

ESTRATEGIA DE MEJORAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN PARA DOS CAMPOS A  
PARTIR DE ESCENARIOS DE EVALUACION DE VARIABLES DEL YACIMIENTOS

LUIS CARLOS MONTÚFAR FONSECA  
JUANITA MARIA MENDEZ MONTERO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE FISICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERIA DE YACIMIENTOS  
BUCARAMANGA  
2021

ESTRATEGIA DE MEJORAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN PARA DOS CAMPOS A  
PARTIR DE ESCENARIOS DE EVALUACION DE VARIABLES DEL YACIMIENTOS

LUIS CARLOS MONTÚFAR FONSECA  
JUANITA MARIA MENDEZ MONTERO

Trabajo de grado para optar al título de especialista en ingeniería de yacimientos

Director

Jesús Alberto Botett Cervantes

Magister en ingeniería de hidrocarburos

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE FISICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERIA DE YACIMIENTOS  
BUCARAMANGA

2021

## **DEDICATORIA**

Este libro se lo dedicamos a nuestra madre Moqueta.

A nuestras familias, amigos y profesores quienes nos acompañaron en el proceso y nos alentaron en los momentos de dificultad.

## **AGRADECIMIENTOS**

Queremos agradecer a todas las personas que nos acompañaron y fueron parte de este proceso, quienes en el camino nos orientaron, nos apoyaron y nos permitieron culminar con éxito este proyecto.

Agradecemos también a nuestras compañías, quienes sin su invaluable apoyo este proyecto no hubiera sido posible, por permitirnos aprovechar de la experiencia para generar academia.

Y finalmente a nuestras familias por su amor incondicional y ser el motor y motivación para continuar creciendo día a día.

## CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN .....	10
1. OBJETIVOS .....	11
1.1 OBJETIVO GENERAL .....	11
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	11
2. ANTECEDENTES .....	12
2.1 Campo A .....	12
2.2 Campo B .....	13
3. ESTRATEGIAS DE MEJORAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN.....	16
3.1 FRACTURAMIENTO.....	16
3.2 ESTIMULACIÓN ÁCIDA .....	18
3.3 REDUCTORES DE VISCOSIDAD .....	22
3.4 CONTROL DE AGUA.....	23
3.5 POZO HORIZONTALES .....	26
3.6 RECAÑONEO .....	27
4. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE VARIABLES DE YACIMIENTO QUE IMPACTAN FAVORABLEMENTE LA ESTRATEGIA DE MEJORAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN .....	27
5. ESTRATEGIA DE DESARROLLO Y EVALUACIÓN PARA LOS CAMPOS DE MEDIANTE MATRICES FODA Y DE PRIORIZACIÓN .....	36
6. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA ESTRATEGIA DE OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN.....	42
7. FLUJO DE TRABAJO DE LA GESTIÓN DE EMPRESAS APLICADO PARA LA DEFINICIÓN ESTRATÉGICA DEL MEJORAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN.....	48
8. CONCLUSIONES.....	52
9. RECOMENDACIONES .....	54
BIBLIOGRAFÍA .....	55

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Mapa de bloques aledaños al campo estudio A.....	12
Figura 2. Mapa de bloques aledaños al campo estudio B.....	14
Figura 3. Ecuación de Darcy .....	16
Figura 4. Estimulación matricial .....	19
Figura 5. Clasificación de los polímeros de acuerdo con su estructura y al tipo de monómeros que lo forman .....	24
Figura 6. Esquema de un pozo horizontal.....	26
Figura 7. Ecuación de Darcy .....	28
Figura 8. Histograma de caudal de producción campo A.....	30
Figura 9. Grafica tornado de sensibilización del campo A.....	31
Figura 10. Histograma de caudal de producción campo B.....	33
Figura 11. Grafica tornado de sensibilización del campo B.....	35
Figura 12. Grafica Análisis FODA .....	36
Figura 13. Grafica de Estrategias a partir de un análisis FODA.....	37
Figura 14. Grafica de la producción actual.....	44
Figura 15. Grafica de la producción con optimización de la producción.....	44
Figura 16. Grafica de la producción actual.....	46
Figura 17. Grafica de la producción con optimización de la producción.....	46
Figura 18. Diagrama de flujo de metodología. ....	51

## LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Tratamiento para los diferentes tipos de daño de formación.....	20
Tabla 2. Parámetros de yacimiento campo A.....	29
Tabla 3. Tipo de distribución y valores de sensibilización Campo A. ....	30
Tabla 4. Parámetros de yacimiento campo B.....	32
Tabla 5. Tipo de distribución y valores de sensibilización Campo B. ....	33
Tabla 6. Técnicas de mejoramiento de variables campo A. ....	38
Tabla 7. Matriz Foda para campo A. ....	39
Tabla 8. Técnicas de mejoramiento de variables campo B. ....	40
Tabla 9. Matriz Foda para campo B. ....	41
Tabla 10. Evaluación Económica Campo A .....	45

## RESUMEN

**TÍTULO:** ESTRATEGIA DE MEJORAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN PARA DOS CAMPOS A PARTIR DE ESCENARIOS DE EVALUACIÓN DE VARIABLES DEL YACIMIENTO

**AUTOR:** JUANITA MARIA MENDEZ MONTERO, LUIS CARLOS MONTUFAR FONSECA.

**PALABRAS CLAVE:** OPTIMIZACIÓN, SENSIBILIDAD, FODA, PRODUCCIÓN, EVALUACIÓN ECONOMICA.

**DESCRIPCIÓN:** El incremento de producción como resultado de la administración del yacimiento se dificultan debido a que los proyectos de mejor potencial ya fueron explotados dejando en la lista únicamente proyectos de alto riesgo. Las dos compañías no cuentan con una estrategia propia para obtener proyectos viables de mejoramiento y priorizar el impacto de las variables que caracterizan el yacimiento. La falta de esta estrategia en el proceso genera grandes pérdidas de tiempo evaluando información sin propósito y pérdidas económicas a la empresa, por lo tanto, es importante entender que al no tener una metodología que viabilice escenarios de mejoramiento las compañías seguirán dilatando la recuperación de sus reservas año a año.

Esta monografía presenta una estrategia de mejoramiento de la producción de dos campos a partir de escenarios de evaluación de variables que influyen en el índice de productividad de los yacimientos, mediante la sensibilización de variables en la ecuación de Darcy para yacimiento subsaturados en el programa de Crystall Ball y posteriormente la aplicación de una matriz FODA de una manera convencional, para crear estrategias ofensivas, defensivas, de reorientación y de supervivencia. Finalmente, la evaluación económica permitirá validar su eficiencia mediante los indicadores económicos de evaluación de proyectos.

Finalmente, la creación del paso a paso de un flujo de trabajo que garantice la estandarización de la creación de esta estrategia permite la evaluación de variables de yacimiento, la priorización de trabajos eficientes y respaldados con Valores Presentes Netos positivos en los proyectos al alcance de cualquier compañía que siga este mismo flujo de trabajo.

---

\* Estrategia De Mejoramiento De La Producción Para Dos Campos A Partir De Escenarios De Evaluación De Variables Del Yacimiento

\*\* Facultad de Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Especialización en ingeniería de yacimientos. Director: Jesús Alberto Botett Cervantes. Magister en ingeniería de hidrocarburos

## ABSTRACT

**TITLE:** STRATEGY TO IMPROVE THE PRODUCTION IN TWO FIELDS BASED ON EVALUATION OF SCENARIOS AS FROM RESERVOIR VARIABLES.

**AUTHOR:** JUANITA MARIA MENDEZ MONTERO, LUIS CARLOS MONTUFAR FONSECA.

**KEY WORDS:** PRODUCTION, SENSIBILITY, SWOT, OPTIMIZATION, ECONOMIC EVALUATION.

**DESCRIPTION:** The incremental of production as a result of the administration of the field is difficult because the projects with the best potential since they were exploited, leaving only high-risk projects on the list. The two companies do not have their own strategy to obtain viable improvement projects and prioritize the impact of the variables that characterize the deposit. The lack of this strategy in the process generates great losses of time evaluating information without purpose and economic losses to the company, therefore, it is important to understand that by not having a methodology that enables improvement scenarios, companies will continue to delay the recovery of their bookings year to year.

This monograph presents a strategy to improve the production of two fields based on scenarios of evaluation of variables that influence the productivity index of the reservoirs, by sensitizing variables in the Darcy equation for undersaturated reservoirs in the Crystal program. ball and later the application of a SWOT matrix in a conventional way, to create offensive, defensive, redirection and survival strategies. Finally, the economic evaluation allowed the evaluation of its efficiency through the economic indicators of project evaluation.

Finally, the creation of a step-by-step workflow that guarantees the standardization of the creation of this strategy allows the evaluation of reservoir variables, the prioritization of efficient works and supported with positive Net Present Values in projects within the reach of any company that follows this same workflow.

---

\* Strategy to improve the production in two fields based on evaluation of scenarios as from reservoir variables.

\*\*Faculty of Physicochemical. School of Petroleum Engineering. Reservoir Engineering Specialization. Director: Jesús Alberto Botett Cervantes. Master in Hydrocarbon Engineering.

## INTRODUCCIÓN

Día a día las oportunidades de incremento de producción como resultado de la administración del yacimiento se dificultan debido a la mala evaluación del yacimiento y/o falta de una adecuada caracterización de este. Claro está que no podemos descartar el hecho de que los proyectos de mejor potencial ya fueron explotados dejando en la lista únicamente proyectos de alto riesgo, en especial para los campos maduros. Por lo tanto, las compañías limitan su presupuesto en estas intervenciones y dejan de alcanzar el factor de recobro óptimo del yacimiento.

El objetivo de la presente monografía es proponer una estrategia de mejoramiento de la producción de dos campos a partir de escenarios de evaluación de variables que influyen en el índice de productividad de los yacimientos. Este objetivo de mejoramiento será imposible de alcanzar si no se lleva a cabo primero una verificación de las diferentes estrategias de optimización que existen, la sensibilización de las variables de la ecuación de Darcy con el software Crystall Ball, la construcción de estrategias ofensivas, defensivas, de reorientación, de supervivencia y finalmente una evaluación económica.

Es clave aclarar que las dos compañías no cuentan con una estrategia propia para obtener proyectos viables de mejoramiento y priorizar el impacto de las variables que caracterizan el yacimiento, además, dicha caracterización siempre se define en rangos amplios que no facilitan la estandarización de una metodología. La falta de esta estrategia en el proceso genera grandes pérdidas de tiempo evaluando información sin propósito y pérdidas económicas a la empresa, por lo tanto, es importante entender que al no tener una metodología que viabilice escenarios de mejoramiento las compañías seguirán dilatando la recuperación de sus reservas año a año.

## **1. OBJETIVOS**

### **1.1 OBJETIVO GENERAL**

Proponer una estrategia de mejoramiento de la producción de dos campos a partir de escenarios de evaluación de variables que influyen en el índice de productividad de los yacimientos.

### **1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

Describir estrategias de mejoramiento de producción mediante técnicas como fracturamiento, acidificación, modificadores de permeabilidad relativa en yacimiento, entre otros, en campos análogos a los campos de estudio.

Realizar análisis de sensibilidad de las variables de yacimiento de la ecuación de Darcy que pueden impactar favorablemente la estrategia de mejoramiento de la producción de los campos estudio, por medio de la herramienta de Oracle Crystall Ball.

Generar una estrategia de desarrollo y evaluación para los campos de estudio que permita la creación de escenarios mediante estrategias FODA y matrices de priorización.

Evaluar económicamente el escenario seleccionado para cada campo de estudio utilizando los indicadores económicos como: valor presente neto, tasa interna de retorno, tiempo de retorno de la inversión.

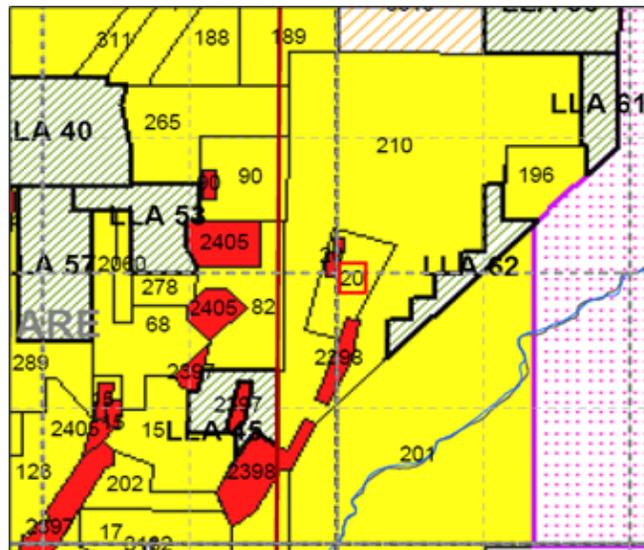
Documentar el flujo de trabajo de la gestión de empresas aplicado para la definición estratégica del mejoramiento de la producción para dos campos a partir de escenarios de evaluación de variables del yacimiento.

## 2. ANTECEDENTES

### 2.1 Campo A<sup>1</sup>

El campo A tiene un contrato de Exploración y Producción E P; el cual fue firmado el 9 de noviembre de 2004. El bloque se encuentra ubicado en el departamento de Casanare, en jurisdicción de los municipios de Trinidad y Paz de Ariporo, cubriendo un área de 20.676 hectáreas. (Figura 1)

Figura 1. Mapa de bloques aledaños al campo estudio A



Fuente: OPERADORA CAMPO ESTUDIO. Contrato E P, Colombia, 2020

El programa de evaluación del campo inició el 16 de octubre de 2008 y durante los dos años de evaluación se cumplió con el programa mediante la perforación de diferentes pozos.

La Cuenca de Los Llanos de tipo pericratónica, está localizada en la región oriental de Colombia. Tiene una extensión de aproximadamente 190.000. El campo estudio está ubicado en la parte central de la Cuenca de los Llanos Orientales de Colombia y

<sup>1</sup> OPERADORA CAMPO ESTUDIO. Contrato E&P, Colombia, 2020

topográficamente corresponde a una región plana con una ligera inclinación hacia al oriente. Geológicamente la cuenca está limitada al sur por el Arco de Guaviare o Saliente del Vaupés, al occidente por la Cordillera Oriental, al oriente por el Escudo de Guayana y al norte se prolonga más allá del río Arauca en Venezuela. Desde la década de los años cuarenta cuando las compañías Shell International y Tropical Oil Co. iniciaron en firme las actividades de perforación en las áreas de San Martín, Chafurray, Vorágine y Chaviva, la Cuenca de Los Llanos ha sido objeto de exploración de hidrocarburos.

El primer campo productor fue Castilla, descubierto por la Chevron en 1969. La mayoría de los campos descubiertos hasta el presente son el resultado de trampas estructurales parcialmente selladas por fallas normales antitéticas (fallas con el bloque levantado hacia el eje de la cuenca). El entendimiento de las trampas estructurales ha llegado a su etapa de madurez, en cambio las posibilidades de las trampas estratigráficas apenas están en su comienzo y es de esperarse que en un próximo futuro se tengan resultados en estas cuentas.

Teniendo en cuenta la información obtenida de los pozos perforados en el campo A, el principal yacimiento en el área lo constituyen las arenas de la unidad C5 y C7 de la Formación Carbonera.

## **2.2 Campo B<sup>2</sup>**

El bloque S está ubicado en la parte plana del Departamento del Putumayo en el municipio de Puerto Asís (ver figura 2). El área del bloque es de 36.528 Ha y limita con la frontera del Ecuador al Sur a través del río San Miguel, extendiéndose hasta la altura de la población de Puerto Asís sobre el río y Putumayo por el Norte.

La topografía del lugar es básicamente plana con inclinación suave hacia el oriente, notándose en detalle la presencia de colinas de escasa elevación sin que en la región se

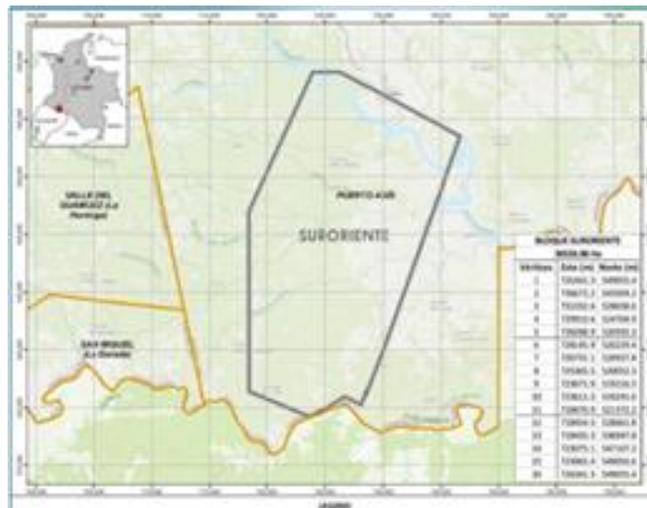
---

<sup>2</sup> Operadora, 2020, Informe técnico anual contractual.

sobrepasen de 500 metros sobre el nivel del mar. El bloque está integrado por 3 campos principales (B, Q1 y Q2), de donde se extrae crudo liviano (Q1) y crudo pesado (B Q2), adicionalmente el campo B implementa la inyección de agua como método para aumentar el factor de recobro y el sostenimiento de la presión de yacimiento.

La columna estratigráfica presente en el bloque está compuesta por una secuencia de sedimentos, cuyas edades están comprendidas entre el Jurásico y el Mioceno Medio, debido a que la parte superior de la sección, correspondiente al Mioceno Tardío – Reciente está erosionada.

Figura 2. Mapa de bloques aledaños al campo estudio B



Fuente: OPERADORA CAMPO ESTUDIO. 2020, Informe técnico anual contractual

Los análisis geoquímicos muestran que las formaciones Caballos y Villeta poseen un potencial generador de regular a pobre y se encuentran inmaduras con excepción de una pequeña franja en la parte más sur occidental en donde la Formación Caballos, de acuerdo con los valores de reflectancia de vitrinita habría alcanzado la ventana de generación y expulsión antes del Mioceno, habiendo sido suspendido este proceso debido al levantamiento de esta parte, durante el Mioceno.

Las rocas almacenadoras en el bloque son las areniscas cretácicas de la Formación Villeta (Miembros T, U, M2 y N). Las unidades arcillosas de las formaciones Villeta, Rumiyocho y Orteguzza, serían las rocas sellos regionales más importantes.

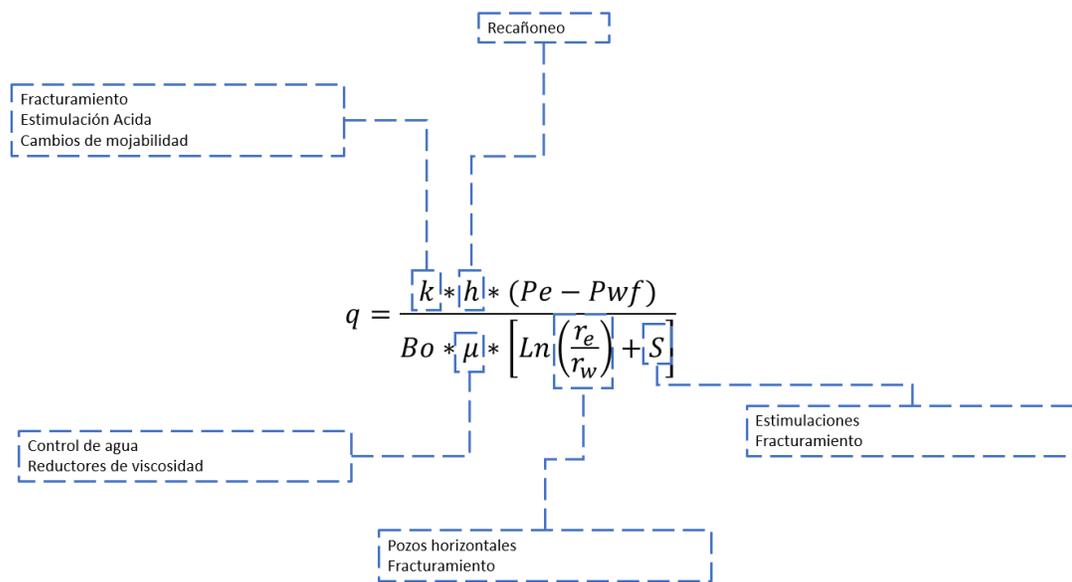
La gravedad de los aceites esperados dentro del bloque, podrán variar entre 14° API en los yacimientos de la arenisca N, hasta 32° API en los yacimientos de los intervalos U y T de la Fm. Villeta.

El campo B es el campo más grande del bloque, que representa el 82% de la producción actual. Este campo una vez comienza la producción de estos nuevos pozos se observa una rápida caída de la presión de yacimiento afectando la productividad de los mismo. Por esta razón y previo análisis integrado de yacimiento en el año 2012 se inició la inyección de agua por arreglo como mecanismo secundario de recuperación. En este caso además de brindar soporte de presión se espera un barrido del petróleo remanente en el área afectada por la inyección.

### 3. ESTRATEGIAS DE MEJORAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN

Existen diferentes estrategias o técnicas para mejorar la producción de un pozo y como consecuencia la de un campo, muchas de estas técnicas buscan atacar una o más variables de yacimiento. Para este trabajo se describe las estrategias que logran tener un impacto sobre alguna de las variables que afectan la ecuación de Darcy (ver figura 3).

Figura 3. Ecuación de Darcy



Fuente: Adaptado de análisis de Producción de Pozos. Baja tasa de producción. Bogotá D.C: Universidad de América. 2011. Disponible en <https://es.slideshare.net/gabosocorro/reacondicionamiento-de-pozos/35>

#### 3.1 FRACTURAMIENTO

La capacidad de un pozo para producir hidrocarburos o recibir fluidos de inyección es limitada por la permeabilidad natural del yacimiento y los cambios producidos en la región vecina al pozo como resultado de las operaciones de perforación o de otro tipo. El

fracturamiento hidráulico, también conocido como estimulación hidráulica, mejora el flujo de hidrocarburos mediante la creación de fracturas en la formación, que conectan el yacimiento con el pozo.<sup>3</sup>

El fracturamiento hidráulico es un tratamiento de estimulación diseñado para crear una serie de canales conductivos en la formación, con el fin de obtener un mayor índice de productividad del pozo. Estos canales se obtienen mediante la inyección de fluidos a presiones superiores a los esfuerzos locales de la formación, acompañada de material apuntalante o de sostén para ser depositado dentro del sistema. En el momento en que los esfuerzos de cierre comienzan a actuar sobre la fractura inducida, el material propante debe soportar y mantener abierto el canal conductivo creado, permitiendo una mayor capacidad de flujo desde el yacimiento hacia la cara del pozo. La eficiencia del proceso depende sustancialmente de la correcta integración de análisis geomecánicas del sistema (magnitud y orientación de esfuerzos) y de las características físicas del material a ser empleado como soporte, del que se pueden distinguir dos grandes grupos: convencionales y ultralivianos.<sup>4</sup>

Las razones por las cuales se decide aplicar fracturamiento hidráulico pueden ser:

- Presencia de una roca homogénea de baja porosidad y permeabilidad. presencia de un gran daño en la formación en las cercanías a la cara del pozo y resulta de vital importancia que los hidrocarburos sobrepasen este último.
- Yacimientos aislados y que no pueden ser alcanzados por métodos convencionales.
- Recuperación secundaria para aumentar o mejorar el índice de inyectividad o de productividad de un pozo.
- Creación de fisuras interconectadas entre sí o canales en las vecindades del pozo para aumentar la conductibilidad.

---

<sup>3</sup> Nolen-Hoeksema, R. (2013). Elementos de fracturamiento hidráulico. *Oilfield Review*, 25(2), 57-58.

<sup>4</sup> Serrano, D. S., Gómez, C. A. P., Rueda, R. C., & Núñez, R. D. C. (2013). Implementación de propantes ultralivianos en el fracturamiento hidráulico de pozos. Fuentes: *El reventón energético*, 11(1), 1.

Por otra parte, el fracturamiento hidráulico es una de las estrategias implementadas frecuentemente para optimizar la producción, donde la producción se ve bastante afectada siempre y cuando haya suficiente presión de yacimiento para fluir, por ejemplo, un pozo relativamente maduro puede aumentar su productividad de 5 a 10 veces. En la literatura se menciona que el fracturamiento hidráulico no logra cambiar la permeabilidad de la formación, sino que crea un camino permeable del fluido hacia el pozo.<sup>5</sup>

Ejemplos del éxito del fracturamiento se puede evidenciar en campos como BC donde la producción en la primera etapa incremento de 144 BOPD a 452 BOPD a pesar de que la permeabilidad fuera de 25mD, otro ejemplo es el campo Gustavo Galindo el cual paso de 29 BOPD a 48 BOPD teniendo este campo una porosidad del 11%. Todo esto ratifica el éxito del fracturamiento hidráulico en búsqueda de la optimización de la producción.

### **3.2 ESTIMULACIÓN ÁCIDA**

La estimulación de pozos de petróleo ha alcanzado un alto nivel de especialización y su objetivo es restablecer la permeabilidad original de la formación geológica con el consiguiente incremento de la producción de petróleo.

Las técnicas de estimulación de la formación productora, se puede hacer inmediatamente al inicio de la producción para disminuir el daño provocado por los fluidos de perforación y terminación, o bien, ya pasado un cierto tiempo y después de notar una pérdida de producción por la presencia de incrustaciones. La disminución de la presión y por lo tanto de la producción es un proceso natural en un yacimiento, pero cuando está ligada a una obstrucción en la formación productora, podemos ponerle fin a este problema. El diseño de cualquier estimulación debe comenzar con una evaluación exhaustiva de las características de la formación específica. Se debe de determinar qué tipo de estimulación es la adecuada y para ello de analiza la composición química del

---

<sup>5</sup> Andrés, P. H., Danna, L., Manuela, V., & Laura, S. GENERALIDADES DEL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO.

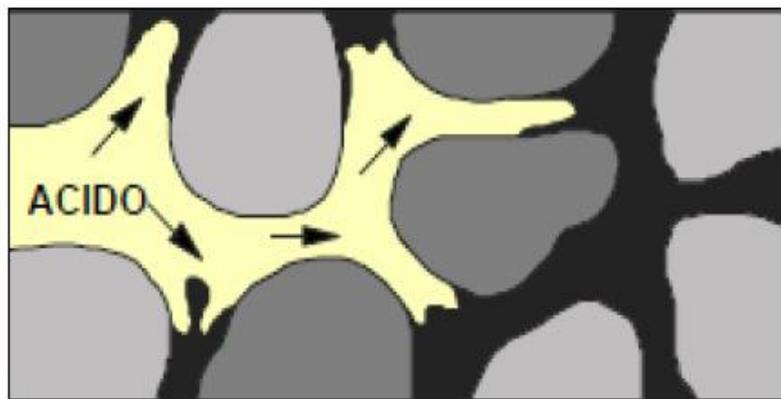
fluido producido, el daño a la formación, la resistencia a los esfuerzos mecánicos y térmicos de la roca, la temperatura de fondo y la mineralogía del yacimiento<sup>6</sup>.

Dentro de las técnicas para realizar estimulación en yacimiento se encuentra la acidificación matricial, donde el ácido es confinado a los poros naturales y canales de flujo de la formación a una presión de fondo de pozo inferior a la presión de fracturamiento (figura 4). El propósito es incrementar la permeabilidad y porosidad de la formación productora y es usado principalmente en formaciones areniscas.

Durante una acidificación matricial el área de contacto entre el ácido y la formación es muy grande; por lo tanto, la presión por fricción se incrementa rápidamente a medida que el caudal de bombeo aumenta. Debido a las altas presiones por fricción, la acidificación matricial debe ser realizada a bajos caudales de inyección y generalmente su efecto se limita a remover daños someros de la formación<sup>7</sup>.

La estimulación con ácidos por lo general tiene los siguientes objetivos: (Williams, Gidley, Schechter, 1979):

Figura 4. Estimulación matricial



<sup>6</sup> MORALES, A. V. G. (2015). ESTIMULACIÓN ÁCIDA E HIDRÁULICA EN POZOS GEOTÉRMICOS (Doctoral dissertation, UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO).

<sup>7</sup> Caiza Remache, B. V., & Méndez Carrión, E. A. (2014). Análisis de técnicas de estimulación para minimizar y remediar los daños de formación por migración de finos en el reservorio hollín, del campo Palo Azul.

Fuente: Caiza Remache, B. V., Méndez Carrión, E. A. (2014). Análisis de técnicas de estimulación para minimizar y remediar los daños de formación por migración de finos en el reservorio hollín, del campo Palo Azul.

- Remover la escala presente en las cercanías del pozo o limpiar los disparos abiertos.
- Disolver partículas finas generadas en la perforación o con una migración de finos.
- Romper las emulsiones en el yacimiento cuando estas son sensibles a la reducción de pH o cuando son formadas al momento que el ácido disuelve las partículas finas.

Usualmente un tratamiento de estimulación matricial es utilizado cuando un fracturamiento hidráulico puede ser un trabajo peligroso y arriesgado debido a que en el reservorio no se cuenta con los límites apropiados de roca sello, esto hace imposible minimizar o prevenir la producción de agua o gas (Morsy et. al., 2013).

El ácido más común empleado para remediar el daño a la formación y estimular a la producción es el ácido clorhídrico (HCl) (Morsy et. al., 2013), el cual es muy usado para remover los carbonatos de un reservorio (Williams et. al., 1979), sin embargo, este ácido suele estar combinado con el ácido fluorhídrico (HF) el cual disuelve los silicatos de las rocas reservorio (Carpenter, 2014a).<sup>8</sup>

A continuación, se presenta una tabla que resume algunos tratamientos de acuerdo con el tipo de daño que se quiera atacar.

Tabla 1. Tratamiento para los diferentes tipos de daño de formación

<b>Origen</b>	<b>Causa de daño</b>	<b>Tipo de daño</b>	<b>Tratamiento</b>
<i>Producción</i>	Colapso de la formación	Desconsolidación	Control de arenas
	Migración de finos	Hinchamiento o migración de arcillas	Ácidos

<sup>8</sup> Aguilar Peña, J. C. (2018). Caracterización de daño de formación y opciones de solución en el yacimiento Hollín de la zona norte del campo Sacha (Bachelor's thesis, Quito: UCE).

	Formación de incrustaciones	Incrustaciones inorgánicas	Según incrustación
	Deposición de parafinas y asfáltenos	Deposiciones orgánicas	Solventes, surfactantes
	Pérdida en revestimiento	Invasión de sólidos o precipitación química	Ácidos
	Muy altos caudales de producción	Migración de finos	Ácidos
	Bloqueo por agua o condensado	Bloqueo por agua	Surfactantes, solventes
<i>Acidificación y otros tratamientos químicos.</i>	Desestabilización de arcillas y finos	Hinchamiento o migración de arcillas	Ácidos
	Deposición de compuestos de hierro	Precipitación química	Ácidos
	Formación de emulsiones	Bloqueo por emulsión	Surfactantes, solventes
	Cambio de saturación, alta tensión superficial	Bloqueo por agua	Surfactantes, solventes
	Subproductos de la reacción	Precipitación química	Ácidos
	Oleo-humectación de la formación	Cambio de humectabilidad	Surfactantes, solventes.
<i>Inyección de agua</i>	Petróleo en suspensión	Taponamiento	Solventes y ácidos
	Sólidos en suspensión	Invasión de Sólidos	Ácidos
	Residuos de bacterias	Bacterias	Bactericidas
	Productos de corrosión	Invasión de Sólidos	Ácidos
	Incompatibilidad de aguas	Incrustaciones inorgánicas	Según incrustación
	Desestabilización de arcillas y finos	Hinchamiento o migración de arcillas	Ácidos

Fuente: elaboración propia, con base en Aguilar Peña, J. C. (2018). Caracterización de daño de formación y opciones de solución en el yacimiento Hollín de la zona norte del campo Sacha (Bachelor's thesis, Quito: UCE)

Ejemplos del éxito de estimulaciones acidas es el campo Sacha el cual en uno de sus pozos paso de una producción de 156 BOPD a 484 BOPD con una permeabilidad de 75

mD y un daño calculado de 13.6. Otro caso de éxito en estimulación acida se presentó en un campo en la cuenca Orellana del Ecuador donde el pozo Lobo Sur-003 paso su producción de 162 BOPD a 2.519 BOPD con una permeabilidad de 190 mD.

### **3.3 REDUCTORES DE VISCOSIDAD**

El crudo pesado se caracteriza porque su grado API es menor de 22,3°, el extrapesado tiene API menor a 10° y el crudo convencional tiene un grado API mayor a 25°. Del total de reservas de crudo en el mundo, el 30 % corresponde a crudo convencional, 15% a crudo pesado, 25% a crudo extrapesado y 30% a arenas petrolíferas y bitumen. La viscosidad de los petróleos varía de la siguiente manera: en convencionales entre 1 y 10 cP, en pesados y extrapesados entre menos de 20 cP y más de 1 000 000 cP; debido a la alta viscosidad que presentan estos últimos, se dificulta la producción, el transporte y la refinación<sup>9</sup>.

Investigaciones recientes describen la aglomeración de los asfáltenos en solventes o en su petróleo crudo nativo. Las moléculas de asfáltenos en concentraciones menores de 100 mg/L de tolueno se encuentran dispersas en una solución verdadera. En concentraciones mayores de 100 mg/L y hasta 5 000 mg/L, los asfáltenos se aglutinan para formar nano agregados que se dispersan en el fluido a manera de nano coloides y se suspenden en forma estable en una fase líquida. Cuando la concentración llega 10 000 mg/L, los agregados forman grupos más grandes que floculan y precipitan. Estos estudios son más difíciles de interpretar en el petróleo crudo debido a la presencia de una gran variedad de otros compuestos<sup>10</sup>.

---

<sup>9</sup> H. Alboudwarej et al., "La importancia del petróleo pesado," Oilf. Rev. Schlumberger, vol. 18, pp. 38–59, 2006.

<sup>10</sup> K. Akbarzadeh et al., "Los asfaltenos: Problemáticos pero ricos en potencial," Oilf. Rev. Schlumberger, pp. 24–47, 2007.

En los últimos años se han desarrollado tecnologías con el fin de evitar la formación de agregados y mantener a los asfáltenos suspendidos en el crudo. La inyección de aditivos químicos cumple con estos propósitos y además aporta con la reducción de viscosidad e impide la deposición de sólidos.

La dosis de los aditivos es proporcional a la tasa de reducción de viscosidad y, generalmente, va desde 200 ppm a 5 000 ppm. Estos productos son solubles en petróleo, lo que permite que no se pierdan con el agua de formación y favorecen la ruptura de las emulsiones, optimizando el consumo de demulsificante. Estas múltiples acciones permiten disminuir las presiones de operación y favorecen los procesos de producción, deshidratación y transporte<sup>11</sup>.

En el mercado se oferta una variedad de aditivos para la reducción de viscosidad, pero su aplicación se ve limitada por la selectividad de estos aditivos en función de las propiedades del crudo. Para la adecuada elección del aditivo se deben realizar pruebas de laboratorio y de campo, además de evaluar los efectos del producto.

### **3.4 CONTROL DE AGUA**

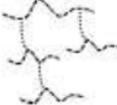
Se basa en compuestos poliméricos de la unión de una o más unidades (denominadas monómeros). Las propiedades de estos polímeros en solución están determinadas por las características estructurales de la cadena de macromoléculas que lo conforman. Estas estructuras dependen en sí de la naturaleza de la unidad repetitiva, en otros casos (como el de los copolímeros), estos dependen de la composición y la distribución de los monómeros en la cadena (figura 5)

---

<sup>11</sup> A. J. Chaustre Ruiz, J. J. Ibagón Plazas, and E. A. Leon Ramirez, "New technology for flow assurance in an extra heavy oil field: Case study in the Akacias Field," in Society of Petroleum Engineers - SPE Heavy and Extra Heavy Oil Conference - Latin America, 2014, pp. 645–654.

Estas soluciones cuentan con una tubería que permite colocar los fluidos necesarios para llevar a cabo el tratamiento sin riesgo de afectar la zona de hidrocarburos. Constituyen la técnica más usada para cortar el flujo de agua y controlar la conformación por su eficiencia y relación beneficio/costo<sup>12</sup>.

Figura 5. Clasificación de los polímeros de acuerdo con su estructura y al tipo de monómeros que lo forman

Estructura	Tipos de monómeros que lo forman
<p><b>Lineal</b></p> 	<p><b>Homopolímeros</b> A-A-A-A-A-A-A</p>
<p><b>Ramificado</b></p> 	<p><b>Copolímeros A-B</b> al azar A-A-A-B-B-A-B-A Alternado A-B-A-B-A-B-A-B</p>
<p><b>Entrecruzado</b></p> 	<p><b>En bloque</b> A-A-A-A-B-B-B-B Injerto B B B A-A-A-A-A-A-A-A</p>

Fuente: Herrera, J. S., Ramírez, A. O., Castro, E. L., León, C. M. (2018). Revisión del uso de sellos químicos para el control de agua de producción en pozos petroleros. Revista de Investigación, 11(2), 141-151.

Baily B. *et al*, 2000. sostienen que este tipo de tratamiento requiere de una gran precisión a la hora del posicionamiento; dicen además que el uso de equipos de Coiled Tubing apoyado con empaques inflables o con doble inyección, ayuda a evitar que el fluido de tratamiento se extienda a zonas donde no se desea que se posicione. En su revisión enuncian que existen varios tipos de químicos que pueden ayudar en el control de la producción de agua como cementos, geles rígidos, polímeros entrecruzados, geles, entre otros que pueden ser inyectados usando la tubería de

<sup>12</sup> Herrera, J. S., Ramírez, A. O., Castro, E. L., & León, C. M. (2018). Revisión del uso de sellos químicos para el control de agua de producción en pozos petroleros. Revista de Investigación, 11(2), 141-151.

producción vía Bullheading, con el propósito de ahorrar algunos costos durante el proceso (2000, p. 16).

Van der Hoek J.E., Botermans W. y Zitha. L.J., enuncian que poner sistemas gelificantes totalmente sellantes en los estratos que producen agua es una posible solución al problema económico y técnico que acompaña la excesiva producción de agua. (2001, p. 1). Botermans C.W., D. W. van Batenburg y J. Bruining anuncian que existen sistemas, llamados Modificadores de Perfil (RPM por sus siglas en ingles), los cuales reducen la permeabilidad relativa al agua sin afectar significativamente la permeabilidad relativa al aceite (2001, p. 1).

Los parámetros más relevantes que influyen en la efectividad de un tratamiento para control de la excesiva producción de agua usando modificadores de permeabilidad relativa o agentes de reducción desproporcionada en la permeabilidad, según lo identificado por diferentes autores. Vásquez J. y Eoff L., enuncian que el candidato ideal para la inyección de tratamiento con efectos de RPM son yacimientos estratificados que no estén comunicados entre sí (2013, p. 4). También enuncian que estratos en los cuales la saturación de hidrocarburos es muy alta no son buenos candidatos para este tipo de tratamientos, ya que el fluido inyectado no tendrá ningún efecto en el perfil de producción; además de esto los estratos en los cuales la saturación de agua móvil es muy alta tampoco son buenos candidatos debido a que cuando el agua llegue a la cara del pozo productor disminuye la permeabilidad relativa al aceite lo cual disminuye su tasa de flujo y hace del tratamiento un fracaso; otro caso de fracaso es cuando se tiene flujo cruzado entre los estratos, el problema radica en que existirá un momento después de haber de inyectado el tratamiento en el cual el agua dejará de moverse al interior del estrato productor buscando el pozo productor (a causa del tratamiento inyectado) y empezará a migrar hacia estratos que le ofrezcan una menor resistencia logrando incorporarse de nuevo a los fluidos producidos del yacimiento.<sup>13</sup>

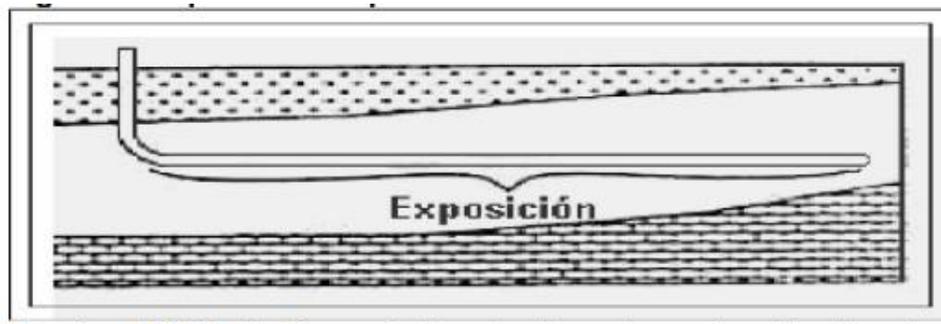
---

<sup>13</sup> Mosquera-Ruiz, A. (2020). Enfrentando el desafío del alto corte agua en campos petroleros: causas, diagnóstico y mecanismo químico de control. Fuentes, el reventón energético, 18(2), 89-105.

### 3.5 POZO HORIZONTALES

Un pozo horizontal tiene un ángulo aproximado final de 90° con respecto a la vertical. Este tipo de pozos es usado para tener una mayor área de contacto con la formación productora y así aumentar la producción de ésta como se puede ver en la Figura 6.

Figura 6. Esquema de un pozo horizontal



Fuente: MORA, L. Presentación de clase de perforación direccional. Bogotá. 2017. p.15.

Este tipo de perforación tiene aplicaciones en formaciones donde los otros tipos de perforación no pueden llegar fácilmente, siendo de gran utilidad para desarrollo de campos con grandes eventos como zonas de difícil acceso con pozos verticales o desviados y dificultades geológicas como arenas objetivo de bajo espesor, se puede evitar la declinación causada por bajas tasas de producción, eficiencias de recobro bajas y otras situaciones que puedan llevar a la decisión de abandono<sup>14</sup>.

Se tienen casos de éxito de aumento de la producción como el caso donde el pozo Oso B-54H al compararse con un pozo vecino el pozo Oso A-49H, pronostica recuperar un 41.54% adicional de petróleo acumulado y una reducción del 37,92 % de agua

---

<sup>14</sup> Blandón Ramírez, J. A. y Calvete Molina, A. S. (2018) Propuesta de un modelo de un pozo horizontal con el fin de mejorar la eficiencia de producción en un campo de Ecopetrol S.A. (Trabajo de grado). Fundación Universidad de América. Retrieved from <http://hdl.handle.net/20.500.11839/6740>

acumulada, adicionalmente logra una optimización de producción de 426 BPPD más de petróleo y 1373 BAPD menos de agua.

### **3.6 RECAÑONEO**

El cañoneo o recañoneo es un proceso de reacondicionamiento que utiliza detonaciones explosivas controladas que crean canales desde el pozo hacia la formación atravesando la tubería de revestimiento, el cemento y la roca del yacimiento permitiendo que los fluidos fluyan al pozo de forma que puedan ser llevados hasta superficie.

Para casos donde ya se cuenta con un pozo con perforaciones realizadas durante su completamiento, se realizan el recañoneo bajo dos mecanismos dependiendo de las condiciones mecánicas del pozo y el grado de penetración que se desee tener para dicha operación, que puede ser thru tubing, es decir realizando la operación con cable y correr los cañones a través de la tubería de producción, o en caso de que se desee una mayor penetración de deberá realizar un trabajo de acondicionamiento y hacer el recañoneo bajo la metodología de TCP.

El recañoneo busca pasar una zona de daño o aumentar el área de producción del yacimiento hacia el pozo, permitiendo a su vez mejorar la producción del campo.

## **4. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE VARIABLES DE YACIMIENTO QUE IMPACTAN FAVORABLEMENTE LA ESTRATEGIA DE MEJORAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN**

Las compañías han reducido notablemente el valor de inversión en el desarrollo de los activos en Colombia debido a que no cuentan con una estrategia definida para evaluar proyectos a partir de la priorización del impacto de las variables que caracterizan el yacimiento para la optimización de la producción, lo anterior genera que las implementaciones de proyectos terminen siendo de fácil alcance y bajo riesgo.

Normalmente, las compañías analizan los problemas y en este proceso encuentran con mucha facilidad el por qué no se pueden viabilizar los trabajos. El objetivo es generar una priorización de las variables de yacimiento que rigen la ley de Darcy con el fin de definir las estrategias a atacar dicha propiedad.

Figura 7. Ecuación de Darcy

$$q = \frac{k * h * (Pe - Pwf)}{141,2 * Bo * \mu * \left[ \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) + S \right]}$$

Fuente: FARUK, Civan. Daño de formación en yacimientos: Fundamentos, modelado, evaluación y mitigación. Publicación profesional, Oxford, UK, 2007.

En donde:

K: Permeabilidad, mD

h: Espesor de la capa o nivel, ft

Pe: Presión estática de la formación, psi

Pwf Presión de fondo fluyendo, psi

Bo: Factor volumétrico del petróleo, RB/STB

U: Viscosidad Absoluta, cP

re: Radio de drenaje, ft

rw: Radio del pozo, ft

S: Daño de formación, adimensional

Con el fin de realizar la sensibilización de las variables de la ecuación de Darcy se utiliza la herramienta Oracle Crystall Ball, dado que es el software que maneja una de las compañías para sus análisis económicos, por lo cual se cuenta con la licencia disponible para uso, por otro lado, es de fácil manejo para el usuario y cuenta con el análisis del grafico tipo tornado.

En las tablas de los campos se podrá ver en color verde las variables por sensibilizar y en color azul es la variable de interés, que para este caso en la producción en unidades de barriles de aceite. Para cada corrida se realizó con 100.000 pruebas ejecutadas.

La selección del tipo de distribución se basó en que el método pudiera representar el comportamiento teórico de cada variable y se parecieran al comportamiento real. A continuación, se presenta una breve descripción de cada una de las distribuciones implementadas:

La distribución normal es la distribución límite de numerosas variables aleatorias, discretas y continuas, como se demuestra a través de los teoremas centrales del límite. Las consecuencias de estos teoremas implican la casi universal presencia de la distribución normal en todos los campos de las ciencias empíricas. Por otro lado, la distribución normal queda totalmente definida mediante dos parámetros: la media y la desviación estándar o desviación típica.

La distribución uniforme es útil para describir una variable aleatoria con probabilidad constante sobre el intervalo (a,b) en el que está definida; Una peculiaridad importante de esta distribución es que la probabilidad de un suceso depende exclusivamente de la amplitud del intervalo considerado y no de su posición en el campo de variación de la variable.

La distribución beta es adecuada para variables aleatorias continuas que toman valores en el intervalo, uno de los principales recursos de esta distribución es el ajuste a una gran variedad de distribuciones empíricas.

La distribución triangular es una función continua y normalmente se emplea cuando hay poca información disponible de la variable.

El campo A cuenta con un rango de sus propiedades como se muestra en la tabla 2, además en la tabla 3 se detalla el tipo de superposición y los valores entre los cuales se realizaron la sensibilización.

Tabla 2. Parámetros de yacimiento campo A.

Ítem	Unidad	Rango	Valor Promedio
Permeabilidad	mD	109 - 300	200
Espesor	ft	10 - 25	15
Presión de Formación	psi	1.605 - 2.124	1.800
Presión fluyendo	psi	1.000 - 1.300	1.200
Viscosidad	cP	1,835 - 2,3	2
Radio de Drenaje	ft	270 - 1160	700
Radio del pozo	ft	0,25-0,56	0,3
Daño de Formación		0-20	18,0
Factor Volumétrico	RB/STB	1,072 - 1,085	1,1
Caudal	Bls		228

Fuente: Autores.

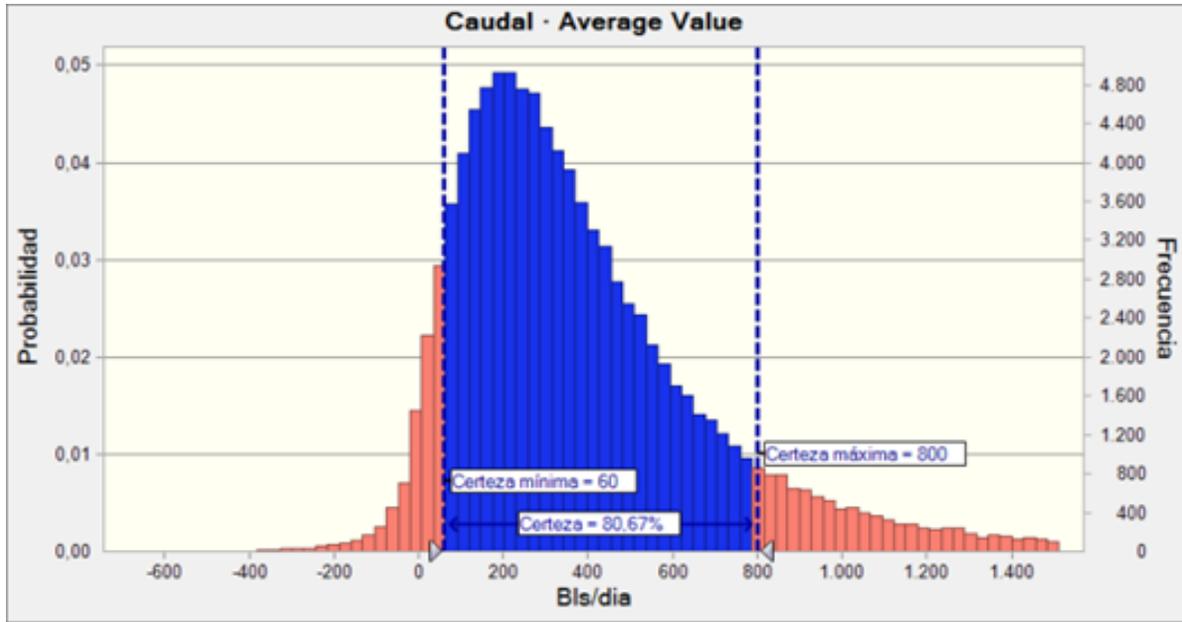
Tabla 3. Tipo de distribución y valores de sensibilización Campo A.

Ítem	Tipo de distribución	Mínimo	Probable	Máximo	Desviación
<b>Permeabilidad</b>	Normal		200		100
<b>Espesor</b>	Beta	10	15	25	
<b>Presión de Formación</b>	Normal		1.800		250
<b>Presión fluyendo</b>	Uniforme	1.000	1.200	1.300	
<b>Radio de Pozo</b>	Uniforme	0,3	0,3	0,4	
<b>Radio de drenaje</b>	Uniforme	270	700	1.160	
<b>Viscosidad</b>	Triangular	2	2	2	
<b>Daño de Formación</b>	Triangular	-5	18	20	

Fuente: Autores.

El reporte generado por Crystall Ball indico que el nivel de la certeza es del 80,67% con un rango entre 60 bopd y 800 bopd con una producción más probable de 228 bopd, esto se resume en la figura 8.

Figura 8. Histograma de caudal de producción campo A

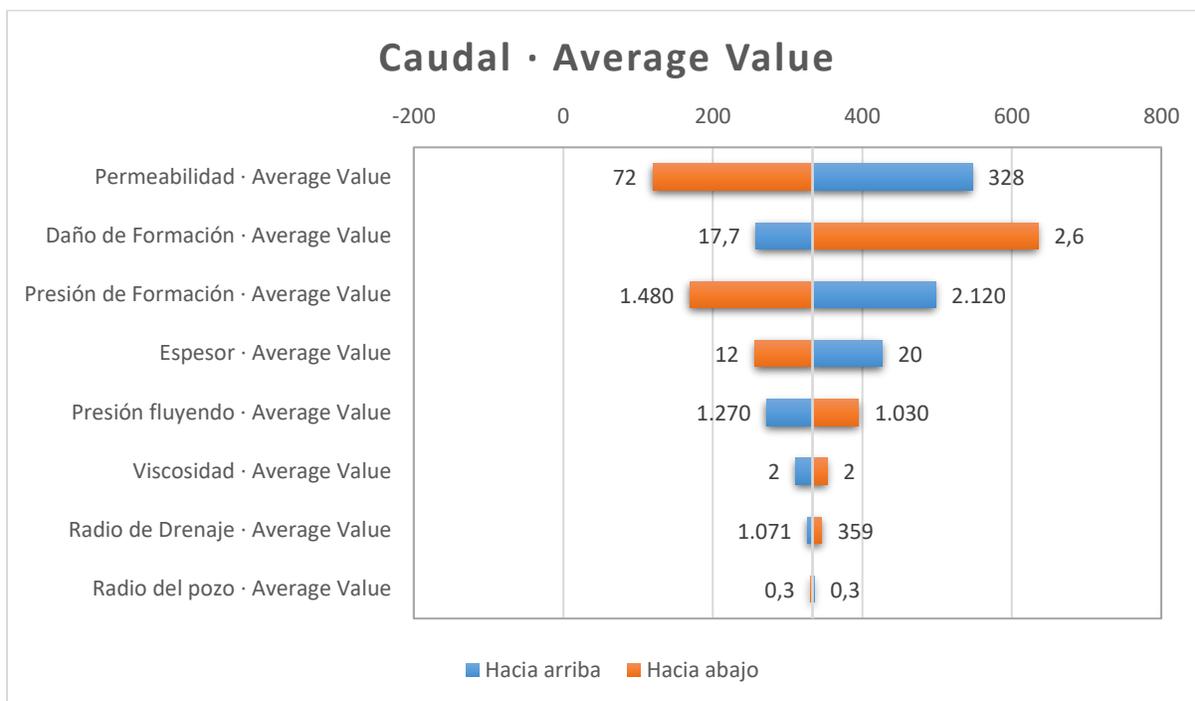


Fuente: Autores.

A partir de la corrida en crystal Ball se identifica que las dos variables que tienen mayor impacto sobre la producción del campo es la permeabilidad y daño de formación (ver figura 9), las cuales pueden aumentar la variación de la producción en un 67,81%.

Teniendo en cuenta que la permeabilidad es la propiedad del medio poroso que mide la capacidad y habilidad de la formación para transmitir fluidos y que esta se ve afectada por los siguientes factores: Tamaño, forma, composición y orientación de los granos que influyen en la geometría del poro, grado de cementación y arcillosidad, presencia de fracturas y fisuras; Y que por ende el daño de formación (Skin) se da debido a la disminución de permeabilidad ( $k$ ) y porosidad ( $\phi$ ) en las zonas aledañas al pozo ya que existe una zona dañada que puede tener unos pocos milímetros hasta varios centímetros de profundidad. Es clave analizar que estas dos variables en la fórmula de Darcy son claramente representativas al momento de realizar una optimización de la producción.

Figura 9. Grafica tornado de sensibilización del campo A.



Variable de entrada	Caudal · Average Value				Entrada		
	Hacia abajo	Hacia arriba	Rango	Explicación de variación <sup>1</sup>	Hacia abajo	Hacia arriba	Caso base
Permeabilidad · Average Value	120	547	427	38,10%	72	328	200
Daño de Formación · Average Value	635	258	377	67,81%	2,6	17,7	12,0
Presión de Formación · Average Value	169	498	329	90,35%	1.480	2.120	1.800
Espesor · Average Value	256	427	170	96,39%	12	20	16
Presión fluyendo · Average Value	395	272	123	99,55%	1.030	1.270	1.150
Viscosidad · Average Value	353	311	42	99,92%	2	2	2
Radio de Drenaje · Average Value	346	327	19	100,00%	359	1.071	715
Radio del pozo · Average Value	331	336	5	100,00%	0,3	0,3	0,3

Fuente: Reporte Oracle Crystall Ball.

Para el campo B los rangos de las variables se observan para la tabla 4, asimismo se aplicaron los mismos tipos de distribución que se implementaron para el campo A, como se ve en la tabla 5 con los valores entre los cuales se realizaron la sensibilidad de las variables.

Tabla 4. Parámetros de yacimiento campo B.

Ítem	Unidad	Rango	Valor promedio
Permeabilidad	mD	500-3500	2.500
Espesor	ft	1.5-30.6	18

Presión de Formación	psi	1100-1300	1.150
Presión fluyendo	psi	400-900	627
Viscosidad	cP	16-24	16
Radio de Drenaje	ft	1312-1968	1.312
Radio del pozo	ft	0.25-0.56	0,3
Daño de Formación		-3 - 10	7,0
Factor Volumétrico	RB/STB		1,1
Caudal	Bls		620

Fuente: Autores.

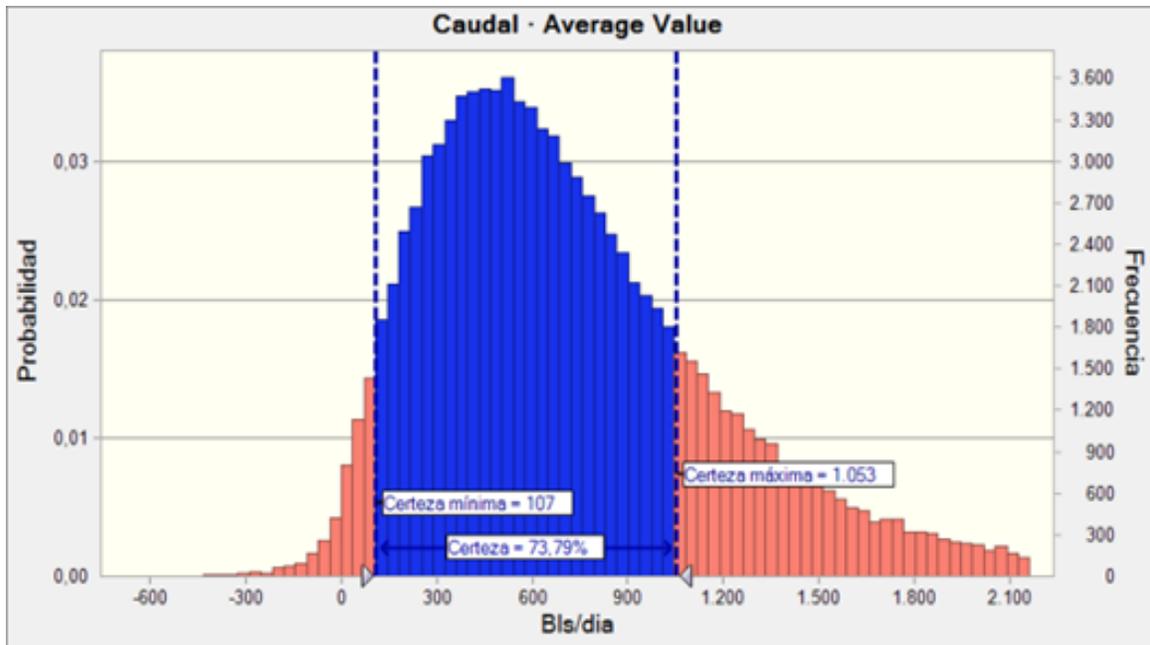
Tabla 5. Tipo de distribución y valores de sensibilización Campo B.

Ítem	Tipo de distribución	Mínimo	Probable	Máximo	Desviación
<b>Permeabilidad</b>	Normal		2.500		1.000
<b>Espesor</b>	Beta	16	18	24	
<b>Presión de Formación</b>	Normal		1.150		150
<b>Presión fluyendo</b>	Uniforme	400	627	900	
<b>Radio de Pozo</b>	Uniforme	0.3	0.3	0.4	
<b>Radio de drenaje</b>	Uniforme	1.312	1.312	1.968	
<b>Viscosidad</b>	Triangular	14	16	24	
<b>Daño de Formación</b>	Triangular	-3	5	10	

Fuente: Autores.

El reporte generado por Crystall Ball indico que el nivel de la certeza es del 79,52% con un rango entre 107 bopd y 1.053 bopd con una producción más probable de 640 bopd como se observa en la figura 10.

Figura 10. Histograma de caudal de producción campo B.

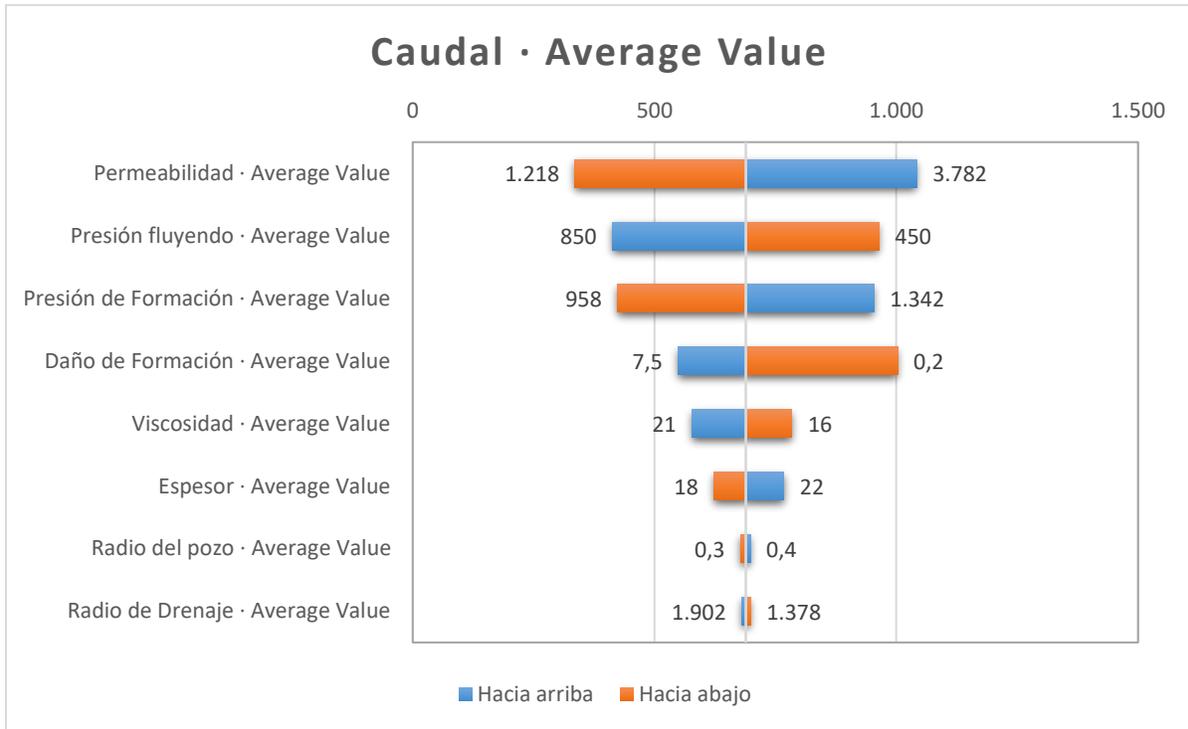


Fuente: Autores.

Todas las variables de la fórmula de Darcy tienen un rango que se obtuvieron de diferentes fuentes entre laboratorio y campo. En el campo B es posible evidenciar como el efecto del rango establecido en el parámetro de permeabilidad da como resultado un impacto alto en la ecuación de Darcy generando un foco de trabajo en esta variable que, comparado con el rango establecido para la viscosidad y relación de radios de drenaje, generan un impacto mínimo en el resultado. En el caso de la presión de fondo fluyente es evidente que, si nos enfocamos en el método de levantamiento artificial y el incremento de la presión de yacimiento mediante una inyección de agua eficiente, será posible mejorar el recobro actual del campo.

En resumen, a partir de la corrida en Crystall Ball se identifica que las dos variables que tienen mayor impacto sobre la producción del campo es la permeabilidad y la presión fluyendo, es importante resaltar que el campo B actualmente cuenta con inyección de agua, lo cual permite controlar la caída de la presión del yacimiento, la cual es la tercera variable que más afecta la tasa de producción.

Figura 11. Grafica tornado de sensibilización del campo B.



Variable de entrada	Caudal · Average Value				Entrada		
	Hacia abajo	Hacia arriba	Rango	Explicación de variación <sup>1</sup>	Hacia abajo	Hacia arriba	Caso base
Permeabilidad · Average Value	336	1.042	706	36,87%	1.218	3.782	2.500
Presión fluyendo · Average Value	964	413	551	59,33%	450	850	650
Presión de Formación · Average Value	424	954	530	80,07%	958	1.342	1.150
Daño de Formación · Average Value	1.003	549	453	95,27%	0,2	7,5	4,2
Viscosidad · Average Value	784	578	206	98,42%	16	21	18
Espesor · Average Value	624	768	144	99,95%	18	22	19
Radio del pozo · Average Value	678	698	20	99,98%	0,3	0,4	0,3
Radio de Drenaje · Average Value	698	681	17	100,00%	1.378	1.902	1.640

Fuente: Reporte de Oracle Crystall Ball

## 5. ESTRATEGIA DE DESARROLLO Y EVALUACIÓN PARA LOS CAMPOS DE MEDIANTE MATRICES FODA Y DE PRIORIZACIÓN

El análisis de la herramienta Fortalezas, Oportunidades, Debilidades y Amenazas (FODA) nace a principios de la década de los setenta generando una revolución en el estudio de la estrategia empresarial. Su objetivo es ayudar a determinar las ventajas competitivas de una organización y la estrategia a emplear en función de sus características propias y de las del entorno en que participa.

El análisis FODA puede ser entendido como el estudio de los factores internos de una empresa, fortalezas y debilidades, y de los factores externos que pueden afectar a la misma, oportunidades y amenazas. Si se aplica correctamente se puede tomar ventaja de las oportunidades presentes y, asimismo, enfrentar las amenazas que se identifiquen<sup>15</sup>.

Figura 12. Grafica Análisis FODA



Fuente: Material de curso “Diplomado de gerencia y administración integral de empresas”. Año 2017

<sup>15</sup> Cancino, C. (2012). Matriz de análisis FODA Cuantitativo. Documento Docente del Depto. Control de Gestión y Sistema de Información, Facultad de Economía y Negocios Universidad de Chile, Chile.

Esta monografía realizó un uso del análisis FODA para crear la estrategia respectiva para cada campo en función del resultado obtenido en el capítulo 2.

Figura 13. Grafica de Estrategias a partir de un análisis FODA

<b>FODA</b>	Oportunidades <small>Oportunidad uno</small>	Amenazas <small>Amenaza uno</small>
	Fortalezas <small>Fortaleza uno</small>	Debilidades <small>Debilidad uno</small>
	<b>Estrategias OFENSIVAS</b>	<b>Estrategias DEFENSIVAS</b>
	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10
	<b>Estrategias REORIENTACIÓN</b>	<b>Estrategias SUPERVIVENCIA</b>
	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10	1 2 3 4 5 6 7 8 9 10

Fuente: Material de curso “Diplomado de gerencia y administración integral de empresas”. Año 2017

A continuación, se relaciona los tipos de estrategia que se pueden construir a partir de este análisis<sup>16</sup>:

**Estrategias Ofensivas:** (Fortaleza + Oportunidades) Esta intersección ofrece la situación ideal y nos obliga a desarrollar estrategias EXPANSIVAS a fin de aprovechar al máximo la situación. Inversiones, ampliaciones, desarrollo, esta es la dirección correcta.

**Estrategias Defensivas:** (Fortaleza + Amenazas) las estrategias deben ir encaminadas a defender nuestras posiciones, sólidas, y esperar el desarrollo

<sup>16</sup> Material de curso “Diplomado de gerencia y administración integral de empresas”. Año 2017

positivo de los acontecimientos. Mantenerse, prevenir, optimizar, flexibilizar, este es el camino para hacer frente con garantías a las amenazas.

Estrategias Reorientación: (Debilidades + Oportunidades) En esta situación no se cuenta con condiciones de aprovechar las oportunidades y las estrategias deben ir encaminadas a cambiar las cosas. Cambiar, reorientar, reordenar, redireccionar, esta es la línea para cambiar las cosas y sacar partido de las nuevas posibilidades.

Estrategias de supervivencia: (Debilidades + Amenazas) Es el peor escenario donde actuar, si el análisis ha sido hecho correctamente, como máximo se puede aspirar a la supervivencia y, muchas veces, será necesaria una salida ordenada. Reducir, ajustar, minimizar y preparar una posible salida con el mínimo coste son las mejores opciones en estas circunstancias.

### Estrategias Campo A:

A partir de la sensibilidad realizada en el capítulo anterior se revisan técnicas que permitan atacar la permeabilidad y daño de formación. En la tabla 6 se listan las alternativas posibles a implementar, las cuales permiten atacar directamente la variable de estudio, y en ocasiones logran impactar a más de una, por ejemplo, el fracturamiento hidráulico, aunque no cambia la permeabilidad del yacimiento genera canales permeables como también logra atravesar la zona de daño que tenga la formación; finalmente se evaluarán las oportunidades y desventajas de estas aplicadas al campo.

Tabla 6. Técnicas de mejoramiento de variables campo A.

Permeabilidad	Daño de Formación	Presión de Yacimiento
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fracturamiento Hidraulico (FH)</li> <li>• Modificadores de Perfil (RPM )</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Estimulación Acida</li> <li>• Fracturamiento hidraulico (FH)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Programa de mantenimiento de presión de yacimiento.</li> </ul>

Fuente: Autores.

Posterior al análisis y revisión de la matriz FODA la recomendación es realizar un fracturamiento hidráulico con el desarrollo de un proyecto de mantenimiento de presión de yacimiento, lo cual permitirá a futuro contemplar alternativas de cambio de bombas ESP por mayor capacidad.

Tabla 7. Matriz Foda para campo A.

Estrategias - MATRIZ FODA		
FODA	Oportunidades	Amenazas
	1 La compañía tiene proyectada una campaña de WO en el año	1 La compañía tiene proyectos con mejor VPN
	2 La compañía tiene interes en incrementar la producción	2 Facilidades de inyección solo para 15.000 BWPD
	3 El FH reduce el S en las zonas cercanas a la formación	3 La comunidad impide realizar trabajos de WO
	4 El FH reduce la velocidad de flujo en la cara de la formación	4 Dificulta la ubicación de contacto agua- aceite
	5 EL FH incrementa la K ya que conecta microfracturas.	5 La tecnica de RPM es implementada en pozos con alto BSW.
	6 La compañía tiene contrato con empresas de FH	6 No se cuenta con contratos con compañías que ofrezcan servicio de RPM
	7 Todos los materiales para FH tienen disponibilidad inmediata	
	8 El BSW del campo no es significativamente alto.	
	9 La compañía construyo una curva de aprendizaje al rededor de control y el manejo de la producción de arena	
Fortalezas	Estrategias OFENSIVAS	Estrategias DEFENSIVAS
1 Permeabilidad tiene un impacto del 38,1%	Realizar un fracturamiento hidraulico y empaquetamiento con Grava que aumente la K del pozo	Se debe buscar optimización de costos buscando que el VPN del Proyecto este en el TOP 5 de la empresa
2 Daño de formación 29,71%	Desarrollar de proyecto de mantenimiento de presión.	La oferta de realizar una campaña de WO a la comunidad genera mucha oferta de trabajo, bajo una estrategica previa de socialización.
3 Presión de formación 22,54%		
4 Incremento de producción hasta de un 139%		Se debe iniciar proyectos de investigación para aplicación de la tecnologia de RPM cuando el campo este incrementando sus valores de BSW a un corte del 90%
5 El fondo pozo no tiene obstrucción		Tomar un registro resistivo del pozo a intervenir para determinar contacto OWC
6 Formació heterogenia		
7 El campo tiene un BSW promedio de 70%		
8 Formaciones altamente consolidadas		
Debilidades	Estrategias REORIENTACIÓN	Estrategias SUPERVIVENCIA
1 Variación en el espesor 6,04 %	Se debe realizar una pesca del completamiento actual y cambiarlo a un diseño optimizado que permita el incremento del IP mediante el manejo de la arena y no mediante el control	Las opciones de disminuir la viscosidad o incrementar el espesor deben tener un tiempo de repago menor a un año y un VPN >0.
2 Incremento de PWF 3,16 %		
3 Variación la viscosidad 0,37%%	Realizar una verificación del Stock de bombas con mayor potencial para ser corridas en los pozos que tiene capacidad de incremento de PWF con un costo cero de inversión	
4 Radio del pozo 0,00%		
5 El pozo tiene un empaquetamiento con grava que genera el daño de formación mecanico actual	Se debe realizar acercamiento con compañías de servicio que generen proyectos de incremento del Net Pay a bajo costo o que se paguen con la producción incremental.	
6 No se cuentan con una practica de reutilización de tubing debido a la producción de arena		

Fuente: Autores.

### Estrategias Campo B:

De la sensibilidad realizada en el capítulo anterior se revisan técnicas que permitan atacar la permeabilidad, la presión de flujo fluyendo y yacimiento. En la tabla 8 se listan las alternativas posibles a implementar, las cuales se seleccionaron a partir de las características del yacimiento y que permitirán modificar o impactar la variable deseada, por ejemplo, para el caso de la presión de flujo se propuso las alternativas operacionales de cambios de bomba electro sumergible en caso de que no fuera posible aumentar más frecuencia a la bomba actual.

Tabla 8. Técnicas de mejoramiento de variables campo B.

Permeabilidad	Presión de flujo	Presión de Yacimiento
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Fracturamiento Hidraulico (FH)</li> <li>• Modificadores de Perfil (RPM )</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aumento de frecuencia de ESP</li> <li>• Cambio de ESP</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Inyección de Agua.</li> </ul>

Fuente: Autores.

Tabla 9. Matriz Foda para campo B.

Estrategias - MATRIZ FODA		
FODA	Oportunidades	Amenazas
	1 La compañía tiene proyectada una campaña de WO en el año	1 La compañía tiene proyectos con mejor VPN
	2 La compañía tiene interes en incrementar la producción	2 Facilidades de inyección solo para 15.000 BWPD
	3 El FH reduce el S en las zonas cercanas a la formación	3 La comunidad impide realizar trabajos de WO
	4 El FH reduce la velocidad de flujo en la cara de la formación	4 Dificulta la ubicación de contacto agua- aceite
	5 EL FH incrementa la K ya que conecta microfracturas.	5 La tecnica de RPM es implementada en pozos con alto BSW.
	6 La compañía tiene contrato con empresas de FH	6 Bombas ESP a maxima frecuencia.
	7 Todos los materiales para FH tienen disponibilidad inmediata	
	8 El BSW del campo no es significativamente alto.	
	9 La compañía cuenta con equipos mas grandes en la bodega de ALS	
Fortalezas	Estrategias OFENSIVAS	Estrategias DEFENSIVAS
1 Permeabilidad tiene un impacto del 36,87%	Realizar un fracturamiento hidraulico y empaquetamiento con Grava que aumente la K del pozo	Se debe buscar optimización de costos buscando que el VPN del Proyecto este en el TOP 5 de la empresa
2 Incremento en la pwf 22,46%		
3 Presión de formación 20,74%	Desarrollar expansión del proyecto de mantenimiento de presión.	La oferta de realizar una campaña de WO a la comunidad genera mucha oferta de trabajo, bajo una estrategia previa de socialización.
4 Incremento de producción hasta de un 64,5%		
5 El fondo pozo no tiene obstrucción		
6 Formació heterogenia	Cambio de levantamiento artificial para incremento del DD	Se debe iniciar proyectos de investigación para aplicación de la tecnologia de RPM cuando el campo este incrementando sus valores de BSW a un corte del 90%
7 El campo tiene un BSw promedio de 50%		
8 Se tiene practicas de reutilización del tubing		Tomar un registro resistivo del pozo a intervenir para determinar contacto OWC
9 Formaciones altamente consolidadas		
Debilidades	Estrategias REORIENTACIÓN	Estrategias SUPERVIVENCIA
1 La variación de viscosidad 4,17%		
2 Variación en el espesor 2,02 %	Se debe realizar acercamiento con compañías de servicio que generen proyectos de disminución de viscosidad a bajo costo	Las opciones de disminuir la viscosidad o incrementar el espesor deben tener un tiempo de repago menor a un año y un VPN >0.
3 Radio del pozo 0,03%		
4 Radio de Drenaje 0,02%		
5 Formaciones pobremente consolidadas		

Fuente: Autores

Posterior al análisis y revisión de la matriz FODA la recomendación es realizar un fracturamiento hidráulico con el acompañamiento de un cambio a una bomba electro sumergible de mayor capacidad, sin dejar de un lado que se debe en simultanea trabajar en un plan de expansión del sistema de inyección de agua con el fin de aumentar la presión de yacimiento para asegurar condiciones de operación de las bombas.

## 6. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA ESTRATEGIA DE OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN

Parte del desarrollo de un proyecto de optimización de producción es realizar la evaluación económica del mismo con el fin de determinar si es rentable y con ganancias representativas para las compañías.

En la literatura existen muchos métodos para realizar evaluaciones económicas, sin embargo para esta evaluación se selecciona el valor presente neto dado que se cuenta con costos aterrizados de la caja de flujo de cada uno de los campos aquí desarrollados, como también los costos de las intervenciones a ejecutar ya que cuenta con tarifas establecidas con las compañías de servicios con las que se tiene contratos, por último es el indicador por excelencia que las dos compañías usan para cuantificar la ganancia de dinero en el tiempo y compararlo con el resto de proyectos del portafolio.

Para ambos campos se realiza la evaluación económica para un pozo promedio, el cual representa las propiedades medias del campo y al cual se le implementara la estrategia de optimización.

En la corrida económica se incluyeron los costos de generación, tratamiento químico, regalías, además por otro parte se evaluaron 3 escenarios los cuales se definieron de la siguiente manera:

**Escenario pesimista:** Obedece a la estrategia de supervivencia en la cual se calcula una certeza que da como resultado un VPN igual a cero, garantizando así la tasa de oportunidad de la compañía.

**Escenario Normal:** Se calcula la producción obtenida de la variante más impactante en la curva tipo tornado y se castiga con la certeza obtenida en el histograma de caudal.

**Escenario Optimista:** Aplica la producción de la variable más impactante utilizando una certeza del 100%.

### **Evaluación Económica Campo A:**

Para realizar la evaluación de las estrategias defensivas para el Campo A se tiene en cuenta las siguientes premisas:

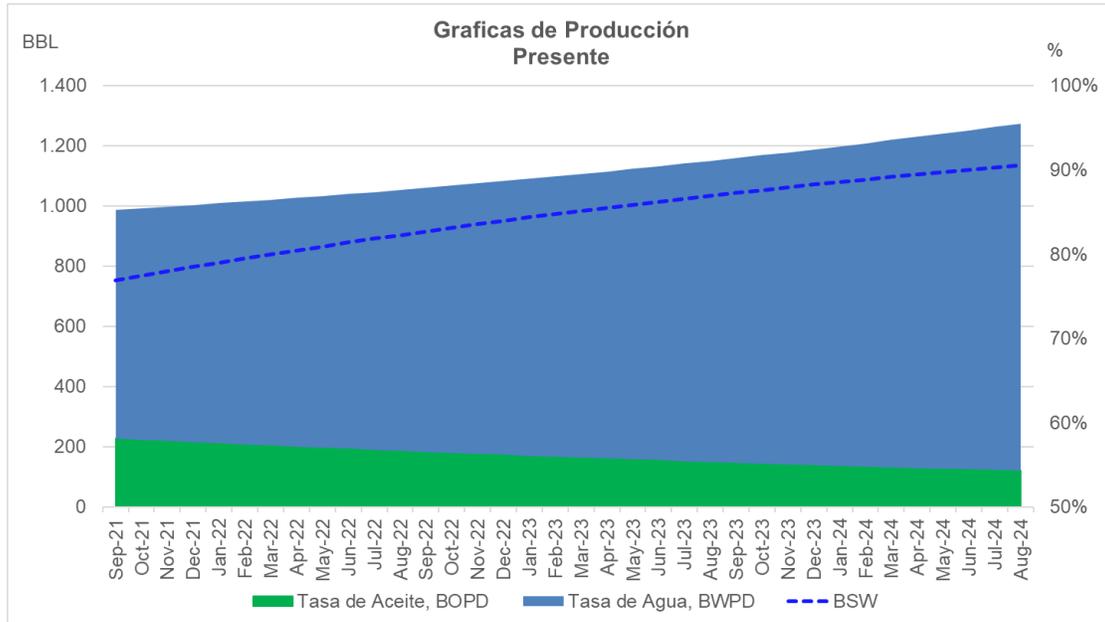
- Se realizará un fracturamiento hidráulico y empaquetamiento con grava el cual tiene un costo estimado de \$700.000 USD.
- Desarrollo de un proyecto de mantenimiento de presión con el fin de realizar inyección de agua aprovechando la planta de tratamiento e inyección que se tiene en el campo para disposición de agua, por lo cual no tiene ningún costo agregado a esta estrategia.
- La máxima producción estimada para el pozo promedio estudio del campo A es 547 BWPd.
- La tasa de declinación de la producción de crudo es del 1% mensual y la tasa de incremento de BSW mensual es del 1,2% también.
- Precio del crudo en \$70 USD
- TRM de 3.400 pesos colombianos/ USD, valor manejado por la compañía.
- Tasa de oportunidad de la compañía del 10%.

La figura 14 muestra el comportamiento de la producción de crudo, agua y BSW del pozo si no se realizara ningún tipo de intervención para aumentar la producción de este, mientras que la figura 15 muestra la tasa incremental

En la tabla 10 se muestran el resumen de la evaluación económica, así mismo como los resultados de los indicadores económicos, sin embargo, el proyecto solo será aprobado por la compañía en el escenario normal dado que cumple con un tiempo de retorno de 1 año. El costo estimado de todo el workover es de 700.000 dólares. Suponiendo que esta intervención cumpla con las expectativas es posible incrementar entre 43 y 319 bopd. El tiempo de recuperación de la inversión puede variar entre 1 y 13 meses dependiendo si

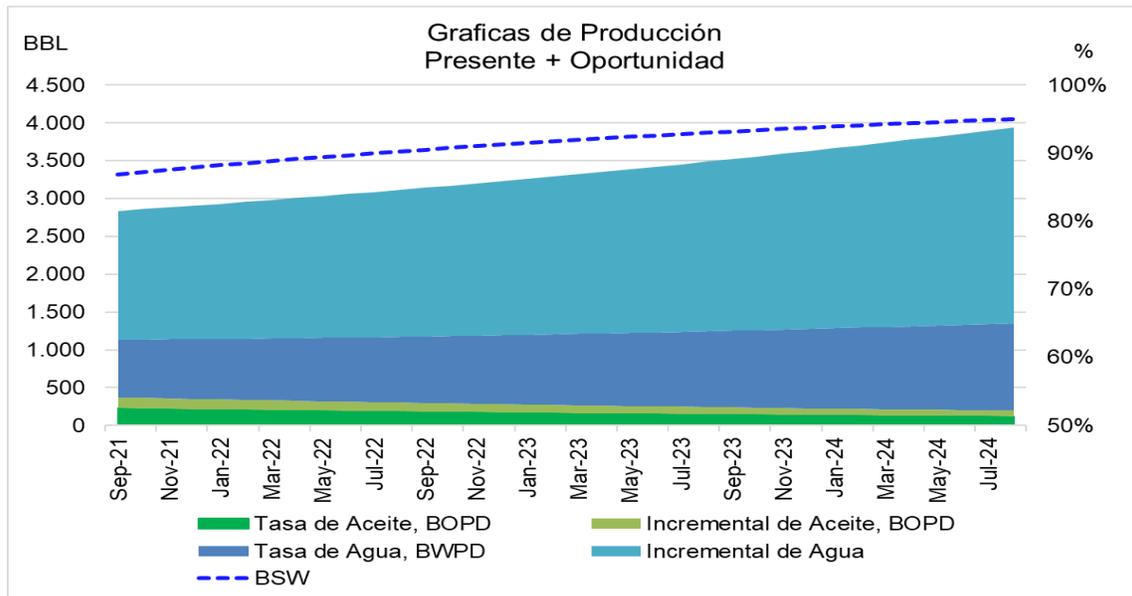
es el escenario pesimista o el optimista. Teniendo en cuenta que también se evalúa la tasa interna de retorno, se ve como el resultado varía entre un 6.7% y 185%, mostrando así, que es una oportunidad muy atractiva para optimizar los recursos de la compañía de una manera eficaz y eficiente.

Figura 14. Grafica de la producción actual.



Fuente: Autores

Figura 15. Grafica de la producción con optimización de la producción.



Fuente: Autores

Tabla 10. Evaluación Económica Campo A

Brent Precio US\$/Bbls	Precio venta US\$/Bbls	Escenario	Certeza	Costo Estimado USD\$	BOPD Presente	BOPD Presente + oportunidad	BOPD Oportunidad	Indicador Economico	4 años		
									Presente	Presente+ Oportunidad	Oportunidad
70	59,9	Pesimista	49,50%	\$ 700.000	228	271	43	VPN USD\$MM	5,25	5,83	0,46
								TIR		124%	6,7%
								Tiempo de pago, meses		1,0	13,0
		Normal	67,8%			371	143	VPN USD\$MM	5,25	8,16	2,79
								TIR		319%	39%
								Tiempo de pago, meses		1,0	3,0
		Optimista	100%			547	319	VPN USD\$MM	5,25	12,16	6,89
								TIR			185,80%
								Tiempo de pago, meses		0	1,0

Fuente: Autores

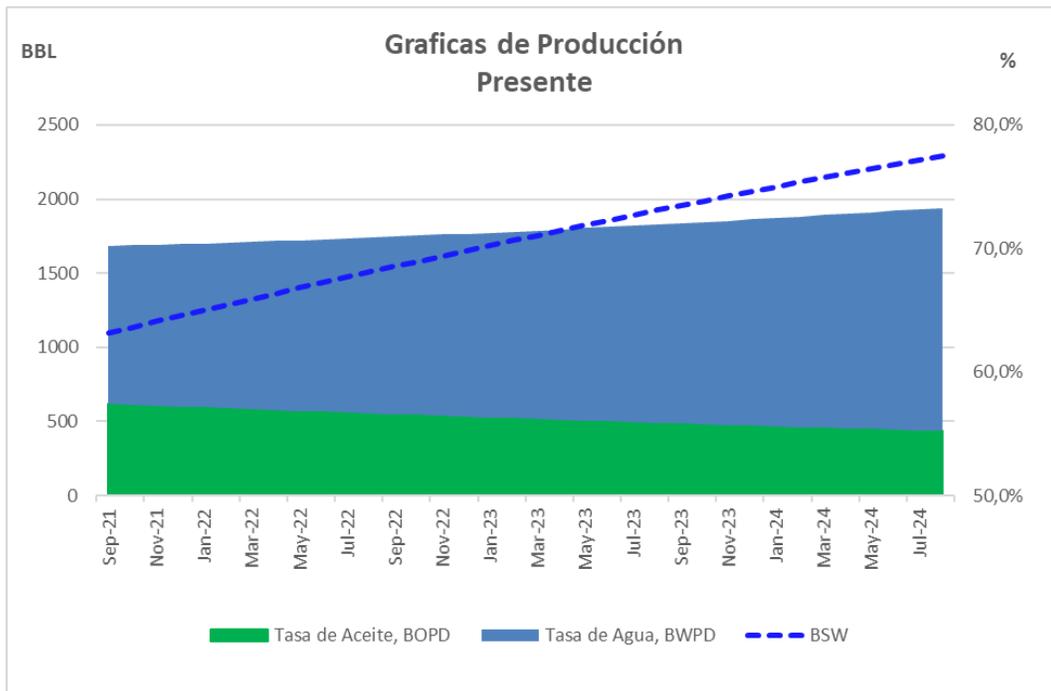
### Evaluación Económica Campo B:

Para realizar la evaluación de las estrategias defensivas para el Campo B se tiene en cuenta las siguientes premisas:

- Se realizará un fracturamiento hidráulico y empaquetamiento con grava el cual tiene un costo estimado de \$350.000 USD.
- Se realizará un fracturamiento hidráulico y empaquetamiento con grava el cual tiene un costo estimado de \$350.000 USD
- La máxima producción estimada para el pozo promedio estudio del campo B es 1.042 BWPD.
- La tasa de declinación de la producción de crudo es del 1% mensual y la tasa de incremento de BSW mensual es del 1,2% también.
- Precio del crudo en \$70 USD
- TRM de 3.700 pesos colombianos/ USD, valor manejado por la compañía.
- Tasa de oportunidad de la compañía del 10%.

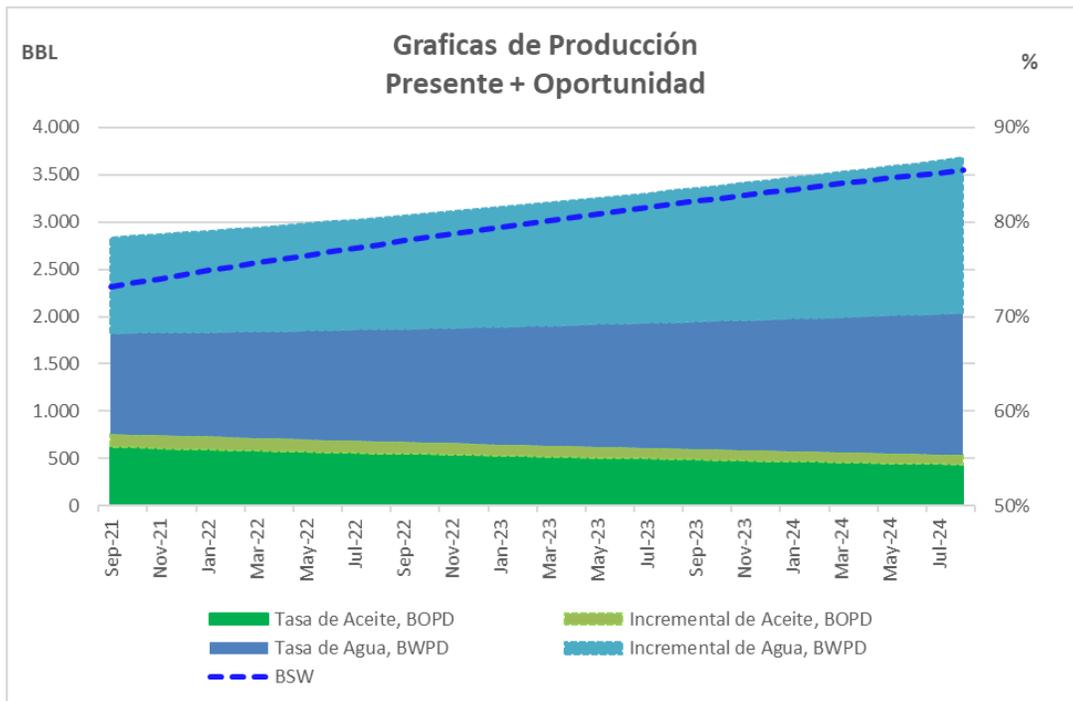
La figura 16 muestra el comportamiento de la producción de crudo, agua y BSW del pozo si no se realizara ningún tipo de intervención para aumentar la producción de este, mientras que la figura 17 muestra la tasa incremental

Figura 16. Grafica de la producción actual.



Fuente: Autores

Figura 17. Grafica de la producción con optimización de la producción.



Fuente: Autores

En la tabla 11 se muestran el resumen de la evaluación económica, así mismo como los resultados de los indicadores económicos, sin embargo, el proyecto solo será aprobado por la compañía en el escenario normal dado que cumple con un tiempo de retorno de 1 año. El costo estimado de toda la intervención (Fracturamiento + cambio de bomba electro sumergible) es de 700.000 dólares. Suponiendo que el workover cumpla con las expectativas es posible incrementar entre 32 y 422 bopd. El tiempo de recuperación de la inversión puede variar entre 1 y 29 meses dependiendo si es el escenario pesimista o el optimista. Teniendo en cuenta que también se evalúa la tasa interna de retorno se ve como el resultado varía entre un 0.8% y 480%, mostrando así que este proyecto tiene la ventaja de optimizar los recursos de la compañía de una manera eficaz y eficiente.

Tabla 11. Evaluación Económica Campo B

Brent Precio US\$/Bbls	Precio venta US\$/Bbls	Escenario	Certeza	Costo Estimado USD\$	BOPD Presente	BOPD Presente + oportunidad	BOPD Oportunidad	Indicador Economico	4 años		
									Presente	Presente + Oportunidad	Oportunidad
70	59,9	Pesimista	62,60%	\$ 700.000	620	652	32	VPN USD\$MM	15,75	16,09	0
								TIR			0,8%
		Tiempo de pago, meses					0,0	29,0			
		Normal	73%			761	141	VPN USD\$MM	15,75	20,59	4,49
								TIR			66%
		Tiempo de pago, meses					0,0	2,0			
Optimista	100%	1042	422	VPN USD\$MM	15,75	26,81	9,92				
				TIR			480,6%				
Tiempo de pago, meses			0,0	1,0							

Fuente: Autores

La conclusión de la evaluación económica para los dos escenarios es positiva, confirmando que el enfoque de la estrategia es acertado, pues cuenta con resultados de valores presentes netos mayores a los casos sin proyectos y tiempos de pago muy cortos, permitiendo que la compañía recupere rápidamente la inversión y mejorando su flujo de caja en pocos meses.

## **7. FLUJO DE TRABAJO DE LA GESTIÓN DE EMPRESAS APLICADO PARA LA DEFINICIÓN ESTRATÉGICA DEL MEJORAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN**

Establecer un flujo de trabajo para definir la estrategia de mejoramiento permite que cualquier persona pueda replicar este modelo de manera estándar, garantizando así el impacto en un sin límite de empresas. Es importante resaltar que este flujo de trabajo puede aplicar a un pozo o a un grupo de pozos que manejen una heterogeneidad de características en un campo y que se encuentren sus presiones de yacimiento por encima del punto de burbuja, sin embargo, en caso de contar con características diferentes solo deberá actualizar la ecuación de producción de acuerdo con la condición de su yacimiento y continuar con la misma metodología.

A continuación, se describe de cada paso en el flujo de trabajo y finalmente se muestra un diagrama de flujo.

### **Paso 01: Adquisición de la información.**

Se debe recopilar información sobre las propiedades del yacimiento tales como permeabilidad, porosidad, espesor, presión de yacimiento, daño de formación, y radio de drenaje, como también datos como presión de fondo fluyendo, radio de pozo, producción, comportamiento de cortes de agua, lo cuales pueden ser específicos para un pozo o un promedio general del campo, por otro lado se debe tener claro los objetivos de la compañía, los riesgos asociados a la operación y las condiciones sociales del campo. Este paso es la clave para garantizar que la información que se analice represente cuantitativamente las características del yacimiento y del campo.

### **Paso 02: Establecer rangos de sensibilización.**

Se debe definir los posibles rangos bajo los cuales una propiedad del yacimiento puede variar en el yacimiento, dado a la heterogeneidad que existe en el mismo, como también a la expectativas de cambio que se puedan esperar de ella de acuerdo al proyecto o trabajo propuesto para impactar dicha variable. El rango de una variable permitirá

determinar su peso sobre la afectación de la producción y por tanto generar un reto para definir las estrategias a implementar.

### **Paso 03: Sensibilización de las variables de interés.**

De acuerdo con el interés de la compañía se puede seleccionar solo unas variables a sensibilizar, sin embargo, se recomienda realizar la sensibilización de la mayoría con el fin de poder encontrar estrategias tanto operativas como de yacimiento para optimizar la producción.

Ya con las variables seleccionadas se deben realizar las sensibilidades en Crystall Ball o algún programa que permita realizar dicha actividad, generando un gráfico tipo tornado, donde el resultado de este determinará la priorización y descartará los trabajos que no tendrán un impacto significativo en el mejoramiento de la producción de una manera eficiente. La selección del tipo de distribución puede seleccionarse de acuerdo a las características de la variable en cuestión, sin embargo, el usuario puede guiarse de las planteadas en este proyecto.

### **Paso 4: Construcción de la estrategia.**

Con el resultado del gráfico tipo tornado, se debe proponer proyectos que logren impactar las variables que logran una variación en el caudal de al menos el 30%, posteriormente se deben listar las fortalezas y debilidades que tiene el campo o el pozo, seguidamente se deben enunciar las oportunidad y amenazas incluyendo en estas los pros y contras de cada proyecto propuesto para atacar la o las variables de yacimiento, ya en este punto de diligenciamiento se procede a plantear las estrategias ofensivas, finalmente con el conocimiento de la información se procede a la creación de estrategias defensivas, de reorientación y de supervivencia.

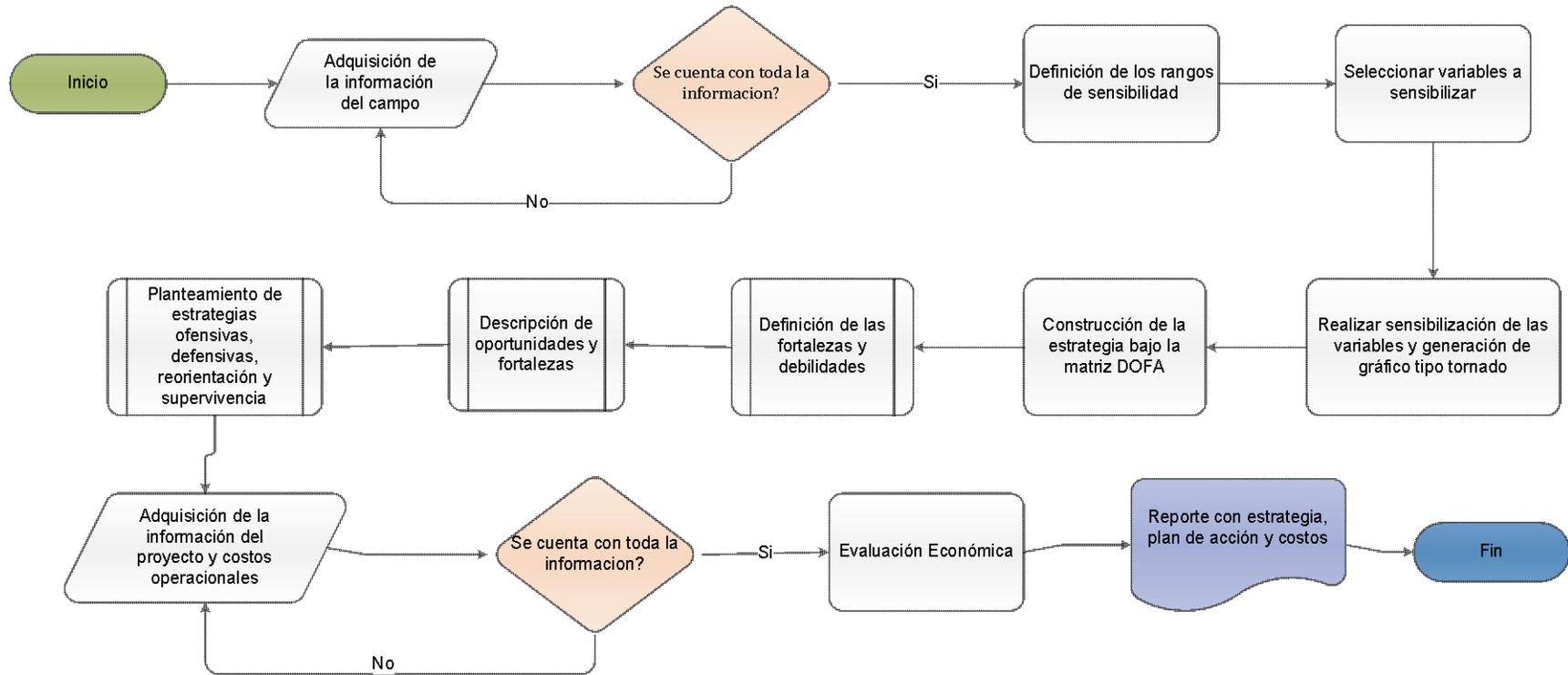
### **Paso 5: Evaluación Económica**

En este paso se debe tener un estimado de los costos asociados al proyecto definido, la proyección de la producción antes y después del trabajo realizado, como también los costos operacionales que tiene el campo, con toda esta información se realiza una

corrida económica del caso presente, calculándose los indicadores de evaluación de un proyecto. Finalmente se hace nuevamente una corrida económica con el caso presente más el incremento en la producción, y calculándose nuevamente los indicadores económicos. Este paso resume el esfuerzo de los cuatro pasos anteriores dado que se ven representados en un resultado que confirmará la viabilidad técnica y económica de la estrategia.

El siguiente flujo de trabajo resume la metodología facilitando el seguimiento del paso a paso a la hora de la implementación del mismo.

Figura 18. Diagrama de flujo de metodología.



Fuente: Autores

## 8. CONCLUSIONES

Durante el desarrollo del objetivo 1 se concluyó que después de realizar la recopilación de muchas técnicas para el mejoramiento de la producción como la fracturamiento hidráulico, modificadores de permeabilidad relativa, perforación de pozos horizontales, proyectos de disminución de viscosidad, cambios de levantamiento artificial, etc., la ecuación de Darcy tiene la capacidad de simular el impacto de estas tecnologías en sus diferentes variables.

La revisión en la literatura sobre técnicas que permiten el mejoramiento de la producción de un campo tiene una alta variedad y en continua actualización, lo cual permite contar con una amplia gama de proyectos para lograr objetivos con menores costos, mejores resultados y de larga duración.

Los resultados obtenidos después de sensibilizar las variables mediante la herramienta de Crystall Ball arrojan unas variables que se distinguen frente a las otras manejando rangos y explicaciones de la variación mayores al 30%, por tanto, el objetivo y foco para el mejoramiento a la producción de una manera eficiente.

A partir del desarrollo del objetivo 2, donde se implementó un análisis de sensibilidad para los campos A y B se concluyó que la permeabilidad fue la variable más representativa a la hora de optimizar la producción, sin embargo, la segunda variable para cada campo fue diferente, daño de formación para el campo A y presión fluyendo para el campo B, por lo cual el planteamiento del proyecto de optimización de cada campo conto con estrategias de desarrollo diferentes.

El fracturamiento hidráulico es una de las estrategias más efectivas para el impacto sobre variables de yacimiento, dado que permite atacar temas de permeabilidad, daño de formación, y porosidad; siendo de esta manera una estrategia que genere impacto en varias problemáticas del yacimiento. Sin

embargo, es importante resaltar que para el desarrollo de esta se requiere de un plan de socialización y análisis de riesgos con el fin de evitar el fracaso de este desde la parte social y ambiental.

La implementación y ejecución del objetivo 3 permitió concluir que el apalancamiento de la creación de las cuatro estrategias (Ofensiva, defensiva, reorientación y supervivencia) en el FODA garantiza la mitigación del fracaso en la estrategia que se cree con la implementación de esta monografía siempre y cuando se ejecuten, además genera una ventana para el futuro de la compañía al plantear estrategias de reorientación.

Para el análisis económico propuesto en el objetivo 4 se concluyó, que los proyectos presentes tienen un tiempo de recuperación entre 1 y 3 años para los escenarios normal y optimista, no obstante, el escenario pesimista en ambos campos tiene un tiempo de recuperación muy alto llegando a los 30 años.

El flujo de trabajo desarrollado y propuesto permite que se realice la implementación de este en cualquier compañía que desea generar estrategias a partir de la priorización de la variable que más afecte la producción a partir de la ecuación de Darcy para yacimientos subsaturados dado que el paso a paso se muestra en forma concisa, permitiendo obtener resultados técnico-económicos y se resaltan las contribuciones de estrategias a futuro.

Generar una estrategia de desarrollo y evaluación para los campos de estudio que permita la creación de escenarios mediante estrategias FODA y matrices de priorización.

## **9. RECOMENDACIONES**

Al realizar la búsqueda de nuevas tecnologías es importante tener en cuenta que el diseño del fracturamiento debe ir encaminado al manejo de los sólidos y no a su control, garantizando así el incremento de permeabilidad y no un daño de formación mecánico.

Se debe garantizar que las variables utilizadas en la sensibilidad representen el mayor porcentaje de pozos del campo, logrando potencializar la estrategia ofensiva y mitigar cualquier riesgo.

Para garantizar el éxito e impacto de la estrategia se debe implementar antes y después una prueba de restauración de presión, con el tiempo suficiente para poder leer permeabilidad y presión de formación.

Los proyectos de fracturamiento o cambio de bombes electro sumergibles deben ser optimizados en los costos de ejecución a partir de la reutilización o aprovechamiento de recursos propios con el fin de que el valor presente neto y tasa interna de retorno sea de mayor atractivo para las compañías.

## BIBLIOGRAFÍA

ABARCA, A., GUZMÁN-BECKMANN, L., CASTILLO, J. (2020). Estudio del Efecto de Reductores de Viscosidad en Crudo Pesado. Revista Tecnológica-ESPOL, 32(1), 9-9.

ANÁLISIS DE PRODUCCIÓN DE POZOS. Baja tasa de producción. Bogotá D.C: Universidad de América. 2011. Disponible en <https://es.slideshare.net/gabosocorro/reacondicionamiento-de-pozos/35>

AGUILAR PEÑA, J. C. (2018). Caracterización de daño de formación y opciones de solución en el yacimiento Hollín de la zona norte del campo Sacha (Bachelor's thesis, Quito: UCE).

ANDRÉS, P. H., DANNA, L., MANUELA, V., LAURA, S. Generalidades Del Fracturamiento Hidraulico.

BUSTOS, M. (2018). Selección de pozos candidatos a fracturamiento hidráulico en el campo Gustavo Galindo Velasco. Fuentes, el reventón energético, 16(1), 81-86.

CABEZAS SALINAS, A. S., GAVILÁNES CARRASCO, A. A. (2013). Optimización de producción en Pozos Horizontales del Campo Oso, Bloque 7, aplicando la Tecnología Icd' s (dispositivos de control de influjo)", octubre 2012.

CAIZA REMACHE, B. V., MÉNDEZ CARRIÓN, E. A. (2014). Análisis de técnicas de estimulación para minimizar y remediar los daños de formación por migración de finos en el reservorio hollín, del campo Palo Azul.

CERÓN, B., IMBAQUINGO, V. (2017). Estudio para el incremento de producción en el campo BC implementando fracturamiento hidráulico en la arena de baja permeabilidad del pozo BC 2. Revista Politécnica–Enero, 38(2).

GUALANCAÑAY GUASHPA, C. G. (2017). Estudio Técnico de Trabajos de Estimulación Matricial como Alternativa para Optimizar la Producción de un Bloque Productor de Petróleo (Bachelor's thesis, Quito, 2017.).

NOLEN-HOEKSEMA, R. (2013). Elementos de fracturamiento hidráulico. *Oilfield Review*, 25(2), 57-58.

RAMOS, Y., CASAL, A. M., SPENGLER, B. (2007). Estudio de la obtención de emulsificantes catiónicos a partir del aceite de coco en la formulación de fluidos para la estimulación ácida de pozos de petróleo. *CIENCIA ergo-sum, Revista Científica Multidisciplinaria de Prospectiva*, 14(2), 197-202.

SERRANO, D. S., GÓMEZ, C. A. P., RUEDA, R. C., NÚÑEZ, R. D. C. (2013). Implementación de propantes ultralivianos en el fracturamiento hidráulico de pozos. *Fuentes: El reventón energético*, 11(1), 1.

TALANCÓN, H. P. (2006). La matriz FODA: una alternativa para realizar diagnósticos y determinar estrategias de intervención en las organizaciones productivas y sociales. *Contribuciones a la Economía*, 2, 1-16.