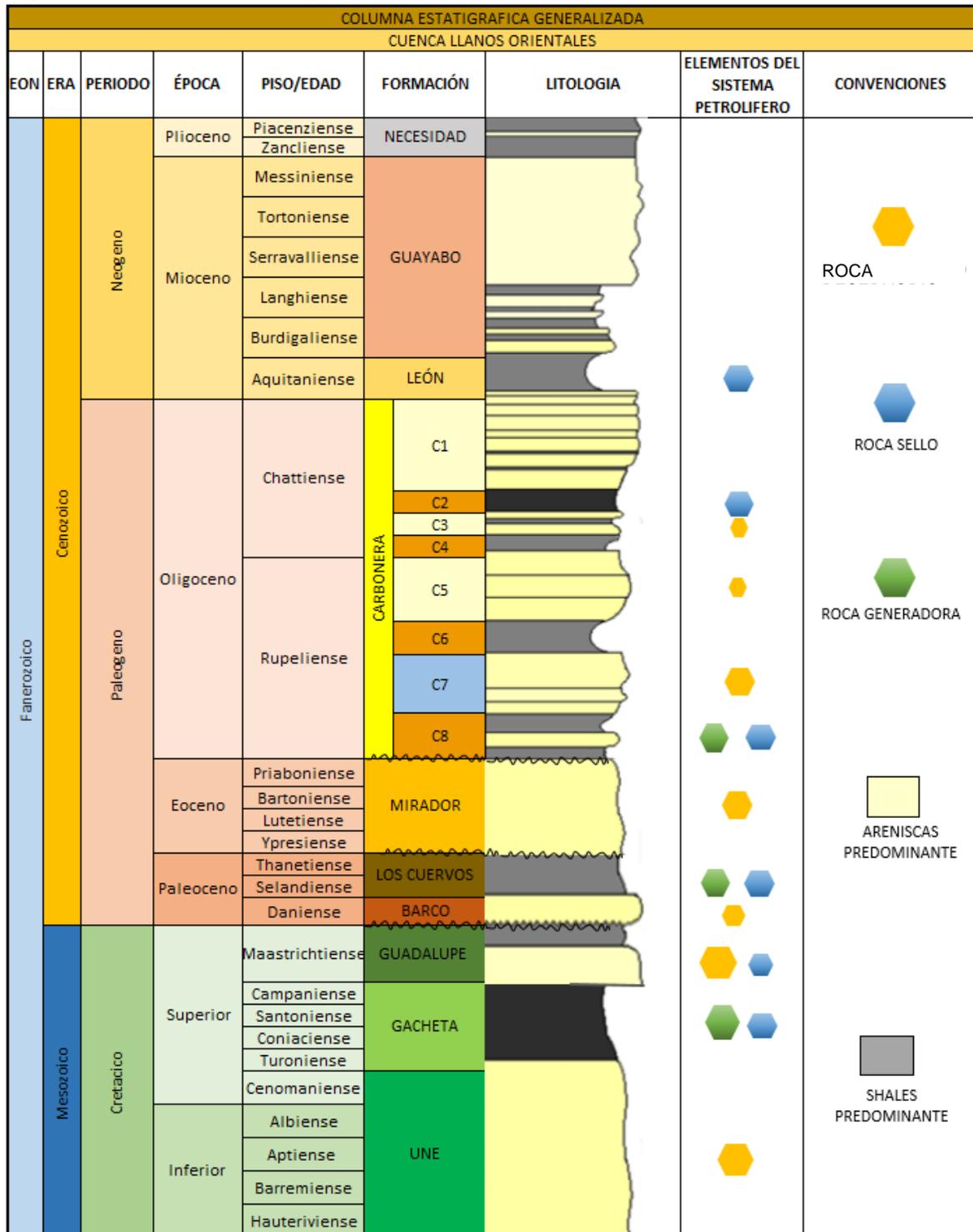


**Fuente:** Elaboración propia basada en: SARMIENTO, Luis F. Petroleum Geology of Colombia, Llanos Basin. Fondo Editorial Universidad EAFIT. Departamento de Geología. 2011. P. 87-99.

**1.2.2 Columna estratigráfica de la cuenca de los llanos orientales.** La **Figura 5** muestra la columna estratigráfica generalizada de la cuenca de Los Llanos Orientales, en la cual se describen las formaciones presentes que van desde el periodo Cretáceo hasta el Neógeno. Ecopetrol ha agrupado las rocas Cretáceas del sector del Meta en dos unidades litoestratigráficas las cuales son: la unidad K1 que comprende las Formaciones Gacheta y Guadalupe y la unidad K2 que es equivalente a la Formación Une.<sup>16</sup>

<sup>16</sup> *Ibíd.*, p.9

**Figura 3.** Columna estratigráfica generalizada – cuenca de Los Llanos Orientales.



**Fuente:** Elaboración propia basada en: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca llanos Orientales: Integración Geológica de la digitalización y análisis de núcleo. Bogotá, D.C. 2012. p 46.

**1.2.3 Estratigrafía.** A continuación, se describe cada una de las formaciones presentes en la cuenca de Los Llanos Orientales desde la más antigua a la más reciente.

- **Formación Une (Unidad K2):** Según Hubach<sup>17</sup> es una formación de edad Cretácica comprendida entre las formaciones Fόμεque y Chipaque, formaciones en las que la formación Une se apoya y superpone respectivamente. Su espesor aumenta hacia el noroeste, con un espesor promedio de 4000 ft los cuales están compuestos principalmente por areniscas cuarzosas con intercalaciones de limolitas carbonosas y de lutitas. La Formación Une presenta un ambiente de depositación deltaico.
- **Formación Gachetá (Unidad K1 Inferior)<sup>18</sup>:** Está compuesta por una secuencia de lutitas de color gris oscuro a negro con intercalaciones menores de areniscas cuarzosas de grano fino a medio y en algunas ocasiones con contenido variable de glaunonita y pequeños niveles de calcáreos. Esta formación es de edad Cretácica, y se extiende hacia el oriente y sureste sobre el Escudo de Guyana con un espesor que varía entre 200 y 400 ft. Se encuentra en contacto concordante con la Formación Une que la infrayace y con la formación Guadalupe que la suprayace. El ambiente de depositación de esta formación se interpreta como transicional a marino somero.
- **Formación Guadalupe (Unidad K1 Superior):** es una formación de edad cretácea desde cuya composición litológica consiste en una intercalación de areniscas masivas de grano variable con lutitas silíceas oscuras<sup>19</sup>. Posee un espesor que varía entre los 130 a 350 ft; sin embargo, esta formación alcanza su espesor máximo en el sector de Arauca con más de 600 ft. Según Hettner<sup>20</sup> la Formación Guadalupe presenta un ambiente de depositación transicional hacia la parte inferior y un ambiente depositacional de llanura costera en la parte superior, de igual forma es importante resaltar que la formación Guadalupe se encuentra en contacto concordante con la Formación Gachetá que la infrayace y en contacto discordante con la Formación Barco que la suprayace.
- **Formación Barco:** esta formación pertenece al Paleozoico y se encuentra compuesta por lutitas, arcillolitas y areniscas limpias de grano muy fino, las cuales según la clasificación de Folk (1980) son predominantemente cuarzo

---

<sup>17</sup> HUBACH, 1931 citado por Julivert, M. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 460

<sup>18</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Bogotá D.C. ANH. 2012. P.48

<sup>19</sup> *Ibíd.*, p. 48

<sup>20</sup> HETTNER (A.), 1892 citado por Julivert, M. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 a. 1968. p. 266

arenitas<sup>21</sup>. La Formación Barco suprayace la Formación Guadalupe mediante un contacto discordante e infrayace a la Formación Los Cuervos con un contacto concordante, presentando un espesor que varía entre 492 y 912 ft.

- **Formación Los Cuervos:** Según Notestein<sup>22</sup> esta formación está compuesta por areniscas grisáceas con intercalaciones de areniscas de grano fino a mediano. Esta formación pertenece al Paleoceno superior y fue depositada bajo un ambiente de llanura fluvial o costera, adquiriendo un espesor que en el piedemonte llanero puede alcanzar los 500 ft de espesor. La Formación Los Cuervos infrayace a la formación Mirador mediante un contacto discordante y suprayace a la Formación Barco bajo un contacto concordante.
- **Formación Mirador<sup>23</sup>:** esta formación data del Eoceno inferior y puede ser caracterizada litológicamente en dos secciones; una sección inferior con mayor influencia fluvial compuesta por una cantidad significativa de shale detrítico que varía de arcilloso a altamente silíceo y una sección superior con mayor influencia marina. La composición litológica de esta formación se deriva de las rocas del Cretácico superior las cuales debido a su rápida deposición y erosión preservaron su composición original. La Formación Mirador está en contacto concordante con la Formación Carbonera que la suprayace y en contacto discordante con la Formación Los Cuervos que la infrayace.
- **Formación Carbonera:** esta formación pertenece al Oligoceno y se caracteriza por la sedimentación intercalada de lutitas verdosas y areniscas conglomeráticas blandas<sup>24</sup>, las cuales fueron depositadas en ambientes que varían de marino transicional a continental.<sup>25</sup> La Formación Carbonera presenta un espesor que varía entre 1500 a 1600 ft, estando siempre en contacto concordante con la Formación Mirador que la infrayace y con la Formación León que la suprayace.

Los intervalos arenosos y litíticos de la formación Carbonera están divididos en ocho unidades operacionales (C1 al C8), distinguiendo de esta forma las unidades pares como importantes sellos regionales al ser unidades arcillosas en las cuales predomina la presencia de lutitas grises y las unidades impares como

---

<sup>21</sup> SARMIENTO, Luis F. Petroleum Geology of Colombia, Llanos Basin. Fondo Editorial Universidad EAFIT. Departamento de Geología. Vol 9. diciembre 2011, p. 104

<sup>22</sup> NOTESTEIN (F.B.) et al., 1944 citado por De Porta, J. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 b. 1974. p.337

<sup>23</sup> SARMIENTO, Luis F. Petroleum Geology of Colombia, Llanos Basin. Fondo Editorial Universidad EAFIT. Departamento de Geología. Vol 9. diciembre 2011, p. 104

<sup>24</sup> CASANOVA, Carlos. Modelo 3d de distribución de la porosidad del yacimiento k1-inferior a partir de inversión sísmica y atributos en el campo castilla, cuenca de los llanos orientales. Bogotá: Universidad Nacional de Colombia. 2016. P. 14

<sup>25</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Bogotá D.C. ANH. 2012. P.50

intervalos productores de hidrocarburo en algunos sectores de la cuenca de Los Llanos Orientales al ser intervalos arenosos<sup>26</sup>.

A continuación, se describen brevemente las unidades presentes en la Formación Carbonera partiendo de la más antigua a la más reciente; identificando las unidades operacionales usadas por Ecopetrol para facilitar su correlación (lutitas E4, Areniscas T1, lutitas E3, lutitas E y areniscas superiores)<sup>27</sup>:

- ❖ **Unidad C8 (Lutitas E4):** esta unidad presenta un espesor que varía entre 50 a 400 ft y está compuesto litológicamente por una secuencia de lutitas, limolitas y arcillolitas.
- ❖ **Unidad C7 (Arenisca T1):** esta unidad está compuesta por areniscas cuarzosas de grano fino que se caracterizan por tener un ambiente de depósito marino, deltaico y continental. La unidad C7 presenta un espesor entre 250 a 280 ft y se logra identificar que la porosidad disminuye de este a oeste por efectos de cementación y compactación, los cuales se encuentran ligados a eventos sedimentarios.
- ❖ **Unidad C6 (Lutita E3):** compuesta por una secuencia homogénea de lutitas de color verde grisáceo con delgadas capas de arena de grano fino. Su espesor varía entre 600 ft al oeste hasta 100 ft al este de la cuenca.
- ❖ **Unidad C5** compuesta por intercalaciones de arcillas y areniscas poco consolidadas que presentan un tamaño de grano predominantemente medio; en ocasiones ligeramente calcáreas con presencia de glauconita. La unidad C5 presenta un espesor que varía entre 50 a 300 ft; obteniendo un espesor promedio de 230 ft.
- ❖ **Unidad C4:** está compuesta por intercalaciones de areniscas, limolitas y lutitas; aunque su espesor varía entre 150 a 300 ft en el centro de la cuenca, reporta un espesor máximo de 700 ft en el Piedemonte Llanero.
- ❖ **Unidad C3):** está compuesta principalmente por arena cuarzosa de grano medio a fino, ocasionalmente de grano grueso. Aunque esta unidad presenta un bajo desarrollo en la parte centro norte de la cuenca, en donde se registra un espesor promedio de 150 ft, esta unidad se desarrolla rápidamente hacia el suroeste alcanzado espesores de 700 ft.
- ❖ **Unidad C2 (Lutita E):** está compuesta principalmente por lutitas grises y algunas limolitas con un espesor de 100 a 200 ft en la parte media de la cuenca,

---

<sup>26</sup> *Ibíd.*, P.50

<sup>27</sup> *Ibíd.*, p51

el cual va aumentando rápidamente hacia el suroccidente alcanzando un espesor de más de 900 ft.

- ❖ **Unidad C1 (Areniscas Superiores):** esta unidad se encuentra sellada por las lutitas de la formación León, al ser la última secuencia arenosa de la formación Carbonera, está compuesta por una intercalación de cuerpos arenosos separados por capas delgadas de limolitas y lutitas. En el Piedemonte Llanero alcanza un espesor de 2000 ft.
- **Formación León<sup>28</sup>:** Esta formación pertenece al Neógeno con edades desde el Oligoceno superior al Mioceno, está compuesta por esquistos de color gris y gris verdoso con capas delgadas de areniscas con láminas carbonáceas. Su espesor es variable entre 1150 a 2650 ft, teniendo valores máximos en el área del bloque Rio Ariari, donde se encuentra un espesor de 2500 ft. Presenta un ambiente de depositación de agua salobre y se encuentra en contacto concordante con la formación Carbonera (C1) que la infrayace y con la Formación Guayabo que la suprayace.
- **Formación Guayabo:** Según Notestein<sup>29</sup> pertenece al Neógeno, específicamente al periodo Mioceno; está compuesta litológicamente en sus partes altas por conglomerados con composición cuarzosa seguidos de capas gruesas de arenas con presencia de pequeñas intercalaciones de arcillas. Su espesor varía entre 2600 ft en el área de la Quebrada León a los 8661 ft de espesor presentes entre las quebradas de Juan Paula y Juan Frio ubicada a 5 km al SE de Cúcuta; esta formación presenta espesor máximo de 13000 ft en el piedemonte de la cordillera. La Formación Guayabo presenta un ambiente de depositación marino hacia la base y fluvio-marino a continental en el tope de la formación<sup>30</sup>; está en contacto concordante con la Formación León que la infrayace y en contacto discordante con la Formación Necesidad que la suprayace.
- **Formación Necesidad<sup>31</sup>:** es la formación más reciente en la cuenca de los llanos orientales perteneciendo al periodo del Plioceno, está constituida por arcillas de color rojo azulado alternadas con capas de areniscas de grano grueso que en algunas ocasiones pasa pueden pasar a conglomerado. Su espesor promedio es de 700 pies y fue depositada en un ambiente fluvial.

---

<sup>28</sup> NOTESTEIN (F.B.) et al., 1944 citado por De Porta, J. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 2. 1974. p. 326

<sup>29</sup> *Ibid.*, p. 263

<sup>30</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Bogotá D.C. ANH. 2012. P.52

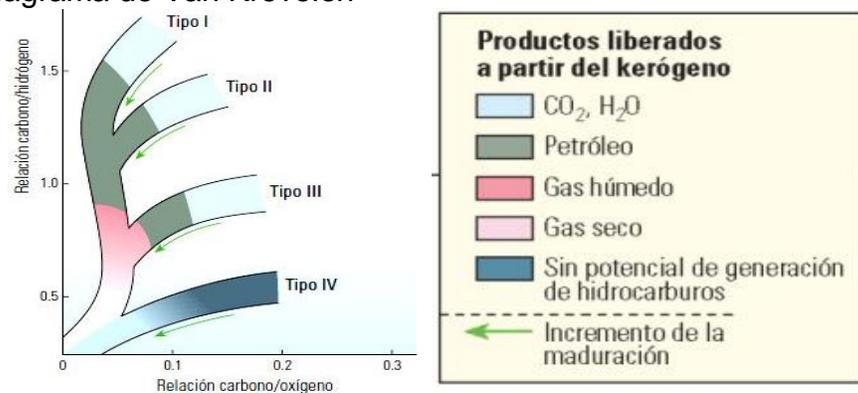
<sup>31</sup> NOTESTEIN (F.B.) et al., 1944 citado por De Porta, J. Colombia. Léxico Estratigráfico Internacional. Volumen V. Fascículo 4 2. 1974. p. 384

**1.2.4 Geología del petróleo.** La cuenca de Los Llanos Orientales es de gran importancia para la industria del petróleo en Colombia, ya que el sistema petrolífero (el cual está compuesto por los diferentes elementos (roca generadora, roca reservorio y roca sello) y los procesos de migración y sincronismo) cuenta con las propiedades apropiadas para la producción de crudos livianos y pesados.

A continuación, se describen los componentes del sistema petrolífero asociado a la cuenca de Los Llanos Orientales.

- **Roca generadora** <sup>32</sup>: Las principales rocas generadoras de la cuenca de Los Llanos Orientales son las lutitas calcáreas presentes en las formaciones Gacheta que se encuentran localizadas por debajo del flanco oriental de la Cordillera Oriental. La formación Gacheta contiene entre el 1% y el 3% de materia orgánica, la cual según datos geoquímicos varía en diferentes lugares de la cuenca obteniendo Kerógeno tipo II en regiones del piedemonte y Kerógeno tipo III en el antepaís, estos tipos de Kerógeno se diferencian por la relación Carbono-Hidrogeno y del contenido de oxígeno presente en cada uno de ellos; en la **Figura 6** se ilustra un diagrama de Van Krevelen en el cual se identifica que el Kerógeno tipo II presenta mayor relación Carbono-Hidrogeno que el Kerógeno tipo III.

**Figura 4.** Diagrama de Van Krevelen



**Fuente:** BOYER et al. 2007. Producción de gas desde su origen. Oilfield review. Schlumberger.

Las rocas generadoras secundarias son lutitas presentes en las formaciones de Los Cuervos, Mirador y Carbonera las cuales poseen un alto contenido de material orgánico, que conjuntamente con un alto grado de madurez termal les permite ser rocas generadoras secundarias.<sup>33</sup>

<sup>32</sup> SARMIENTO, Luis F. Petroleum Geology of Colombia, Llanos Basin. Fondo Editorial Universidad EAFIT. Departamento de Geología. Vol 9. diciembre 2011, p. 104

<sup>33</sup> ANH. Informe de Prospectividad, Colombia Round08. 2008. P 34

- **Roca reservorio**<sup>34</sup>: Las principales rocas reservorio de la cuenca de Los Llanos Orientales son las areniscas que conforman las formaciones Mirador, Barco, Guadalupe, Gacheta, Une y las Unidades C7, C5 y C3 de la Formación Carbonera. En el Campo Castilla las principales rocas reservorio se encuentran en las Formaciones Guadalupe y Une con porosidades aproximadas de 19.5% y de 10.8% respectivamente; siendo la Formación Une la principal productora debido a su mecanismo de empuje primario por acuífero activo.
- **Roca sello**: La Formación León se consideró un buen sello para la cuenca de Los Llanos Orientales, sin embargo, dicha formación se vuelve arenosa hacia el suroeste, mezclándose con las arenas de la Formación Carbonera. Por tal motivo, se considera la Formación León un sello regional y las unidades C2 y C8 de la Formación Carbonera un sello local<sup>35</sup>. En muchos de los campos productores de petróleo ubicados en la cuenca de Los Llanos Orientales los sellos son las intercalaciones de lutitas Cretáceas presentes en las Formaciones Gacheta y Guadalupe.<sup>36</sup>
- **Trampa**: El entrapamiento de los hidrocarburos en la cuenca de Los Llanos Orientales está asociado a trampas de tipo estructura las cuales se evidencian en cinco estilos diferentes<sup>37</sup>: anticlinales, pliegues en zonas triangulares, pliegues por fallas de desgarre, pliegues por propagación de fallas, y anticlinales por fallas invertidas. Sin embargo, la ANH reporta que existe un potencial de trampas estratigráficas en toda la secuencia sedimentaria de la cuenca<sup>38</sup>.
- **Migración**<sup>39</sup>: El proceso de migración del hidrocarburo se ha generado mediante dos eventos importantes los cuales están comprendidos antes, durante y después de la orogenia de la Cordillera Oriental en el Plioceno. El petróleo producido en la roca generadora inicio su migración desde el Oeste, llenando las trampas existentes en esta área hace aproximadamente 38Ma, posteriormente el hidrocarburo lleno las estructuras presentes en el antepaís de la cuenca de Los Llanos Orientales a través de las areniscas que componen la Formación Mirador, sin embargo, aunque el hidrocarburo inicial probablemente ocupado las trampas del Paleógeno, las deformaciones posteriores generaron la modificación de las trampas iniciales, forzando a una nueva migración del

---

<sup>34</sup> SARMIENTO, Luis F. Petroleum Geology of Colombia, Llanos Basin. Fondo Editorial Universidad EAFIT. Departamento de Geología. Vol 9. diciembre 2011, p. 102

<sup>35</sup> ANH. Informe de Prospectividad, Colombia Round08. 2008. P 71

<sup>36</sup> SARMIENTO, Luis F. Petroleum Geology of Colombia, Llanos Basin. Fondo Editorial Universidad EAFIT. Departamento de Geología. Vol 9. diciembre 2011, p. 111

<sup>37</sup> LOZANO, Edinson. ANEXO I: Compilación de la cuenca de Los Llanos Orientales. Bogotá: Servicio Geológico Colombiano, 2014. P. 19

<sup>38</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Colombian Sedimentary Basins, Colombia 2007, p. 71.

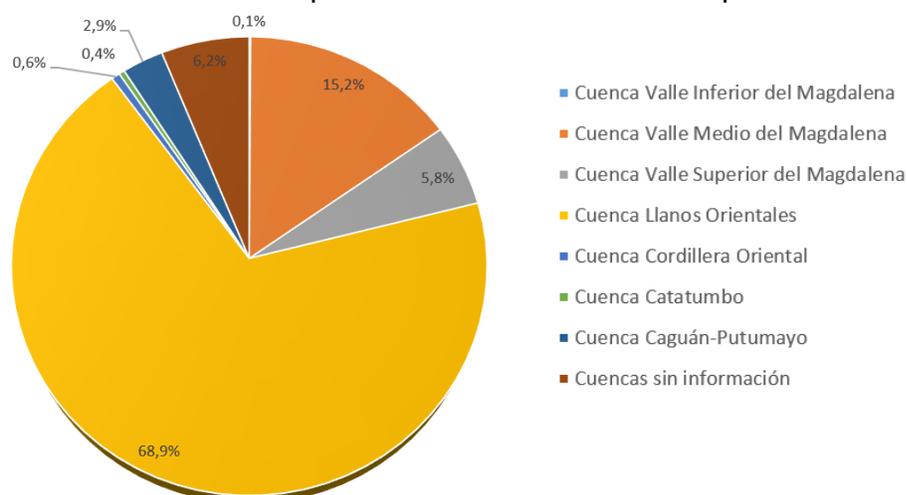
<sup>39</sup> SARMIENTO, Luis F. Petroleum Geology of Colombia, Llanos Basin. Fondo Editorial Universidad EAFIT. Departamento de Geología. Vol 9. diciembre 2011, p. 102

hidrocarburo llevándolo a ocupar muchas estructuras cerradas que favorecían el entrapamiento de esta fluido.

### 1.3 COMPETITIVIDAD DE LA CUENCA DE LOS LLANOS ORIENTALES

La cuenca de Los Llanos Orientales se caracteriza por ser la principal cuenca productora de hidrocarburos en el país; produciendo el 68,9% de la producción de crudo total en el país, seguida por la cuenca del Valle Medio del Magdalena con un 15,2% como se ilustra en la **Gráfica 1** en la cual se evidencian los porcentajes correspondientes al volumen de hidrocarburos producidos en cada una de las cuencas sedimentarias que son explotadas en Colombia <sup>40</sup>. La cuenca de Los Llanos Orientales cuenta con más de 1500 MMBO<sup>41</sup>.

**Gráfica 1.** Distribución de la producción de hidrocarburos por cuenca en Colombia.



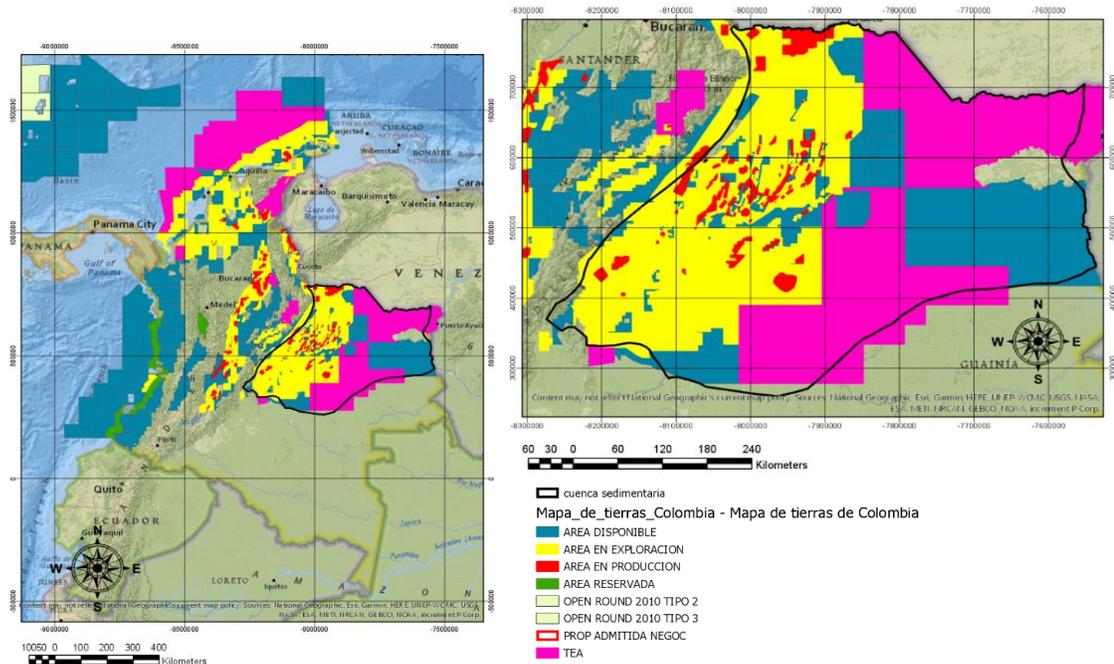
**Fuente:** Elaboración propia basada en: MALAGÓN, Jonathan, RUIZ, Carlos y MONTOYA, German. La competitividad del sector del hidrocarburo en las diferentes regiones de Colombia. Colombia: Cuadernos PNUD, 2016.

La cuenca de Los Llanos Orientales posee más proyectos de exploración y producción que las otras cuencas del país, ya que, es la mayor productora tanto de petróleo como de gas natural. En la **Figura 7** correspondiente al mapa de tierras de la ANH, se pueden apreciar los diferentes proyectos de exploración y producción en Colombia para el año 2017:

<sup>40</sup> MALAGÓN, Jonathan, RUIZ, Carlos y MONTOYA, German. La competitividad del sector del hidrocarburo en las diferentes regiones de Colombia. Colombia: Cuadernos PNUD, 2016. P. 13

<sup>41</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Colombian Sedimentary Basins, Colombia 2007, p. 71.

**Figura 5.** Mapa de bloques en exploración y producción en Colombia.



**Fuente:** Elaboración propia basada en: ARCGIS PRO.2017.

Las franjas amarillas en el mapa de Colombia, representan los campos en los cuales sólo se han realizado programas de exploración; y las franjas rojas, corresponden a bloques donde se realizan programas de producción de hidrocarburos. Dentro de la delimitación del círculo rojo encontrado en la **Figura 7** se aprecia la extensión territorial, afirmando que la cuenca de Los Llanos Orientales es aquella con más actividad por parte de la industria petrolera.

Para el año 2016, se reporta en el informe del PNUD (Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo) que en la cuenca de Los Llanos Orientales se ubican alrededor de 337 campos petroleros que representan más del 60% de la producción total de Hidrocarburos en el país. Es una zona productora de petróleo y gas. En particular, el 71,5% del petróleo extraído de la cuenca se extrae en el Meta, mientras que en Casanare se produce el 19,1% y en Arauca se produce el 7,8% total de petróleo. En cuanto a la composición de los hidrocarburos producidos en la cuenca, se tiene que el 68,8% del volumen de hidrocarburos producido corresponde a crudos pesados, el 12,8% a crudos medianos y el 5,6% a crudos livianos<sup>42</sup>. Es decir, en Los Llanos Orientales predominan los crudos pesados.

<sup>42</sup> MALAGÓN, Jonathan, RUIZ, Carlos y MONTOYA, German. La competitividad del sector del hidrocarburo en las diferentes regiones de Colombia. Colombia: Cuadernos PNUD, 2016. P. 17-18

Aunque la porosidad de las rocas que componen la cuenca de Los Llanos Orientales es buena (20% aproximadamente)<sup>43</sup>, en cuanto a la capacidad para almacenar fluidos, se presenta una alta saturación de agua (en un rango entre 37,3% y 76,9%)<sup>44</sup>, por lo que la acumulación de agua reduce la acumulación de hidrocarburos<sup>45</sup>. Es decir, en los campos ubicados en la cuenca de Los Llanos Orientales se presenta un alto porcentaje de corte de agua con respecto a la producción de petróleo, lo cual representa costos adicionales a las compañías operadoras. Los principales campos petroleros ubicados en la cuenca de Los Llanos Orientales son: Rubiales, Castilla y Quifa.

**Tabla 1.** Producción de los principales campos ubicados en la cuenca de Los Llanos Orientales en el año 2015.

| <b>CAMPO</b>          | <b>PRODUCCIÓN (BPD)</b> | <b>PARTICIPACIÓN EN LA PRODUCCIÓN TOTAL</b> | <b>GRAVEDAD API</b> |
|-----------------------|-------------------------|---|---------------------|
| <b>Rubiales</b>       | 163.662                 | 16,3%                                       | 12,9                |
| <b>Castilla</b>       | 74.171                  | 7,4%  | 12,1                |
| <b>Quifa</b>          | 56.202                  | 5,6%  | 13,9                |
| <b>Castilla Norte</b> | 24.724                  | 2,5%  | 12,1                |
| <b>Chichimene</b>     | 49.290                  | 4,9%  | 18,4                |
| <b>Caño Limón</b>     | 23.108                  | 2,3%  | 28,6                |

**Fuente:** Elaboración propia basada en: Datos de la competitividad del sector de hidrocarburos en las diferentes regiones de Colombia, 2016.

Según la **Tabla 1**, se puede deducir que para el año 2015, el campo que cuenta con una mayor producción en la cuenca de Los Llanos Orientales es Rubiales, mientras que el campo que produce menor volumen de hidrocarburos es Caño Limón; sin embargo, Caño Limón es de interés para la industria petrolera debido a la gravedad API del crudo extraído, siendo de 28,6°API, correspondiente a un crudo de tipo Mediano.

De los campos exhibidos en la **Tabla 1**, se aprecia que la mayoría presenta una producción de crudos pesados, a excepción de Caño Limón. Es decir, los hidrocarburos encontrados en la cuenca de Los Llanos Orientales presentan en su mayoría una gravedad API correspondiente a un crudo pesado, siendo el rango de 10,0 a 22.3 °API<sup>46</sup>.

<sup>43</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Colombian Sedimentary Basins. Bogotá D.C. ANH. 2007. P. 71

<sup>44</sup> MALAGÓN, La competitividad del sector del hidrocarburo en las diferentes regiones de Colombia. Op. Cit. P. 16

<sup>45</sup> Vargas, C. (2009). Nuevos aportes a la estimación del potencial de hidrocarburos en Colombia. Revista de la Academia Colombiana de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales. Volumen 33. No 126.

<sup>46</sup> VILORÍA, José. Fuentes de energía. Madrid: Cengage Learning Paraninfo, 2008, P 133.

## 1.4 LOCALIZACIÓN CAMPO CASTILLA

El Campo Castilla se encuentra ubicado en la cuenca de Los Llanos orientales, en el bloque Cubarral, localizado en el departamento del Meta, bajo la jurisdicción de los municipios de Castilla La Nueva y Acacias.

El Campo Castilla se encuentra a 30 Km al sur de la ciudad de Villavicencio. Para el acceso terrestre al campo desde el sur de la ciudad de Bogotá, se debe tomar la vía Bogotá-Villavicencio recorriendo 125,6 Km, en los cuales se atraviesa por los municipios de Chipaque, Cáqueza, Quetame, Guayabetal y Pipiral hasta llegar a la ciudad de Villavicencio, posteriormente se debe tomar la vía Villavicencio-Acacias recorriendo 29 Km hasta llegar al municipio de Acacias, luego es necesario realizar un recorrido de aproximadamente 12,8 Km en la vía Acacias-Guamal hasta llegar al municipio de Guamal, en este punto se debe tomar el desvío al Oriente por una vía secundaria para entrar a la vía de Guanal-Castilla La Nueva en donde se recorrerán 11.4 Km para llegar al municipio de Castilla La Nueva en donde se encuentra la entrada principal del campo. **Figura 8.**

El acceso vía aérea al Campo Castilla no se puede realizar de manera directa es necesario tomar una aeronave desde el aeropuerto internacional El Dorado hasta el aeropuerto Vanguardia de la ciudad de Villavicencio y posteriormente realizar el recorrido mencionado anteriormente desde Villavicencio hasta las locaciones del campo.

**Figura 6.** Localización y ruta de acceso al Campo Castilla desde Bogotá.



**Fuente:** Elaboración propia basada en: ARCGIS PRO.2017.

## 1.5 HISTORIA DEL CAMPO

En la década de los 40's se iniciaron las actividades de exploración en la cuenca de Los Llanos Orientales por la compañía Shell; pero no fue sino hasta 1969 cuando la compañía petrolera Chevron Petroleum Company descubrió el Campo Castilla amparada por el contrato de concesión Cubarral; no obstante, fue solo hasta 1975 cuando Chevron bajo un contrato de asociación firmado el 1 de julio de 1973 inició la explotación del Campo Castilla.<sup>47</sup>

Chevron se encargó de la explotación del Campo Castilla durante 25 años comprendidos entre 1975, cuando se inició la comercialización de hidrocarburos, hasta el 30 de enero del año 2000, cuando se realizó la reversión del contrato de asociación y Ecopetrol se hizo cargo del 100% de las operaciones del Campo Castilla.<sup>48</sup>

El Campo Castilla es uno de los campos petrolíferos más relevantes en Colombia desde su descubrimiento; presentando una producción acumulada durante los 25 años del contrato de asociación entre Chevron y Ecopetrol de 94 millones de barriles de petróleo.<sup>49</sup> Actualmente el Campo Castilla a cargo de Ecopetrol se ha convertido en el mayor campo productor para la petrolera estatal y uno de los yacimientos mejor conocidos en Colombia, aportando el 21% de la producción directa de Ecopetrol y el 12% de la producción total de hidrocarburos en el país.<sup>50</sup>

## 1.6 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO

La ANH reporta una producción de 102.953 BPD en la cuenca de Los Llanos Orientales para el año 2007. Esta producción diaria corresponde a los campos: Castilla (20.504 BOPD), Castilla Este (804 BOPD) y Castilla Norte (35.886 BOPD), un total de 57.194 BOPD; convirtiendo así al campo Castilla como el principal campo productor en la cuenca de Los Llanos Orientales con un porcentaje del 55%.<sup>51</sup>

---

<sup>47</sup> ECOPETROL S.A. Carta Petrolera, Castilla Recargado, noviembre 2003- enero 2004. Edición 107 [En línea]. [Consultado 01 de junio de 2018]. Disponible en internet: [https://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta\\_petrolera/empresa.htm](https://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera/empresa.htm)

<sup>48</sup> NULLVALUE. Castilla y Chichimene pasarán a Ecopetrol. El Tiempo. [en línea]. Abril 25 de 2000. [Consultado 02 de junio de 2018]. Disponible en internet: <http://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-1240507>

<sup>49</sup> *Ibid.*, Disponible en Internet: <http://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-1240507>

<sup>50</sup> ECOPETROL. Campo de producción Castilla alcanzó nuevo récord de producción. Boletín 2015. [en línea]. Villavicencio. [Consultado 02 de junio de 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>

<sup>51</sup> ANH. Área de crudos pesados, Informe de prospectividad.

Ecopetrol S.A., reporta una producción de 31.513 BOPD en el campo Castilla para el año 2008. Posteriormente, el campo Castilla logra una producción de 125.699BOPD en el año 2015, convirtiéndose así en el Campo con mayor producción para Ecopetrol S.A.<sup>52</sup>

El crudo producido en Castilla se denomina Castilla Blend, para facilitar su caracterización y comercialización. Cuenta con una gravedad API de 18,8 °API, correspondiente a un crudo pesado. Además, cuenta con contenido de azufre del 2,97% en conjunto con la producción de hidrocarburos.<sup>53</sup>

El campo Castilla generalmente produce por mecanismo de empuje por acuífero activo. Es el mejor de los mecanismos de empuje, ya que no permite el decaimiento rápido de la presión del yacimiento. Sin embargo, uno de los problemas asociados al mecanismo de empuje por acuífero activo es la elevada producción de agua con respecto a la producción de petróleo, el cual afecta en general a la cuenca de Los Llanos Orientales.

Además de la producción por mecanismo de empuje por acuífero activo, también se cuenta con el 93% de los pozos produciendo por medio de un sistema de bombeo electrosumergible y el 7% restante implementa el bombeo mecánico como sistema de levantamiento artificial.<sup>54</sup>

El campo Castilla se Subdivide en: Castilla, Castilla Norte y Castilla Este; A continuación, se representa en la **Tabla 2** la producción de cada una estas subdivisiones desde el año 2008 al año 2016.

**Tabla 2.** Producción en BOPD de las subdivisiones del campo Castilla a través de los años.

| Campo            | 2008   | 2009   | 2010   | 2011   | 2012   | 2013    | 2014    | 2015    | 2016    |
|------------------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|---------|---------|---------|
| Castilla         | 31.513 | 38.746 | 59.594 | 68.390 | 63.439 | 63.815  | 61.380  | 76.171  | 79.604  |
| Castilla Norte   | 35.285 | 39.699 | 38.143 | 40.452 | 47.311 | 48.444  | 42.483  | 45.840  | 41.416  |
| Castilla Este    | -      | -      | -      | -      | -      | -       | 535     | 527     | 318     |
| Producción total | 66.798 | 78.445 | 97.737 | 108.84 | 110.75 | 112.259 | 104.398 | 122.538 | 121.338 |

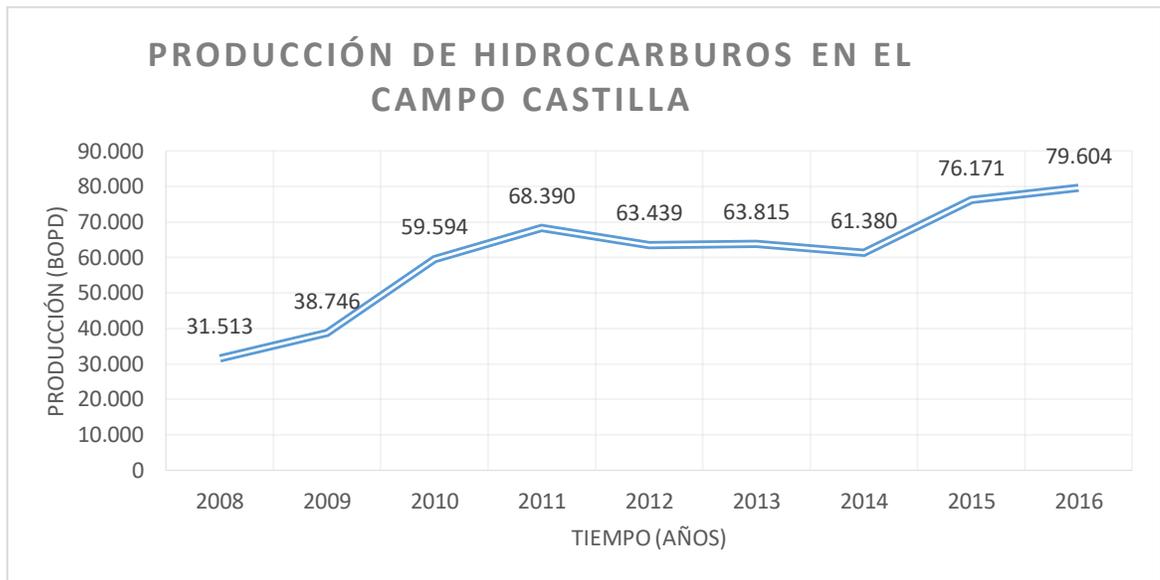
**Fuente:** Elaboración propia basada en: ACP. Informe estadístico petrolero (IEP). 2017.

<sup>52</sup> ECOPETROL. Op. Cit. 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>

<sup>53</sup> ECOPETROL. Exportaciones de Crudo. [En línea] septiembre 2014. [consultado 02 de junio de 2018] Disponible en: <https://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/productos-y-servicios/comercio-internacional/exportaciones/exportaciones-de-crudo/>

<sup>54</sup> BAUTISTA, Fabio y OVALLE, Manuel. Evaluación técnico-financiera del diseño de un fluido de alta tixotropía formulado con sistema de mezcla de óxido de metal para la perforación de la sección reservorio en el campo castilla a partir de pruebas de laboratorio. Bogotá: Universidad de América. 2018

**Gráfica 2.** Tendencia de la producción en el Campo Castilla a lo largo del tiempo.



**Fuente:** Elaboración propia basada en los datos de la Tabla No. 2.

En la **Gráfica 2** se muestra un aumento en la producción a partir del año 2008. Esto es debido a un aumento en la cantidad de pozos perforados, (más pozos productores) y tratamientos para reestablecer la presión de yacimiento. Luego, para el año 2011, la producción se mantuvo constante y desde el año 2014 hasta el año 2016 volvió a verse una tendencia incremental, debido a tratamientos y técnicas destinadas al aumento en la producción de hidrocarburos.

## 2. ORIGEN Y DIAGNÓSTICO DEL MECANISMO DE ENTRADA DE AGUA PRODUCIDA

En este capítulo se define la clasificación de los tipos de agua existentes en un yacimiento; se describen los mecanismos de intrusión de agua junto con las causas y métodos para el diagnóstico en pozos.

### 2.1 CLASIFICACIÓN DEL AGUA PRODUCIDA

El agua es un fluido que se encuentra presente durante toda la vida productiva de un pozo y por ello es importante identificar el impacto de la producción en la viabilidad financiera de un proyecto de explotación. En un pozo de petróleo en producción se pueden identificar tres tipos de agua: El agua buena, agua mala y agua de barrido.

**2.1.1 Agua Buena<sup>55</sup>.** El agua buena es aquella que se produce simultáneamente con los hidrocarburos, por debajo del límite económico de la “Water-Oil Ratio”. No se puede controlar sin perder también flujo de hidrocarburos.

**2.1.2 Agua Mala<sup>56</sup>.** El agua mala es aquella que se produce sobre el límite económico dado por el Water-Oil Ratio (WOR), por lo cual, la producción de petróleo es tan baja con respecto a la producción de agua que no es económicamente rentable para compensar costos de tratamiento en superficie.

**2.1.3 Agua de Barrido.** Es el agua que contribuye al barrido de petróleo presente en el yacimiento, proveniente de un acuífero activo o de un pozo inyector.

### 2.2 MECANISMOS DE INTRUSIÓN DE AGUA

El aumento de la relación agua-petróleo (RAP) determina el porcentaje de corte de agua con respecto a la producción de petróleo. Este aumento es generado debido a mecanismos de intrusión de agua, los cuales se determinan mediante métodos de diagnóstico para posteriormente estimar posibles soluciones y mitigar la producción de agua. En los siguientes numerales se describen los posibles mecanismos de intrusión de agua a los pozos.

**2.2.1 Filtraciones en el revestimiento, tuberías de producción o packers.** Como se ilustra en la **Figura 9-a**, esta intrusión se genera por una filtración de agua proveniente de zonas que no son productoras de hidrocarburos mediante canales presentes en el revestimiento, tuberías de producción o packers.

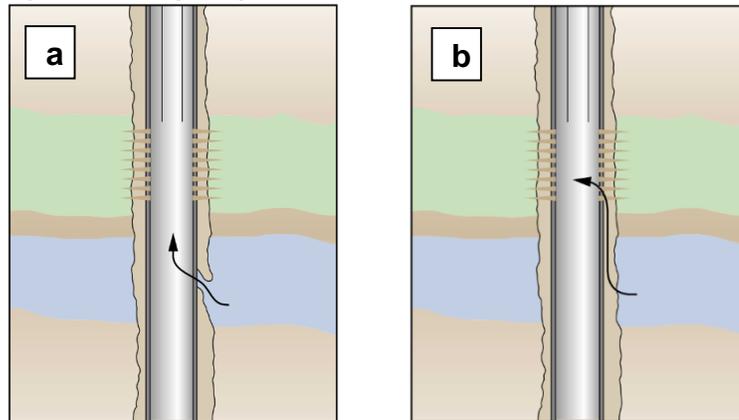
---

<sup>55</sup> BAILEY, Bill, et al. Control del agua. Schlumberger: Oilfield Review, 2000. P. 32-53

<sup>56</sup> BAILEY, Bill, et al. Control del agua. Schlumberger: Oilfield Review, 2000. P. 32-53

**2.2.2 Flujo canalizado detrás del revestimiento.** Consiste en fallas en la cementación primaria que conectan zonas acuíferas con zonas de producción de hidrocarburos. En la **Figura 9-b.** se ilustra este mecanismo de intrusión de agua por la presencia de canales en la cementación del pozo productor.

**Figura 7.** Mecanismos de intrusión de agua. **a)** Filtración en el revestimiento, tubería de producción o packers. **b)** Flujo canalizado detrás del revestimiento.

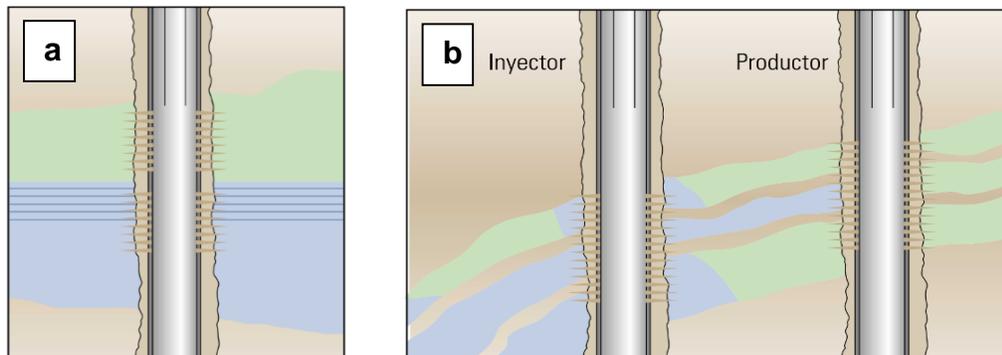


**Fuente:** Elaboración propia basada en: BAILEY, Bill, et al. Control del agua. Schlumberger: Oilfield Review, 2000.

**2.2.3 Contacto agua-petróleo dinámico.** en la **Figura 10-a.** se ilustra un pozo productor que, debido a una muy baja permeabilidad vertical, el contacto agua-petróleo va ascendiendo hacia la zona abierta del pozo, obteniendo como resultado la producción indeseada de agua.

**2.2.4 Capa de alta permeabilidad sin flujo transversal.** Se produce por zonas de alta permeabilidad que se inundan con agua de acuíferos adyacentes o por la presencia del agua de inyección, como se puede evidenciar en la **Figura 10-b.**

**Figura 8.** Mecanismos de intrusión de agua. **a)** Contacto agua-petróleo dinámico. **b)** Capa de alta permeabilidad sin flujo transversal. Modificado por los autores.

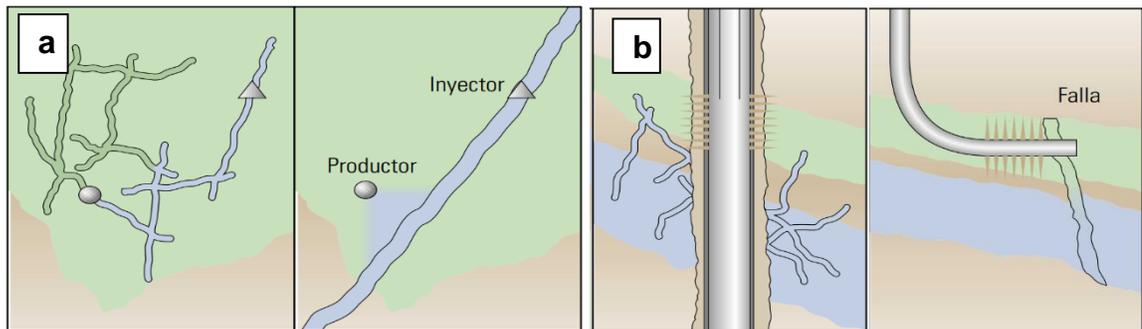


**Fuente:** Elaboración propia basada en: BAILEY, Bill, et al. Control del agua. Schlumberger: Oilfield Review, 2000.

**2.2.5 Fisuras entre inyector y productor:** mediante la presencia de fisuras naturales el agua inyectada tiende a producirse en el pozo productor hacia donde se genera el barrido tal como se ilustra en la **Figura 11-a**.

**2.2.6 Fisuras o fracturas en una capa de agua subyacente.** El agua puede venir de fracturas que se encuentran conectadas a un acuífero subyacente, interceptando las fracturas que aportan un canal entre la formación y el pozo para la extracción de Hidrocarburo. Dicho mecanismo de intrusión de agua se ilustra en la **Figura 11-b**.

**Figura 9.** Mecanismos de intrusión de agua. **a)** Fisuras entre inyector y productor. **b)** Fisuras o fracturas en una capa de agua subyacente.

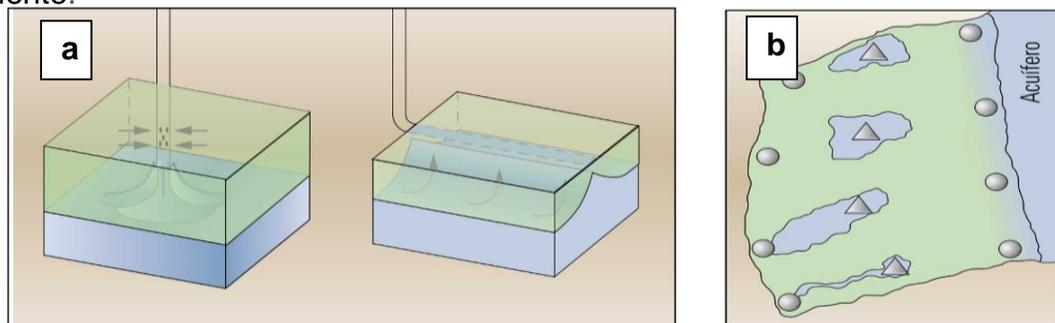


**Fuente:** Elaboración propia basada en: BAILEY, Bill, et al. Control del agua. Schlumberger: Oilfield Review, 2000.

**2.2.7 Conificación.** Generalmente se produce en pozos verticales cuando el CAP está cerca de los disparos en una formación con permeabilidad vertical alta. Dicho mecanismo de intrusión de agua se ilustra en la **Figura 12-a**.

**2.2.8 Barrido areal deficiente.** Es un mecanismo de intrusión de agua causado por la anisotropía de las permeabilidades del yacimiento como se ilustra en la **Figura 12-b**.

**Figura 10.** Mecanismos de intrusión de agua. **a)** Conificación. **b)** Barrido areal deficiente.

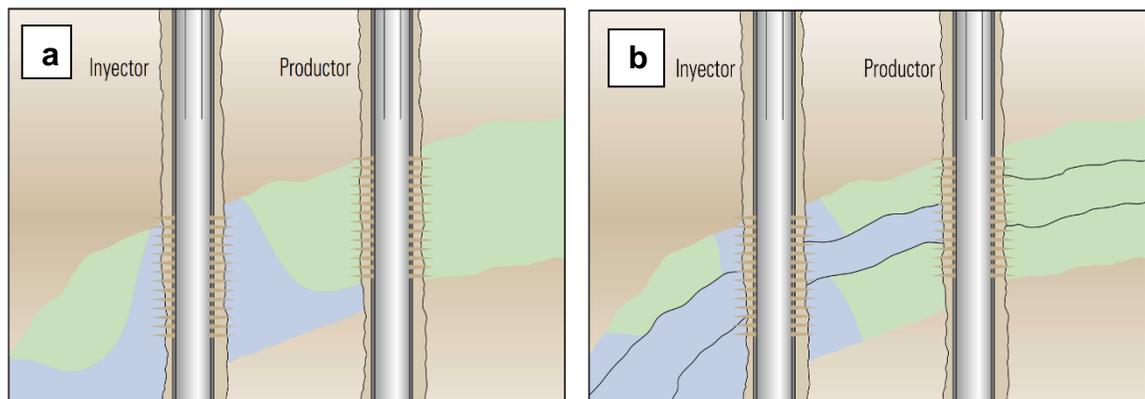


**Fuente:** Elaboración propia basada en: BAILEY, Bill, et al. Control del agua. Schlumberger: Oilfield Review, 2000.

**2.2.9 Capa segregada por gravedad.** Se genera al encontrarse una capa ancha con buena permeabilidad vertical y se produce la invasión de agua no deseada. El agua va hacia el fondo por efecto de gravedad, pero va subiendo el nivel del CAP debido a la permeabilidad vertical que se considera buena. Dicho efecto se ilustra en la **Figura 13-a**.

**2.2.10 Capa de alta permeabilidad con flujo transversal.** Este mecanismo de intrusión del agua es similar a la capa inundada sin flujo transversal. Pero se diferencia en que éste no tiene una barrera que detenga el flujo en el yacimiento. Es más difícil de controlar este efecto comparado con la capa inundada sin flujo transversal. Dicho efecto se ilustra en la **Figura 13-b**.

**Figura 11.** Mecanismos de intrusión de agua. **a)** Segregación gravitacional. **b)** Capa de alta permeabilidad con flujo transversal.



**Fuente:** Elaboración propia basada en: BAILEY, Bill, et al. Control del agua. Schlumberger: Oilfield Review, 2000.

## 2.3 HERRAMIENTAS DE DIAGNÓSTICO

El diagnóstico permite determinar el mecanismo por el cual se da una alta producción de agua con respecto a la producción de hidrocarburos, permitiendo seleccionar los pozos que requieren un control de agua y el método adecuado para la solución de este problema.

**2.3.1 Curvas de diagnóstico inicial.** Las curvas de producción permiten realizar un diagnóstico inicial del origen de la producción de agua no deseada en un pozo basándose en un análisis gráfico del historial de producción y la relación agua-petróleo de un pozo durante un periodo de tiempo determinado. Un diagnóstico inicial incluye el análisis de las siguientes curvas de producción:<sup>57</sup>

<sup>57</sup> RODRIGUEZ, Lina. Metodología y evaluación de la producción de hidrocarburos en un arreglo de cinco pozos influenciado por inyección de agua en un campo colombiano. Medellín: Universidad Nacional de Colombia. 2016. P 34-35

- **Curvas de producción tipo.** Corresponde a la gráfica de ejes cartesianos que contienen el caudal de fluidos versus el tiempo, permitiendo identificar el comportamiento de la producción de agua y petróleo durante un periodo de tiempo determinado y su relación con el caudal de producción total del pozo.
- **Gráfica de la producción de hidrocarburos y el corte de agua vs tiempo.** Mediante la representación gráfica de la producción de hidrocarburos y el corte de agua versus el tiempo en ejes cartesianos, se logra evaluar el punto en qué la producción de agua es mayor a la producción de hidrocarburo, el cual no necesariamente es cuando el BSW del pozo indique un valor del 50%.
- **Curva de declinación.** Hace referencia a la gráfica en coordenadas semilogarítmicas que permite relacionar gráficamente el caudal de petróleo y agua versus el tiempo, logrando identificar si el pozo presenta un comportamiento de producción normal o, por el contrario, tiene una declinación muy alta.

Con el fin de indicar el efecto de un proyecto de inyección en un pozo productor, se puede realizar una comparación entre las dos curvas de declinación en las cuales se representen la producción de hidrocarburo y la producción de fluido total de forma independiente; es decir que si un pozo no tiene ningún tipo de daño, presentará una declinación en la producción de hidrocarburo, pero no en la producción de fluido total y por lo contrario, un pozo que presente un incremento en la producción de fluido total con poca presencia de hidrocarburos presenta un daño y puede ser sometido a un proceso de control de agua.

**2.3.2 Curvas de Chan**<sup>58</sup>. Las curvas de Chan son una herramienta de gran aporte para el diagnóstico del mecanismo de intrusión de agua a los pozos productores de petróleo.

Las curvas de Chan son gráficos donde se compara la Relación Agua-Petróleo (RAP, o WOR en inglés) y su derivada con respecto al tiempo en escala doble logarítmica para comprender el comportamiento del flujo del yacimiento y determinar el mecanismo predominante de la producción excesiva de agua. Esta metodología de diagnóstico se puede aplicar ya sea para toda la vida productiva del pozo o cualquier periodo de tiempo, como el periodo de inyección de agua, presentando diversas ventajas tales como:<sup>59</sup>

- Utiliza principalmente datos de historial de producción disponibles.
- Se puede usar para diagnosticar rápidamente una gran cantidad de pozos.

---

<sup>58</sup> BONDAR, V.V. Analysis and interpretation of water oil ratio performance. SPE 77569. 2002.

<sup>59</sup> CHAN, K.S. Water Control Diagnostic Plots. Schumberger Dowell. SPE 30775. 1995.

- Permite comparar mecanismos de producción de agua entre pozos adyacentes, pozos con buena producción con pozos de producción problemática y realizar comparaciones por áreas o patrones de pozo.
- Mediante la curva de WOR vs producción acumulada de petróleo y la curva de disminución de la tasa de petróleo, se genera una metodología efectiva para la selección de pozos candidatos para tratamiento de control de agua.

Para dar un diagnóstico, este método agrupa los mecanismos de intrusión de agua en tres grupos:

Grupo 1: Corresponden a los mecanismos de entrada de agua de tipo mecánico: filtraciones en revestimiento, packer y tubería de producción; y flujo detrás del revestimiento.

Grupo 2: Involucra la presencia de Contacto Agua-Petróleo Dinámico y fracturas, fallas o canales que comunican acuíferos con intervalos productores.

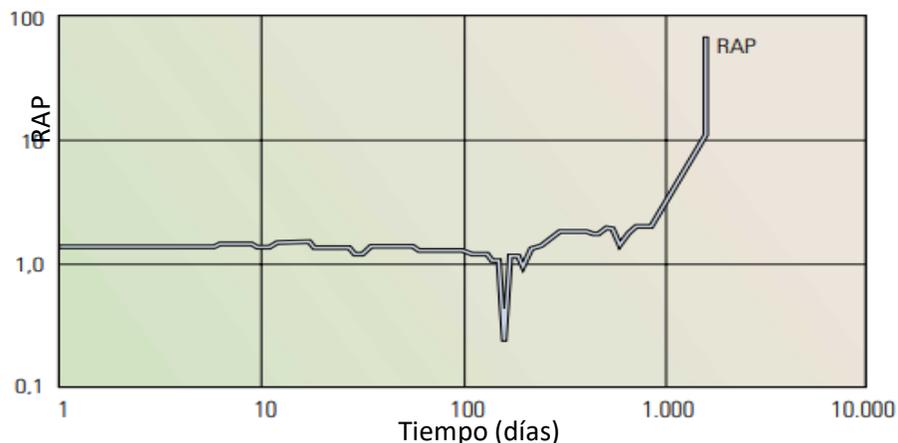
Grupo 3: Únicamente invasión de agua por Conificación.

#### • INTERPRETACIÓN DE LAS CURVAS DE CHAN:

❖ *Diagnóstico de intrusión de agua de tipo mecánico:*

La metodología de las curvas de Chan afirma que cuando se tiene un comportamiento estable en la Relación Agua Petrleo con respecto al tiempo y luego de un tiempo incrementa de manera vertical y no avanza con respecto al tiempo, el problema de intrusión de agua es de tipo mecánico, tal como se ilustra en la **Figura 14**.

**Figura 12.** Comportamiento de RAP vs. Tiempo para un diagnóstico de intrusión de agua de tipo mecánico.

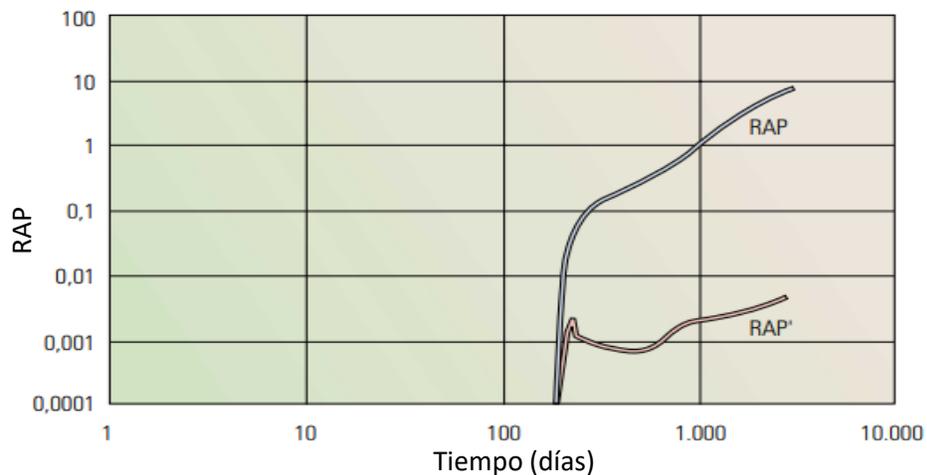


**Fuente:** Elaboración propia basada en: BAILEY, Bill, et al. Control del agua. Schlumberger: Oilfield Review, 2000.

❖ *Diagnóstico de intrusión de agua por C.A.P dinámico, fallas o fracturas:*

El diagnóstico ofrecido por la metodología de las curvas de Chan cuando la curva de Relación Agua-Petróleo tiene un comportamiento ascendente y su derivada también va en incremento, como se observa en la **Figura 15**. Lo anterior sugiere, que la producción de agua se debe a Contacto Agua-Petróleo dinámico o fracturas, fallas o canales. Se requiere de registros eléctricos para determinar el mecanismo de intrusión de agua; determinando las propiedades petrofísicas se concluirá si existe la presencia de fracturas, o si es un canal con alta permeabilidad, o si se trata de una capa de agua, donde se está extrayendo el hidrocarburo.

**Figura 13.** Comportamiento de RAP vs. Tiempo para un diagnóstico de intrusión de agua por contacto agua-petróleo dinámico o debido a fallas y/o fracturas.

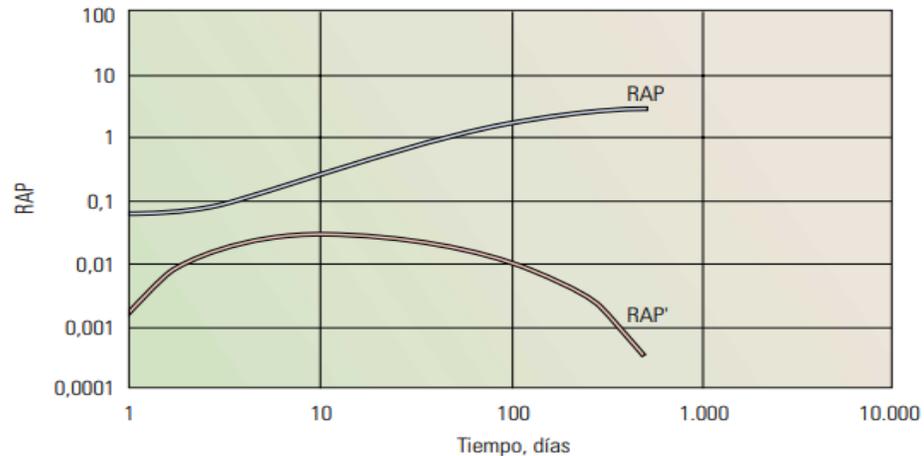


**Fuente:** Elaboración propia basada en: BAILEY, Bill, et al. Control del agua. Schlumberger: Oilfield Review, 2000.

❖ *Diagnóstico según las curvas de Chan para producción de agua elevada debido a conificación:*

Cuando se tiene un aumento en la Relación Agua-Petróleo y un leve incremento en su derivada, y un posterior descenso en la misma, como se ilustra en la **Figura 16**, la metodología de las curvas de Chan afirma que el mecanismo de intrusión de agua es la conificación.

**Figura 14.** Comportamiento de RAP vs. Tiempo para un diagnóstico de intrusión de agua por conificación.



**Fuente:** Elaboración propia basada en: BAILEY, Bill, et al. Control del agua. Schlumberger: Oilfield Review, 2000.

**2.3.3 Registros de producción y de integridad de la tubería.** Los registros de producción se consideran una herramienta esencial para el monitoreo del yacimiento a lo largo de su vida productiva, puesto que facilita la recopilación e interpretación de la información de los intervalos productores que cuentan con un mecanismo de entrada de agua o gas.

A menudo se realizan estudios de trazadores Interwell, los cuales proporcionan caracterizaciones muy valiosas y a su vez económicas de reservorios fracturados, especialmente para juzgar la aplicabilidad de los tratamientos con gel para disminuir la canalización.<sup>60</sup> Los datos obtenidos a partir de estos estudios proporcionan una mejor resolución de las heterogeneidades del yacimiento que los análisis de gradientes de presión<sup>61</sup>, garantizando una caracterización más detallada y precisa del yacimiento. Los resultados de los trazadores interwell indican si las fracturas están presentes y si son la causante de que se esté produciendo canalización de agua; la ubicación y dirección de los canales; el volumen de las fracturas; la conductividad de la fractura y la efectividad de un tratamiento reparador.<sup>62</sup>

<sup>60</sup> Wagner, O.R. The Use of Tracers in Diagnosing Interwell Reservoir Heterogeneities Field Results, 1977. P. 1410-1416.

<sup>61</sup> Datta-Gupta, A., Vasco, D.W., and Long. Sensitivity and Spatial Resolution of Transient Pressure and Tracer Data for Heterogeneity Characterization. Paper SPE 30589. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, 1995.

<sup>62</sup> Smith, L.R., Fast, C.R., and Wagner, O.R. Development and Field Testing of Large Volume Remedial Treatments for Gross Water Channeling, 1969. P. 1015-1025.

Con respecto al análisis de la producción de agua, se describen a continuación algunos de los registros de producción empleados para localizar las zonas de intrusión del agua en los pozos productores:

- **Registro de temperatura:** Permite medir la temperatura del pozo a diferentes profundidades, con el fin de detectar variaciones de temperatura debido al ingreso de líquidos o gas a través de fracturas.<sup>63</sup>
- **Medidores de tasa de flujo (flowmeters):** Permite evaluar las tasas de flujo, registrar el perfil de flujo y el porcentaje de producción de cada una de las zonas presentes que se encuentran activas, discriminando entre zonas productoras o ladronas de fluido en el pozo productor, evaluando la integridad del pozo e identificando fracturas o fugas de fluido.<sup>64</sup>
- **Registro gradiomanómetro:** Mide los cambios en el gradiente de presión identificando la naturaleza de los fluidos presentes en el pozo, dicho registro se puede escalar en unidades de densidad de fluido diferenciando entre agua, aceite o gas.<sup>65</sup>
- **Registro sónico compensado (BHC):** Mide la propagación del sonido con múltiples transmisores y receptores que emiten una señal sónica y registran sus impulsos respectivamente luego de propagarse a través del lodo, la formación y las paredes del pozo.<sup>66</sup>
- **Registro de cementación (CBL):** Permite realizar un perfil de adherencia de cemento mediante la propagación de un pulso acústico emitido por un transmisor a través de los materiales que rodean al instrumento, para que los dos receptores ubicados en la herramienta midan la amplitud y el tiempo de viaje de la onda acústica.<sup>67</sup>
- **Registro de densidad variable (VDL)<sup>68</sup>:** indica la calidad de adherencia del cemento al representar la amplitud de la onda recibida mediante una matriz variable del blanco al negro en la cual el color negro representa una amplitud de onda positiva, el blanco una amplitud negativa y el gris representa la intensidad de la amplitud positiva.

---

<sup>63</sup> Glover, P. Petrophysics. Reino Unido: University of Aberdeen, 2008.

<sup>64</sup> Porras Tirado, J. A., & Suarez Medina, J. F. Evaluación Técnico Financiera de un Sistema de Levantamiento Combinado Bombeo Mecánico e Hidráulico Para la Obtención de Información del Yacimiento por Medio de Registros de Producción en un Pozo en Campo Provincia, 2016.

<sup>65</sup> Lazarde, H. Interpretación de Perfiles de Producción, 2004.

<sup>66</sup> Moreno Vázquez, B. M. Aplicación e Interpretación del Registro Sónico Compensado BHC, 2011.

<sup>67</sup> Espinoza Okamoto, J. A. Técnicas y Mejoras en las Mediciones de los Registros de Secrorización de Adherencia de Cemento (SBT), 2007. P. 5-14

<sup>68</sup> Ibid. P. 15-21

Al detectar una zona en la que están ingresando volúmenes de agua, es importante identificar el corte de agua que presenta el pozo productor. Actualmente se han desarrollado analizadores de corte de agua que proporcionan una medida del contenido de agua en la mezcla agua-petróleo a condiciones de flujo, sin ser necesario una separación de estos fluidos antes de su medición.

## 2.4 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS DE ESTUDIO

A continuación, se realiza una caracterización de la producción de cinco pozos del campo de estudio, también se describen sus principales propiedades petrofísicas y los tratamientos a los que ha sido sometido cada uno de los pozos en cuestión. A partir de la información recopilada, se generan gráficas de producción, BSW y RAP.

**2.4.1 Pozo A.** El pozo A es un pozo desviado con una profundidad vertical de 4738 ft (TVD); que presento una producción promedio de 85 BOPD desde el inicio de su producción hasta abril de 2015 cuando fue cerrado al presentar un ingreso total del patrón de inyección en la zona y generando con esto una producción elevada de agua con respecto a la de petróleo; sin embargo, actualmente se desea evaluar la viabilidad de someter este pozo a un tratamiento de control de agua el cual garantice una producción rentable y permita su reapertura. El pozo A está compuesto por 35 intervalos productores cada uno con propiedades petrofísicas diferentes como se evidencia en la **Tabla 3**.

**Tabla 3 .** Propiedades petrofísicas de los intervalos productores en el pozo A.

| Intervalo | Tope (ft) | Base (ft) | Espesor (ft) | K (mD) | Porosidad (Adimensional) | Vol. Poroso (BLS) |
|-----------|-----------|-----------|--------------|--------|--------------------------|-------------------|
| 1         | 3908      | 3910      | 2            | 135    | 0,1785                   | 83088,18          |
| 2         | 3912      | 3916      | 4            | 63     | 0,1740                   | 161987            |
| 3         | 3918      | 3923      | 5            | 35     | 0,1455                   | 169318,4          |
| 4         | 3939      | 3942      | 3            | 35     | 0,1610                   | 112413,4          |
| 5         | 3946      | 3952      | 6            | 85     | 0,1353                   | 188868,5          |
| 6         | 3954      | 3958      | 3,5          | 124    | 0,1788                   | 145608            |
| 7         | 3967      | 3970      | 3            | 76     | 0,1345                   | 93910,59          |
| 8         | 3987      | 3989      | 2,5          | 100    | 0,1720                   | 100078,2          |
| 9         | 4021      | 4039      | 18           | 117    | 0,2315                   | 969827,6          |
| 10        | 4068      | 4074      | 5,5          | 62     | 0,2133                   | 272974,9          |
| 11        | 4086      | 4106      | 20           | 89     | 0,1918                   | 892557,9          |
| 12        | 4145      | 4147      | 2,5          | 64     | 0,1783                   | 103714,8          |
| 13        | 4112      | 4115      | 2,5          | 61     | 0,1540                   | 89604,9           |
| 14        | 4132      | 4136      | 4,5          | 36     | 0,1400                   | 146626,2          |
| 15        | 4145      | 4147      | 2,5          | 32     | 0,1567                   | 91156,5           |

**Tabla 3.** (continuación)

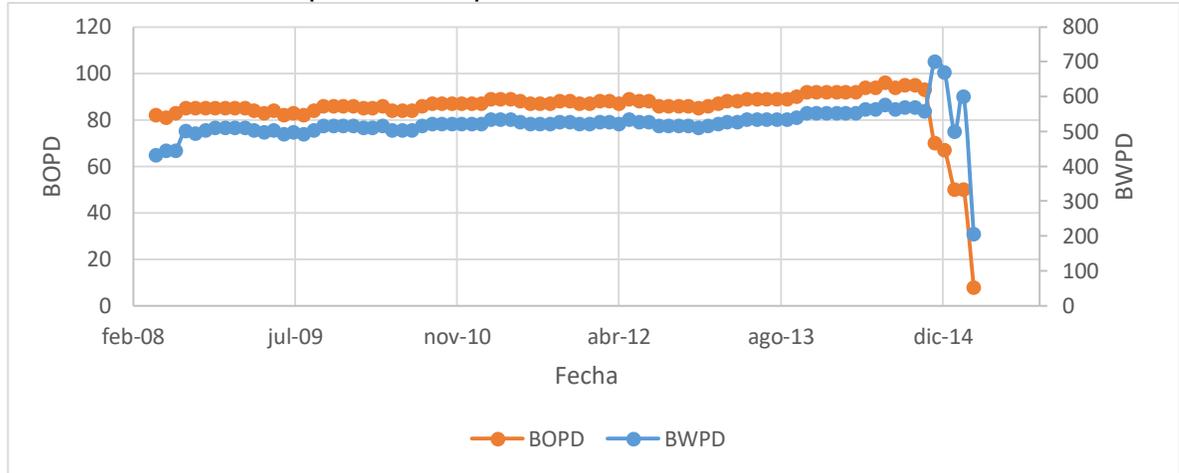
| <b>Intervalo</b>                               | <b>Tope (ft)</b> | <b>Base (ft)</b> | <b>Espesor (ft)</b> | <b>K (mD)</b> | <b>Porosidad (Adimensional)</b> | <b>Vol. Poroso (BLS)</b> |
|--|------------------|------------------|---------------------|---------------|---------------------------------|--------------------------|
| 16   | 4165             | 4176             | 11,5                | 103           | 0,1820                          | 487124,8                 |
| 17   | 4257             | 4263             | 5,5                 | 19            | 0,1383                          | 177076,4                 |
| 18   | 4285             | 4288             | 2,5                 | 108           | 0,1867                          | 108612                   |
| 19   | 4329             | 4332             | 3                   | 45            | 0,1547                          | 107991,4                 |
| 20   | 4335             | 4342             | 7                   | 20            | 0,1193                          | 194415,5                 |
| 21   | 4376             | 4379             | 3                   | 43            | 0,1437                          | 100310,9                 |
| 22   | 4382             | 4390             | 7,5                 | 57            | 0,1577                          | 275215,1                 |
| 23   | 4393             | 4396             | 3                   | 59            | 0,1537                          | 107293,1                 |
| 24   | 4400             | 4405             | 5,5                 | 37            | 0,1783                          | 228279,2                 |
| 25   | 4407             | 4414             | 7                   | 34            | 0,2003                          | 326379,1                 |
| 26   | 4431             | 4434             | 2,5                 | 38            | 0,1777                          | 103375,4                 |
| 27   | 4505             | 4520             | 15                  | 66            | 0,2320                          | 809935,2                 |
| 28   | 4530             | 4539             | 9                   | 106           | 0,2140                          | 448257,2                 |
| 29   | 4577             | 4591             | 14                  | 119           | 0,2233                          | 727700,4                 |
| 30   | 4599             | 4612             | 13,5                | 61            | 0,2050                          | 644108                   |
| 31   | 4614             | 4625             | 11                  | 70            | 0,2167                          | 554697                   |
| 32   | 4655             | 4658             | 3,5                 | 58            | 0,2107                          | 171607                   |
| 33   | 4666             | 4671             | 5                   | 59            | 0,1670                          | 194337,9                 |
| 34   | 4673             | 4677             | 4                   | 26            | 0,1750                          | 162918                   |
| 35   | 4683             | 4693             | 10                  | 25            | 0,1930                          | 449188,2                 |
| <b>Espesor total intervalos (ft)</b>           |                  |                  |                     |               | 228                             |                          |
| <b>Permeabilidad promedio por espesor (mD)</b> |                  |                  |                     |               | 62                              |                          |
| <b>Porosidad promedio por espesor (Ad)</b>     |                  |                  |                     |               | 0,1889                          |                          |
| <b>Total, volumen poroso (bls)</b>             |                  |                  |                     |               | 10000557                        |                          |

**Fuente:** Elaboración propia basada en los datos suministrados por el grupo de investigación.

En la **Gráfica 3** se presenta el historial de producción del pozo A, donde la producción de petróleo y de agua, mantienen una tendencia constante durante el periodo de tiempo comprendido entre mayo de 2008 a julio de 2014 en donde se obtuvo la máxima producción de petróleo (96 BOPD); sin embargo, fue en noviembre de ese mismo año cuando el caudal de petróleo declinó de manera continua, acompañado de un aumento en el corte de agua, la cual alcanzó su punto más alto en diciembre de 2014 (700 BOPD). Finalmente, en la **Gráfica 3** se evidencia que, durante los meses de enero, febrero, marzo y abril de 2015 el pozo

A disminuyó su producción de fluidos, pero aumento su relación agua-petróleo (RAP), razón por la cual se decidió cerrar el pozo.

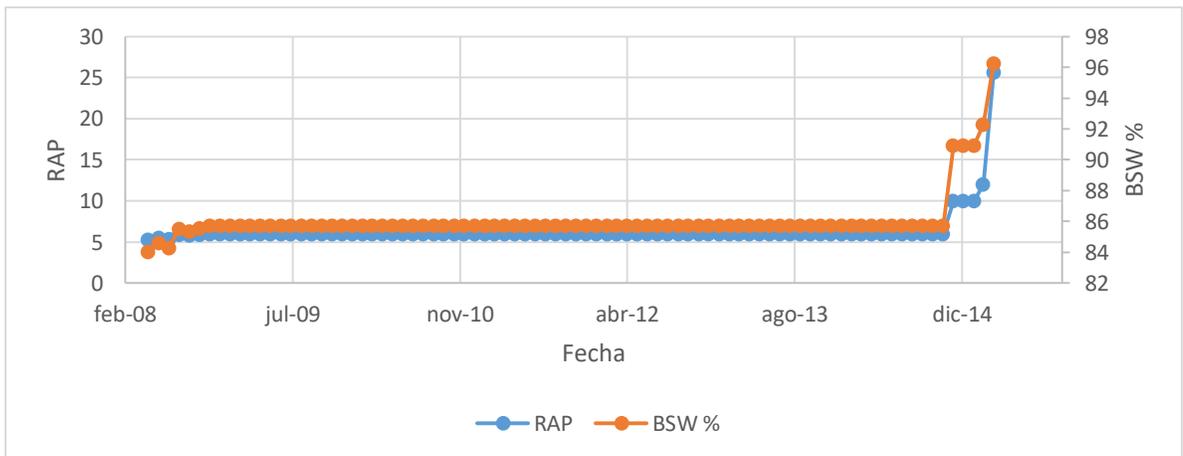
**Gráfica 3.** Curva de producción pozo A.



**Fuente:** Elaboración propia.

El pozo A presentó un incremento constante desde mayo a noviembre de 2008 en su relación agua-petróleo (RAP) alcanzando un valor de 6 barriles de agua por cada barril de petróleo producido; valor que se mantuvo estable hasta diciembre de 2014 cuando ingresó un patrón de inyección y provocó un aumento significativo del RAP durante los siguientes cuatro meses, alcanzado su valor máximo de 25,6 barriles de agua, por cada barril de petróleo producido y por consiguiente un valor de BSW de 96,2 %. En la **Gráfica 4** se ilustra el comportamiento del RAP y el BSW a lo largo de la vida productiva del pozo permitiendo identificar la presencia de un daño que provocó el aumento en la producción de agua.

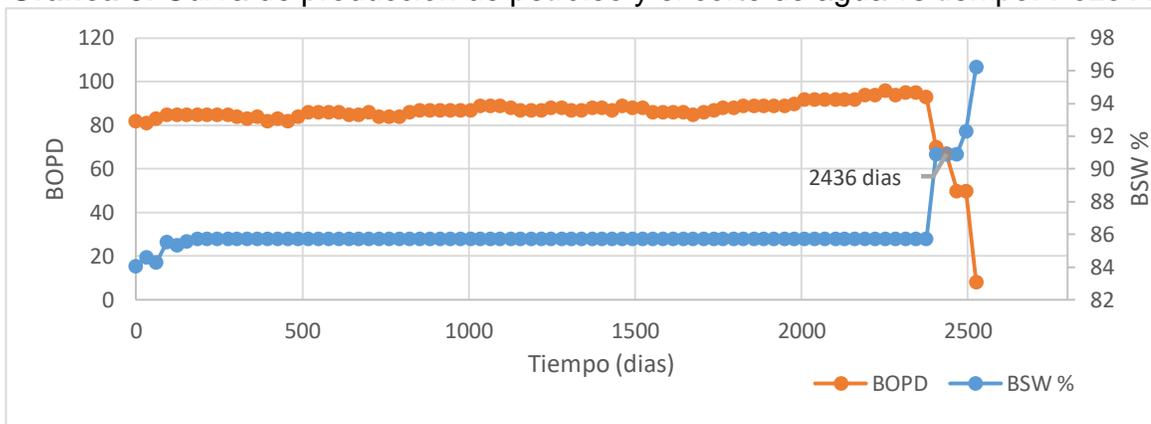
**Gráfica 4.** Curva RAP y BSW versus Tiempo para el Pozo A.



**Fuente:** Elaboración propia.

En la **Gráfica 5** se expone la producción de petróleo y el corte de agua en función del tiempo, tomando como punto inicial el día primero de mayo de 2008, fecha en la cual el pozo A presentó un BSW de 84 % debido a procesos de inyección de agua realizados previamente; sin embargo, al día 2436 (enero de 2015) el pozo ya presenta un BSW de 91% y se observa una declinación en la producción de petróleo al mismo tiempo que el corte de agua del pozo aumentó de forma significativa.

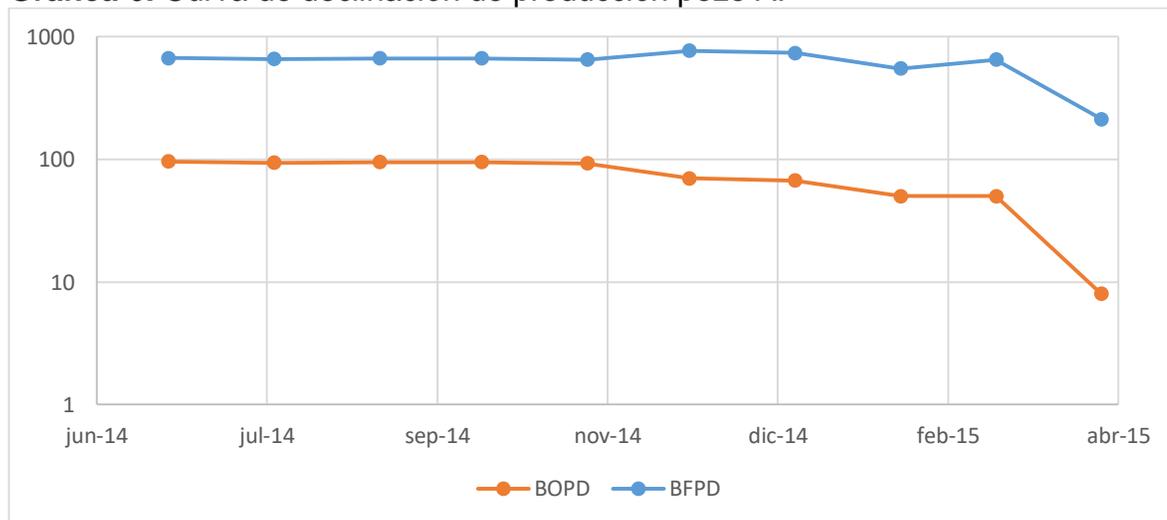
**Gráfica 5.** Curva de producción de petróleo y el corte de agua vs tiempo. Pozo A.



**Fuente:** Elaboración propia.

En la **Gráfica 6** se identifica que el pozo A presentó una declinación mayor en su producción de petróleo con respecto a la producción de fluido total, indicando que el agua producida incrementaba, remplazando el volumen de petróleo que se dejó de producir, lo cual se pudo generar por una posible recirculación del agua. Estos comportamientos en la declinación de producción indican que el pozo A podría ser sometido a un proceso de control de agua.

**Gráfica 6.** Curva de declinación de producción pozo A.



**Fuente:** Elaboración propia.

**2.4.2 Pozo B.** El pozo B mantuvo una tendencia creciente en su producción de petróleo desde el mes agosto del año 2011 hasta el mes de octubre del 2014. Para la primera fecha se presentó una producción de cinco barriles de agua por cada barril de petróleo, relación que aumentó cada año hasta alcanzar un valor de 12 barriles de agua por cada barril de petróleo. En el mes de noviembre del año 2014 se evidenció una afectación a la producción de petróleo causada por el ingreso de un patrón de inyección generando un aumento en el volumen de agua producido; sin embargo, fue en el mes de marzo del 2015 cuando se evidenció la entrada total del patrón de inyección recuperando la producción petróleo, al mismo caudal que producía previo a la intrusión del patrón de inyección, pero la relación agua petróleo se mantuvo constante, hasta el mes de mayo en el año 2017. Luego de esta fecha se produjo un descenso en la producción de barriles de petróleo y un aumento en la RAP, la cual llegó hasta 28.

A continuación, en la **Tabla 4** se muestran las propiedades petrofísicas correspondientes al pozo B:

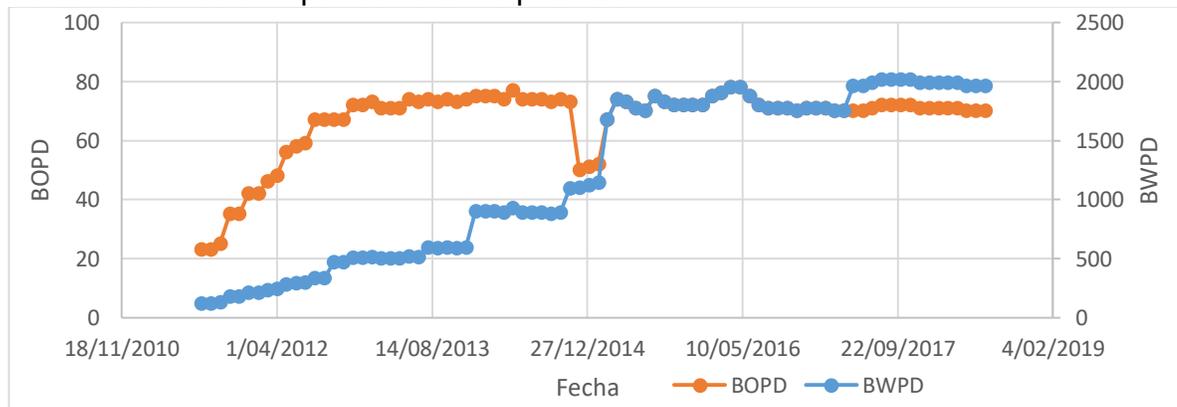
**Tabla 4.** Propiedades petrofísicas de los intervalos productores en el pozo B.

|   |          |
|---|----------|
| Espesor total intervalos (ft)                 | 217      |
| Permeabilidad promedio por espesor (mD)       | 66       |
| Porosidad promedio por espesor (Adimensional) | 0,1725   |
| Total, volumen poroso (bls)                   | 10000446 |

**Fuente:** Elaboración propia.

En la **Gráfica 7** se presenta la curva de producción de fluidos líquidos correspondientes al pozo B, en el cual se aprecia un crecimiento relativamente constante desde el año 2011 hasta finales del año 2014, fecha en la cual, se introdujo el patrón de inyección en el pozo, aumentando significativamente la producción de barriles de agua y disminuyendo la tasa de producción de petróleo durante los 5 meses del evento mencionado.

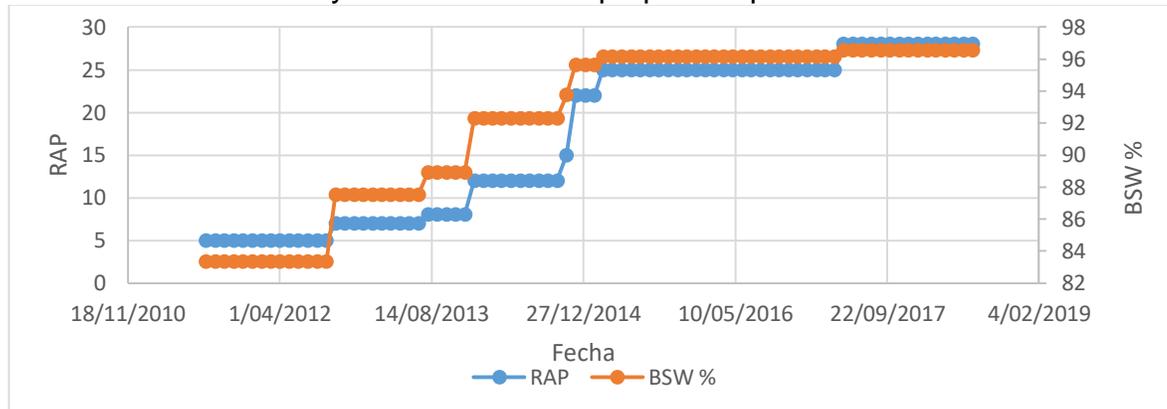
**Gráfica 7.** Curva de producción del pozo B.



**Fuente:** Elaboración propia.

El pozo B presenta una tendencia creciente tanto en la relación agua petróleo, como en el BSW tal se ilustra en la **Gráfica 8**. Con respecto a la RAP, se tiene una tendencia constante a través del tiempo con un incremento en las siguientes fechas: septiembre de 2012, agosto del 2013, enero del 2014, noviembre del 2014, diciembre del 2014, enero del 2015, marzo del 2015, mayo de 2017. La tendencia de la BSW se ve directamente asociada al incremento en la relación agua petróleo, debido a la cantidad de agua que acompaña a la producción de petróleo.

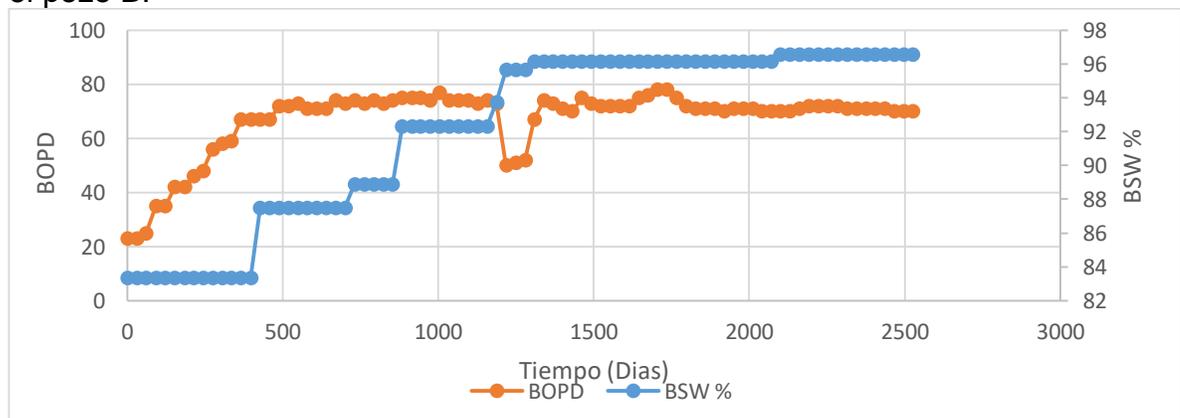
**Gráfica 8.** Curva RAP y BSW versus tiempo para el pozo B.



**Fuente:** Elaboración propia.

En la **Gráfica 9** se observa la producción de petróleo y el corte de agua en función del tiempo, tomando como punto inicial el día primero de agosto del año 2011, donde se presentó un BSW de 83,3%. En el mes de noviembre del año 2014, se dio un descenso muy marcado en la producción de petróleo debido al patrón de inyección de agua, por lo que se requiere de un análisis más detallado mediante curvas de diagnóstico para observar este cambio de tendencia en las curvas de producción de petróleo y porcentaje de agua y sedimentos.

**Gráfica 9.** Curva de producción de petróleo y el corte de agua versus tiempo para el pozo B.



**Fuente:** Elaboración propia.

**2.4.3 Pozo C.** El pozo C fue sometido a un evento de Workover en el mes de octubre del año 2009, el cual terminó tres meses después, es decir, en el mes de diciembre del mismo año; este evento consistió en una operación de pesca la cual consiste en recuperar herramientas o tubería que son indeseadas en el pozo, y que no se pueden recuperar si no es mediante esta operación; y generó una disminución en la producción de petróleo durante este periodo tiempo; sin embargo, posterior a dicho evento de pozo, se recuperó el caudal de producción de petróleo. Para el mes de noviembre del año 2014, se ingresó un patrón de inyección en el pozo, el cual generó una disminución drástica en la producción de barriles de petróleo, aumentando la relación agua petróleo en gran medida. Al terminar el ingreso del patrón de inyección, se obtuvo un incremento leve en la producción de petróleo con respecto a la producción de agua. En la **Tabla 5** se observan las principales propiedades petrofísicas que presenta el pozo en cuestión.

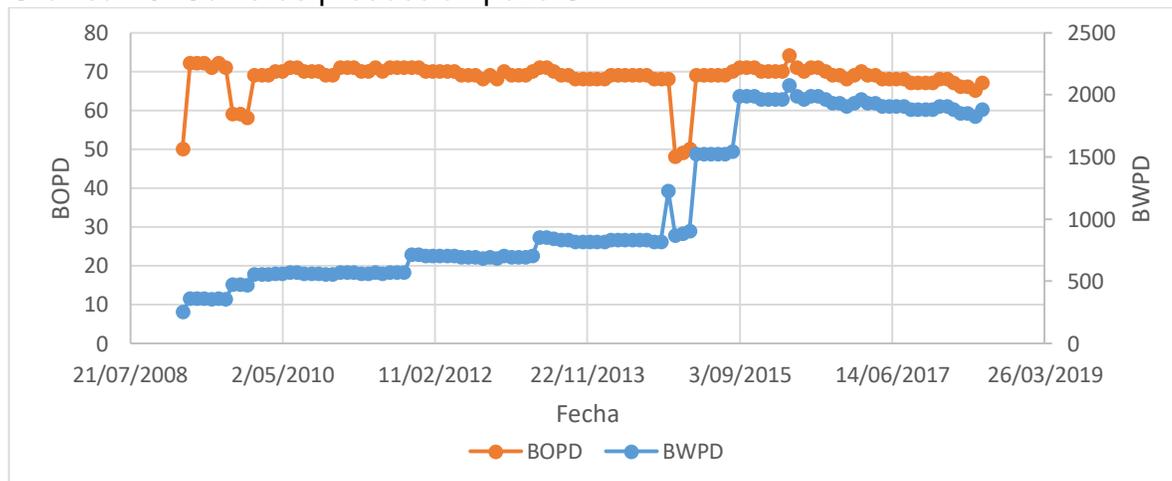
**Tabla 5.** Propiedades petrofísicas del pozo C.

|   |          |
|---|----------|
| Espesor total intervalos (ft)                 | 256      |
| Permeabilidad promedio por espesor (mD)       | 69       |
| Porosidad promedio por espesor (Adimensional) | 0,1664   |
| Total, volumen poroso (bls)                   | 10000003 |

**Fuente:** Elaboración propia.

En la **Gráfica 10**, se presenta la curva de producción del pozo C, en la cual se puede observar como disminuyó la producción de petróleo debido a un evento de Workover en el pozo, el cual, luego de ser terminado, mantuvo una producción constante similar a la que tenía antes de ser realizada esta operación. Lo mismo ocurre con la producción en el año 2014, donde declinó drásticamente la producción de petróleo debido al ingreso de un patrón de inyección; no obstante, luego de ingresar totalmente el patrón, éste recuperó su tendencia a producir de manera constante similar a como producía antes de iniciar el ingreso del patrón de inyección.

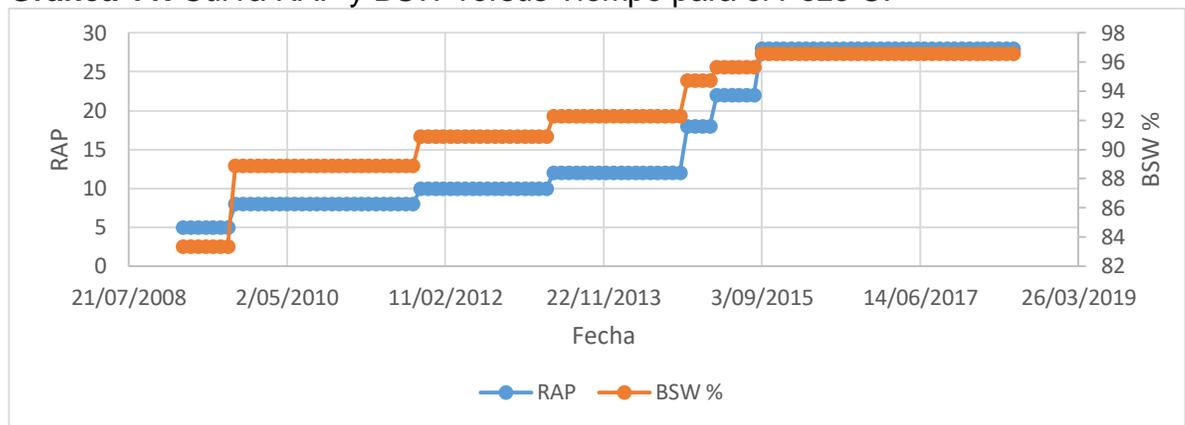
**Gráfica 10.** Curva de producción pozo C.



**Fuente:** Elaboración propia.

El pozo C presenta una tendencia creciente tanto en su relación agua petróleo (RAP) como en su contenido de agua y sedimentos (BSW) a lo largo de su vida productiva tal como se observa en la **Gráfica 11**. De igual forma se identifica que a medida que aumenta la producción de agua en la **Gráfica 10** se observa un aumento en la RAP de la **Gráfica 11** alcanzando una producción de 25 barriles de agua por cada barril de petróleo y un valor mayor al 96% de BSW debido al proceso de inyección de agua al cual es sometido el pozo; razón por la que es necesario evaluar si el pozo C es candidato a un proceso de control de agua.

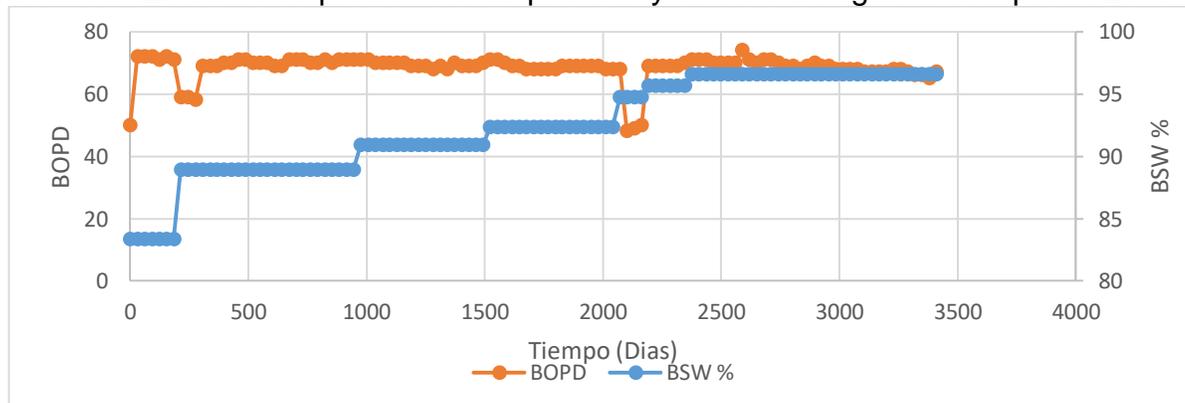
**Gráfica 11.** Curva RAP y BSW versus Tiempo para el Pozo C.



**Fuente:** Elaboración propia.

En la **Gráfica 12** se observa que el pozo C presenta una tendencia lineal casi constante en su producción de petróleo, donde los puntos de declive están en eventos realizados al pozo C; mientras que, en la tendencia del corte de agua a lo largo de la vida productiva del pozo, se observa que va en incremento, hasta que finalmente la producción de petróleo disminuye y el corte de agua toma valores relativamente altos que generan la necesario evaluar la viabilidad de controlar la producción de agua.

**Gráfica 12.** Curva de producción de petróleo y el corte de agua vs tiempo. Pozo C.



**Fuente:** Elaboración propia.

**2.4.4 Pozo D.** El pozo D es un pozo con buen espesor de intervalos productores, con una porosidad considerada buena a comparación de otros pozos en Colombia siendo esta de 19,23%. Ha tenido una tendencia a incrementar tanto en producción de petróleo como en producción de agua, y solo ha sido sometida a un evento de pozo, el cual consistió en el ingreso de un patrón de inyección de agua en el año 2014. En la **Tabla 6**, expuesta a continuación, se puede observar el resumen de las propiedades petrofísicas correspondientes al pozo D.

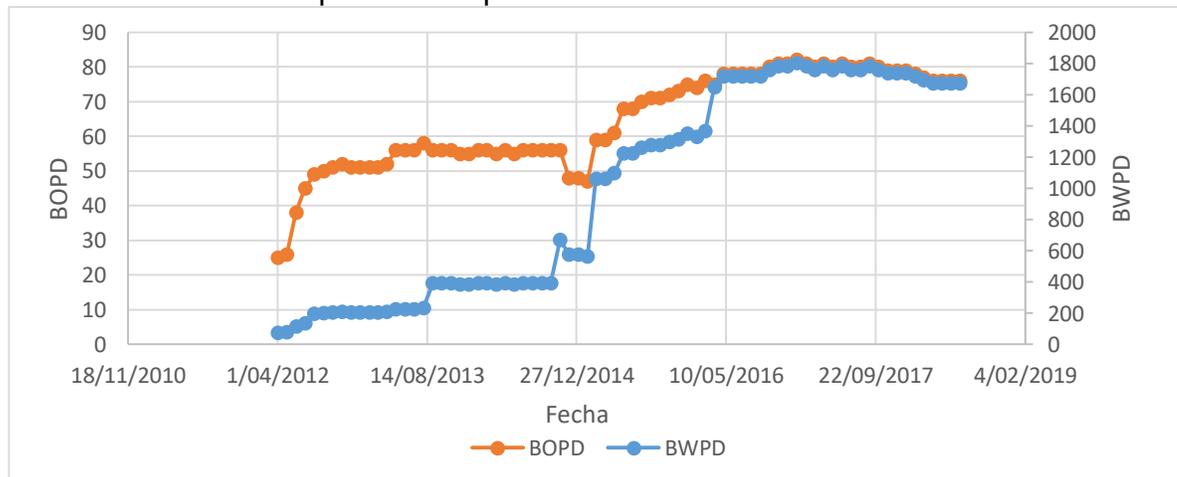
**Tabla 6.** Propiedades petrofísicas del pozo D.

|   |          |
|---|----------|
| Espesor total intervalos (ft)                 | 232      |
| Permeabilidad promedio por espesor (mD)       | 63       |
| Porosidad promedio por espesor (Adimensional) | 0,1923   |
| Total, volumen poroso (bls)                   | 10000602 |

**Fuente:** Elaboración propia.

En la **Gráfica 13** se puede observar la curva de producción de pozo D; es un pozo que tuvo una producción que aumentaba a lo largo del tiempo, aproximadamente desde el mes de abril del año 2012, hasta el mes de agosto del mismo año. Luego tuvo una producción constante de petróleo, mientras que la producción de agua iba en incremento. Hasta el mes de noviembre del año 2014, se observa un punto de declive en la producción de petróleo mientras que la producción de agua se vio en aumento, esto debido a que para esa fecha se ingresó un patrón de inyección de agua, el cual efectivamente aumentó significativamente la producción de petróleo hasta el año 2018; sin embargo, también incrementó la producción de agua de manera excesiva.

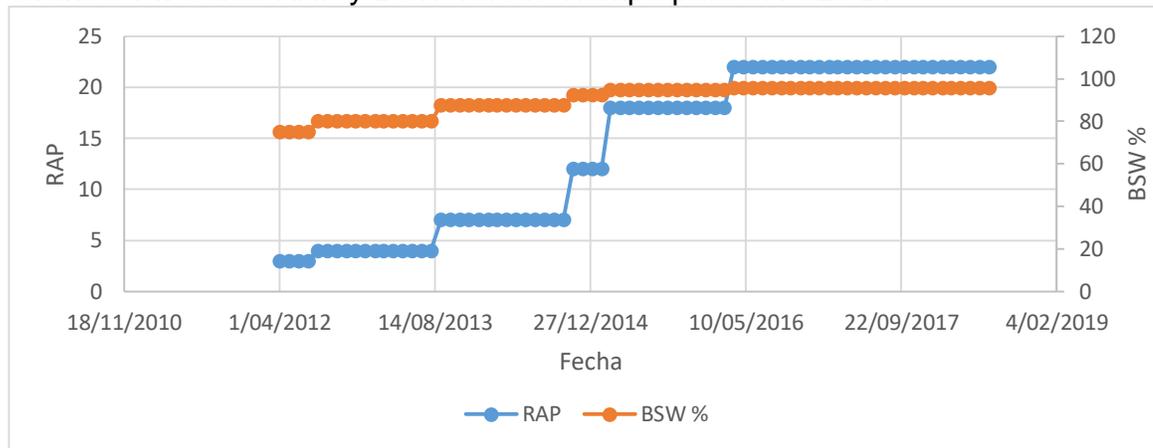
**Gráfica 13.** Curva de producción pozo D.



**Fuente:** Elaboración propia.

En la **Gráfica 14** se observa el comportamiento de la relación agua petróleo (RAP) y el corte de agua (BSW) del pozo D a lo largo del tiempo de vida productiva. A través de la gráfica se evidencia que la relación agua petróleo pasa de producir tres barriles de agua por cada barril de petróleo a producir veintidós barriles de agua por cada barril de petróleo. Con un porcentaje de corte de agua que va desde aproximadamente el 80% desde el inicio de vida productiva del pozo D hasta llegar a 95,7% de corte de agua, por lo que decide cerrarse el pozo por falta de rentabilidad económica para mantener en pozo al mismo.

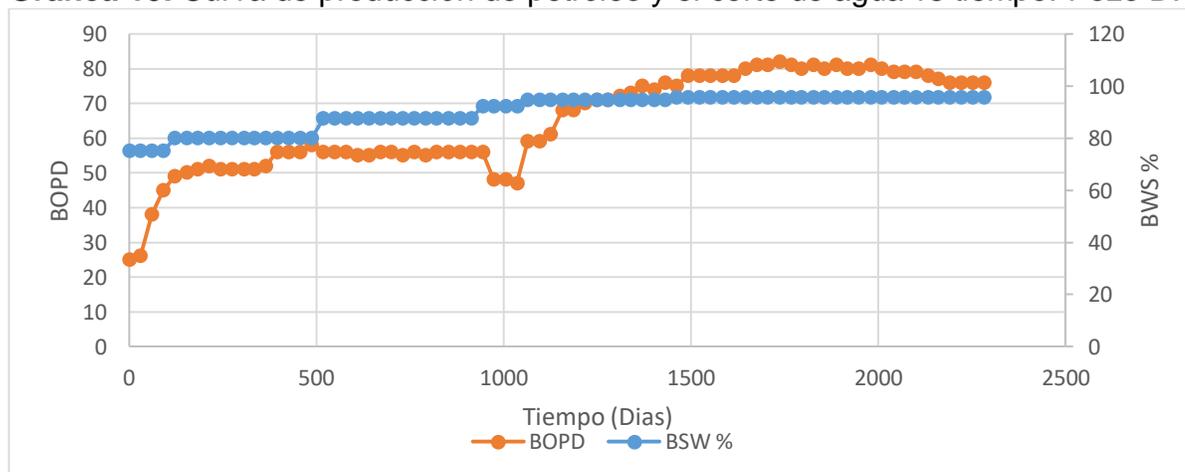
**Gráfica 14.** Curva RAP y BSW versus Tiempo para el Pozo D.



**Fuente:** Elaboración propia.

En la **Gráfica 15** se evidencia que el cierre del pozo D en el año 2018 se debe por presentar un corte de agua de 95,7% en el año mencionado y la declinación lenta en la producción de petróleo a partir del año 2017, es decir, a partir del día 2040 de la vida productiva del pozo D.

**Gráfica 15.** Curva de producción de petróleo y el corte de agua vs tiempo. Pozo D.



**Fuente:** Elaboración propia.

**2.4.5 Pozo E.** El pozo E presenta una producción promedio de 76 BOPD desde enero de 2006 a julio de 2018, período en el cual su producción se vio afectada por dos manifestaciones sociales por parte de las comunidades aledañas al campo en estudio en los meses de noviembre de 2006 y agosto de 2007, cuando fue necesario reducir la tasa de producción del pozo. El pozo E fue sometido a operaciones de Workover en septiembre de 2008, que consistían en limpieza de arenas debido a la alta producción de las mismas, y presentó un ingreso total del patrón de inyección en marzo de 2015 generando un aumento significativo en la producción de agua con respecto a la de petróleo; sin embargo, en enero de 2016 se realizaron trabajos de aislamiento, los cuales permitieron un aumento progresivo en la producción. La **Tabla 7** Agrupa un valor promedio de las propiedades petrofísicas e información adicional para el análisis correspondiente al pozo E.

**Tabla 7.** Propiedades petrofísicas de los intervalos productores en el pozo E.

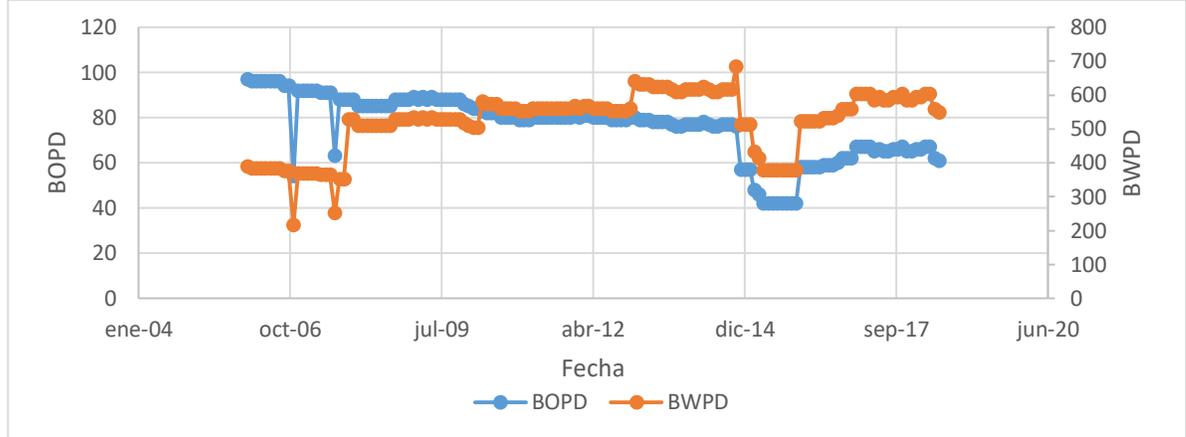
|   |          |
|---|----------|
| Espesor total intervalos (ft)                 | 265      |
| Permeabilidad promedio por espesor (mD)       | 58       |
| Porosidad promedio por espesor (Adimensional) | 0,1525   |
| Total, volumen poroso (bls)                   | 10000012 |

**Fuente:** Elaboración propia.

En la **Gráfica 16** se observa un comportamiento similar en la producción de petróleo y agua al comienzo de la producción del pozo E, luego se observa un aumento constante en la producción de agua, mientras que la producción de hidrocarburos descendía, esto probablemente debido por la acumulación de presión durante el periodo de tiempo que el pozo redujo su tasa producción por las manifestaciones de la comunidad.

La **Gráfica 16** identifica una declinación continua en la producción de petróleo del pozo E durante el periodo de tiempo comprendido entre septiembre de 2007 y noviembre de 2014, mes en que inició el ingreso del patrón de inyección generando un aumento en la producción de agua, acompañada de una reducción continua en la producción de petróleo llevándola a alcanzar su nivel más bajo de 42 BOPD durante ocho meses comprendidos entre mayo de 2015 hasta diciembre de 2015, posteriormente en enero de 2016 se aislaron algunas zonas permitiendo un aumento progresivo en la producción de fluido, es decir se evidencia un aumento en tanto en la producción de agua como en la de petróleo.

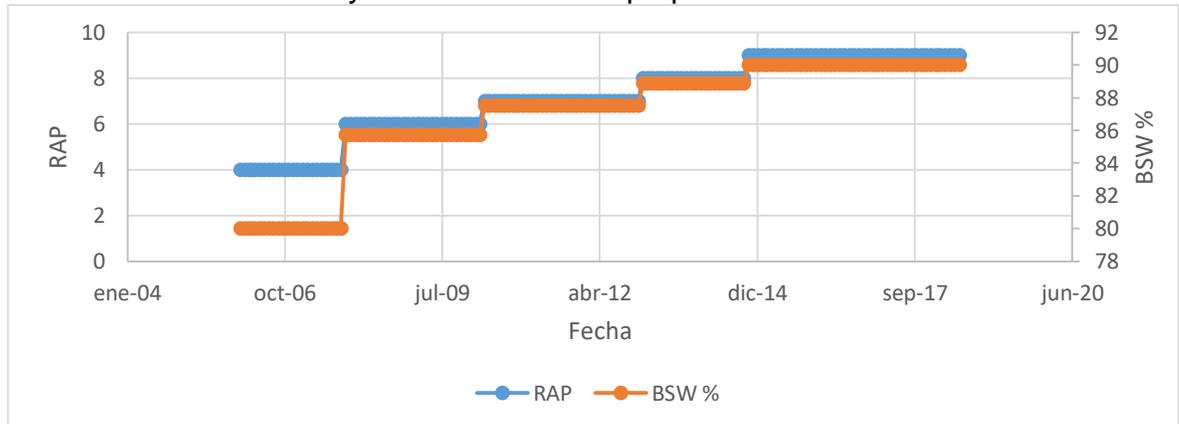
**Gráfica 16.** Curva de producción pozo E.



**Fuente:** Elaboración propia.

Teniendo en cuenta la **Gráfica 17**, se observa un comportamiento similar en la curva de la RAP y de BSW. A partir de la anterior afirmación se resume que inicialmente el pozo E presentó una producción de cuatro barriles de agua por cada barril de petróleo junto con un BSW de 80% durante 22 meses comprendidos entre enero de 2006 hasta octubre de 2007; posterior a este periodo de tiempo, se inició una producción de seis barriles de agua por cada barril de petróleo con un BSW de 86%, aumento generado tras la restauración de la tasa de producción después de la última manifestación de las comunidades; finalmente, el pozo E presenta otra etapa de su vida productiva en la cual presenta una producción de nueve barriles de agua por cada barril de petróleo con un BSW de 90%, este aumento se generó por el ingreso total del patrón de inyección en marzo de 2015; problema que se intentó solucionar aislando algunas zonas obteniendo resultados poco favorables al presentar un aumento en la producción de petróleo pero no una disminución en la RAP y el BSW, razón por la que se desea evaluar la viabilidad de someter este pozo a un control de producción de agua para obtener una producción rentable.

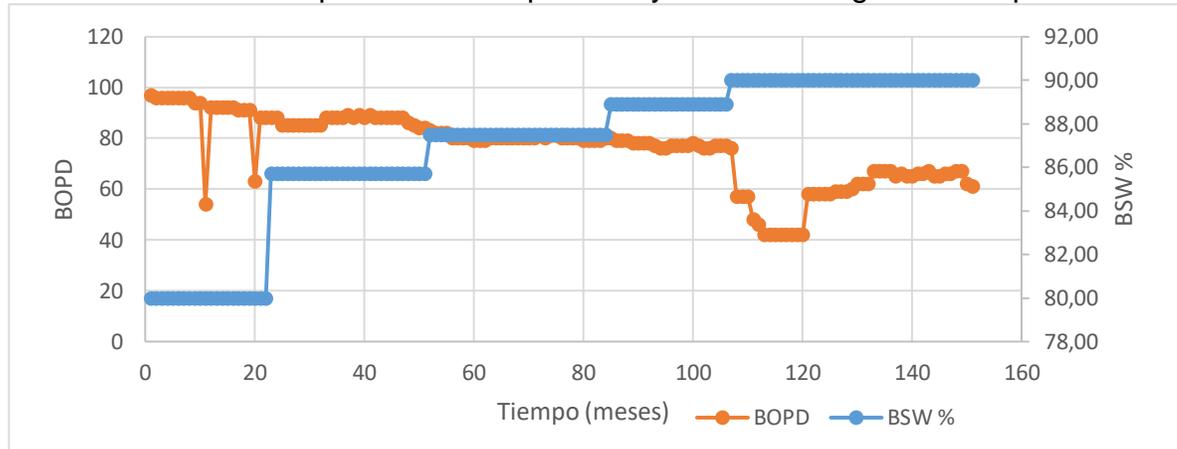
**Gráfica 17.** Curva RAP y BSW versus Tiempo para el Pozo E.



**Fuente:** Elaboración propia.

Tomando como punto inicial el primero de enero de 2016 se ilustra en la **Gráfica 18** un BSW inicial del 80% debido al proyecto de inyección de agua a que es sometido el pozo; sin embargo, fue hasta junio de 2010 cuando el pozo E presenta un BSW del 87,5 % e inició una declinación constante de la producción de hidrocarburo acompañado de un aumento progresivo en el corte de agua del pozo, afectando de esta forma la viabilidad de la extracción del hidrocarburo.

**Gráfica 18.** Curva de producción de petróleo y el corte de agua vs tiempo. Pozo E.



**Fuente:** Elaboración propia.

Finalmente, luego de realizar un análisis cualitativo y cuantitativo de los cinco pozos del campo en estudio se identifica una producción significativa de agua junto con tendencias diferentes en el incremento de dicha producción en cada uno de los pozos; por tal razón es importante relacionar mediante las curvas diagnóstico de Chan la producción de agua y petróleo con los diferentes mecanismos de intrusión de agua, permitiendo evaluar la viabilidad de someter cada uno de estos pozos a un control de producción de agua mediante métodos químicos teniendo en cuenta sus características y propiedades junto con el panorama actual de la industria petrolera.

### 3 EJECUCIÓN DEL ANÁLISIS MULTICRITERIO

En este capítulo se define el concepto de análisis multicriterio, se explican algunos de los métodos más conocidos y se evalúan las diferentes variables necesarias para el desarrollo y ejecución del mismo; posteriormente se presenta el diseño del árbol de decisiones con el cual se lleva a cabo la realización del algoritmo.

#### 3.1 GENERALIDADES DE UN ANÁLISIS MULTICRITERIO

El análisis multicriterio es una herramienta de apoyo en la toma de decisiones durante el proceso de planificación de un proyecto<sup>69</sup>, que permite integrar diferentes variables de acuerdo al criterio de actores en un solo marco de análisis.

En un análisis multicriterio se deben identificar las partes del sistema, reconocer el peso de las variables de éste, identificar vínculos entre ellas y proponer finalmente, una solución racional.

El desarrollo de un análisis multicriterio implica:

- La existencia de un problema u objetivo a resolver.
- La existencia de varias soluciones posibles para el objetivo planteado.
- La definición de la mejor alternativa para llegar al objetivo planteado, ya sea mediante la optimización de capital y/o materia prima.

#### 3.2 TIPOS DE ANÁLISIS MULTICRITERIO<sup>70, 71, 72, 73</sup>

Para el desarrollo de un análisis multicriterio se debe definir el objetivo final al que se quiere llegar, además del tipo de datos con el cual se tomará el criterio. En la **tabla 3** se describen los principales tipos de análisis multicriterio teniendo en cuenta sus respectivos datos de entrada y salida.

---

<sup>69</sup> TOBON, Wolke. Análisis multicriterio. CONABIO, 2013. P. 2-5.

<sup>70</sup> Ibid. P. 2-8.

<sup>71</sup> GALARZA, Sandra, et al. Herramienta de análisis multi-criterio como soporte para el diseño del programa social de la facultad de ingeniería. ICESI, 2011. P. 177-182.

<sup>72</sup> LA PAIX, Lissy, et al. Desarrollo de una metodología multicriterio para la evaluación de la investigación del transporte. TRANSyT, 2010. P. 3-23.

<sup>73</sup> ETXANO, Iker. Evaluación de la política de espacios naturales protegidos: una propuesta metodológica para la comunidad autónoma del país vasco.

**Tabla 8.** Tipos de análisis multicriterio

| NOMBRE            | DESCRIPCIÓN   | DATOS DE ENTRADA  | DATOS DE SALIDA  |
|-------------------|---|---|--|
| <b>MAXIMAX</b>    | Es un tipo de análisis basado en una toma de decisiones optimista.  | Elección de las opciones que generen mayores ganancias.   | Resultados óptimos.  |
| <b>MAXIMIN</b>    | Se trata de lograr lo mejor estando en las peores condiciones. Se sabe que cualquiera de las opciones genera pérdidas.                  | Elección de las opciones que tengan un equilibrio entre un bajo costo y una mayor rentabilidad.                         | Resultados óptimos, que genere una mayor rentabilidad para un proyecto.  |
| <b>REGIME</b>     | Es un método cualitativo y cuantitativo, en el cual se definen los pesos que miden el efecto de cada variable respecto a los criterios. | Una matriz de evaluación junto a un conjunto de pesos.  | Información acerca de la importancia de los pesos de las variables con respecto al criterio que se está evaluando. |
| <b>ELECTRE I</b>  | Permite evaluar las ventajas y desventajas entre las alternativas de cada criterio y jerarquizarlas de mejor a peor.                    | Operaciones efectuadas en tablas o matrices, mediante la clasificación de criterios por cada alternativa.               | Jerarquización de las alternativas de mejor a peor.  |
| <b>ELECTRE II</b> | Se diseñó con el fin de tratar los problemas de ELECTRE I, con respecto a la determinación del orden de las opciones.                   | Operaciones efectuadas en tablas o matrices, mediante una mejora en la clasificación de criterios por cada alternativa. | Mejora en la jerarquización de las alternativas de mejor a peor.   |

**Tabla 8** (continuación)

| NOMBRE             | DESCRIPCIÓN   | DATOS DE ENTRADA   | DATOS DE SALIDA  |
|--------------------|---|--|--|
| <b>ELECTRE III</b> | Mejora la incertidumbre y la imprecisión de su antecesor.   | Operaciones efectuadas en tablas o matrices, mediante una mejora en la clasificación de criterios. | Dos ordenaciones parciales del conjunto de alternativas potenciales. |
| <b>MELCHIOR</b>    | Es un método semiordinal. Exige un preorden de relaciones binarias.   | Alternativas en desorden.  | Clasificación de alternativas de mejor a peor.                       |
| <b>EVAMIX</b>      | Es un método de concordancia en el cual se pueden usar datos ordinales. Se debe hacer uso de una distribución uniforme para obtener el valor de los pesos de cada variable. | Variables ordinales.   | Resultados óptimos basado en la entrada de datos ordinales.          |

**Fuente:** Elaboración propia.

La evaluación que se lleva a cabo en el proyecto de investigación involucra aspectos de tipo cuantitativos o cualitativos; es necesario emplear un análisis multicriterio junto a una matriz de expertos que permita jerarquizar cada una de las variables relacionadas a un tratamiento químico para control de producción de agua para la toma de decisiones desde el punto de vista técnico y económico de un control de producción de agua; por tal motivo y teniendo en cuenta la **Tabla 8** se decide emplear un análisis multicriterio de tipo Regime, el cual permite analizar las diferentes variables involucradas en la selección de pozos candidatos a un control de producción de agua.

### 3.3 DESARROLLO DEL ANÁLISIS MULTICRITERIO

Para el desarrollo del análisis multicriterio, se necesita definir los parámetros que definen si puede llevarse a cabo o no un tratamiento de control de producción de agua. Se hace uso de una matriz de expertos para definir los pesos que tendrá cada variable sobre las alternativas planteadas según el árbol de decisiones. Posteriormente, se procede a ejecutar el análisis Regime para obtener los resultados de salida en el algoritmo.

**3.3.1 Parámetros para el desarrollo del análisis multicriterio.** Para el desarrollo del análisis multicriterio se evalúan cinco (5) variables, las cuales son consideradas de mayor importancia tanto a nivel técnico como económico para un proceso de selección de pozos candidatos a un tratamiento de control de producción de agua, ya que depende de los valores de cada variable, si se puede o no someter el pozo a un control de producción de agua mediante un método químico en fondo de pozo. Las variables a evaluar son: la producción de agua, producción de petróleo, precio de tratamientos, precio del barril de petróleo y las propiedades petrofísicas. A continuación, se describe la variable y el motivo de selección de la misma:

- **Producción de agua:** La producción de agua es una de las variables presentes durante toda la vida productiva de un pozo y la causante de problemas como la generación de incrustaciones, la migración de finos o el incremento del costo energético de la extracción de hidrocarburos<sup>74</sup>; debido a esto se considera importante el análisis del historial de producción de agua, determinado incrementos bruscos en el volumen de agua producido y su consecuente disminución de la producción de hidrocarburo.<sup>75</sup>

Conforme pasa el tiempo, un pozo productor tiende a aumentar su RAP afectando la rentabilidad de la extracción de hidrocarburos.<sup>76</sup>

- **Producción de petróleo:** A la hora de seleccionar los pozos candidatos a un control de producción de agua se analiza el comportamiento de la producción de petróleo en cada uno de ellos, para identificar el grado de afectación generado por la excesiva producción de agua mediante curvas de BSW junto a caudal de petróleo producido, y de esta forma se evalúa la viabilidad de un tratamiento para mitigar la producción de agua afectando lo mínimo posible la producción de petróleo, y garantizar que se siga con la extracción de hidrocarburos de manera rentable.

---

<sup>74</sup> ZUBILLAGA, Augusto. et al. Control de agua aplicación de nuevas técnicas y productos. Petrotecnia. Febrero 2004, p. 69.

<sup>75</sup> RODRIGUEZ, Lina. Metodología y evaluación de la producción de hidrocarburos en un arreglo de cinco pozos influenciado por inyección de agua en un campo colombiano. Medellín: Universidad Nacional de Colombia. 2016. P 34-35

<sup>76</sup> ZUBILLAGA, Control de agua aplicación de nuevas técnicas y productos, Op. Cit. P. 69.

- **Precio de tratamientos:** El precio de tratamiento químico para el control de agua producida en un pozo se considera una inversión asociada a la producción del hidrocarburo; sin embargo, al aumentar el volumen de agua se genera un incremento en los costos de procesamiento, que afecta la rentabilidad de la extracción del hidrocarburo. Además, se ve relacionada con las propiedades petrofísicas, porque para un pozo con propiedades petrofísicas pobres, el tratamiento será más costoso que para un pozo con propiedades petrofísicas buenas, ya que se hará uso de más equipos y habrá mayores costos de energía.
- **Precio del barril de petróleo:** El valor del precio del barril permite identificar el tiempo de retorno de la inversión y la viabilidad financiera de cada una de estas actividades con un grado de incertidumbre asociada a la fluctuación continua del valor de esta variable.

Al momento de determinar si un pozo es apto a un tratamiento de control de producción de agua es importante analizar la relación directa entre el costo del tratamiento, el precio del barril del petróleo de referencia BRENT y la tasa de rentabilidad. Al comparar estos valores, se determina si cumple o no con los requerimientos mínimos para continuar en el árbol de decisiones.

- **Propiedades petrofísicas:** Las propiedades petrofísicas rigen el comportamiento de los fluidos presentes en una unidad rocosa; permitiendo evaluar y predecir el flujo dentro del yacimiento y sus formaciones aledañas; por tal motivo, mediante el análisis de las propiedades petrofísicas es posible identificar mecanismos de intrusión de agua a un pozo productor provenientes de formaciones aledañas y seleccionar el método adecuado para su control directamente desde la fuente en fondo de pozo.

**3.3.2 Jerarquización de variables.** La jerarquización de parámetros relacionados al tratamiento químico para el control de producción de agua permite priorizar el conjunto de variables de entrada, que dan forma al árbol de decisiones y permiten seleccionar los pozos candidatos aptos y no aptos a un control de producción de agua mediante la ejecución de un juicio de expertos; metodología que se define como una opinión informada de personas con trayectoria en el tema, que son reconocidas por otras como expertos cualificados en este y que pueden dar información, evidencia, juicio y valoración<sup>77</sup>. Un juicio de expertos es una herramienta fundamental para la investigación cuando las observaciones experimentales están limitadas<sup>78</sup>.

---

<sup>77</sup> ESCOBAR, Jazmine y CUERVO, Ángela. Validez de contenido y juicio de expertos: una aproximación a su utilidad. Universidad El Bosque e Institución Universitaria Iberoamericana. 2008. P 29

<sup>78</sup> UTKIN, Lev. A method for processing the unreliable expert judgments about parameters of probability distributions. European Journal of Operation Research. 2005. P 1

Para la aplicación de un juicio de expertos se resalta que deben ser personas profesionales, con entrenamiento y experiencia en un área específica; el número de jueces que se deben emplear en un juicio varían con respecto al autor que se tome como referencia, dado que mientras Gable y Wolf en 1993, Grant y Davis en 1997 y Lynn en 1986 sugieren emplear entre 2 a 20 expertos, Hyrkäs et al, en el 2003 indican que 10 expertos brindarían resultados confiables en un juicio realizado.<sup>79</sup>

Para el presente proyecto se realiza la jerarquización de variables mediante una matriz de expertos con una muestra de 10 ingenieros de petróleos con experiencia en sector de los hidrocarburos a quienes se les solicitó vía correo electrónico o de manera física responder una encuesta en cual se busca identificar el grado de importancia de cada una de las variables a analizar. En la **Figura 17** se ilustra la encuesta realizada a los expertos, compuesta por una pregunta cerrada de escala ordinal de 1 a 5 que permite al ingeniero encuestado ordenar las variables en estudio de acuerdo al grado de importancia para el proyecto, posteriormente se solicita al ingeniero identificar mediante una escala Likert el grado de importancia entre variables; dicha escala permite asignar en una matriz de interacción de variables un valor de 5 si una variable es muy importante con respecto a otra o por lo contrario un valor de 1 si es nada importante.

El anexo A contiene las encuestas resueltas por cada uno de los 10 ingenieros de petróleo y la recopilación final de las respuestas obtenidas mediante el juicio de expertos.

---

<sup>79</sup> ESCOBAR, Jazmine y CUERVO, Ángela. Validez de contenido y juicio de expertos: una aproximación a su utilidad, Op. Cit. P. 29.

**Figura 15.** Encuesta para la matriz de expertos.



**Fundación  
Universidad de América**

ENCUESTA DE **MATRIZ DE EXPERTOS** PARA EL DESARROLLO DE UN ALGORITMO DE SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA CONTROL DE PRODUCCIÓN DE AGUA MEDIANTE UN ANÁLISIS MULTICRITERIO EN UN CAMPO COLOMBIANO

Por favor, para diligenciar la siguiente encuesta debe tener en cuenta las siguientes premisas:

1. Debe ser un ingeniero de petróleos.
2. Debe tener experiencia en el área de yacimientos y/o producción.
3. Debe diligenciar en orden la encuesta.
4. Tómese el tiempo necesario para diligenciar la encuesta.
5. No diligencie los espacios de color amarillo.
6. Devuelva la encuesta totalmente diligenciada al correo: [diego.marin@estudiantes.uamerica.edu.co](mailto:diego.marin@estudiantes.uamerica.edu.co) o [edgar.choa@estudiantes.uamerica.edu.co](mailto:edgar.choa@estudiantes.uamerica.edu.co)

A continuación, encontrará la **Tabla 1.**, la cual debe diligenciar poniendo un número de 1 a 5 sin repetir, donde el 1 se asigna a la variable menos importante, y el 5 a la variable más importante. Esto con el fin de definir el peso de una variable con respecto a otra.

|                          | Importancia de la variable |
|--------------------------|----------------------------|
| Producción de Agua       |                            |
| Producción de Petróleo   |                            |
| Precio del Tratamiento   |                            |
| Precio del Barril        |                            |
| Propiedades Petrofísicas |                            |

**Tabla 1.** Encuesta 1

Por último, diligencie la **Tabla 2.** Calificando que tan importante considera usted que es cada una de las variables de la columna de la izquierda con respecto a las variables de la fila superior; tenga en cuenta los valores encontrados en el **Cuadro 1.** Para llenar la encuesta.

|                 |   |
|-----------------|---|
| Muy importante  | 5 |
| Importante      | 4 |
| Neutra          | 3 |
| Poco Importante | 2 |
| Nada Importante | 1 |

**Cuadro 1.** Calificación para diligenciar la encuesta de la Tabla 2.

|                        | Producción de Petróleo | Precio del Tratamiento | Precio del Barril |
|------------------------|------------------------|------------------------|-------------------|
| Producción de Agua     |                        |                        |                   |
| Producción de Petróleo |                        |                        |                   |
| Precio del Tratamiento |                        |                        |                   |
| Precio del Barril      |                        |                        |                   |

**Tabla 2.** Encuesta 2.

Nombre del encuestado: \_\_\_\_\_

**Fuente:** Elaboración propia.

Luego de agrupar la información obtenida mediante el juicio de expertos se encontraron los siguientes resultados para cada una de las preguntas realizadas.

- Para la primera parte de la encuesta se realizó la sumatoria de los valores asignados a cada variable por cada uno de los expertos obteniendo los datos almacenados en la **Tabla 9**, dando a conocer, que la variable cuya sumatoria sea mayor, será el primer filtro para comprobar si se puede someter un pozo a un proceso de control de producción de agua.

A continuación, se mencionan las variables en orden de prioridad según los resultados obtenidos mediante el juicio de expertos:

1. Producción de petróleo.
2. Producción de agua.
3. Precio del barril de petróleo.
4. Propiedades petrofísicas.
5. Precio de tratamiento.

**Tabla 9.** Resultados obtenidos para la primera pregunta del juicio de expertos.

|                          | SUMATORIA | GRAFICA   |
|--------------------------|-----------|---|
| Producción de Agua       | 34        |  |
| Producción de Petróleo   | 39        |  |
| Precio del Tratamiento   | 19        |  |
| Precio del Barril        | 33        |  |
| Propiedades Petrofísicas | 25        |  |

**Fuente:** Elaboración propia.

- Para la segunda parte de la encuesta realizada a los expertos, se le solicitaba al ingeniero asignar a cada relación de variables un valor de 1 a 5 asociado a una escala Likert. Mediante los resultados obtenidos en esta matriz es posible identificar que algunas variables deben ser analizadas en conjunto ya que son dependientes entre sí, como la producción de agua y de petróleo, la cual obtuvo el mayor valor promedio en los resultados de la matriz de interacción.

La **Tabla 10.** contiene los valores promedio obtenidos a partir de la segunda pregunta de la encuesta, en la cual se identifica que las variables de producción de agua y de petróleo tienen una relación estrecha entre sí, por lo cual deben ser evaluadas mediante una variable que las relacione a ambas, tal como el BSW; de igual forma el precio del barril y la producción de petróleo también se encuentran altamente relacionadas debido a que rigen la viabilidad financiera de un proyecto en la industria petrolera.

**Tabla 10.** Resultados obtenidos para la segunda pregunta del juicio de expertos.

|                        | Producción de Petróleo   | Precio del Tratamiento   | Precio del Barril   |
|------------------------|--|--|---|
| Producción de Agua     | 4,9  | 3,8  | 3,9   |
| Producción de Petróleo |   | 3,9  | 4,7   |
| Precio del Tratamiento |  |   | 4   |
| Precio del Barril      |   |  |  |

**Fuente:** Elaboración propia.

### 3.4 ÁRBOL DE DECISIONES PARA LA SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS

Se decide trabajar con una nueva variable denominada BSW, la cual determina el corte de agua con respecto a la producción total. El BSW es un parámetro que se define mediante la segunda parte de la encuesta del juicio de expertos debido a que, según ellos, la producción de agua y petróleo están estrechamente relacionadas. Mediante la experiencia del campo, se definen cuatro rangos de BSW, para pozos con cortes de agua: menores a 80%, mayor a 80% y menor a 90%, entre 90% y 97% o más del 97%.

La siguiente variable a tener en cuenta, es el precio del barril, donde se toman en cuenta precios de barril de referencia BRENT en tiempos de crisis y en la actualidad, el cual oscila en los 80 dólares. También se debe tener en cuenta la tasa de rentabilidad del proyecto para el campo donde se encuentra el pozo candidato, este valor representa el precio mínimo a partir del cual la explotación del yacimiento es rentable.

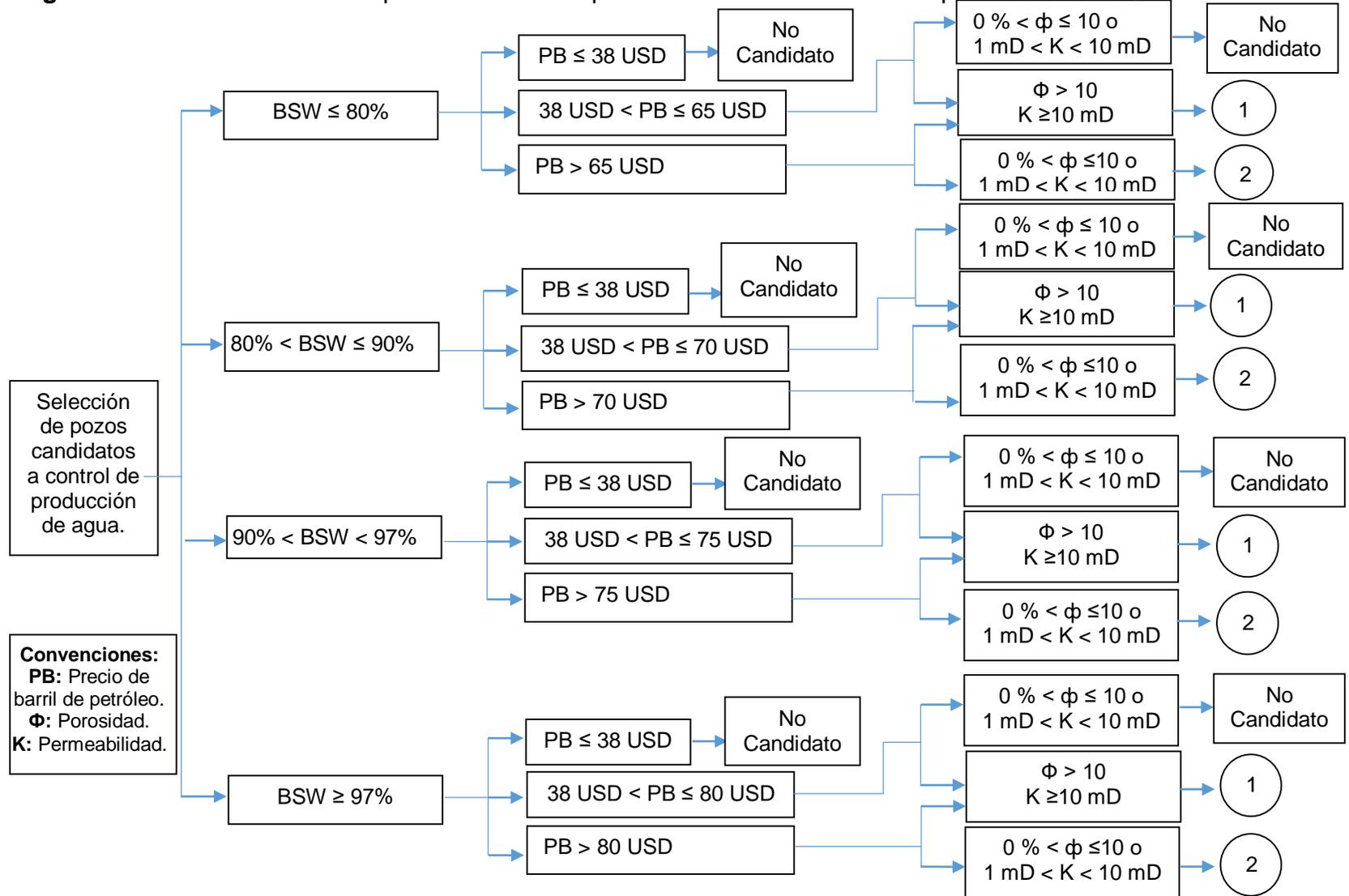
Luego, se tienen en cuenta propiedades petrofísicas básicas, como: porosidad ( $\phi$ ) y la permeabilidad (K); los valores se toman a partir de la clasificación planteada por Arville Levorsen en su libro "Geology of Petroleum"<sup>80</sup> donde una porosidad de 0 a 10% y una permeabilidad de 1 a 10 mD son pobres, por lo que en el caso que se relacione con un precio de barril bajo, el pozo dejará de ser candidato, pero si se cuenta con propiedades petrofísicas pobres y un precio de barril mayor al precio en tiempo de crisis y a la tasa de rentabilidad del proyecto, seguirá siendo candidato.

Posteriormente, se procede a evaluar el precio del tratamiento, el cual depende del mecanismo de intrusión de agua. Un pozo con intrusión de agua por conificación se descarta inmediatamente, debido al riesgo que conlleva implementar un tratamiento para este mecanismo. Con respecto a la intrusión mecánica y por fractura, se establecen valores de precios de tope entre 300000 y 600000 USD para intrusión mecánica y un valor de 500000 y 700000 USD de costo de tratamiento para intrusión por presencia de fracturas. Estos precios establecen el capital más alto a invertir dependiendo de las propiedades petrofísicas. Para la muestra de pozos a evaluar se tiene un precio de tratamiento base de 200000 USD, otorgado por la empresa de servicios a la empresa operadora; este valor se tiene en cuenta si se deseara realizar un tratamiento con poliacrilamida o resina epóxica, las cuales pueden valer entre 0,28 y 0,85 USD/ft.

---

<sup>80</sup> ARVILLE, Levorsen. Geology of Petroleum. Chapter4: The Reservoir Pore Space. Western Hemisphere Freeman and Company. San Francisco. 1956. P. 98-102

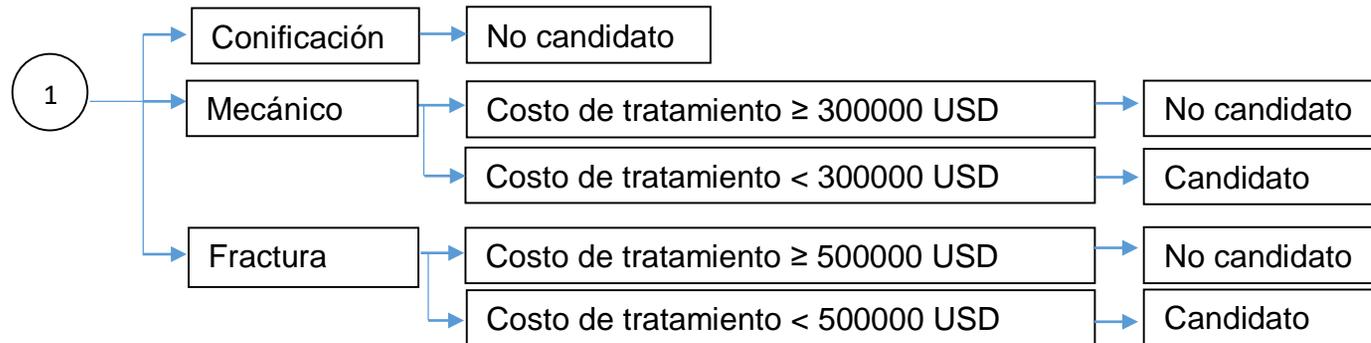
**Figura 16.** Arbol de decisiones para selección de pozos candidatos a control de producción de agua.



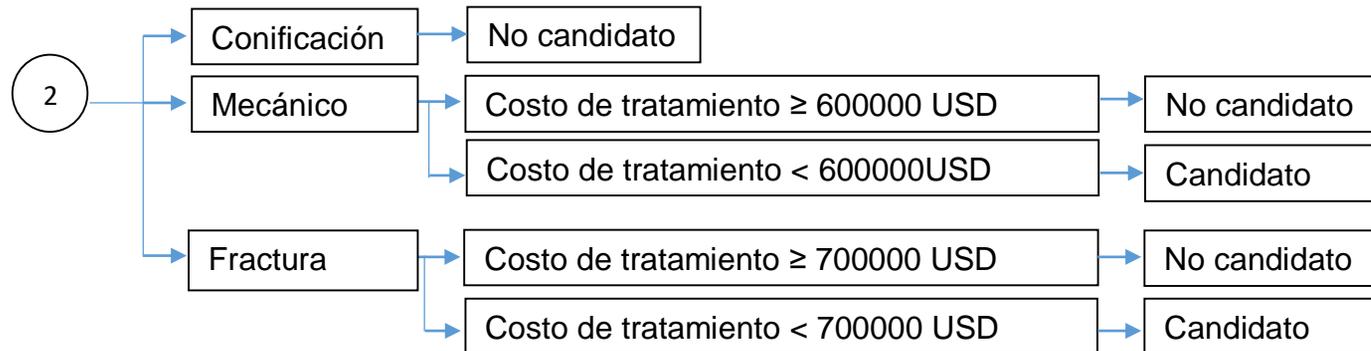
**Figura 18.** Arbol de decisiones para selección de pozos candidatos a control de producción de agua (Continuación)

**EVALUACIÓN DE COSTOS DEL PROYECTO EN FUNCION DE LAS PROPIEDADES**

Evaluación de costos para  $\phi > 10\%$  y  $K \geq 10$  mD



Evaluación de costos para  $0\% < \phi < 10$  o  $1$  mD  $< K < 10$  mD



## 4 DESARROLLO Y ANÁLISIS DEL ALGORITMO

Durante este capítulo se describe el procedimiento de desarrollo del algoritmo de selección de pozos candidatos a un procedimiento de control de producción de agua mediante un tratamiento químico, el cual posteriormente es validado teniendo en cuenta los parámetros de rentabilidad del proyecto planteados por la empresa, los datos de producción y las propiedades petrofísicas de cada uno de los pozos tomados como muestra del campo en estudio.

### 4.1 DESARROLLO DEL ALGORITMO.

Con el fin de generar una herramienta que facilite la selección de pozos candidatos a un control de producción de agua se desarrolló un algoritmo mediante el uso de macros y tablas dinámicas en Excel, que permiten validar la información ingresada por el ingeniero y el cumplir el árbol de decisiones que se ilustra en la **Figura 18**. A continuación, se exponen las consideraciones que se tuvieron en cuenta para el planteamiento y desarrollo del algoritmo que permite seleccionar los pozos candidatos a un control de producción de agua.

**4.1.1 Datos iniciales.** Para determinar de forma adecuada los pozos en los que es viable realizar un control de producción de agua mediante un tratamiento químico en fondo de pozo se deben tener la siguiente información base:

- Historial de producción: es la información de producción de cada uno de los pozos a lo largo de su vida productiva.
- Eventos de pozo: se debe conocer las diferentes intervenciones a las que ha sido sometido el pozo a lo largo de su vida productiva.
- Propiedades petrofísicas: son las propiedades de una unidad rocosa que permiten almacenar fluido y dejar que estos los atraviesen.
- Volumen poroso: es la medida que hace referencia al volumen total de espacios porosos de una unidad rocosa que tiene la capacidad de almacenar fluido.
- Costo del barril de petróleo: es el valor en dólares por barril de petróleo. Para Colombia se basa en la referencia Brent desde octubre de 2011.
- Costo de tratamiento: es el costo asociado a la implementación de una técnica de control de producción de agua. Para fines de esta investigación este costo este asociado a un tratamiento químico.
- Parámetros de rentabilidad del proyecto: son los diferentes parámetros estipulados por la empresa para garantizar la viabilidad tanto técnica como financiera de un control de producción de agua.
- Inicialmente se debe realizar un análisis cualitativo y cuantitativo de la producción de cada pozo como el propuesto en el capítulo 2, identificando el comportamiento de la producción de petróleo frente a cada evento de pozo y el incremento significativo en la producción de agua.

**4.1.2 Cálculos internos del algoritmo.** A continuación, se presentan los cálculos iniciales inscritos en el algoritmo basados en el historial de producción de cada uno de los pozos.

- **Fluido total:** Es el volumen total de fluido producido por cada pozo en un día y se determina mediante la **Ecuación 1** que contempla la sumatoria de caudal de agua y petróleo.

**Ecuación 1:** Calculo del volumen total de fluido producido.

$$Q_T = Q_o + Q_w$$

**Donde:**

$Q_T =$  caudal total de fluido (BFPD)  
 $Q_o =$  caudal de petroleo producido (BOPD)  
 $Q_w =$  caudal de petroleo producido (BWPD)

**Fuente:** AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Gulf Professional Publishing. Third Edition. 2006. p. 626

- **BSW:** El termino BSW hace referencia a la medición del volumen de contaminantes presentes en el petróleo (sedimentos básicos y agua), se determina de forma experimental a partir de una muestra del fluido producido tomada antes de la separación<sup>81</sup>. El BSW se expresa como un porcentaje de volumen del fluido producido mediante la **Ecuación 2**.

**Ecuación 2:** Calculo de BSW.

$$BSW = \frac{Q_w}{Q_T} \times 100$$

**Donde:**

$Q_T =$  caudal total de fluido (BFPD)  
 $BSW =$  sedimentos basicos y agua (%)  
 $Q_w =$  caudal de agua producido (BOPD)

**Fuente:** AMERICAN NATIONAL STANDARDS INSTITUTE. ASTM, D4007-11. "Standard Test Method for Water and Sediment in Crude Oil by the Centrifuge Method (Laboratory Procedure)". USA. 2012. p. 5

- **Relación Agua-petróleo:** es la relación entre el volumen de agua y petróleo producido por cada uno de los pozos se determina mediante la **Ecuación 3**.

---

<sup>81</sup> NARDONE. Paul. Well testing Project management: Onshore and offshore operations. Gulf professional publishing. Estados Unidos. 2009. P. 88.

**Ecuación 3:** Calculo relación Agua-Petróleo

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

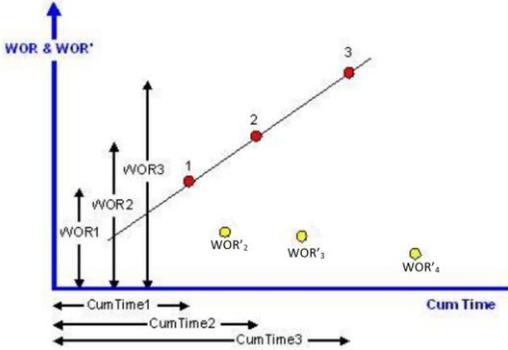
**Donde:**

RAP = *relación Agua – Petroleo*  
 $Q_o$  = *caudal de petroleo producido (BOPD)*  
 $Q_w$  = *caudal de petroleo producido (BWPD)*

**Fuente:** AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Gulf Professional Publishing. Third Edition. 2006. p. 626

- **CALCULO RAP<sup>82</sup>:** Es necesario calcular la derivada de la relación Agua-petróleo (RAP) en función del tiempo para determinar el mecanismo de intrusión del agua al pozo productor mediante el análisis grafico de la curva de Chan. Existen diferentes métodos para determinar la derivada de la RAP partiendo de la definición básica de una derivada; a continuación, en la **Tabla 11** se describirán algunos que para fines de esta investigación se trabajaron en conjunto con la intención de obtener una mayor cantidad de datos de esta variable; vale la pena resaltar que todos los métodos emplean diferenciales de la relación Agua-Petróleo y tiempo acumulado.

**Tabla 11.** Métodos para determinar RAP'

| Método                 | Ecuaciones   | Representación gráfica.  |
|------------------------|--|--|
| <p><b>Método 1</b></p> | <p><b>Ecuación 4.</b> Método 1 cálculo RAP'</p> $RAP'_{1n} = \frac{RAP_n - RAP_{n-1}}{t_{a_n} - t_{a_{n-1}}}$ <p><b>Donde:</b><br/>                     RAP = <i>relación Agua – Petroleo</i><br/> <math>t_a</math> = tiempo acumulado</p> |  |

<sup>82</sup> VILLACÍ, Nelly y TUMBACO, Gardenia. Tratamientos para el control de agua de formación usando sellantes permanentes. Escuela superior politécnica del litoral. Guayaquil-Ecuador, 2004

**Tabla 11.** (Continuación)

|                        |   |  |
|------------------------|---|--|
| <p><b>Método 2</b></p> | <p><b>Ecuación 5.</b> Método 2 cálculo RAP'</p> $RAP'_{2n} = \frac{RAP_n - RAP_{n-1}}{t_{a2n} - t_{a2n-1}}$ <p>Método similar al método 1 pero su tiempo acumulado se calcula diferente.</p> <p><b>Ecuación 6.</b> Método 2 - Calculo tiempo acumulado</p> $t_{a2n} = \frac{(t_{an} - t_{an-1})}{2} + t_{an-1}$ |  |
| <p><b>Método 3</b></p> | <p><b>Ecuación 7.</b> Método 3 cálculo RAP'</p> $RAP'_{3n} = \frac{RAP_{n+1} - RAP_{n-1}}{t_{a2n+1} - t_{a2n-1}}$   |  |

**Fuente:** Elaboración propia basada en: VILLACÍ, Nelly y TUMBACO, Gardenia. Tratamientos para el control de agua de formación usando sellantes permanentes. Escuela superior politécnica del litoral. Guayaquil-Ecuador, 2004.

Debido a que el algoritmo se desarrolló teniendo en cuenta la información suministrada de producción de los cinco pozos, se decidió realizar el cálculo de la RAP por medio del método 3 y el método 2, el algoritmo decide con qué dato trabajar para obtener un resultado mayor a cero de la derivada de la RAP; los métodos 2 y 3 se observan en la **Tabla 11**. Se decide trabajar con estos métodos, ya que el valor de la RAP presenta largos intervalos donde es constante. Recordando que la derivada es la pendiente de la tangente a la curva, es decir, que la pendiente de una línea constante o la derivada de una constante es cero.

## 4.2 PRESENTACIÓN DEL ALGORITMO.

A continuación, se presenta la interfaz gráfica del algoritmo desarrollado durante esta investigación y algunas de sus características principales. En la **Figura 19** se ilustra la ventana principal del algoritmo, en la cual se almacenará la información suministrada por el usuario mediante una serie de ventanas complementarias debido a que esta sección principal del algoritmo estará bloqueada evitando la alteración por parte del usuario.

**Figura 17.** Ventana principal del algoritmo de selección de pozos candidatos a control de producción de agua



Fundación  
**Universidad de América**  
Facultad De Ingenierías  
Grupo De Investigación:  
Medio Ambiente Y Hábitat

**ALGORITMO DE SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS  
PARA CONTROL DE PRODUCCIÓN DE AGUA**



**INICIAR**

**IDENTIFICACIÓN DEL POZO**

| Nombre del pozo | Estado (Abierto/Cerrado) | Campo | Cuenca | País | Departamento |
|-----------------|--------------------------|-------|--------|------|--------------|
|                 |                          |       |        |      |              |

Borrar datos

**INFORMACIÓN BÁSICA**

| Permeabilidad promedio (K) | Porosidad promedio (Phi) | Tasa de rentabilidad del proyecto (USD) | Precio del barril de referencia BRENT (USD) | Último BSW a la fecha (%) | Capital destinado por la empresa (USD) | Mecanismo de intrusión |
|----------------------------|--------------------------|---|---|---------------------------|--|------------------------|
|                            |                          |   |   |                           |  |                        |

**HISTORIAL DE PRODUCCIÓN**

| Fecha | Producción de agua (BWPD) | Producción de petróleo (BOPD) | Fecha (días) | Barriles totales (BFPD) | BSW(%) | RAP | RAP' |
|-------|---------------------------|-------------------------------|--------------|-------------------------|--------|-----|------|
|       |                           |                               |              |                         |        |     |      |
|       |                           |                               |              |                         |        |     |      |
|       |                           |                               |              |                         |        |     |      |

**Fuente:** Elaboración propia.

Con el fin de ingresar la información necesaria para el algoritmo, inicialmente el usuario debe acceder a una ventana complementaria dando clic sobre la imagen que se encuentra en la parte superior derecha de la sección principal del algoritmo, la cual abrirá la ventana que se ilustra en la **Figura 20** que permite ingresar tanto la información básica del pozo a analizar cómo algunos parámetros de rentabilidad del proyecto, vale la pena resaltar que hay información previamente diligenciada debido a que el algoritmo fue diseñado para el Campo Castilla ubicado en la cuenca de los Llanos Orientales en el departamento del Meta de igual forma se tomaron algunas medidas de validación de la información ingresada por el usuario, entre las cuales se encuentran:

- Validar el ingreso total de la información requerida.
- Validar el ingreso de información textual o numérica dependiendo de la variable solicitada al usuario teniendo en cuenta que solo el nombre del pozo admitirá valores alfanuméricos.
- Validar que la permeabilidad asignada al pozo no presente un valor superior a 1'000.000 mD.
- Validar que la porosidad asignada al pozo no presente un valor superior a 50%

**Figura 18.** Ventana información básica

**Fuente:** Elaboración propia.

Al dar clic en Start la información suministrada en la ventana anterior se almacenan en la sección principal del algoritmo y posteriormente se llevará al usuario a la hoja 2 en la cual se le solicita ingresar el historial de producción del pozo a analizar en el orden adecuado (fecha – producción de agua –producción de petróleo) tal como se ilustra en la **Figura 21**, activando un botón que copia de forma automática esta información a la sección principal del algoritmo donde se realiza el manejo interno de la información, se determina la producción de fluido total, el BSW, la RAP y su derivada con respecto al tiempo. Con el fin de garantizar que el usuario copie el historial de producción en el lugar adecuado se han bloqueado las demás columnas de la hoja de Excel.

**Figura 19.** Ventana - historial de producción

| Fecha | Prod water (BWPD) | Prod oil (BOPD) |
|-------|-------------------|-----------------|
|       |                   |                 |
|       |                   |                 |
|       |                   |                 |
|       |                   |                 |
|       |                   |                 |

**INSTRUCCIONES:**

1) Por favor completar la siguiente tabla con las fechas y datos de producción en el orden correcto (Escriba los datos de forma manual o utiliza copiar y pegar).

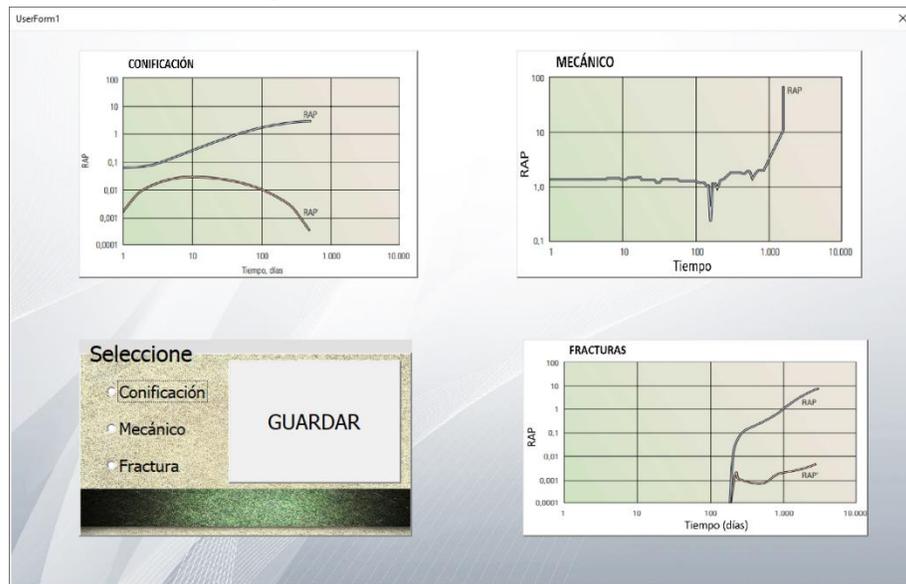
**FECHA    Prod Water    Prod Oil**

2) Hacer clic en el botón: **Actualizar Datos**

**Fuente:** Elaboración propia.

El algoritmo luego de realizar los cálculos internos grafica en escala logarítmica los datos obtenidos de RAP y RAP' vs tiempo (curva de Chan) y ejecuta una macro que abrirá una nueva ventana complementaria, en la cual aparecen imágenes de referencia de las curvas de Chan asociadas a los diferentes mecanismos de intrusión de agua a un pozo productor con el fin de que el usuario relacione la curva de Chan asociada al pozo en estudio con alguna de las gráficas de referencia y seleccione el mecanismo de intrusión de agua presente en el pozo tal como se ilustra en la **Figura 22**.

**Figura 20.** Ventana análisis grafico curvas de Chan.



**Fuente:** Elaboración propia.

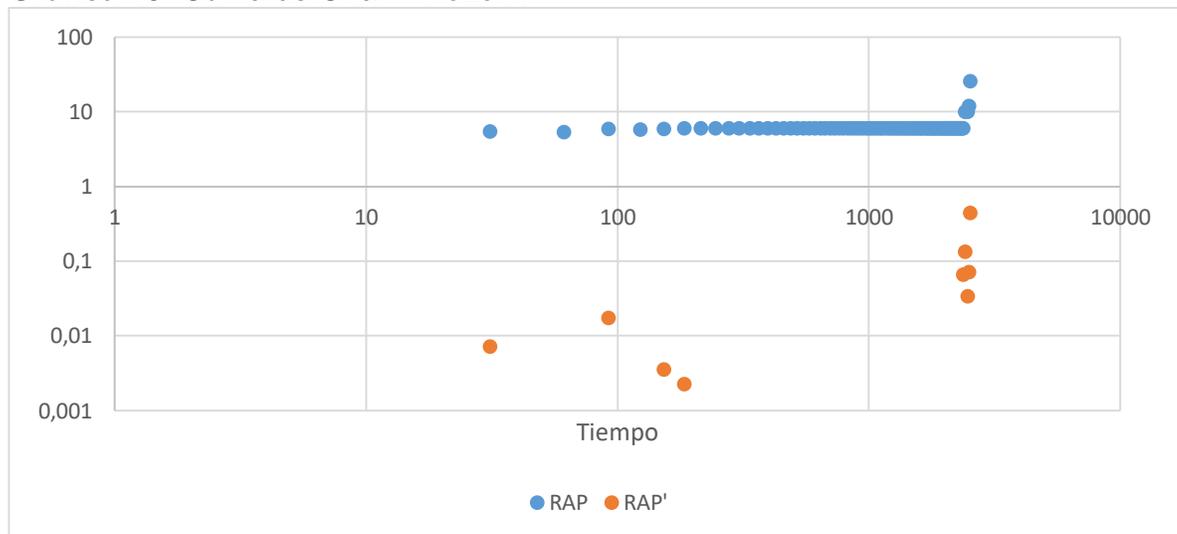
Finalmente, al dar clic en el botón “guardar” se cerrará la ventana, habilitando simultáneamente un nuevo botón en la sección principal del algoritmo que ejecutará el árbol de decisiones planteado en la **Figura 18** generando como resultado un aviso que dirá si el pozo es o no candidato a un proceso de control de producción de agua.

### 4.3 VALIDACIÓN DEL ALGORITMO.

A continuación, se realizará la validación del algoritmo mediante el historial de producción y propiedades petrofísicas de cada uno de los pozos tomados como muestra del capo Castilla en esta investigación, de igual forma se tendrán en cuenta algunos parámetros de rentabilidad del proyecto garantizando una viabilidad tanto técnica como financiera de un control de producción de agua para los pozos que resulten candidatos luego de este análisis.

**4.3.1 Pozo A.** El algoritmo dio como candidato a un control de producción de agua al pozo A, el cual presenta una intrusión de agua mediante fallas mecánicas tal como se ve en la **Grafica 19** que representa la curva de Chan para este pozo, permitiendo identificar un comportamiento constante de la RAP desde el inicio de su producción hasta el mes de noviembre del 2014 cuando inició un aumento significativo en la producción de agua en un periodo de tiempo relativamente corto, donde las curvas de RAP y RAP' toman un comportamiento casi vertical. Finalmente, el algoritmo validó tanto las propiedades petrofísicas del pozo como los parámetros de rentabilidad de un control de producción de agua planteados por la empresa para este pozo, obteniendo como resultado la viabilidad técnica y financiera de reanudar la producción de petróleo en el pozo A sometiéndolo a dicho tratamiento.

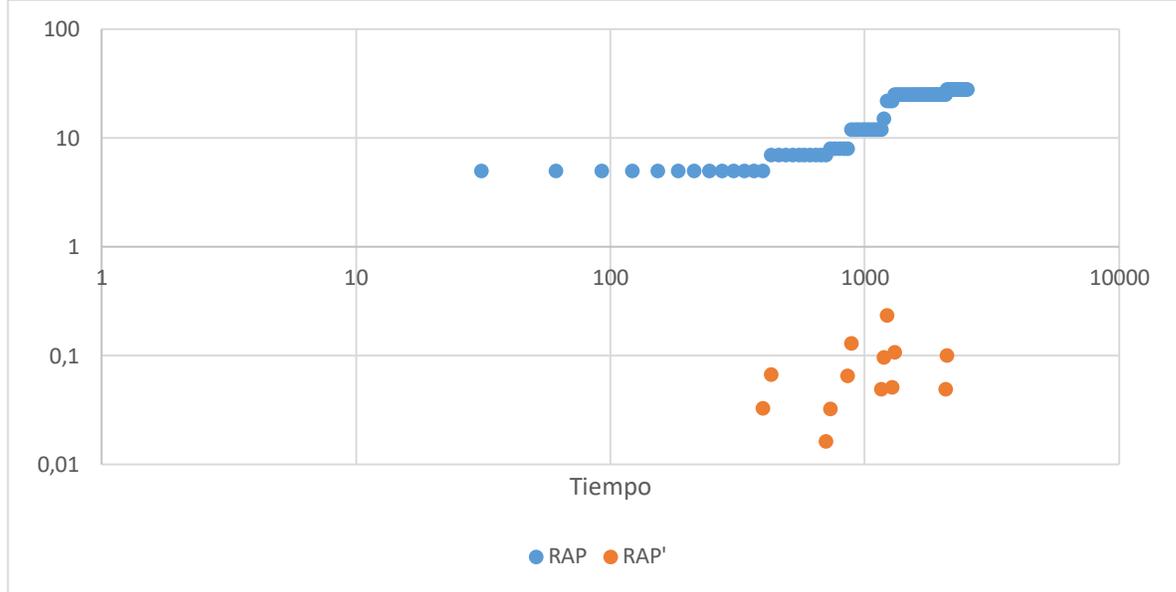
**Grafica 19.** Curva de Chan - Pozo A



**Fuente:** Elaboración propia.

**4.3.2 Pozo B.** La **Grafica 20** ilustra la curva de Chan asociada a la producción del pozo B, en la cual se logra identificar una tendencia creciente tanto en la curva de RAP como en su derivada, representando de esta forma un comportamiento asociado a una producción de agua mediante la presencia de fracturas cerca al pozo productor. Posteriormente se identifica que el pozo B presenta unas propiedades petrofísicas relativamente buenas que permiten realizar el control de producción de agua bajo los parámetros de rentabilidad planteados por la empresa; por tal motivo el algoritmo dio como resultado que el pozo B es candidato a este tipo de tratamiento.

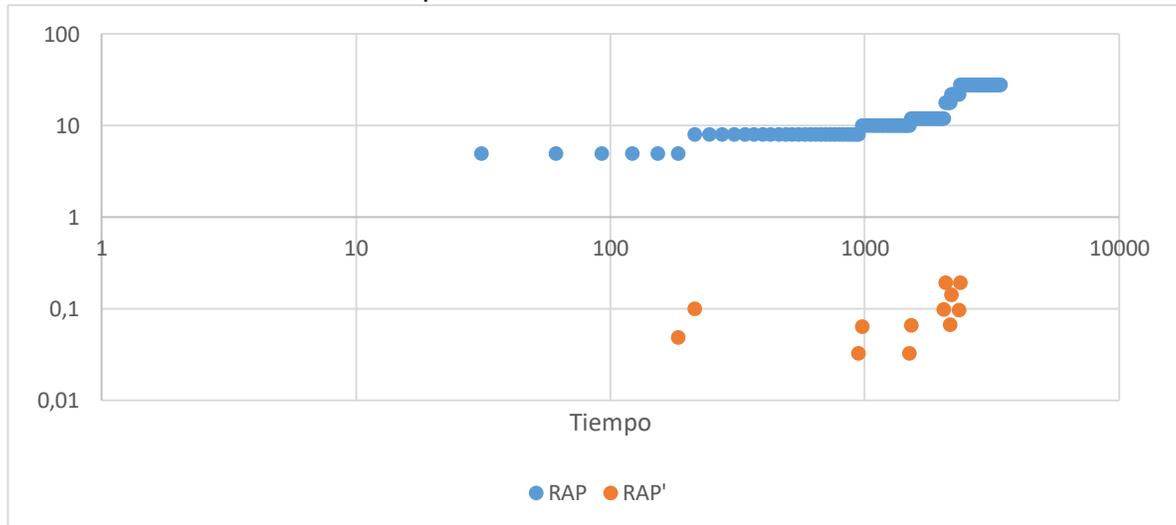
**Gráfica 20.** Curva de Chan - pozo B



**Fuente:** Elaboración propia.

**4.3.3 Pozo C.** El pozo C presenta una intrusión de agua mediante la presencia de fallas o fracturas cercanas a este pozo lo cual se identificó mediante la curva de Chan que se ilustra en la Gráfica 21 donde se evidencia una tendencia creciente en la curva de RAP y RAP', sin embargo, también se puede tratar de una producción de agua mediante segregación gravitacional debido a que estos dos mecanismos de intrusión presentan el mismo comportamiento en yacimientos homogéneos.

**Gráfica 21.** Curva de Chan - pozo C

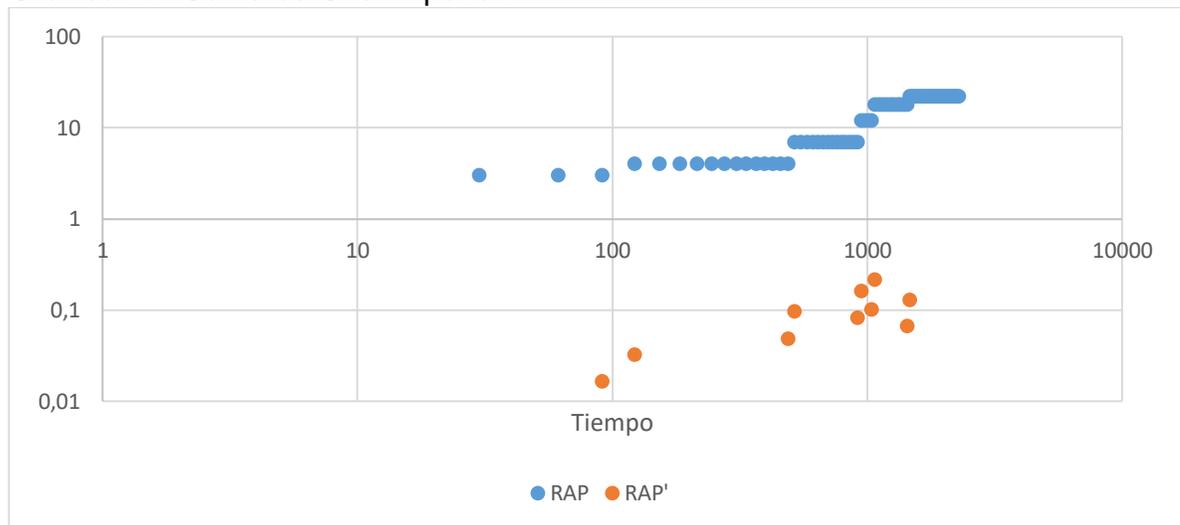


**Fuente:** Elaboración propia.

Posteriormente el algoritmo ejecuto el árbol de decisiones obteniendo como resultado que el pozo C es candidato a un control de producción de agua debido a que presenta tanto un BSW como propiedades petrofísicas óptimas para dicho tratamiento teniendo en cuenta los parámetros de rentabilidad del proyecto.

**4.3.4 Pozo D.** Mediante la curva diagnóstica de Chan se logra identificar que el pozo D presenta una intrusión de agua mediante la presencia de fallas o fracturas cercanas a dicho pozo debido a que se identifica una tendencia creciente tanto en la RAP como en su derivada (RAP'). Posteriormente el algoritmo identifica que, aunque el pozo D presenta un BSW mayor al 95% en la última fecha, este es candidato a un control de producción de agua debido a que presenta una porosidad y permeabilidad promedio mayor a un 10% y 10mD respectivamente, las cuales permiten cumplir con los parámetros de rentabilidad de dicho tratamiento para este pozo. A continuación, se ilustra en la **Gráfica 22** la curva de Chan asociada a la producción del pozo D.

**Gráfica 22.** Curva de Chan - pozo D

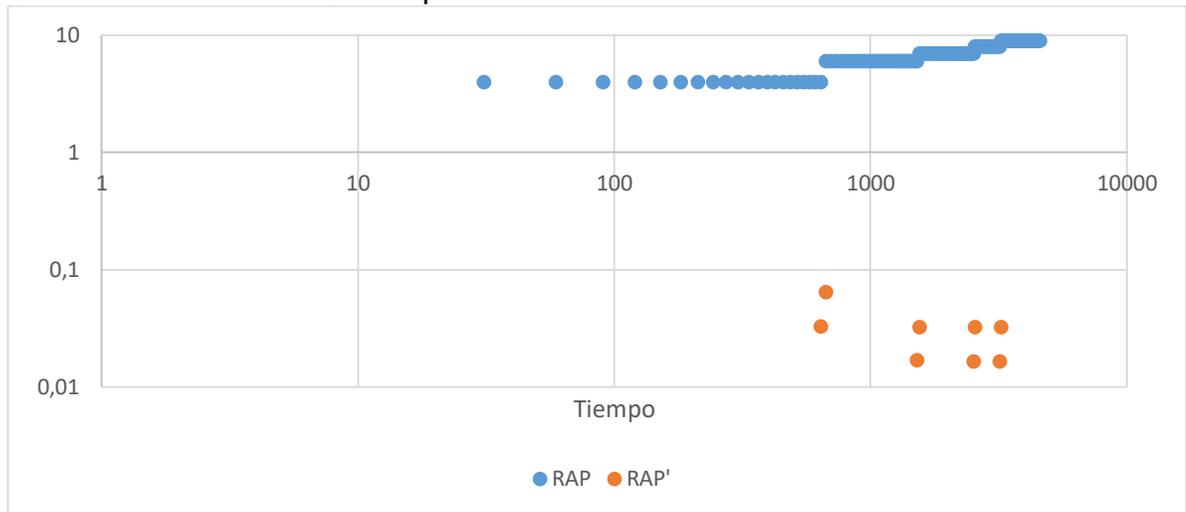


**Fuente:** Elaboración propia.

**4.3.5 Pozo E.** El diagnóstico del pozo E mediante las curvas de Chan se ilustra en la Gráfica 23 indicando que el mecanismo de producción del agua asociado a este pozo es la conificación debido a que presenta una pendiente negativa en la curva de RAP' y una tendencia creciente en la curva de RAP.

El algoritmo mediante su análisis interno dio como resultado que el pozo E, aunque presenta propiedades óptimas para ser sometido a un control de producción de agua no es candidato a este tipo de tratamiento debido a que su producción de agua se asocia a la formación de un cono por parte del acuífero cercano a la zona productora requiriendo de esta forma mayor inversión a la hora de controlar la producción de dicho fluido en fondo de pozo.

**Gráfica 23.** Curva de Chan - pozo E



**Fuente:** Elaboración propia.

No se evalúa un tratamiento de control de producción de agua para un pozo que presente un mecanismo de intrusión por conificación debido a que el presente proyecto se centra en la selección de pozos candidatos de control de producción por medio de tratamientos químicos, y una intrusión por conificación se trata de manera más efectiva y con menos riesgo, por medio de métodos mecánicos.

## 5 CONCLUSIONES

- La cuenca de Los Llanos Orientales es una de las más explotadas a nivel nacional, con una participación del 68,9% de la producción total de crudo del país, y del 69,7% de la producción de Gas Natural; de igual forma posee un sistema petrolífero completo, donde, la roca generadora es Gachetá; las rocas almacén son las unidades: carbonera C3, C5, C7, las formaciones Mirador, Barco, Guadalupe, Une y Gachetá; finalmente la roca sello es la formación León.
- Se determina que los pozos de estudio han sido afectados por la intrusión total del patrón de inyección, aumentando de forma significativa el volumen de agua producida alcanzando un porcentaje mayor al 90 % de BSW.
- Se identifica que cada uno de los pozos presenta propiedades petrofísicas óptimas para ser sometidos a un control de producción de agua teniendo en cuenta los rangos estipulados en el libro de Arville Levorsen "Geology of Petroleum" ( $1 \text{ mD} < K < 10 \text{ mD}$  o  $K \geq 10 \text{ mD}$ , donde la permeabilidad menor a 10 representa malas condiciones petrofísicas y un rango de porosidad de  $0 \% < \phi \leq 10$  o  $\Phi > 10$ , donde phi menor a 10 representa porosidades insuficientes para un control de producción de agua).
- Se concluye que teniendo en cuenta los rangos de propiedades petrofísicas, la tasa de rentabilidad del proyecto (38 USD), el costo base del tratamiento, el precio del barril de petróleo (BRENT), el mecanismo de intrusión y rangos óptimos de BSW obtenidos mediante experiencias de campo es posible determinar si un pozo es candidato aun control de producción de agua.
- El valor de 200000 USD que se tiene como costo de tratamiento base para la ejecución del algoritmo es un valor promedio otorgado para realizar el análisis de los cinco pozos candidatos; fue otorgado por la empresa de servicios para la empresa operadora. Este valor representa el conjunto de costos por: polímero para tratamiento químico, aditivo reticulante y equipos de bombeo. Este valor se compara con precios de tratamiento promedio evaluando rangos máximos y mínimos dependiendo del mecanismo de intrusión.
- El análisis multicriterio tipo REGIME permite evaluar variables cualitativas y cuantitativas mediante la asignación de peso a cada una de ellas con el fin de jerarquizarlas según su grado de importancia.
- La matriz de expertos permitió reunir información de profesionales en una determinada área para definir el grado de importancia de las variables que sufren un mayor grado de afectación a la hora de someter un pozo productor aun proceso de control de producción de agua obteniendo como resultado en orden

de relevancia: Producción de petróleo, producción de agua, precio del barril de petróleo, propiedades petrofísicas y precio de tratamiento.

- Las curvas diagnóstico de Chan permiten identificar de forma cualitativa el mecanismo de intrusión de agua al pozo productor y así determinar el tratamiento adecuado para solucionar una excesiva producción de agua directamente sobre la fuente generadora en fondo de pozo.
- Usando el algoritmo diseñado para el proyecto por medio de Excel correlacionado con Visual Basic, se tiene que el único pozo no candidato a control de producción de agua es el pozo E, debido a que sufre un mecanismo de intrusión por conificación. El pozo E cumple con los requisitos de BSW, tiene propiedades petrofísicas aceptables, y se cuenta con un buen precio de petróleo de referencia BRENT, sin embargo, no se evalúa la implementación de tratamiento químico debido al riesgo, por lo que se recomienda un tratamiento mecánico, el cual no fue estudiado en el presente proyecto.
- Debido a la litología asociada al campo Castilla y el análisis realizado a la muestra de pozos, se evidencia que predomina un mecanismo de intrusión de agua en el pozo por presencia de fallas o fracturas.
- Los pozos A, B, C, D son candidatos a un control de producción de agua en fondo de pozo por métodos químicos, sin embargo, estos no deben ser sometidos a ningún proceso de estimulación debido a que se podría aumentar de forma significativa la producción de agua.
- El algoritmo diseñado mediante este trabajo de investigación es una herramienta eficaz y eficiente para el apoyo de la toma de decisiones a la hora de seleccionar los pozos candidatos a un control de producción de agua ya que está basado en criterios técnicos.

## 6 RECOMENDACIONES

- Evaluar los posibles tratamientos químicos para el control de producción de agua en los pozos candidatos para el campo de estudio, teniendo en cuenta el algoritmo diseñado en el presente proyecto.
- Evaluar la viabilidad de implementar un tratamiento mecánico para control de producción de agua en fondo, para pozos presentes en el campo de estudio, identificando sus ventajas y desventajas frente a un tratamiento químico.
- Continuar con la selección de pozos candidatos a un control de producción de agua en más pozos del campo de estudio, que presenten una producción significativa de agua y de los cuales se tenga la información requerida en el software diseñado en el presente proyecto de investigación.
- Realizar un algoritmo de selección de tratamientos químicos para un control de producción de agua, el cual sea un complemento del algoritmo realizado en esta investigación con el fin de obtener un aplicativo integral que permita identificar de forma simultánea los pozos candidato y el tratamiento químico adecuado para controlar la producción de agua.
- Proponer una metodología de análisis diferente para las curvas de Chan que permita obtener el mecanismo de intrusión de agua desde un punto de vista más cuantitativo que visual; facilitando de esta forma la sistematización de los resultados obtenidos mediante el análisis gráfico de las curvas de Chan.
- Reproducir el código del software para otros campos del país mediante análisis estadísticos descriptivos.
- Agregar el análisis para el parámetro de mecanismo de intrusión por conificación, teniendo en cuenta el grado de riesgo para implementar éste en un campo.
- Se recomienda evaluar otros valores de rentabilidad del proyecto, con el fin de ampliar los rangos de pozos candidatos a tratamiento químico de pozos.
- Se recomienda revisar la geología y relación areal entre los pozos seleccionados como candidatos a un control de producción de agua.
- Evaluar la heterogeneidad del yacimiento mediante el coeficiente de Dykstra Parson a la hora de seleccionar los pozos candidatos a un control de producción de agua.

## BIBLIOGRAFÍA

- ACGP Asociación Colombiana de Geólogos y Geofísicos del Petróleo. Aspectos hidrodinámicos estructurales y estratigráficos del Campo Rubiales. 2010.
- AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. En: Anonymous Third Edition. Ed. Gulf Professional Publishing, 2006. 626 p.
- AIP. Monitoreo de proyectos de inyección/producción usando trazadores químicos. Asesoría en Ingeniería de Petróleos S.A.S, 2017.
- ANH-AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Informe de Prospectividad. Bogotá, Colombia: Colombia Round08, 2008.
- ANH-AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Bogotá, Colombia: 2012.
- ARVILLE, Levorsen. Geology of Petroleum. Chapter4: The Reservoir Pore Space. Western Hemisphere Freeman and Company. San Francisco. 1956. P. 98-102
- ASTM. Standard Test Method for Water and Sediment in Crude Oil by the Centrifuge Method (Laboratory Procedure). USA: 2012. 5
- BAILEY, Bill, *et al.* Control del agua. Schlumberger Oilfield Review, 2000. 32-53
- BARRERO, Dario, *et al.* Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Bogotá, Colombia: ANH- Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2007.
- BAUTISTA, Fabio and OVALLE, Manuel. Evaluación técnico-financiera del diseño de un fluido de alta tixotropía formulado con sistema de mezcla de óxido de metal para la perforación de la sección reservorio en el campo castilla a partir de pruebas de laboratorio. Universidad de América, 2018.
- BONDAR, V. V. Analysis and interpretation of water oil ratio performance. Society of Petroleum Engineers (SPE), 2002.
- BURGA, Jorge. Diccionario Geológico. Peru: Arthaltuna - Grouting Geotechnical & Instrumentation, 2011.
- BURNETT, David, *et al.* Manejo de la producción de agua: De residuo a recurso. En: SCHLUMBERGER: OILFIELD REVIEW. p. 30-45

CASANOVA, Carlos. Modelo 3d de distribución de la porosidad del yacimiento k1-inferior a partir de inversión sísmica y atributos en el campo castilla, cuenca de los llanos orientales. Universidad Nacional de Colombia, 2016.

CHAN, K. S. Water Control Diagnostic Plots. Schumberger Dowell. Dallas, Texas: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1995.

DATTA, A.; VASCO, D. W. and LONG, J. C. S. Sensitivity and Spacial Resolution of Transient Pressure and Tracer Data for Heterogeneity Characterization. Dallas, Texas: SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1995.

ECOPETROL – Beicip. Estudio Geológico Regional, Cuenca Llanos Orientales.

ECOPETROL S.A. Carta Petrolera, Castilla Recargado, noviembre 2003- enero 2004. Bogotá, Colombia: Ecopetrol.

ECOPETROL S.A. Área de crudos pesados, Informe de prospectividad. Bogotá, Colombia: Colombia round 08, 2008.

ECOPETROL S.A. Exportaciones de Crudo. Bogotá, Colombia: 2014.

ECOPETROL S.A. Campo de producción Castilla alcanzó nuevo récord de producción. Villavicencio, Colombia: 2015.

El Tiempo. Castilla y Chichimene pasarán a Ecopetrol. 2000.

ESCOBAR, Jazmine and CUERVO, Ángela. Validez de contenido y juicio de expertos: una aproximación a su utilidad. Universidad El Bosque e Institución Universitaria Iberoamericana, 2008.

ESPINOZA, Jorge. Técnicas y Mejoras en las Mediciones de los Registros de Secrorización de Adherencia de Cemento. lima, Perú.: Universidad Nacional de Ingeniería, 2009.

ETXANO, Iker. Tesis Doctoral: Evaluación de la política de espacios naturales protegidos: una propuesta metodológica para la comunidad autónoma del país vasco. Universidad del País Vasco, 2012.

GALARZA, Sandra; TORRES, Andres and PEREZ, Blanca. Herramienta de análisis multi-criterio como soporte para el diseño del programa social de la facultad de ingeniería. En: UNIVERSIDAD ICESI ESTUDIOS GERENCIALES. vol. 27, no. 121, p. 177-182

GLOVER, Paul. Petrophysics. UK: University of Aberdeen - Department of Geology and Petroleum Geology, 2008.

HERNANDEZ, Anastasio. Identificación Del Origen Y Control Del Agua Producida. Universidad Nacional Autónoma de México, 2010.

HUBACH, A. Die Kordillere von Bogotá. Peterm Mitt, 1892. 16-17

HUBACH, E. Geología Petrolífera del Departamento de Norte de Santander. Bogotá, Colombia: Servicio Geológico Nacional, 1931. 102

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC-1486-6166. Bogotá D.C.: El instituto, 2018.

JULIVERT, M. Léxico Estratigráfico Internacional. Central National de la Recherche Scientifique, 1968.

LAZARDE, Hugo. Interpretación de Perfiles de Producción. Venezuela: ESP OIL Engineering Consultants - WorkShop International, 2004.

LOZANO, Edinson and ZAMORA, Nadezhda. ANEXO I: Compilación de la cuenca de Los Llanos Orientales. Bogotá, Colombia: Servicio Geológico Colombiano, 2014. 5-21

MALAGÓN, Jonathan; RUIZ, Carlos and MONTOYA, German. La competitividad del sector del hidrocarburo en las diferentes regiones de Colombia. Colombia: 2016.

MORENO, Brenda. Aplicación e Interpretación del Registro Sónico Compensado BHC. México, D.F.: Instituto Politécnico Nacional Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura, 2011.

NOTESTEIN, F. B., *et al.* Geology of the Barco Concession, Republic of Colombia, South America, Bull. Geological Society of America, 1994. 1192-1194

PAIX, Lissy and LOPEZ, Maria. Desarrollo de una metodología multicriterio para la evaluación de la investigación del transporte. En: UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID. CENTRO DE INVESTIGACIÓN DEL TRANSPORTE, TRANSyT. p. 3-23

PORRAS, Javier and SUAREZ, Juan. Evaluación Técnico Financiera de un Sistema de Levantamiento Combinado Bombeo Mecánico e Hidráulico Para la Obtención de Información del Yacimiento por Medio de Registros de Producción en un Pozo en Campo Provincia. Universidad de América, 2016.

PORTA, J. Léxico Estratigráfico Internacional. Francia: Central National de la Recherche Scientifique, 1974.

RODRIGUEZ, Lina. Metodología y evaluación de la producción de hidrocarburos en un arreglo de cinco pozos influenciado por inyección de agua en un campo colombiano. Universidad Nacional de Colombia, 2016.

SARMIENTO, Luis F. Petroleum Geology of Colombia, Llanos Basin. Fondo Editorial Universidad EAFIT. Departamento de Geología., 2011.

SMITH, L. R.; FAST, C. R. and WAGNER, O. R. Development and Field Testing of Large Volume Remedial Treatments for Gross Water Channeling. En: JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY - SPE. Agosto.no. SPE-2217-PA, p. 1015-1025

SUAREZ, Ariel, *et al.* Reporte integrado de gestión sostenible 2016: Gestión integral de recursos hídricos. Bogotá, Colombia: 2015. 294-314

TOBON, Wolke. Análisis multicriterio. México: CONABIO - Comisión Nacional Para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad, 2013. 2-8

UTKIN, Lev. A method for processing the unreliable expert judgments about parameters of probability distributions. European Journal of Operation Research, 2005.

VARGAS, C. Nuevos aportes a la estimación del potencial de hidrocarburos en Colombia. En: REVISTA DE LA ACADEMIA COLOMBIANA DE CIENCIAS EXACTAS, FÍSICAS Y NATURALES. vol. 33,

VILLACÍ, Nelly and TUMBACO, Gardenia. Tratamientos para el control de agua de formación usando sellantes permanentes. Guayaquil-Ecuador.: Escuela superior politécnica del litoral, 2004.

VILORÍA, José. Fuentes de energía. Madrid. Madrid: Cengage Learning Paraninfo, 2008. 133 p.

WAGNER, O. R. The Use of Tracers in Diagnosing Interwell Reservoir Heterogeneities Field Results. En: JOURNAL OF PETROLEUM TECHNOLOGY - SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS (SPE). no. SPE-6046-PA, p. 1410-1416

ZUBILLAGA, Augusto; CORTONA, Mariana and BRIGGILER, Norberto. Control de agua: aplicación de nuevas técnicas y productos. 2004. 69-74

## **ANEXOS**

## ANEXO A. ENCUESTA JERARQUIZACIÓN DE VARIABLES MEDIANTE MATRIZ DE EXPERTOS



**Fundación  
Universidad de América**

ENCUESTA DE **MATRÍZ DE EXPERTOS** PARA EL DESARROLLO DE UN ALGORITMO DE SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS  
PARA CONTROL DE PRODUCCIÓN DE AGUA MEDIANTE UN ANÁLISIS MULTICRITERIO EN UN CAMPO COLOMBIANO

Por favor, para diligenciar la siguiente encuesta debe tener en cuenta las siguientes premisas:

1. Debe ser un ingeniero de petróleos.
2. Debe tener experiencia en el área de yacimientos y/o producción.
3. Debe diligenciar en orden la encuesta.
4. Tómese el tiempo necesario para diligenciar la encuesta.
5. No diligencie los espacios de color amarillo.
6. Devuelva la encuesta totalmente diligenciada al correo: [diego.marin@estudiantes.uamerica.edu.co](mailto:diego.marin@estudiantes.uamerica.edu.co) o [edgar.ochoa@estudiantes.uamerica.edu.co](mailto:edgar.ochoa@estudiantes.uamerica.edu.co)

A continuación, encontrará la **Tabla 1.**, la cual debe diligenciar poniendo un número de 1 a 5 sin repetir. Esto con el fin de definir en qué orden considera usted que es más importante una variable con respecto a otra.

|                          | Importancia de la variable |
|--------------------------|----------------------------|
| Producción de Agua       | 5                          |
| Producción de Petróleo   | 3                          |
| Precio del Tratamiento   | 4                          |
| Precio del Barril        | 2                          |
| Propiedades Petrofísicas | 1                          |

**Tabla 1.** Encuesta 1

Por último, diligencie la **Tabla 2.** Calificando que tan importante considera usted que es cada una de las variables de la columna de la izquierda con respecto a las variables de la fila superior; tenga en cuenta los valores encontrados en el **Cuadro 1.** Para llenar la encuesta.

|                 |   |
|-----------------|---|
| Muy importante  | 5 |
| Importante      | 4 |
| Neutra          | 3 |
| Poco importante | 2 |
| Nada importante | 1 |

**Cuadro 1.** Calificación para diligenciar la encuesta de la Tabla 2.

|                        | Producción de Petróleo | Precio del Tratamiento | Precio del Barril |
|------------------------|------------------------|------------------------|-------------------|
| Producción de Agua     | 5                      | 5                      | 1                 |
| Producción de Petróleo |                        | 5                      | 4                 |
| Precio del Tratamiento |                        |                        | 4                 |
| Precio del Barril      |                        |                        |                   |

**Tabla 2.** Encuesta 2.

Nombre del encuestado: \_\_\_\_\_

ENCUESTA DE MATRIZ DE EXPERTOS PARA EL DESARROLLO DE UN ALGORITMO DE SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA CONTROL DE PRODUCCIÓN DE AGUA MEDIANTE UN ANÁLISIS MULTICRITERIO EN UN CAMPO COLOMBIANO

Por favor, para diligenciar la siguiente encuesta debe tener en cuenta las siguientes premisas:

1. Debe ser un ingeniero de petróleos.
2. Debe tener experiencia en el área de yacimientos y/o producción.
3. Debe diligenciar en orden la encuesta.
4. Tómese el tiempo necesario para diligenciar la encuesta.
5. No diligencie los espacios de color amarillo.
6. Devuelva la encuesta totalmente diligenciada al correo: [diego.marin@estudiantes.uamerica.edu.co](mailto:diego.marin@estudiantes.uamerica.edu.co) o [edgar.ochoa@estudiantes.uamerica.edu.co](mailto:edgar.ochoa@estudiantes.uamerica.edu.co)

A continuación, encontrará la **Tabla 1.**, la cual debe diligenciar poniendo un número de 1 a 5 sin repetir. Esto con el fin de definir en qué orden considera usted que es más importante una variable con respecto a otra.

|                          | Importancia de la variable |
|--------------------------|----------------------------|
| Producción de Agua       | 4                          |
| Producción de Petróleo   | 5                          |
| Precio del Tratamiento   | 1                          |
| Precio del Barril        | 3                          |
| Propiedades Petrofísicas | 2                          |

**Tabla 1.** Encuesta 1

Por último, diligencie la **Tabla 2.** Calificando que tan importante considera usted que es cada una de las variables de la columna de la izquierda con respecto a las variables de la fila superior en la **Tabla 2.**; tenga en cuenta los valores encontrados en el **Cuadro 1.** Para diligenciar la Encuesta 2.

|                 |   |
|-----------------|---|
| Muy importante  | 5 |
| Importante      | 4 |
| Neutra          | 3 |
| Poco importante | 2 |
| Nada importante | 1 |

**Cuadro 1.** Calificación para diligenciar la encuesta de la Tabla 2.

|                        | Producción de Petróleo | Precio del Tratamiento | Precio del Barril |
|------------------------|------------------------|------------------------|-------------------|
| Producción de Agua     | 5                      | 3                      | 5                 |
| Producción de Petróleo |                        | 4                      | 5                 |
| Precio del Tratamiento |                        |                        | 5                 |
| Precio del Barril      |                        |                        |                   |

**Tabla 2.** Encuesta 2.

Nombre del encuestado: Jose H. Cantillo Silva



# Fundación Universidad de América

ENCUESTA DE **MATRIZ DE EXPERTOS** PARA EL DESARROLLO DE UN ALGORITMO DE SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA CONTROL DE PRODUCCIÓN DE AGUA MEDIANTE UN ANÁLISIS MULTICRITERIO EN UN CAMPO COLOMBIANO

Por favor, para diligenciar la siguiente encuesta debe tener en cuenta las siguientes premisas:

1. Debe ser un ingeniero de petróleos.
2. Debe tener experiencia en el área de yacimientos y/o producción.
3. Debe diligenciar en orden la encuesta.
4. Tómese el tiempo necesario para diligenciar la encuesta.
5. No diligencie los espacios de color amarillo.
6. Devuelva la encuesta totalmente diligenciada al correo: [diego.marin@estudiantes.uamerica.edu.co](mailto:diego.marin@estudiantes.uamerica.edu.co) o [edgar.ochoa@estudiantes.uamerica.edu.co](mailto:edgar.ochoa@estudiantes.uamerica.edu.co)

A continuación, encontrará la **Tabla 1.**, la cual debe diligenciar poniendo un número de 1 a 5 sin repetir. Esto con el fin de definir en qué orden considera usted que es más importante una variable con respecto a otra.

|                          | Importancia de la variable |
|--------------------------|----------------------------|
| Producción de Agua       | 2                          |
| Producción de Petróleo   | 5                          |
| Precio del Tratamiento   | 1                          |
| Precio del Barril        | 4                          |
| Propiedades Petrofísicas | 3                          |

**Tabla 1.** Encuesta 1

Por último, diligencie la **Tabla 2.** Calificando que tan importante considera usted que es cada una de las variables de la columna de la izquierda con respecto a las variables de la fila superior en la **Tabla 2.**; tenga en cuenta los valores encontrados en el **Cuadro 1.** Para diligenciar la Encuesta 2.

|                 |   |
|-----------------|---|
| Muy importante  | 5 |
| Importante      | 4 |
| Neutra          | 3 |
| Poco importante | 2 |
| Nada importante | 1 |

**Cuadro 1.** Calificación para diligenciar la encuesta de la Tabla 2.

|                        | Producción de Petróleo | Precio del Tratamiento | Precio del Barril |
|------------------------|------------------------|------------------------|-------------------|
| Producción de Agua     | 5                      | 3                      | 3                 |
| Producción de Petróleo |                        | 5                      | 5                 |
| Precio del Tratamiento |                        |                        | 4                 |
| Precio del Barril      |                        |                        |                   |

**Tabla 2.** Encuesta 2.

Nombre del encuestado: Yainielh Pineda



# Fundación Universidad de América

ENCUESTA DE **MATRÍZ DE EXPERTOS** PARA EL DESARROLLO DE UN ALGORITMO DE SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA CONTROL DE PRODUCCIÓN DE AGUA MEDIANTE UN ANÁLISIS MULTICRITERIO EN UN CAMPO COLOMBIANO

Por favor, para diligenciar la siguiente encuesta debe tener en cuenta las siguientes premisas:

1. Debe ser un ingeniero de petróleos.
2. Debe tener experiencia en el área de yacimientos y/o producción.
3. Debe diligenciar en orden la encuesta.
4. Tómese el tiempo necesario para diligenciar la encuesta.
5. No diligencie los espacios de color amarillo.
6. Devuelva la encuesta totalmente diligenciada al correo: [diego.marin@estudiantes.uamerica.edu.co](mailto:diego.marin@estudiantes.uamerica.edu.co) o [edgar.ochoa@estudiantes.uamerica.edu.co](mailto:edgar.ochoa@estudiantes.uamerica.edu.co)

A continuación, encontrará la **Tabla 1.**, la cual debe diligenciar poniendo un número de 1 a 5 sin repetir. Esto con el fin de definir en qué orden considera usted que es más importante una variable con respecto a otra.

|                          | Importancia de la variable |
|--------------------------|----------------------------|
| Producción de Agua       | 2                          |
| Producción de Petróleo   | 4                          |
| Precio del Tratamiento   | 1                          |
| Precio del Barril        | 5                          |
| Propiedades Petrofísicas | 3                          |

**Tabla 1.** Encuesta 1

Por último, diligencie la **Tabla 2.** Calificando que tan importante considera usted que es cada una de las variables de la columna de la izquierda con respecto a las variables de la fila superior en la **Tabla 2.**; tenga en cuenta los valores encontrados en el **Cuadro 1.** Para diligenciar la Encuesta 2.

|                 |   |
|-----------------|---|
| Muy importante  | 5 |
| Importante      | 4 |
| Neutra          | 3 |
| Poco importante | 2 |
| Nada importante | 1 |

**Cuadro 1.** Calificación para diligenciar la encuesta de la Tabla 2.

|                        | Producción de Petróleo | Precio del Tratamiento | Precio del Barril |
|------------------------|------------------------|------------------------|-------------------|
| Producción de Agua     | 5                      | 5                      | 5                 |
| Producción de Petróleo |                        | 4                      | 5                 |
| Precio del Tratamiento |                        |                        | 4                 |
| Precio del Barril      |                        |                        |                   |

**Tabla 2.** Encuesta 2.

Nombre del encuestado: \_\_\_\_\_



# Fundación Universidad de América

ENCUESTA DE **MATRIZ DE EXPERTOS** PARA EL DESARROLLO DE UN ALGORITMO DE SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA CONTROL DE PRODUCCIÓN DE AGUA MEDIANTE UN ANÁLISIS MULTICRITERIO EN UN CAMPO COLOMBIANO

Por favor, para diligenciar la siguiente encuesta debe tener en cuenta las siguientes premisas:

1. Debe ser un ingeniero de petróleos.
2. Debe tener experiencia en el área de yacimientos y/o producción.
3. Debe diligenciar en orden la encuesta.
4. Tómese el tiempo necesario para diligenciar la encuesta.
5. No diligencie los espacios de color amarillo.
6. Devuelva la encuesta totalmente diligenciada al correo: [diego.marin@estudiantes.uamerica.edu.co](mailto:diego.marin@estudiantes.uamerica.edu.co) o [edgar.ochoa@estudiantes.uamerica.edu.co](mailto:edgar.ochoa@estudiantes.uamerica.edu.co)

A continuación, encontrará la **Tabla 1.**, la cual debe diligenciar poniendo un número de 1 a 5 sin repetir. Esto con el fin de definir en qué orden considera usted que es más importante una variable con respecto a otra.

|                          | Importancia de la variable |
|--------------------------|----------------------------|
| Producción de Agua       | 2                          |
| Producción de Petróleo   | 5                          |
| Precio del Tratamiento   | 1                          |
| Precio del Barril        | 4                          |
| Propiedades Petrofísicas | 3                          |

**Tabla 1.** Encuesta 1

Por último, diligencie la **Tabla 2.** Calificando que tan importante considera usted que es cada una de las variables de la columna de la izquierda con respecto a las variables de la fila superior; tenga en cuenta los valores encontrados en el **Cuadro 1.** Para llenar la encuesta.

|                 |   |
|-----------------|---|
| Muy importante  | 5 |
| Importante      | 4 |
| Neutra          | 3 |
| Poco importante | 2 |
| Nada importante | 1 |

**Cuadro 1.** Calificación para diligenciar la encuesta de la Tabla 2.

|                        | Producción de Petróleo | Precio del Tratamiento | Precio del Barril |
|------------------------|------------------------|------------------------|-------------------|
| Producción de Agua     | 5                      | 4                      | 3                 |
| Producción de Petróleo |                        | 4                      | 5                 |
| Precio del Tratamiento |                        |                        | 4                 |
| Precio del Barril      |                        |                        |                   |

**Tabla 2.** Encuesta 2.

Nombre del encuestado: Johys Buitrago



# Fundación Universidad de América

ENCUESTA DE **MATRIZ DE EXPERTOS** PARA EL DESARROLLO DE UN ALGORITMO DE SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA CONTROL DE PRODUCCIÓN DE AGUA MEDIANTE UN ANÁLISIS MULTICRITERIO EN UN CAMPO COLOMBIANO

Por favor, para diligenciar la siguiente encuesta debe tener en cuenta las siguientes premisas:

1. Debe ser un ingeniero de petróleos.
2. Debe tener experiencia en el área de yacimientos y/o producción.
3. Debe diligenciar en orden la encuesta.
4. Tómese el tiempo necesario para diligenciar la encuesta.
5. No diligencie los espacios de color amarillo.
6. Devuelva la encuesta totalmente diligenciada al correo: [diego.marin@estudiantes.uamerica.edu.co](mailto:diego.marin@estudiantes.uamerica.edu.co) o [edgar.choa@estudiantes.uamerica.edu.co](mailto:edgar.choa@estudiantes.uamerica.edu.co)

A continuación, encontrará la **Tabla 1.**, la cual debe diligenciar poniendo un número de 1 a 5 sin repetir. Esto con el fin de definir en qué orden considera usted que es más importante una variable con respecto a otra.

|                          | Importancia de la variable |
|--------------------------|----------------------------|
| Producción de Agua       | 4                          |
| Producción de Petróleo   | 5                          |
| Precio del Tratamiento   | 1                          |
| Precio del Barril        | 3                          |
| Propiedades Petrofísicas | 2                          |

**Tabla 1.** Encuesta 1

Por último, diligencie la **Tabla 2.** Calificando que tan importante considera usted que es cada una de las variables de la columna de la izquierda con respecto a las variables de la fila superior en la **Tabla 2.**; tenga en cuenta los valores encontrados en el **Cuadro 1.** Para diligenciar la Encuesta 2.

|                 |   |
|-----------------|---|
| Muy importante  | 5 |
| Importante      | 4 |
| Neutra          | 3 |
| Poco Importante | 2 |
| Nada Importante | 1 |

**Cuadro 1.** Calificación para diligenciar la encuesta de la Tabla 2.

|                        | Producción de Petróleo | Precio del Tratamiento | Precio del Barril |
|------------------------|------------------------|------------------------|-------------------|
| Producción de Agua     | 5                      | 4                      | 5                 |
| Producción de Petróleo |                        | 3                      | 5                 |
| Precio del Tratamiento |                        |                        | 4                 |
| Precio del Barril      |                        |                        |                   |

**Tabla 2.** Encuesta 2.

Nombre del encuestado: Adriangel Romo

ENCUESTA DE **MATRÍZ DE EXPERTOS** PARA EL DESARROLLO DE UN ALGORITMO DE SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA CONTROL DE PRODUCCIÓN DE AGUA MEDIANTE UN ANÁLISIS MULTICRITERIO EN UN CAMPO COLOMBIANO

Por favor, para diligenciar la siguiente encuesta debe tener en cuenta las siguientes premisas:

1. Debe ser un ingeniero de petróleos.
2. Debe tener experiencia en el área de yacimientos y/o producción.
3. Debe diligenciar en orden la encuesta.
4. Tómese el tiempo necesario para diligenciar la encuesta.
5. No diligencie los espacios de color amarillo.
6. Devuelva la encuesta totalmente diligenciada al correo: [diego.marin@estudiantes.uamerica.edu.co](mailto:diego.marin@estudiantes.uamerica.edu.co) o [edgar.choa@estudiantes.uamerica.edu.co](mailto:edgar.choa@estudiantes.uamerica.edu.co)

A continuación, encontrará la **Tabla 1.**, la cual debe diligenciar poniendo un número de 1 a 5 sin repetir. Esto con el fin de definir en qué orden considera usted que es más importante una variable con respecto a otra.

|                          | Importancia de la variable |
|--------------------------|----------------------------|
| Producción de Agua       | 3                          |
| Producción de Petróleo   | 4                          |
| Precio del Tratamiento   | 1                          |
| Precio del Barril        | 5                          |
| Propiedades Petrofísicas | 2                          |

**Tabla 1.** Encuesta 1

Por último, diligencie la **Tabla 2.** Calificando que tan importante considera usted que es cada una de las variables de la columna de la izquierda con respecto a las variables de la fila superior; tenga en cuenta los valores encontrados en el **Cuadro 1.** Para llenar la encuesta.

|                 |   |
|-----------------|---|
| Muy importante  | 5 |
| Importante      | 4 |
| Neutra          | 3 |
| Poco Importante | 2 |
| Nada Importante | 1 |

**Cuadro 1.** Calificación para diligenciar la encuesta de la Tabla 2.

|                        | Producción de Petróleo | Precio del Tratamiento | Precio del Barril |
|------------------------|------------------------|------------------------|-------------------|
| Producción de Agua     | 4                      | 4                      | 5                 |
| Producción de Petróleo |                        | 2                      | 5                 |
| Precio del Tratamiento |                        |                        | 5                 |
| Precio del Barril      |                        |                        |                   |

**Tabla 2.** Encuesta 2.

Nombre del encuestado: Aldo Andrés Cáliz Schafer\_\_

ENCUESTA DE **MATRÍZ DE EXPERTOS** PARA EL DESARROLLO DE UN ALGORITMO DE SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA CONTROL DE PRODUCCIÓN DE AGUA MEDIANTE UN ANÁLISIS MULTICRITERIO EN UN CAMPO COLOMBIANO

Por favor, para diligenciar la siguiente encuesta debe tener en cuenta las siguientes premisas:

1. Debe ser un ingeniero de petróleos.
2. Debe tener experiencia en el área de yacimientos y/o producción.
3. Debe diligenciar en orden la encuesta.
4. Tómese el tiempo necesario para diligenciar la encuesta.
5. No diligencie los espacios de color amarillo.
6. Devuelva la encuesta totalmente diligenciada al correo: [diego.marin@estudiantes.uamerica.edu.co](mailto:diego.marin@estudiantes.uamerica.edu.co) o [edgar.ochoa@estudiantes.uamerica.edu.co](mailto:edgar.ochoa@estudiantes.uamerica.edu.co)

A continuación, encontrará la **Tabla 1.**, la cual debe diligenciar poniendo un número de 1 a 5 sin repetir. Esto con el fin de definir en qué orden considera usted que es más importante una variable con respecto a otra.

|                          | Importancia de la variable |
|--------------------------|----------------------------|
| Producción de Agua       | 5                          |
| Producción de Petróleo   | 3                          |
| Precio del Tratamiento   | 4                          |
| Precio del Barril        | 2                          |
| Propiedades Petrofísicas | 1                          |

**Tabla 1.** Encuesta 1

Por último, diligencie la **Tabla 2.** Calificando que tan importante considera usted que es cada una de las variables de la columna de la izquierda con respecto a las variables de la fila superior; tenga en cuenta los valores encontrados en el **Cuadro 1.** Para llenar la encuesta.

|                 |   |
|-----------------|---|
| Muy importante  | 5 |
| Importante      | 4 |
| Neutra          | 3 |
| Poco Importante | 2 |
| Nada Importante | 1 |

**Cuadro 1.** Calificación para diligenciar la encuesta de la Tabla 2.

|                        | Producción de Petróleo | Precio del Tratamiento | Precio del Barril |
|------------------------|------------------------|------------------------|-------------------|
| Producción de Agua     | 5                      | 4                      | 5                 |
| Producción de Petróleo |                        | 4                      | 5                 |
| Precio del Tratamiento |                        |                        | 5                 |
| Precio del Barril      |                        |                        |                   |

**Tabla 2.** Encuesta 2.

Adriana Gómez Hernández

Nombre del encuestado: \_\_\_\_\_



# Fundación Universidad de América

ENCUESTA DE **MATRÍZ DE EXPERTOS** PARA EL DESARROLLO DE UN ALGORITMO DE SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA CONTROL DE PRODUCCIÓN DE AGUA MEDIANTE UN ANÁLISIS MULTICRITERIO EN UN CAMPO COLOMBIANO

Por favor, para diligenciar la siguiente encuesta debe tener en cuenta las siguientes premisas:

1. Debe ser un ingeniero de petróleos.
2. Debe tener experiencia en el área de yacimientos y/o producción.
3. Debe diligenciar en orden la encuesta.
4. Tómese el tiempo necesario para diligenciar la encuesta.
5. No diligencie los espacios de color amarillo.
6. Devuelva la encuesta totalmente diligenciada al correo: [diego.marin@estudiantes.uamerica.edu.co](mailto:diego.marin@estudiantes.uamerica.edu.co) o [edgar.ochoa@estudiantes.uamerica.edu.co](mailto:edgar.ochoa@estudiantes.uamerica.edu.co)

A continuación, encontrará la **Tabla 1.**, la cual debe diligenciar poniendo un número de 1 a 5 sin repetir. Esto con el fin de definir en qué orden considera usted que es más importante una variable con respecto a otra.

|                          | Importancia de la variable |
|--------------------------|----------------------------|
| Producción de Agua       | 5                          |
| Producción de Petróleo   | 4                          |
| Precio del Tratamiento   | 1                          |
| Precio del Barril        | 2                          |
| Propiedades Petrofísicas | 3                          |

**Tabla 1.** Encuesta 1

Por último, diligencie la **Tabla 2.** Calificando que tan importante considera usted que es cada una de las variables de la columna de la izquierda con respecto a las variables de la fila superior en la **Tabla 2.**; tenga en cuenta los valores encontrados en el **Cuadro 1.** Para diligenciar la Encuesta 2.

|                 |   |
|-----------------|---|
| Muy importante  | 5 |
| Importante      | 4 |
| Neutra          | 3 |
| Poco importante | 2 |
| Nada importante | 1 |

**Cuadro 1.** Calificación para diligenciar la encuesta de la Tabla 2.

|                        | Producción de Petróleo | Precio del Tratamiento | Precio del Barril |
|------------------------|------------------------|------------------------|-------------------|
| Producción de Agua     | 5                      | 3                      | 3                 |
| Producción de Petróleo |                        | 3                      | 3                 |
| Precio del Tratamiento |                        |                        | 3                 |
| Precio del Barril      |                        |                        |                   |

**Tabla 2.** Encuesta 2.

Nombre del encuestado: \_\_\_\_\_

13/09/10  
7.25 pm

ENCUESTA DE **MATRIZ DE EXPERTOS** PARA EL DESARROLLO DE UN ALGORITMO DE SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA CONTROL DE PRODUCCIÓN DE AGUA MEDIANTE UN ANÁLISIS MULTICRITERIO EN UN CAMPO COLOMBIANO

Por favor, para diligenciar la siguiente encuesta debe tener en cuenta las siguientes premisas:

1. Debe ser un ingeniero de petróleos.
2. Debe tener experiencia en el área de yacimientos y/o producción.
3. Debe diligenciar en orden la encuesta.
4. Tómese el tiempo necesario para diligenciar la encuesta.
5. No diligencie los espacios de color amarillo.
6. Devuelva la encuesta totalmente diligenciada al correo: [diego.marin@estudiantes.uamerica.edu.co](mailto:diego.marin@estudiantes.uamerica.edu.co) o [edgar.ochoa@estudiantes.uamerica.edu.co](mailto:edgar.ochoa@estudiantes.uamerica.edu.co)

A continuación, encontrará la **Tabla 1.**, la cual debe diligenciar poniendo un número de 1 a 5 sin repetir. Esto con el fin de definir en qué orden considera usted que es más importante una variable con respecto a otra.

|                          | Importancia de la variable |
|--------------------------|----------------------------|
| Producción de Agua       | 2                          |
| Producción de Petróleo   | 1                          |
| Precio del Tratamiento   | 4                          |
| Precio del Barril        | 3                          |
| Propiedades Petrofísicas | 5                          |

**Tabla 1.** Encuesta 1

Por último, diligencie la **Tabla 2.** Calificando que tan importante considera usted que es cada una de las variables de la columna de la izquierda con respecto a las variables de la fila superior; tenga en cuenta los valores encontrados en el **Cuadro 1.** Para llenar la encuesta.

|                 |   |
|-----------------|---|
| Muy importante  | 5 |
| Importante      | 4 |
| Neutra          | 3 |
| Poco importante | 2 |
| Nada importante | 1 |

**Cuadro 1.** Calificación para diligenciar la encuesta de la Tabla 2.

|                        | Producción de Petróleo | Precio del Tratamiento | Precio del Barril |
|------------------------|------------------------|------------------------|-------------------|
| Producción de Agua     | 5                      | 3                      | 4                 |
| Producción de Petróleo |                        | 5                      | 5                 |
| Precio del Tratamiento |                        |                        | 2                 |
| Precio del Barril      |                        |                        |                   |

**Tabla 2.** Encuesta 2.

Nombre del encuestado: IVAN BENAVIDES

## ANEXO B. MANUAL DE USO DEL ALGORITMO DE SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS UN CONTROL DE PRODUCCIÓN DE AGUA

### 1. Premisas:

- El pozo a evaluar presenta una elevada producción de agua.
- Se debe conocer tanto el historial de producción y propiedades petrofísicas del pozo a evaluar como los parámetros de rentabilidad de un proyecto de control de producción de agua en fondo de pozo.

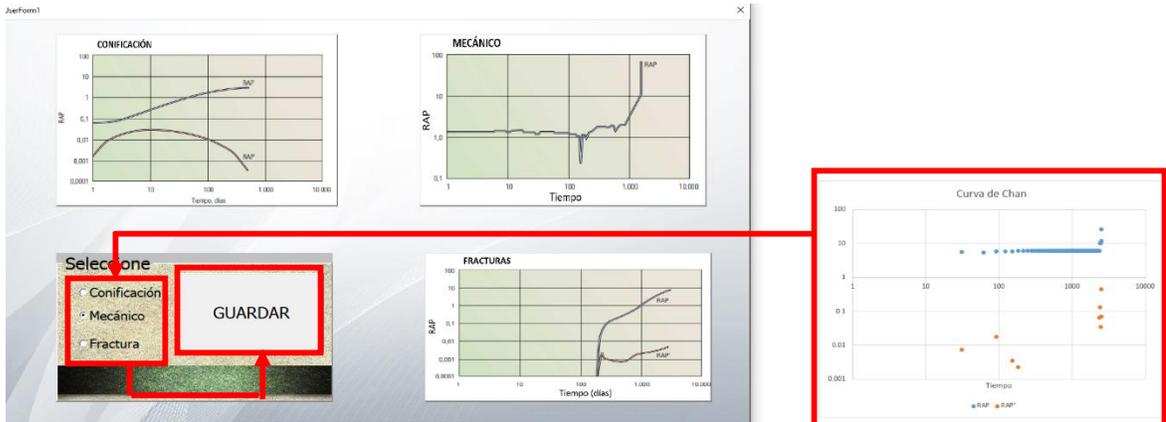
### 2. Pasos para cargar información básica del pozo:

1. Clic en la imagen ubicada en la esquina superior derecha.
2. Se desplegará la ventana llamada información Básica.
3. Completar la información requerida teniendo en cuenta si es una variable numérica o de texto.
4. Presionar el botón start.

### 3. Pasos para cargar historial de producción del pozo:

5. Se desplegará la ventana Continúe confirmando que los datos han sido ingresados y capturados correctamente. Dar clic en aceptar.
6. Se desplegará la ventana Siguiente Paso en la cual se indica al usuario que debe ir a la hoja 2 para copiar datos de historial de producción. Dar clic en aceptar.
7. Se abrirá la hoja 2 del documento en la cual se debe ingresar de forma ordenada el historial de producción del pozo tal como se indica en el mensaje ubicado en la esquina superior derecha (fecha – producción de agua – producción de petróleo).
8. Dar clic en actualizar datos.

#### 4. Selección del método de intrusión



9. Se desplegará la ventana Mecanismos de Intrusión junto a la curva de Chan del pozo en estudio.
10. Comparar la curva de Chan del pozo en estudio con las graficas de referencia de la ventana Mecanismos de intrusión.
11. Seleccionar el mecanismo de intrusión del agua determinado mediante el analisis grafico de la curva de Chan.
12. Dar clic en Guardar.

#### 5. Determinar si el pozo es o no candidato a un pozo control de producción de agua.

The figure shows the 'ALGORITMO DE SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS PARA CONTROL DE PRODUCCIÓN DE AGUA' software interface. It includes a 'Candidato' button highlighted in red, and a 'Curva de Chan' graph. The interface is divided into several sections: IDENTIFICACIÓN DEL POZO, INFORMACIÓN BÁSICA, CONTROL DE PRODUCCIÓN, and a 'Curva de Chan' graph. The 'Candidato' button is highlighted in red, and the 'Curva de Chan' graph is also visible.

| Nombre del pozo | Estado (Abierto/Cerrado) | Campo    | Guinea                | Pais     | Departamento |
|-----------------|--------------------------|----------|-----------------------|----------|--------------|
| Pozo A          | Cerrado                  | Castilla | Los Llanos Orientales | Colombia | Meta         |

| Permeabilidad promedio (K) | Porosidad promedio (Ph) | Tasa de recuperación del proyecto (RSP) | Precio del barril de referencia BRENT (USD) | Último BSW por la empresa (USD) | Capital destinado por la empresa (USD) | Mecanismo de intrusión |
|----------------------------|-------------------------|---|---|---------------------------------|--|------------------------|
| 62                         | 18                      | 38                                      | 71  | 96.24113146                     | 500000                                 | Mecánico               |

| Fecha | Producción de agua (BOPD) | Producción de petróleo (BOPD) | Fecha (días) | Barriles totales (BOPD) | BSW(%)    | RAP      | RAP*     |
|-------|---------------------------|-------------------------------|--------------|-------------------------|-----------|----------|----------|
| 2009  | 432                       | 42                            | 0            | 480                     | 10.000000 | 0.000000 | 0.000000 |
| 2010  | 440                       | 43                            | 31           | 520                     | 10.000000 | 0.000000 | 0.000000 |
| 2011  | 445                       | 45                            | 61           | 570                     | 10.000000 | 0.000000 | 0.000000 |
| 2012  | 450                       | 47                            | 92           | 620                     | 10.000000 | 0.000000 | 0.000000 |

13. Se abrirá la sección inicial del algoritmo con la información total del pozo en estudio.
14. Dar clic en el botón Candidato para determinar si el pozo es o no candidato a un control de producción de agua.
15. Aparecerá un cuadro indicando si el pozo es o no candidato.
16. Si desea realizar el análisis de un nuevo pozo dar clic en borrar datos he iniciar nuevamente los pasos desde el numeral 1.