



Diseño de un modelo numérico para la selección de pozos aptos a control de producción de agua

Design of a numerical model for the selection of wells suitable for water production control

Ortega-Ramírez Angie Tatiana

Universidad de América, Bogotá

Correo: angie.ortega@profesores.uamerica.edu.co

<https://orcid.org/0000-0002-6364-8432>

Marín-Maldonado Diego Fernando

Universidad de América, Bogotá

Correo: diego.marin@estudiantes.uamerica.edu.co

<https://orcid.org/0000-0003-4928-211X>

Ochoa-Rodríguez Edgar Danilo

Universidad de América, Bogotá

Correo: edgar.ochoa@estudiantes.uamerica.edu.co

<https://orcid.org/0000-0002-9940-5694>

Resumen

La investigación plasmada en el presente artículo tiene como objetivos presentar los resultados obtenidos durante el diseño de un modelo numérico para la selección de pozos aptos al control de producción de agua en campos petroleros y, de forma simultánea, proponer una herramienta útil para las empresas del sector. Dicha herramienta parte de un algoritmo que involucra interacciones computacionales, programadas en Visual Basic, con el fin de presentar información clara sobre el mecanismo de intrusión del agua al pozo que permita fundamentar mejor la decisión de intervenir un pozo en fondo para el control hídrico, evaluando variables que afectan el proceso como el BSW, la producción de agua, la relación agua-petróleo (RAP), rentabilidad de los proyectos de extracción, producción de fluido total, entre otras. Metodológicamente, se llevó a cabo un análisis cualitativo y cuantitativo de una muestra representativa de pozos productores del “Campo Castilla”, situado en Colombia. Estos pozos presentan una excesiva producción de agua, la cual exige un análisis multicriterio tipo REGIME, apoyado con una matriz de expertos que permitan jerarquizar las variables según el grado de importancia al momento de seleccionar los pozos candidatos a un control de producción de agua. Posteriormente, se diseña el árbol de decisiones de acuerdo con la jerarquía de las variables y finalmente se programa el algoritmo de selección de pozos candidatos al control de producción de agua, empleando Excel junto con su interfaz de desarrollador Visual Basic. Este modelo numérico se soporta en los modelos de las curvas de Chan, que permiten validar finalmente la viabilidad de someter un pozo a un tratamiento de control hídrico evaluando sus condiciones actuales de operación.

Descriptores: Acuífero, agua, análisis multicriterio, curvas de Chan, elevado corte de agua, Intrusión de agua, polímeros.

Abstract

The research embodied in this article aims to present the results obtained during the design of a numerical model for the selection of wells suitable for the control of water production in oil fields and, simultaneously, to propose a useful tool for companies in the sector. Said tool starts from an algorithm that involves computational interactions, programmed in Visual Basic, in order to present clear information on the intrusion mechanisms of the water into the well that allows to better base the decision to intervene a well in the background for water control, evaluating variables that affect the process such as BSW, water production, water-oil ratio (RAP), profitability of extraction projects, total fluid production, among others. Methodologically, a qualitative and quantitative analysis was carried out of a representative sample of producing wells from the “Campo Castilla”, located in Colombia. These wells present excessive water production, which requires a REGIME-type multicriteria analysis, supported by an expert matrix that allows the variables to be ranked according to the degree of importance when selecting the candidate wells for a water production control. Subsequently, the decision tree is designed according to the hierarchy of the variables and finally the algorithm for selecting candidate wells for water production control is programmed, using Excel together with its Visual Basic developer interface. This numerical model is supported by the models of the Chan curves, which allow us to finally validate the feasibility of subjecting a well to a water control treatment by evaluating its current operating conditions.

Keywords: Aquifer, Chan curves, economic limit, high water cut, multicriteria analysis, polymers, Water intrusion, water.

INTRODUCCIÓN

La industria del petróleo enfrenta hoy en día importantes retos técnicos que afectan la viabilidad de extracción de los hidrocarburos y su correspondiente comercialización (Saavedra & Jiménez, 2014). Algunos de estos desafíos son causados por el depletamiento constante de los yacimientos, generando que los mecanismos de producción primaria no sean suficientes para la extracción de los hidrocarburos y sea necesario recurrir a procesos secundarios y terciarios de recobro con el fin de aumentar la energía y, por consiguiente, el recobro del yacimiento (Paris de Ferrer, 2001). Comúnmente, la producción de agua al inicio de la vida productiva de un pozo se asocia a la presencia de un acuífero activo en la estructura del yacimiento, sin embargo, con el paso del tiempo los pozos entran en un estado avanzado de declinación de la producción debido al depletamiento del yacimiento; por lo cual se implementan mecanismos de producción secundarios que se basan en la inyección de agua mediante arreglos de pozos inyectoros, aumentando generalmente el volumen de agua producida en superficie. Este tipo de yacimientos anteriormente descritos se consideran maduros y representan nuevos retos de integridad, haciendo las operaciones menos predecibles (Gamboa & Quintero, 2019) y una producción en la cual predomina el volumen de agua respecto al volumen de crudo (Castiblanco, 2017), afectando directamente la rentabilidad de los proyectos en los campos petroleros.

Schlumberger reporta en el año 2004 una producción de 3 barriles de agua por cada barril de petróleo producido a nivel mundial (Bailey *et al.*, 2005); mientras que, a nivel nacional, en el año 2016, Ecopetrol reporta una producción de 12 barriles de agua por cada barril de petróleo (Suárez *et al.*, 2016). De este modo, es evidente el desafío para la industria de los hidrocarburos por reducir significativamente el volumen de agua producido. Por esta razón, se han venido desarrollado técnicas que tienen como objetivo controlar la producción de agua directamente desde la fuente generadora en fondo de pozo, evitando simultáneamente sus gastos asociados de producción. Estas técnicas usadas para el control de producción de agua se dividen en dos grandes grupos: mecánicas y químicas, y su aplicación depende del tipo de problema que se presenta en el pozo (Cortes, 2008).

Las técnicas de control de tipo mecánico proporcionan una solución a problemas de conificación y filtrados o flujos en la tubería de revestimiento mediante la instalación de sellos mecánicos y tapones de arena o cemento dentro del pozo con el fin de aislar una zona productora (Cortes, 2008); mientras que las técnicas de

control de tipo químico consisten en la inyección de polímeros con el fin de alterar las propiedades de las rocas, reduciendo la capacidad de flujo del agua o mediante un polímero hidrofiliante que genera una barrera a la producción de agua sin afectar la producción de petróleo (Jimenez *et al.*, 2014).

La excesiva producción de agua ha llevado a profesionales de la industria petrolera a desarrollar metodologías que identifiquen el mecanismo de intrusión del agua al pozo productor, y posteriormente los tratamientos viables tanto técnica como económicamente para mitigar, controlar y en lo posible eliminar la intrusión del agua al pozo, teniendo en cuenta datos asociados a la producción e integridad de cada pozo (Arnold *et al.*, 2004). Los proyectos de explotación de hidrocarburos se definen principalmente por un límite económico, el cual se define como el momento donde deja de ser rentable la extracción de los fluidos presentes en el yacimiento debido a la elevada producción de agua o caudales bajos de producción de hidrocarburos, generándose así una reducción significativa en las utilidades de este tipo de proyectos (Ahmed, 2010). Teniendo en cuenta lo anterior, el límite económico de un proyecto se define por la Relación Agua-Petróleo (RAP) y su comportamiento durante la producción del yacimiento. De igual forma, este parámetro junto con su derivada a lo largo del tiempo permite identificar gráficamente si un pozo presenta un avance prematuro del agua generado por una conificación en una zona productora o la canalización a través de capas con alta permeabilidad (Chan, 1995). Dicho análisis gráfico descrito se denomina "Curvas de Chan".

Las "curvas de Chan" representan una herramienta de gran importancia para el diagnóstico del mecanismo de intrusión de agua a los pozos productores de petróleo mediante una comparación entre la relación Agua-Petróleo (RAP) y su derivada respecto al tiempo en escala doble logarítmica, permitiendo de esta forma comprender el flujo del yacimiento y determinar el mecanismo predominante de la producción excesiva de agua, todo esto tomando como base la información de producción de un pozo específico, ya sea durante toda su vida productiva o cualquier periodo de tiempo que se encuentre asociado a un evento del pozo (proceso de inyección, entre otros). Las curvas de Chan agrupan los mecanismos de intrusión de agua en tres grupos: el grupo 1 corresponde a los mecanismos de entrada de agua de tipo mecánico (filtraciones en revestimiento, packer y tubería de producción y flujo detrás del revestimiento), el grupo 2 comprende un contacto Agua-Petróleo dinámico y fracturas, fallas o canales que comunican acuíferos con intervalos productores y finalmente el grupo 3 que involucra únicamente invasión de agua por conificación (Chan, 1995).

El control de una excesiva producción de agua se encuentra directamente relacionado con variables de tipo técnico, económico y contextual, como lo representa el precio del barril del petróleo y su constante fluctuación, lo que dificulta la selección de pozos aptos para implementar una técnica mecánica o química para mitigar la intrusión de agua al pozo productor. Por lo anterior, se plantea una posible solución que tiene como fin optimizar la selección de pozos aptos a un control de producción de agua mediante el diseño de un modelo numérico, que permita evaluar variables cuantitativas y cualitativas importantes de acuerdo con el juicio de expertos en la materia, involucradas en la intrusión del agua al pozo productor.

El modelo numérico desarrollado se basa en un análisis multicriterio, que funge como una herramienta de apoyo para la toma de decisiones a partir de la integración de diferentes variables en una sola línea de análisis, teniendo en cuenta la importancia de cada una de ellas, para finalmente proponer una solución óptima al problema (Tobon, 2013). Sin embargo, existen diferentes tipos de análisis multicriterio que se diferencian por los datos de entrada a analizar y el objetivo final al cual se quiere llegar, algunos de ellos son: Maximax, Maximin, Regime, Electre I, entre otros. Con base en lo anterior se decide implementar un análisis multicriterio tipo Regime, el cual permite analizar variables cuantitativas y cualitativas asignándole a cada una de ellas un peso según su grado de importancia (LA PAIX & Lopez, 2010).

Para la aplicación de un análisis multicriterio es necesario realizar una jerarquización de las variables a analizar con el fin de priorizar los datos de entrada, dando un orden adecuado al árbol de decisiones; dicha organización se realiza mediante un juicio de expertos que parte de la recolección de información de personas con amplia trayectoria en el tema, quienes son calificados como expertos y pueden dar un juicio, evidencia o valoración a un interrogante (Escobar & Cuervo, 2008). Para fines de la presente investigación se utilizó como referencia a Hyrkas *et al.*, quienes en 2003 indicaron que una muestra de 10 expertos brinda resultados confiables en un juicio (Escobar & Cuervo, 2008).

La jerarquización de variables proporciona un orden lógico al modelo numérico basado en cálculos básicos y análisis gráfico, usando como información de entrada la producción de petróleo, la producción de agua y algunas propiedades petrofísicas que caracterizan a cada uno de los pozos en estudio. Esto último, permite identificar si es viable realizar un control de producción de agua, considerando como apto de dicho tratamiento a un pozo productor.

DESARROLLO

Para el desarrollo de la presente investigación inicialmente se seleccionó como método numérico un análisis multicriterio tipo REGIME, el cual permite analizar las variables propuestas de manera cuantitativa y cualitativa definiendo el peso de cada variable respecto a los criterios a evaluar, es decir, REGIME aporta información acerca de la importancia de las variables respecto a cada criterio mediante la matriz de expertos.

El análisis multicriterio REGIME se apoya en la ejecución de una matriz de expertos con la temática de yacimientos y producción en el sector petrolero; estableciéndose a partir de allí una selección de variables jerarquizadas de mayor a menor relevancia, determinándose así el grado de interacción que tiene una variable sobre las demás. Cuando se tiene la priorización de estas variables, se establece el árbol de decisiones que lleva al diseño del algoritmo que será implementado en el complemento Visual Basic en Excel para evaluar la viabilidad de intervenir un pozo a un tratamiento de control de producción de agua en fondo. A continuación, en la Tabla 1 se presenta el cuadro metodológico en el que se describen los mecanismos utilizados para el diseño del modelo numérico que permite la selección de pozos candidatos a un control de producción de agua, con el fin de tomar decisiones menos empíricas.

Tomando como punto de partida la información proveniente de la literatura y las experiencias en el campo de análisis, se plantea una entrevista que consta de dos preguntas dirigidas a diez expertos en la materia. Mediante este cuestionario se evaluarán cinco variables y la interacción entre ellas, con el fin de definir la viabilidad tanto técnica como financiera de una intervención de un pozo para el control de producción de agua en fondo. Las variables a estudiar son: propiedades petrofísicas (porosidad y permeabilidad), producción de agua, producción de petróleo, precio del barril de petróleo y precio del tratamiento; sin embargo, es necesario realizar una jerarquización de dichas variables partiendo de una muestra de 10 ingenieros de petróleos con amplia experiencia en el área de yacimientos a los que se le aplicará la entrevista, con el fin de identificar el grado de importancia de cada una de las variables y cuáles de ellas deben ser evaluadas en conjunto.

Inicialmente se realizó una sumatoria de los valores asignados por cada uno de los expertos a las variables en estudio entre 1 a 5, donde 5 representaba la variable con mayor grado de importancia. Con base en lo anterior, se obtuvieron los resultados presentados en la Figura 1; donde se identifica que los expertos consideran que la variable más importante es la de producción de petróleo.

Tabla 1. Etapas para desarrollar el algoritmo de selección de pozos mediante análisis multicriterio

Etapa	Objetivo	Método	Paradigma metodológico
Selección de variables	Identificar las variables de ámbito técnico, económico y de entorno que afecten la viabilidad de un proyecto de control de producción de agua	Revisión documental, experiencias en campo de análisis y entrevistas a los expertos	Cualitativo
Selección de método numérico	Seleccionar el método numérico adecuado para el análisis de variables cualitativas y cuantitativas	Revisión documental	Cualitativo
Jerarquización de variables	Identificar el peso de cada una de las variables a analizar según su grado de importancia en la selección de pozos candidatos a un control de producción de agua	Matriz de expertos	Mixto
Diseño del modelo del modelo de selección de pozos	Diseñar el modelo de predicción para identificar los pozos candidatos a un control de producción de agua, teniendo en cuenta el peso de cada una de las variables	Árbol de decisiones	Mixto
Identificación del mecanismo de intrusión del agua	Determinar el mecanismo mediante el cual el agua ingresa al pozo productor, afectando la viabilidad de la extracción de hidrocarburo	Curvas de Chan	Cuantitativo
Programación del método numérico	Programar mediante herramientas digitales el árbol de decisiones	Programación mediante Excel y Visual Basic	Cuantitativo

Fuente: Elaborado por los autores

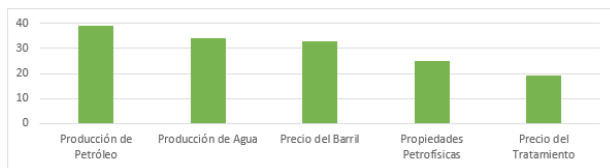


Figura 1. Orden de importancia de variables según la encuesta a expertos

Con el objetivo de analizar e identificar las variables que deben ser evaluadas en conjunto, se preguntó a los expertos mediante una matriz por el grado de importancia de cada una de las relaciones entre las variables en estudio, obteniendo los resultados que se evidencian en la Figura 2.

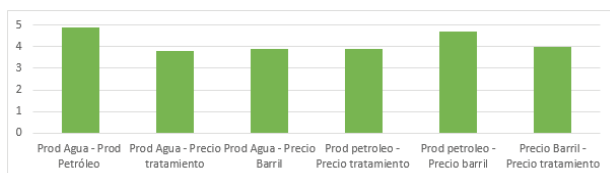


Figura 2. Grado de interacción entre variables

Como resultado de nuestra indagación sobre la matriz a los expertos, se identifica que el orden de importancia de las variables a analizar es: producción de petróleo,

producción de agua, precio de barril de petróleo, propiedades petroquímicas y precio de tratamiento. Se determina que algunas de estas variables deben ser analizadas mediante una nueva variable que las relacione entre sí, tal como el BS&W (*Basic Sediment and Water*), que permite analizar de forma simultánea la producción de agua y de petróleo. De igual forma, se establece que el precio del barril y la producción de hidrocarburo se encuentran altamente relacionadas debido a que dichas variables rigen la viabilidad financiera para seguir produciendo un pozo.

Reportados los datos anteriores, se continúa con el diseño del árbol de decisiones, cuya base surge de acuerdo con el peso de cada una de las variables, un orden lógico que permite analizar si un pozo del campo en estudio es o no apto a un control de producción de agua mediante un proceso químico. A continuación, en la Figura 3 se presenta el árbol de decisiones que involucra el modelo numérico para la selección de pozos aptos a un control de producción de agua.

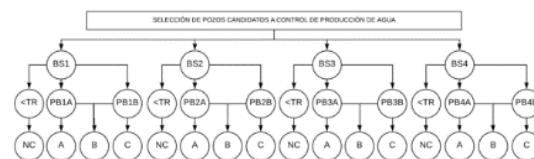


Figura 3. Primeros pasos para la selección de pozos a control de producción de agua

El ingeniero encargado de diligenciar el algoritmo debe comenzar llenando el formato propuesto por los autores del presente artículo con el fin de caracterizar el pozo a partir de ciertos datos precisos: el nombre, el campo donde se encuentra localizado, la información petrofísica de permeabilidad (K) en mD y porosidad (Φ) en porcentaje, la tasa de rentabilidad del proyecto en dólares estadounidenses junto con el precio del barril de petróleo según la referencia con la que se trabaje en el país donde se lleva a cabo el análisis, sea WTI o BRENT. Posterior a esto, se le solicita al ingeniero que diligencie una tabla con las producciones de agua y petróleo junto con su respectiva fecha. Finalmente se solicita un costo de tratamiento de producción de agua, otorgado por un asesor de la empresa teniendo en cuenta la curva de producción del pozo. Con los datos aportados por el ingeniero se procede a ejecutar el algoritmo.

El algoritmo tomará el último valor de caudal de agua y lo dividirá sobre la suma de los últimos flujos de agua y petróleo, de esta forma se halla el BSW o BS, como aparece representado en el árbol de decisiones. En razón de lo anterior, se pueden presentar cuatro posibles escenarios:

- BS1: $BSW \leq 80 \%$
- BS2: $80 \% < BSW \leq 90 \%$
- BS3: $90 \% < BSW < 97 \%$
- BS4: $BSW \geq 97 \%$

Posterior a esto, según la línea de BSW evaluada, se procede a comparar precio del barril (PB) según el día que se hace el diagnóstico con la tasa de rentabilidad (TR). Para este caso se presentan los siguientes escenarios:

- $< TR$: El barril de petróleo está por debajo de la tasa de rentabilidad, por lo que se descarta como no candidato
- PB1A: $TR < PB \leq 65 \text{ USD}$
- PB1B: $PB > 65 \text{ USD}$
- PB2A: $TR < PB \leq 70 \text{ USD}$
- PB2B: $PB > 70 \text{ USD}$
- PB3A: $TR < PB \leq 75 \text{ USD}$
- PB3B: $PB > 75 \text{ USD}$
- PB4A: $TR < PB \leq 80 \text{ USD}$
- PB4B: $PB > 80 \text{ USD}$

Los valores de 65USD a 80USD son precios promedio de barriles de petróleo establecidos para el momento en que se realizó la presente investigación.

Posterior al análisis de rentabilidad por comparación entre el precio del barril y la tasa de rentabilidad se planean 3 escenarios representados como A, B y C; tal

como se muestran en la continuación del árbol de decisiones que se ilustra en la Figura 4.

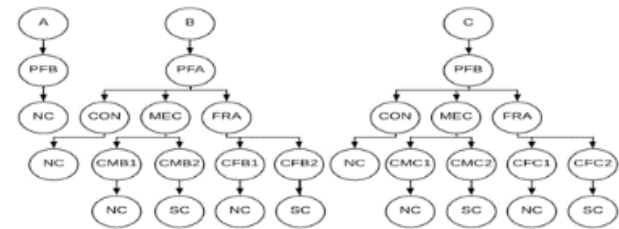


Figura 4. Determinación de pozos candidatos o no candidatos

El siguiente paso es analizar las propiedades petrofísicas. Respecto de estas últimas, se tienen los siguientes escenarios:

- PFB, corresponde a unas propiedades petrofísicas relativamente bajas para una porosidad y permeabilidad ubicada dentro de los siguientes rangos: $0 \% < \Phi \leq 10 \%$ o $1 \text{ mD} < K < 10 \text{ mD}$. Lo anterior justifica implementar el tratamiento de control de agua siempre y cuando el precio del barril esté por encima de la tasa de rentabilidad y el precio de referencia según el escenario de BSW.
- PFA, corresponde a unas propiedades petrofísicas relativamente altas que implican implementar un tratamiento de control de agua para una porosidad y permeabilidad dentro de los siguientes rangos: $\Phi > 10 \%$ y $K \geq 10 \text{ mD}$.

Para el caso de A se descarta como NC o no candidato el pozo, debido a que el precio del barril está entre la tasa de rentabilidad y los precios de referencia según el escenario de BSW. En el escenario B, se continúa con el algoritmo debido a que el yacimiento posee propiedades petrofísicas que permiten un buen contacto entre zonas para ejecutar fácilmente un tratamiento de control de agua. Para el escenario C, se continúa con el algoritmo porque el precio del barril sigue estando por encima de la tasa de rentabilidad, sin embargo, costará más debido a que hay baja permeabilidad; lo que no permite una buena comunicación entre zonas para la inyección de fluido gelificante.

Hasta el momento se han analizado las variables de producción de agua y petróleo, el precio del barril y las propiedades físicas. Lo siguiente será analizar el mecanismo de intrusión de agua y el precio del tratamiento según el mecanismo. De esta forma, se evalúan tres escenarios de mecanismo de intrusión de agua mediante el análisis de las curvas de Chan teniendo en cuenta la relación agua-petróleo o RAP. Los escenarios son los siguientes:

- CON: intrusión por conificación
- MEC: intrusión mecánica
- FRA: intrusión por fractura

Si el pozo presenta intrusión de agua por conificación, aquel será descartado como no candidato o NC debido a que es muy probable que el agua migre alrededor del gel del tratamiento, buscando volver a entrar al pozo. Si la intrusión es por fractura o intrusión mecánica, se evalúa el costo del tratamiento. En ese sentido, debe contarse con información previa de un consultor proporcionado por la empresa para determinar un costo inicial de estos tratamientos, además de tener en cuenta que los precios presentados en el árbol de decisiones fueron calculados para el momento en el cual se desarrolló la investigación. Los escenarios para el costo de tratamiento son los siguientes:

Para un pozo con intrusión mecánica de agua con condiciones petrofísicas sobresalientes:

- CMB1: Costo de tratamiento ≥ 300000 USD
- CMB2: Costo de tratamiento < 300000 USD

Para un pozo con intrusión de agua por fracturas con condiciones petrofísicas sobresalientes:

- CFB1: Costo de tratamiento ≥ 500000 USD
- CFB2: Costo de tratamiento < 500000 USD

Para un pozo con intrusión mecánica de agua con condiciones petrofísicas deficientes:

- CMC1: Costo de tratamiento ≥ 600000 USD
- CMC2: Costo de tratamiento < 600000 USD

Para un pozo con intrusión de agua por fracturas con condiciones petrofísicas sobresalientes:

- CFC1: Costo de tratamiento ≥ 700000 USD
- CFC2: Costo de tratamiento < 700000 USD

Finalmente, si el costo del tratamiento otorgado por el asesor es mayor a los valores de referencia estipulados anteriormente, el pozo será descartado como no candidato o NC. En caso de que el precio asesorado sea menor al precio de referencia, el pozo será candidato a control de producción de agua. El pozo candidato se registra en el árbol de decisiones como SC.

Como se evidencia en el árbol de decisiones, el costo asociado al tratamiento de control de producción de agua se encuentra relacionado con el mecanismo de intrusión del agua al pozo productor, ya que de eso depende el volumen de polímero a inyectar y la

complejidad de implantación de cada tratamiento. Teniendo en cuenta lo anterior, es necesario identificar el mecanismo de intrusión del agua. Para lograr esto último se emplean las curvas de Chan, las cuales mediante el comportamiento gráfico de los valores de RAP y su derivada permiten identificar el mecanismo de intrusión asociado a un pozo productor.

El algoritmo desarrollado, mediante un análisis multicriterio, facilita la selección de los pozos aptos a un control de producción de agua por medio de una serie de operaciones que se describirán a continuación y relacionan cada una de las variables:

Fluido Total: volumen total de fluido producido en un día.

$$Q_T = Q_o + Q_w$$

Donde:

Q_T : caudal total de fluido (BFPD)

Q_o : caudal de petróleo producido (BOPD)

Q_w : caudal de agua producido (BWPD)

BSW: es la medida de sedimentos y agua presentes en el petróleo.

$$BSW = Q_w / Q_T \times 100$$

Donde:

Q_T : caudal total de fluido (BFPD)

BSW: sedimentos básicos y agua (%)

Q_w : caudal de agua producido (BWPD)

RAP: es la relación entre el volumen de agua y petróleo producido.

$$RAP = Q_w / Q_o$$

Donde:

RAP: relación Agua-Petróleo

Q_o : caudal de petróleo producido (BOPD)

Q_w : caudal de agua producido (BWPD)

RAP': Es la derivada de la relación agua petróleo, la cual se emplea para la curva de Chan permitiendo identificar el mecanismo de intrusión del agua al pozo productor. Existen dos modelos para determinar la RAP':

Modelo-1:

$$RAP'_{1n} = RAP_n - RAP_{n-1} / t_{an} - t_{an-1}$$

Modelo-2:

$$RAP'_{2n} = RAP_{n+1} - RAP_{n-1} / t_{2n} - t_{2n-1}$$

$$t_{2n} = (t_{2n} - t_{2n-1}) / 2 + t_{2n-1}$$

Donde:

RAP: relación Agua-Petróleo

T_a: tiempo acumulado

El modelo numérico programado en Excel cuenta con una interfaz gráfica sencilla que facilita el uso del aplicativo por parte del usuario, solicitando de forma ordenada el ingreso de la información propia del pozo en estudio mediante cuatro ventanas que se describirán a continuación:

Ventana principal: Almacena la información suministrada y calculada del pozo en estudio como se ilustra en la Figura 5. Adicionalmente contiene el botón “inicio”, que permite ejecutar el modelo numérico, y una sección de resultados, que luego de suministrar la información requerida por el modelo, indicará si el pozo en estudio es o no apto a un control de producción de agua.

Ventana información básica: Permite el ingreso de la información relevante del pozo materia de estudio. En ese sentido, los datos a inscribir corresponden al nombre, el campo, la cuenca, el país y departamento en el que este se encuentra situado; además de los datos petrofísicos del pozo (porosidad y permeabilidad

promedio) y los parámetros de rentabilidad del proyecto (tasa de rentabilidad del proyecto, precio del barril de petróleo y el precio del tratamiento de referencia). Lo previamente señalado queda expuesto en la Figura 6.

Ventana historial de producción: Permite ingresar de forma ágil y práctica el historial de producción del pozo en estudio. Dicha información se almacena de forma simultánea en la ventana principal. La Figura 7 ilustra la ventana historial de producción.

Ventana de curvas de Chan: Contiene gráficas de referencia de las curvas de Chan asociadas a un mecanismo de intrusión del agua al pozo productor, tal como se ilustra en la Figura 8. De este modo, se pretende realizar un análisis en el que se compare la gráfica realizada por el programa, en escala logarítmica de RAP y RAP' vs tiempo, con las gráficas de referencia que se encuentran en esta ventana. De este modo, se identifica el mecanismo de intrusión del pozo en estudio.

DISCUSIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

La validación del modelo numérico diseñado en la presente investigación se desarrolló mediante el análisis de cuatro pozos de un campo colombiano que presentaban un alto corte de agua. Esto último, obligó a evaluar la viabilidad de un tratamiento que garantizara la rentabilidad financiera de la extracción de hidrocarburos en estos pozos. Dicho análisis se realizó en dos etapas que comprendían inicialmente una evaluación del historial de producción y finalmente el uso del modelo numérico, con el fin de determinar si el pozo en estudio era candidato a un control de producción de agua; ga-

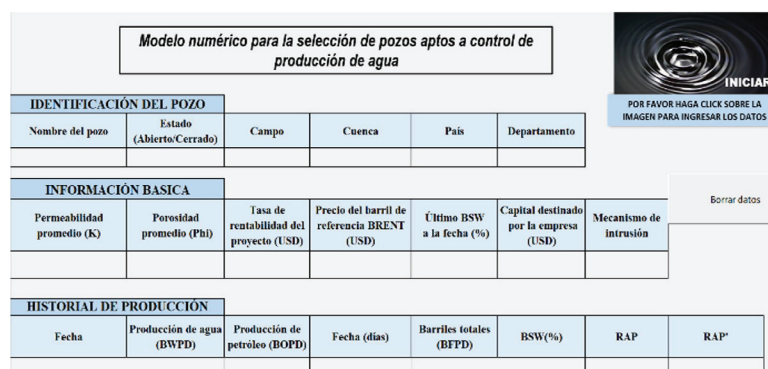


Figura 5. Interfaz gráfica del modelo numérico: ventana principal

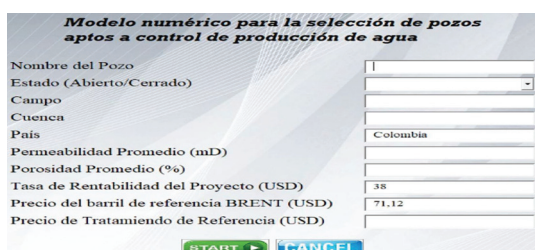


Figura 6. Interfaz gráfica del modelo numérico: ventana información básica

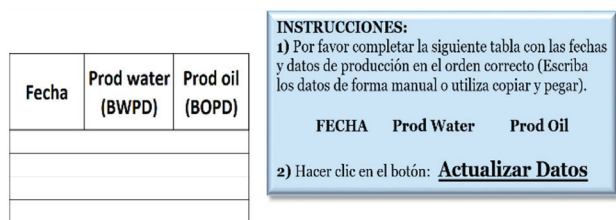


Figura 7. Interfaz gráfica del modelo numérico: ventana historial de producción

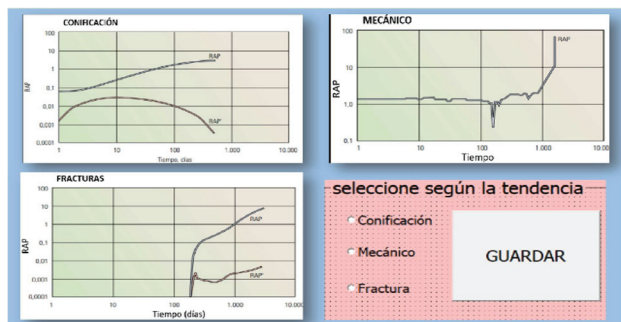


Figura 8. Interfaz gráfica del modelo numérico: ventana de curvas de Chan

rantizando así una viabilidad tanto técnica como financiera en la extracción del hidrocarburo, partiendo de un precio del barril de 71.12 USD, una tasa de rentabilidad del proyecto de 38 USD y un precio de tratamiento de referencia.

Teniendo en cuenta lo descrito anteriormente, se analizó de forma detallada la muestra de pozos del campo colombiano tomando como referencia el pozo PL03, el cual se sometió a una operación de Workover en el año 2009 durante tres meses, lo que generó una disminución en la producción de hidrocarburo durante este periodo de tiempo. Sin embargo, posterior a dicho evento, el pozo recuperó su caudal de producción; tal como se evidencia en la Figura 9. De acuerdo con la Figura 9, el caudal de producción de dicho pozo se mantuvo constante hasta el año 2014 cuando inició el ingreso del patrón de inyección de agua. Producto de lo anterior, generó una disminución drástica en la producción de petróleo. No obstante, este caudal de producción se recuperó al ingresar totalmente el patrón de inyección, junto con un aumento significativo en el volumen de producción de agua, por lo cual se requiere evaluar si el pozo PL03 es apto a un control de producción de agua.

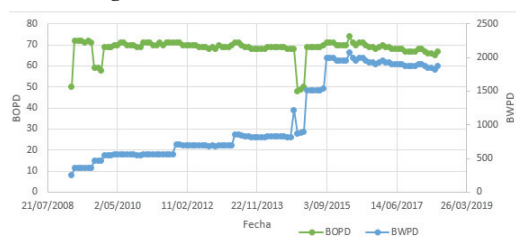


Figura 9. Historial de producción pozo PL03

El pozo PL03 está compuesto por un espesor total de intervalos cañoneados de 256 ft, los cuales presentan una permeabilidad promedio por espesor de 69 mD y una porosidad promedio por espesor de 16 %, constituyéndose así un volumen poroso total de 10000003 bls.

Teniendo en cuenta el comportamiento del historial de producción del pozo PL03 y las afectaciones de cada uno de los eventos del pozo, se procedió a ejecutar el modelo numérico diseñado en la presente investigación. Respecto a dicho modelo, este permite identificar en primera medida que el pozo en estudio presenta un contenido de agua y sedimentos (BSW) mayor a 96 % debido al proceso de inyección de agua al cual es sometido el pozo. En segunda medida, identifica que con un precio del barril de petróleo entre 38 y 65 USD, junto con una porosidad promedio mayor a 10 % y una permeabilidad promedio mayor a 10 mD, es posible continuar con la identificación del mecanismo de intrusión del agua al pozo PL03 mediante el análisis gráfico de la curva de Chan.

El modelo numérico genera automáticamente la curva de Chan, basado en los datos de RAP y RAP' a lo largo del tiempo en escala logarítmica. Esto que venimos hablando se muestra en la Figura 10, que bien resalta una tendencia creciente de las curvas de RAP y RAP' que indican que el pozo PL03 presenta una intrusión de agua mediante la presencia de fallas o fracturas cercanas al pozo.

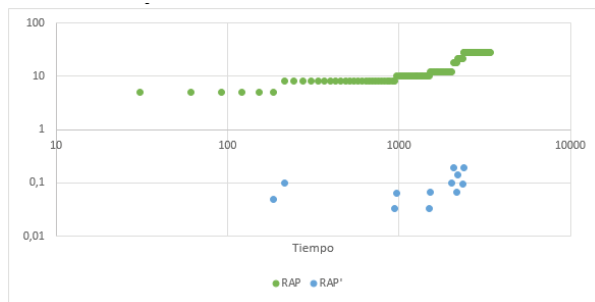


Figura 10. Curva de Chan Pozo PL03

Luego de identificar el mecanismo de intrusión del agua al pozo PL03, el modelo numérico evalúa el costo de referencia del tratamiento otorgado por un ingeniero experto. En este pozo, se sugirió un precio de tratamiento de 450000 USD, por lo que este valor se compara en el árbol de decisiones y se obtiene como resultado un pozo apto a un tratamiento de control de producción de agua.

Al someter los pozos aptos a un control de producción de agua se evidenciará una reducción significativa del volumen de este fluido en superficie, sin embargo, este fluido siempre estará presente en las actividades de producción de hidrocarburos, por lo cual se evidencia la necesidad de implementar nuevas estrategias para el uso y destino de aguas residuales de la industria del petróleo en Colombia, tales como inyección de agua, vertimientos, asignación a otras industrias e incluso su potabilización mediante una serie de procesos químicos adicionales que garanticen el cumplimiento del Decreto 175 y la resolución 2115 del año 2007, donde se establece el sistema de protección y control de la calidad del agua para el consumo humano. Los criterios para seleccionar una configuración de tratamientos se basan en las características y requerimientos del agua a tratar grasas y aceites dispersos, elementos orgánicos solubles, partículas suspendidas y arena en general, gases disueltos como hidrocarburos ligeros, sulfuro de hidrógeno, sales disueltas, dureza, calidad del agua y las necesidades de tecnología (Mesa *et al.*, 2018).

CONCLUSIONES

La excesiva producción de agua afecta de forma directa la viabilidad técnica y financiera de un proyecto de extracción de hidrocarburos, por esta razón, es necesario implementar tratamientos en fondo de pozo, con el fin de reducir los costos asociados a la producción y tratamiento del fluido total producido en superficie. Identificar el mecanismo de intrusión del agua al pozo productor mediante un análisis gráfico de las curvas de Chan, permite determinar el grado de complejidad del

problema asociado a la excesiva producción de agua y, por ello, facilita el diseño del sistema de tratamiento acorde al costo del barril de petróleo producido. Teniendo esto en mente, en la presente investigación se diseñó un modelo numérico que integra parámetros técnicos y financieros con el fin de optimizar la selección de pozos candidatos a un control de producción de agua de forma eficaz y eficiente, que pudiese adaptarse a las condiciones particulares de cada pozo y representase una sistematización de un modelo numérico. Lo expuesto, facilita la toma de una decisión que generalmente se realiza de forma empírica con un alto grado de incertidumbre.

NOMENCLATURA

- Φ : porosidad (%)
- < TR : tasa de rentabilidad mayor al precio del barril
- A : escenario donde el precio del barril está entre TR y un precio de referencia.
- B : escenario donde el precio de barril está entre TR y un PB de referencia; o, mayor al PB de referencia, siempre y cuando haya propiedades petrofísicas altas.
- BOPD: barriles de petróleo producidos por día
- BS1 : primer escenario de BSW en el árbol de decisiones (bajo contenido de sedimentos)
- BS2 : segundo escenario de BSW en el árbol de decisiones
- BS3 : tercer escenario de BSW en el árbol de decisiones
- BS4 : cuarto escenario de BSW en el árbol de decisiones (alto contenido de sedimentos)
- BSW: sedimentos básicos y agua (%)
- BWPD: barriles de agua producidos por día
- C : escenario donde el precio del barril está por encima del PB de referencia
- CFB1: costo de tratamiento por intrusión por fractura en el escenario B con un costo de tratamiento mayor al costo de referencia
- CFB2: costo de tratamiento por intrusión por fractura en el escenario B con un costo de tratamiento menor al costo de referencia
- CFC1: costo de tratamiento por intrusión por fractura en el escenario C con un costo de tratamiento mayor al costo de referencia
- CFC2: costo de tratamiento por intrusión por fractura en el escenario C con un costo de tratamiento menor al costo de referencia
- CMB1: costo de tratamiento por intrusión mecánica en el escenario B con un costo de tratamiento mayor al costo de referencia
- CMB2: costo de tratamiento por intrusión mecánica en el escenario B con un costo de tratamiento menor al costo de referencia

CMC1: costo de tratamiento por intrusión mecánica en el escenario C con un costo de tratamiento mayor al costo de referencia
CMC2: costo de tratamiento por intrusión mecánica en el escenario C con un costo de tratamiento menor al costo de referencia
CON: intrusión de agua por conificación
FRA : intrusión de agua por fracturas
K : permeabilidad (mD)
mD : mili Darcy
MEC: intrusión mecánica de agua
NC : pozo no candidato
PB : precio del barril (USD)
PB1A: precio de barril entre TR y un PB de referencia en el escenario 1 de BSW
PB1B: precio de barril mayor al PB de referencia en el escenario 1 de BSW
PB2A: precio de barril entre TR y un PB de referencia en el escenario 2 de BSW
PB2B: precio de barril mayor al PB de referencia en el escenario 2 de BSW
PB3A: precio de barril entre TR y un PB de referencia en el escenario 3 de BSW
PB3B: precio de barril mayor al PB de referencia en el escenario 3 de BSW
PB4A: precio de barril entre TR y un PB de referencia en el escenario 4 de BSW
PB4B: precio de barril mayor al PB de referencia en el escenario 4 de BSW
PFA : propiedades petrofísicas relativamente altas
PFB : propiedades petrofísicas relativamente bajas
PL03: pozo a evaluar
 Q_T : caudal total de fluido (BFPD)
 Q_o : caudal de petróleo producido (BOPD)
 Q_w : caudal de agua producido (BWPD)
RAP : relación agua-petróleo
RAP': derivada de la relación agua-petróleo
SC : pozo candidato
TR : tasa de rentabilidad del proyecto (USD)

Castiblanco, L. F. (2017). *Control de agua en yacimientos de crudo pesado con acuífero activo y con contacto agua-petróleo: Alternativas Tecnológicas para los Campos de los Llanos Orientales*. Medellín, Colombia: Universidad Nacional.
Chan, K. (1995). *Water control diagnostic plots*. Dallas: Paper SPE 30775. SPE Annual Technical.
Cortes, V. (2008). *Control de la producción*. México: Universidad Nacional Autónoma de México.
Escobar, J., & Cuervo, Á. (2008). *Validez de contenido y juicio de expertos: una aproximación a su utilidad*. Universidad El Bosque e Institución Universitaria Iberoamericana., 29.
Gamboa, P., & Quintero, L. (2019). *Rejuvenecimiento de Campo Maduros o con producción deficiente mediante aplicación de tecnologías de intervención y recobro mejorado (IOR/EOR)*. Baker Hughes.
Jimenez, A. M., Muñoz, S. F., & Jimenez, R. (2014). *Metodología para el diseño de baches en un proceso de inyección de polímeros para recobro mejorado, considerando fenómenos de interacción roca/fluidos*. Bucaramanga, Colombia: Universidad Industrial de Santander.
La Paix-Puello, L. C., & López-Lambas, M. E. (2010). Desarrollo de una metodología multicriterio para la evaluación de la investigación del transporte. En: XVI Congreso Panamericano de Ingeniería de Tránsito y Transporte y Logística, 15-18, Lisboa, Portugal.
Mesa, S., Orjuela, J., & Sandoval, J. (2018). Revisión del panorama actual del manejo de agua de producción en la industria petrolera colombiana. *Gestión y Ambiente*, 21(1), 87-98. <https://doi.org/10.15446/ga.v21n1.69792>
Paris de Ferrer, M. (2001). *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*. Maracaibo, Venezuela: Asiro Data S A.
Saavedra, N. F., & Jiménez, F. Y. (2014). Necesidades de innovación y tecnología para la industria de. DOSSIER, *Revista Ingeniería*, 40, 50-56.
Suárez, A., Jaramillo, M., González-Rey, A., Londoño M, J., & Pacavita R, J. (2016). Reporte integrado de gestión sostenible. eCOPETROL, 294-314.
Tobon, W. (2013). *Análisis multicriterio*. CONABIO, 2-5.

REFERENCIAS

Ahmed, T. (2010). *Reservoir Engineering Handbook*. Oxford: Gulf Professional Publishing.
Arnold, R., Burnett, D., Elphick, J., Feeley, T., Galbrun, M., Hightower, M., Jiang, Z., Khan, M., Lavery, M., Luffey, F., & Verbeek, P. (2004). *Manejo de la producción de agua*: Schlumberger: Oilfield, 30-44. Recuperado de https://nanopdf.com/download/manejo-de-la-produccion-de-agua-de-residuo-a_pdf
Bailey, B., Crabtree, M., Tyrie, J., Elphick, J., Kuchyk, F., Romano, C., & Roodhart, L. (2005). *Control del Agua*. Schlumberger: Oilfield Review, 32-53.

Cómo citar:

Ortega-Ramírez, A. T., Marín-Maldonado, D. F., & Ochoa-Rodríguez, E. D. (2022). Diseño de un modelo numérico para la selección de pozos aptos a control de producción de agua. *Ingeniería Investigación y Tecnología*, 23 (01), 1-10. <https://doi.org/10.22201/fi.25940732e.2022.23.1.006>