

**EVALUACIÓN TÉCNICO ECONÓMICA DE LA OPTIMIZACIÓN DE PRODUCCIÓN  
DE LAS FORMACIONES DOIMA Y MONSERRATE EN LOS POZOS DEL BLOQUE  
CENTRO DEL CAMPO DINA TERCARIOS MEDIANTE PROPUESTAS DE  
ESCENARIOS DE INTERVENCIÓN**

**OLGA NATALIA PARADA CENTENO**

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

**Director y Codirectores**

**YATNIELAH ISBEL PIRELA**

**Ingeniera de petróleos**

**OMAR HERNAN HUERTAS**

**Ingeniero de petróleos**

**SADY STEPHANY SALAZAR**

**Ingeniera de petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA**

**FACULTAD DE INGENIERÍAS**

**PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

**BOGOTÁ D.C.**

**2022**

**NOTA DE ACEPTACIÓN**

---

---

---

---

---

---

---

Nombre

Firma del Director

---

Nombre

Firma del presidente Jurado

---

Nombre

Firma del Jurado

---

Nombre

Firma del Jurado

Bogotá, D.C. Febrero de 2022

## **DIRECTIVOS DE LA UNIVERSIDAD**

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. MARIO POSADA GARCIA PEÑA

Consejero institucional

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCIA PEÑA

Vicerrectora Académica y de Investigaciones

ALEXANDRA MEJÍA GUZMÁN

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. RICARDO ALFONSO PEÑARANDA CASTRO

Secretario General

Dr. JOSÉ LUIS MACÍAS RODRIGUEZ

Decano Facultad de ingenierías

Dra. NALINY PATRICIA GUERRA PRIETO

Director del Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. JUAN CARLOS RODRIGUEZ ESPARZA

## **DEDICATORIA**

Dedico este trabajo de grado en primer lugar a Dios por acompañarme y guiarme durante estos veintidós años y permitirme culminar mis estudios en Ingeniería de Petróleos. A mis papás Olga Clemencia y Rafael Eduardo por apoyarme siempre durante mi proceso académico y hacer posible mi sueño de ser ingeniera. A mis abuelos, tíos y primos por ser partícipes de esta etapa de mi vida, creer en mi desde el comienzo, celebrar cada logro obtenido y llenar de colores mi vida año tras año. A mis compañeros y amigos de la universidad por todas las experiencias vividas y enseñanzas obtenidas durante estos 5 años. Al capítulo estudiantil Acipet Universidad de América, por creer en mi talento y permitirme ser parte de esta gran familia con la que día a día llegamos a más estudiantes y crecemos como equipo, personas y profesionales. A los docentes que hicieron parte de mi formación por cada lección dictada y el tiempo que dedican a sus estudiantes. Finalizo dedicando este proyecto de grado a mis compañeros de trabajo, por abrirme las puertas al equipo y a la vida profesional, que con paciencia y dedicación continúan enseñándome todos los días.

## **AGRADECIMIENTOS**

Me gustaría darle un especial agradecimiento:

A Dios, de su lado comienzo y culmino agradecidamente este proyecto.

A la empresa Ecopetrol, y sus Ingenieros Omar Huertas y Sady Salazar, por el soporte técnico y la oportunidad de trabajar de la mano con su equipo.

A la Ingeniera, docente y directora de este proyecto, Yatnielah Pirela por la guía durante todo el año.

Y a la Fundación Universidad de América por la formación brindada que ha hecho posible este logro.

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

## TABLA DE CONTENIDO

	Pag.
<b>RESUMEN</b>	10
<b>OBJETIVOS</b>	13
<b>1. MARCO TEÓRICO</b>	14
<b>2. METODOLOGÍA Y DATOS</b>	28
<b>2.1 Etapa 1</b>	29
<i>2.1.1 Búsqueda recolección y clasificación de la información</i>	30
<i>2.1.2 Caracterización del yacimiento</i>	30
<b>2.2 Etapa 2</b>	33
<i>2.2.1 Propuestas de intervención</i>	33
<b>2.3 Etapa 3</b>	37
<i>2.3.1 Análisis nodal en Pipesim</i>	37
<b>2.4 Etapa 4</b>	40
<b>2.5 Etapa 5</b>	43
<b>3. RESULTADOS Y ANÁLISIS</b>	46
<b>4. CONCLUSIONES</b>	63
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	65
<b>ANEXO</b>	67

## LISTA DE FIGURAS

	Pag.
Figura 1. Ubicación Campo Dina Terciarios	14
Figura 2. Ciclo de vida de un yacimiento	15
Figura 3. Equipo de Workover (Frank 300-0165)	17
Figura 4. Clasificación de los sistemas de levantamiento artificial	20
Figura 5. Componentes del bombeo mecánico	21
Figura 6. Mecanismos de producción	24
Figura 7. Presión de fondo fluyente y tasa de producción	26
Figura 8. Metodología del proyecto	28
Figura 9. Metodología primer objetivo	29
Figura 10. Columna estraigráfica Valle Superior del Magdalena	33
Figura 11. Metodología segundo objetivo	35
Figura 12. Ejemplo pozo previamente completado en la Formación Doima	36
Figura 13. Ejemplo pozo que no fue previamente completado ni en la Formación Doima ni en la Formación Monserrate	37
Figura 14. Metodología tercer objetivo	39
Figura 15. Simulador Pipesim	40
Figura 16. Metodología cuarto objetivo	43
Figura 17. Metodología quinto objetivo	32
Figura 18. Localización y distribución del Campo Dina Terciarios	49
Figura 19. Bloque centro Campo Dina Terciarios	49
Figura 20. Capacidad de flujo en la formación Doima	51
Figura 21. Capacidad de Flujo en Formación Monserrate	52
Figura 22. Trabajos exitosos realizados en los pozos del bloque centro del campo Dina Terciarios	55
Figura 23. Histograma de frecuencia propuestas de intervención	56
Figura 24. Punto de operación modelo Doima	57
Figura 25. Punto de operación modelo Monserrate	57
Figura 26. Curva de producción con resultados de intervalo arenado	59
Figura 27. Impacto en la curva de producción del aislamiento y limpieza de la Formación Doima	60
Figura 28. Curva de producción pozo estimulado hidráulicamente en la Formación Doima	43

## LISTA DE TABLAS

	Pag.
Tabla 1. Ventajas y desventajas del bombeo mecánico	21
Tabla 2. Ventajas y desventajas del bombeo por cavidades progresivas (PCP)	22
Tabla 3. Ejemplo pozo previamente completado en la Formación Doima	34
Tabla 4. Última producción reportada por pozo	42
Tabla 5. Parámetros financieros	45
Tabla 6. Características arenas Doima y Monserrate	47
Tabla 7. Evaluación de oportunidades en la Formación Doima	55
Tabla 8. Evaluación de oportunidades en la Formación Monserrate	61
Tabla 9. Resumen propuestas de intervención	61
Tabla 10. Comparación producción pre y pronóstico post intervención	61
Tabla 11. Parámetros financieros para Doima 1	62
Tabla 12. Parámetros financieros para Doima 2	61
Tabla 13. Parámetros financieros para Monserrate	62

## RESUMEN

Esta investigación tiene como finalidad evaluar técnica y económicamente propuestas de intervención a los pozos del bloque centro del campo dina terciarios para optimizar la producción de las formaciones Doima y Monserrate. Se inicia con la caracterización de las arenas recolectando la información petrofísica que demuestra el potencial para almacenar hidrocarburos con resultados de porosidad de 11% a 18%, permeabilidades de 6 mD a 300 mD, presiones de 700 psi a 1300 psi, temperatura 128 F a 146 F y una litología compuesta por arenas y conglomerados. Se continúa con la historia de producción e intervenciones en estas arenas, identificando los cambios en la producción posterior a cada apertura o asilamiento de intervalos cañoneados para determinar los trabajos que han sido efectivos en el campo y a que pozos aplicarlos, se evalúan intervenciones pasadas que representaron una disminución de la producción y en caso de que los pozos no hayan sido completados previamente en estas formaciones con los registros eléctricos se evalúa la posibilidad de cañonearlos.

Con el fin de estimar los parámetros de operación antes y después de los trabajos en Doima y Monserrate se modela con ayuda de Pipe Sim un pozo completado para cada una de las formaciones obteniendo como resultados caudales actuales desde 32 BFPD de producción actual y caudales esperados de hasta 66 BFPD posterior a simular la intervención a los pozos, limpieza de arenas, estimulación hidráulica y cañoneo de nuevos intervalos; se procede a estimar los barriles incrementales que se puede esperar posterior a las intervenciones.

Finalmente se realiza una evaluación financiera para dos propuestas de intervención en la formación Doima y una en Monserrate resultando rentables las tres propuestas. Para el escenario de limpieza de arenas en Doima, se obtiene un VPN de \$414,908 y una TIR del 15.74% para el segundo escenario que corresponde a una estimulación hidráulica en Doima se obtiene un VPN de \$2,623 y una TIR del 1.08% para el último escenario que cañonear Monserrate se obtiene un VPN de \$13,602 y una TIR del 3.16%.

### **Palabras clave**

Productividad, estimulación, yacimiento, Workover, análisis nodal.

## INTRODUCCIÓN

El campo Dina Terciarios, descubierto en el año 1961, está ubicado en el departamento del Huila, en la cuenca del Valle Superior del Magdalena, y está fallado formando 3 bloques a lo largo del campo, mejor referenciados como bloque este, bloque centro y bloque oeste, con más de 165 pozos perforados y cuatro yacimientos con potencial para producir hidrocarburos acumula aproximadamente 3.000 barriles de petróleo producido diarios. Las formaciones de interés presentes en la columna litológica del campo son: Honda, Barzalosa, Doima y Monserrate; gracias a sus características superiores frente a sus antecesoras, la Formación Honda es la más representativa del campo, esta arena es superior en materia de profundidad, ya que es la más somera, espesor, en promedio 1200 pies más que las demás, mecanismo primario de producción, pues es influida por empuje de agua, capa de gas y gas en solución y porosidad, alcanza hasta 21%, calidad y cantidad de la información, es el yacimiento presente que más estudios e historia tiene, entre otros; es por esto que en su mayoría, los trabajos y la producción corresponden a esta formación, siendo esta la más prospectiva de las 4 se ha producido y acumulado gran cantidad de data aumentando su confiabilidad, aunque, esto también ha llevado a depletar este yacimiento.

Sin embargo, existen pozos en el campo los cuales se llevaron hasta la Formación Monserrate, el yacimiento más profundo de Dina Terciarios, con el fin de explorar las otras 3 formaciones presentes, a pesar de que no ha sido mucha la data que se ha podido recolectar, si hay evidencia de que las Formaciones Doima y Monserrate tienen potencial para producir hidrocarburos y han sido las responsables de un porcentaje de la producción del campo, lo que soporta la idea de aumentar la exploración en las arenas mencionadas y sacar provecho en este momento de factores como, precio actual del barril del petróleo, contacto de agua actual en el campo y presión de los yacimientos para realizar intervenciones y aumentar la producción en estas dos arenas.

La industria ha aportado nuevas técnicas para el pronóstico y distribución de producción de los pozos de petróleo y gas, para esto una de las propiedades más relevantes durante estos estudios es la capacidad de flujo, la cual se puede obtener como resultado de la multiplicación de la permeabilidad y el espesor de la formación productora, datos petrofísicos claves durante la investigación, con esta propiedad se puede llegar a hacer cálculos para obtener la predicción del comportamiento del pozo, potencial de recobro secundario y terciario y el potencial del éxito de procedimientos de estimulación que se propongan en el pozo. Otra técnica importante, es sin duda

el análisis nodal, herramienta que permite pronosticar el desempeño de un trabajo en un pozo permitiendo evaluar la mecánica y las herramientas implementadas y dando como resultado un potencial de producción alcanzable, esta técnica ha contribuido a mejorar las técnicas de completamiento, producción y eficiencia de muchos pozos a través de la predicción con el fin de optimizar los mismos; el análisis nodal consiste en realizar un análisis completo del sistema simulando el pozo en producción para optimizar su ejecución, una vez todos los componentes del sistema sin simulados se puede proceder al cálculo de puntos óptimos de operación para los pozos en estudio y así mismo pronosticar el desempeño de un pozo una vez finalizada una intervención o estimulación al mismo [2].

La estimulación de pozos consiste en numerosos métodos para incrementar la productividad de un pozo puede ser reduciendo el daño de formación, la producción de arena o limpiando los cañoneos o intervalos abiertos que tiene el pozo para obtener una mejora en la producción, hay distintas técnicas de estimulación como lo son los re-cañoneos, estimulación ácida matricial, el fracturamiento hidráulico, limpiezas de arena, entre otros; sin embargo lleva un proceso el evaluar el trabajo técnica y económicamente para decidir si se va a realizar un workover o un wellservice y en qué pozos, entendiendo como un trabajo de workover el proceso de realizar un mantenimiento mayor o un tratamiento remedial en el pozo con el propósito de restaurar, prolongar o mejorar la producción del mismo, lo que en muchos casos implica retirar la sarta de producción del pozo para reemplazarla y para esto usualmente se moviliza un taladro de workover, sin embargo, los avances de la industria han aportado unidades como la de slickline, braidedline, wireline, snubbing o coiled tubing, que permiten realizar trabajos desde el interior del tubing; para decidir en qué pozos se van a realizar esas intervenciones, es necesario realizar un proceso de reconocimiento y selección, evaluando cuales tendrán un potencial para obtener mayor producción y mejor retorno de la inversión, ya que aplicar el mejor diseño de tratamiento y procedimientos operativos al pozo erróneo por realizar una mala selección de candidatos resultará en una falla y una mala inversión [3].

## **OBJETIVOS**

### **Objetivo General**

Evaluar técnica y económicamente la optimización de la producción de las Formaciones Doima y Monserrate de los pozos del bloque centro del Campo Dina Terciarios mediante la propuesta de escenarios de intervención.

### **Objetivos Específicos**

- Caracterizar las arenas Doima y Monserrate mediante datos petrofísicos y de producción.
- Proponer un diagnóstico de las intervenciones para los pozos del bloque centro del campo Dina Terciarios en las Formaciones Doima y Monserrate.
- Realizar un análisis nodal para la simulación de los trabajos de intervención.
- Comparar los resultados obtenidos del análisis nodal con la producción actual de los pozos y su viabilidad técnica.
- Evaluar la viabilidad económica de tres intervenciones propuestas mediante los indicadores valor presente neto (VPN), y tasa interna de retorno (TIR).

# 1. MARCO TEÓRICO

## 1.1 Campo Dina Terciarios

El Campo Dina Terciarios fue el primer campo descubierto en el área Neiva en 1961. Está localizado en el sector central-oeste de la Concesión Neiva-540. En 1962 se perforó el pozo Dina-2 productor de las Formaciones Honda y Barzaloza, fecha en la cual el campo inició explotación comercial, con una producción del orden de 300 BOPD. El campo fue desarrollado paulatinamente entre los años 60's y los 70's cuando se perforaron los pozos de Dina-1 a Dina-13 y Dina Terciario-1 a Dina Terciario-8 (DT-1 a DT-8). Mediante un programa activo de desarrollo en los 80's, se perforaron los pozos DT-9 a DT-54. En 1987, la producción del campo era de 4.700 BOPD. El último desarrollo se llevó a cabo entre 1988 y 1990 con la perforación de los pozos DT-55 a DT-64, fecha en la cual la producción del campo alcanzó niveles de 6.000 BOPD. La producción de los campos proviene de las Formaciones Doima - Chicoral, Barzaloza y Honda del Terciario y de la Formación Monserrate del Cretáceo, las cuales son unidades de flujo hidráulicamente independientes. Al cierre de la década del 90 se habían perforado en total 77 pozos, de los cuales 57 se encontraban activos, 3 pozos inactivos y 17 abandonado [4].

Para 1994 Huila se convirtió en la sede del quinto distrito de La Empresa Colombiana de Petróleos (Ecopetrol). Su área de operación cubría 49.000 hectáreas cuyas reservas se estimaban en 52.000 millones de barriles[5].

### Figura 1.

*Ubicación Campo Dina Terciarios*



**Nota.** La figura muestra la ubicación del campo Dina terciarios en el Departamento del Huila.

## 1.2 Yacimientos de hidrocarburos

Antes de desarrollar los métodos para el pronóstico de producción de un yacimiento es importante identificar conceptos claves que permiten entender el proyecto de investigación que se desarrolla en el actual documento. Un yacimiento es la acumulación de hidrocarburos dentro de una roca comúnmente sedimentaria principalmente compuesta por arenas que posee un valor considerable de porosidad y permeabilidad para almacenar y transmitir fluidos, además de poseer las condiciones de presión y temperatura para que el hidrocarburo sea preservado.

### 1.2.1 Ciclo de vida de un yacimiento

Los yacimientos petroleros pasan por un ciclo que corresponde a las diferentes etapas por las cuales este se va desempeñando, estas van desde la etapa de exploración hasta la etapa final que es la de abandono. Reconocer parámetros como el tipo de yacimiento y la composición del mismo permite definir y desarrollar planes para ejecutar durante la vida productiva del yacimiento[6].

#### Figura 2.

*Ciclo de vida de un yacimiento*



**Nota.** La figura muestra los ciclos por los cuales se desarrolla un yacimiento. Tomado de: “*De Petróleo Y Gas Asociado a Planes De Desarrollo.*,” 2019.

En la etapa de exploración se valen de métodos directos e indirectos, con la finalidad de identificar, descubrir y evaluar las estructuras geológicas capaces de contener hidrocarburos en el subsuelo. Entre los métodos indirectos se encuentran los de geología superficial, métodos potenciales, y sísmica regional. En cuanto a la etapa de desarrollo el propósito principal es perforar pozos de desarrollo para poner en producción el yacimiento o campo en el cual se ha confirmado la presencia de hidrocarburos. Además de los pozos de desarrollo de producción, en ocasiones se perforan

pozos de inyección u observación. En la etapa de explotación ya se ha completado la terminación del pozo, este se pone en producción y da inicio la explotación de hidrocarburos. Existen tres tipos de mecanismos de recuperación de hidrocarburos primaria, secundaria y terciaria o mejorada. La última etapa es la del abandono Es la actividad final en la operación de un pozo cuando se cierra permanentemente bajo condiciones de seguridad y preservación del medio ambiente. Para esto se realiza una cementación secundaria a través de tapones de cemento que se colocan en todo el pozo[7].

### **1.3 Reacondicionamiento de pozos o Workover**

El termino reacondicionamiento, también conocido como “rehabilitación”, “reparación” o simplemente “Workover”, expresión en inglés, se refiere a una variedad de operaciones realizadas después de la completación y pruebas iniciales en un pozo, utilizando equipos de reacondicionamiento u otros equipos, a fin de mantener, restaurar o mejorar su productividad [8]. En general durante el ciclo de vida de un yacimiento los problemas en los pozos se pueden clasificar en problemas mecánicos, problemas en los alrededores de la cara del pozo y problemas en el yacimiento.

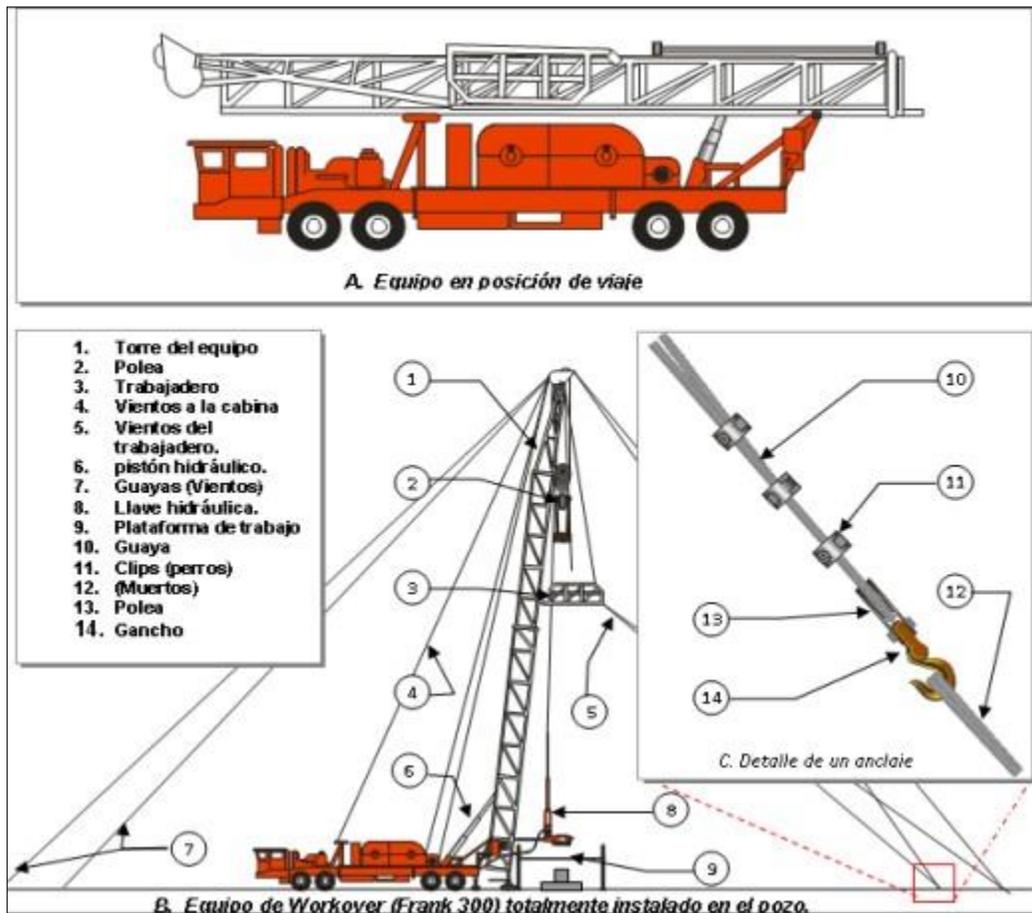
Los problemas mecánicos son causados básicamente por anomalías en quipos y herramientas utilizadas en el completamiento del pozo, como también del sistema de producción (daños en el revestimiento, fugas, obstrucciones en la tubería, fugas en los empaques, en cualquier tipo de herramientas presentes desde el fondo hasta la cabeza del pozo, en el equipo de levantamiento de gas, etc.). En cuanto a los los problemas en los alrededores de la cara del Pozo el efecto de daño de la formación (Skin Effect) junto con las filtraciones en las zonas productoras son características en la cara del pozo los cuales son asociados a uno o varios problemas mecánicos; es necesario conocer las características de la zona productora (presión, grado de consolidación y características de sensibilidad al daño) en la mayoría de trabajos de reacondicionamiento no se tiene en cuenta este factor causando el fracaso de la operación. Por último los problemas en el yacimiento están relacionados directamente con la invasión de fluidos extraños hacia la zona o zonas productoras tales como un frente de agua o la confinación de agua o gas los cuales forman barreras de no flujo del fluido de interés desde el yacimiento hacia el pozo en los cuales se obtienen grandes porcentajes de fluidos indeseados [9].

### 1.3.1 Taladro de reacondicionamiento (Workover)

Un taladro de “Workover” o reacondicionamiento es una estructura metálica compleja cuyos elementos son exactamente iguales a un taladro de perforación, solamente que en menor dimensión. Es un cuerpo robusto, el mismo que está conformado por seis sistemas: 1) soporte estructural, 2) De elevación o izaje, 3) Rotatorio, 4) de circulación, 5) de generación y transmisión de potencia y 6) de prevención de reventones o surgencia [10] .

#### Figura 3.

Equipo de Workover (Frank 300-0165)



**Nota.** Equipo de Workover, Marca FRANKS, modelo 300, Capacidad en libras: 215000, Equipo de rotación Mesa Rotaria Incorporada, Sistema hidráulico del power swivel incorporado. Tomado: A. León and M. Bohada, “Metodología Para La Selección, Diseño Y Ejecución Del Reacondicionamiento De Pozos Inactivos.,” 2009, [Online]. Available: [http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/pags/cat/popup/pa\\_detalle\\_matbib.jsp?parametros=150931%7C+%7C1%7C1](http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/pags/cat/popup/pa_detalle_matbib.jsp?parametros=150931%7C+%7C1%7C1).

### **1.3.2 Workover Menores**

También son llamados servicios a pozos (Well Service), son aplicables de forma periódica en pozos tanto inyectoros como productores y su función básicamente es solucionar problemas mecánicos tales como: lavado de arena, reparación de colapsos, pruebas de revestimiento (Taponamiento de rotos en el Casing y búsqueda de los mismos), pruebas DST, lavado de perforaciones, fallas de equipo y herramienta de subsuelo, formación de parafinas que taponan las perforaciones, operaciones de pesca de tuberías, cables, llaves, conos, empaques y/o cuñas, etc.) [9]

### **1.3.3 Workover Mayores**

Son conocidos como trabajos de reacondicionamiento de pozos, y se desarrollan básicamente para incrementar las ganancias y las reservas recuperables por medio de la estimulación de pozos o simplemente para acelerar los ingresos. Estos trabajos también son llevados a cabo en pozos productores o inyectoros con la cual se quiere alcanzar [9]:

- Incrementar la producción del pozo (Cañoneo y recañoneo)
- Restaurar la producción en pozos afectados por agotamiento del yacimiento, aumentar las reservas mediante el sello de zonas en las cuales fluye agua de invasión y el re-completamiento de zonas libres de agua.
- Prevenir el influjo de agua en zonas libres de esta por medio del taponamiento de zonas con un alto de agua.
- Mejorar el influjo de agua en pozos de inyección mediante la apertura de nuevas zonas selectivas.
- Incrementar la producción aislando zonas con excesiva producción de gas en pozos de aceite.
- Permitir un control dinámico de aceite, el gas y el agua en varias zonas o capas de cada pozo en yacimientos estratificados.
- Valuar el potencial de zonas productoras por medio de completamientos múltiples y la apertura de nuevas zonas.

### ***1.3.4 Operaciones de Workover Menores***

Entre las operaciones de Workover menores como se mencionó están los diferentes procedimientos de Pesca, lavado de arenas, pruebas DST de pozos, operaciones de SWABEO entre otros. Para el desarrollo de esta investigación se profundizará especialmente en el lavado de arenas que está directamente involucrada en las operaciones en el Campo Dina Terciarios [9].

1.3.1.i Lavado de Arena. Causada en pozos tanto productores como inyectores, causadas por formaciones poco consolidadas las cuales causan un flujo de las mismas hacia el pozo. Se han desarrollado varios métodos para controlar dicho problema, uno de ellos y el más utilizado es el método de circulación, el cual puede ser directa o reversa según el caso. Finalmente, después de hacer todo el lavado hasta el fondo se deberá bajar con raspador para retirar costras y otros obstáculos de las paredes del revestimiento (Casing). Cuando los pozos arenados no retornan por más que se incremente la tasa de bombeo es necesario usar la bomba Cavins o Midco. Estas bombas se bajan entre el pozo con la línea de swabeo y se trabajan por efecto de pistón e impulso que golpea contra el banco de arena: en forma general están compuestas de un barril y un pistón [9].

### **1.4 Fracturamiento hidráulico**

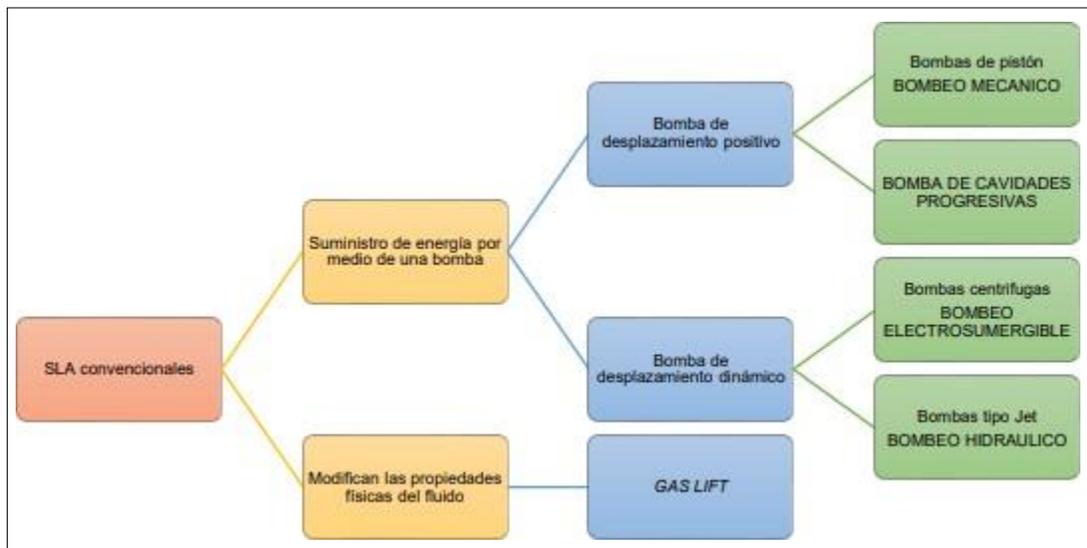
El fracturamiento hidráulico consiste en la inyección de un fluido fracturante, altamente viscoso, con el objeto de generar en ella canales de flujo (fracturas) en la formación y colocar un elemento de empaque (arena) que permita incrementar la conductividad de la formación y, por ende, el flujo de fluidos hacia el pozo. El fluido empleado recibe el nombre de fluido fracturante y el sólido es conocido como agente apuntalante. El efecto de incremento de drenaje de fluidos decrece rápidamente con el tiempo. Esto se debe a que la fisura se cierra y el pozo vuelve a sus condiciones casi originales. Para evitar el cierre de la fractura, se utiliza la técnica de inyectar el fluido de fractura cargado de apuntalante (arena), el cual actúa como sostén de las paredes abiertas de la fractura en la formación. La inyección continua de dicho fluido permite ampliar y extender la fractura, cuando se alcanza una amplitud deseada, se le agrega un apuntalante al fluido para que lo transporte y así evite el cierre de la fractura al término; una característica importante del agente apuntalante debe ser altamente permeable [11].

## 1.5 Generalidades de los sistemas de levantamiento artificial (SLA) y combustión in situ (CIS)

Los sistemas de levantamiento artificial son mecanismos externos a la formación productora que se encargan de elevar el crudo desde la formación a una determinada tasa, cuando el pozo no tiene la energía suficiente para producir los fluidos o cuando la tasa es inferior a la deseada[12]. La formación Dina en el capo dina terciarios se ha venido completando con bombeo mecánico y Monserrate con bomba de cavidades progresivas o PCP por lo cual solo se profundizará en estos.

**Figura 4.**

*Clasificación de los sistemas de levantamiento artificial*



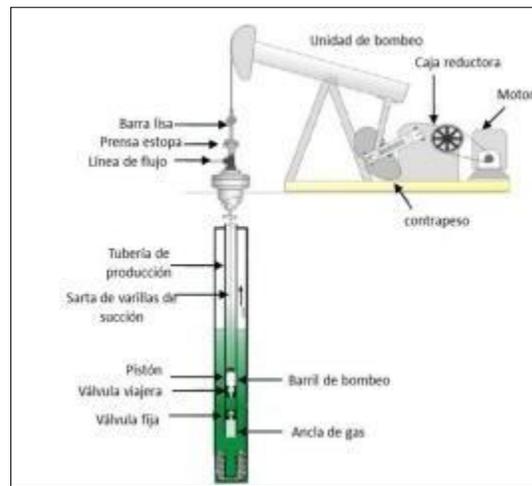
**Nota.** La grafica muestra la clasificación de los diferentes sistemas de levantamiento artificial (SLA). Tomado de: S. A. Corredor García and R. Gómez Galindo, “Identificación de los sistemas de levantamiento artificial aplicables a yacimientos de crudo pesado a alta profundidad sometidos a un proceso de combustión in situ,” 2018.

### 1.5.1 Bombeo Mecánico

Este sistema consiste en poner en comunicación una unidad de bombeo en superficie a través de una sarta de varillas con la bomba que se encuentra dentro del pozo. La unidad de bombeo transmite verticalmente a la sarta de varillas que producirá un desplazamiento positivo en la bomba de subsuelo. Este sistema mecánico está compuesto por: una unidad de bombeo, motor, varillas y bomba[12].

**Figura 5.**

*Componentes del bombeo mecánico*



**Nota.** Los principales componentes de un sistema de bombeo mecánico son: Equipo de superficie y de subsuelo. El primero está integrado por: unidad de bombeo, motor y varillón pulido. El primero está integrado por: Unidad de bombeo, motor y varillón pulido. En el segundo se tienen: varillas y bomba cualquier diseño debe considerar estos componentes que son interdependientes entre sí. Tomado de: *S. A. Corredor García and R. Gómez Galindo, “Identificación de los sistemas de levantamiento artificial aplicables a yacimientos de crudo pesado a alta profundidad sometidos a un proceso de combustión in situ,” 2018.*

**Tabla 1.**

*Ventajas y desventajas del bombeo mecánico.*

<b>Ventajas</b>	<b>Desventajas</b>
Bajo mantenimiento	Permite bombear caudales bajos
Operación, análisis sencillo y fácil reparación técnica	Requieren de gran espacio en superficie
Tolera altas temperaturas	Baja tolerancia a la producción de sólidos
Permite el levantamiento de crudo con viscosidades relativamente altas	Limitado por la profundidad
Fácil aplicación de tratamientos contra la corrosión y la formación de escamas	Baja eficiencia volumétrica con pozos con producción de gas

**Nota.** La tabla muestra las ventajas y desventajas de utilizar el bombeo mecánico como sistema de levantamiento artificial. Tomado de: *S. A. Corredor García and R. Gómez Galindo, “Identificación de los sistemas de levantamiento artificial aplicables a yacimientos de crudo pesado a alta profundidad sometidos a un proceso de combustión in situ,” 2018.*

### 1.5.2 Bombeo por cavidades progresivas (PCP)

Son un tipo especial de bombas rotativas de desplazamiento positivo, en donde el flujo a través de la bomba es casi axial, mientras que en todas las demás bombas rotatorias el fluido de bombeo se ve forzado a desplazarse circunferencialmente. Esto le confiere a la bomba PCP un patrón de flujo axial único a baja velocidad interna, lo que reduce la agitación del fluido y, por lo tanto, reduce la emulsión de fluidos y la erosión de sólidos[12].

**Tabla 2.**

*Ventajas y desventajas del bombeo por cavidades progresivas (PCP)*

<b>Ventajas</b>	<b>Desventajas</b>
Bajo costo de capital y de operación.	Tasa de producción limitada
Buen manejo de fluidos viscosos y crudos con elevadas relación gas-líquido	No es compatible con el CO <sub>2</sub> ni demás fluidos de tipo ácido
No posee válvulas internas, ni trampas de gas	Poca tolerancia a altas temperaturas
Instalaciones sencillas y bajo costo de mantenimiento	Bajo manejo de sólidos

**Nota.** La tabla muestra las ventajas y desventajas de utilizar el bombeo por cavidades progresivas como sistema de levantamiento artificial. Tomado de: S. A. Corredor García and R. Gómez Galindo, “Identificación de los sistemas de levantamiento artificial aplicables a yacimientos de crudo pesado a alta profundidad sometidos a un proceso de combustión in situ,” 2018.

## 1.6 Recuperación de hidrocarburos

### 1.6.1 Factor de recuperación

El Factor de recuperación es la relación del volumen de petróleo o gas producido entre el volumen original de petróleo o gas en el yacimiento.

#### Ecuación 1.

*Factor de Recuperación*

$$\text{Factor de Recuperación (FR)} = \frac{\text{Producción acumulada de aceite o gas a esa fecha}}{\text{Volumen original de aceite o gas en el yacimiento}}$$

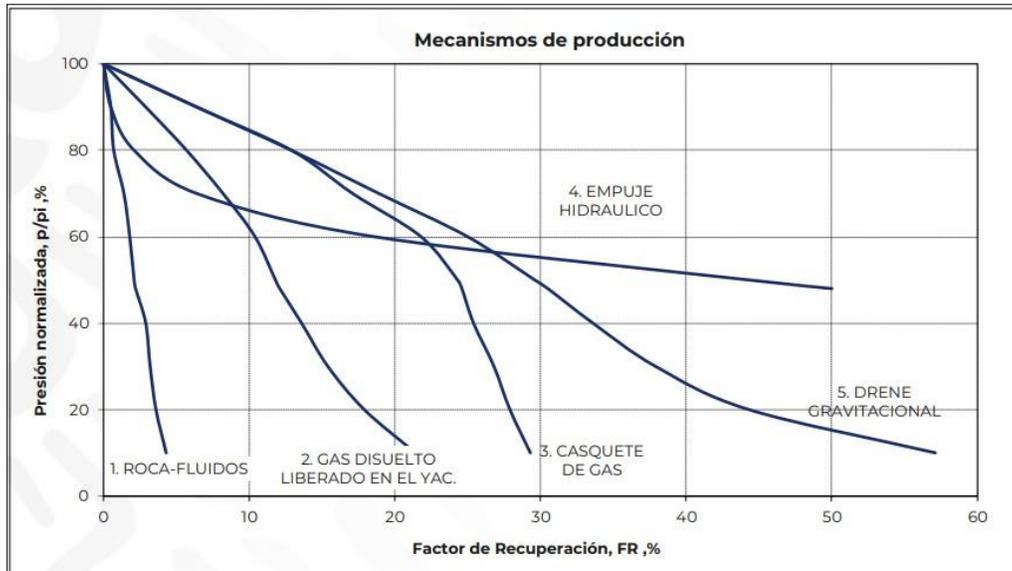
**Nota.** Factor de recuperación que relaciona la producción acumulada de aceite o gas con respecto original de aceite o gas en el yacimiento. Tomado de: M. Crick, “Reservoir simulation,” JPT, J. Pet. Technol., vol. 63, no. 7, p. 78, 2011, doi: 10.2118/0711-0078-jpt.

Existen cinco mecanismos naturales de recuperación primaria en los yacimientos [13]:

1. Empuje por gas disuelto: en este tipo de empuje en el yacimiento, el principal mecanismo que opera en la formación productora es la expansión del aceite y del gas disuelto originalmente en el mismo. Es decir, el incremento de los volúmenes de fluido durante el proceso de reducción de la presión en el yacimiento es equivalente a la producción que se obtiene.
2. Empuje por la capa de gas. En muchos casos de campos descubiertos en el mundo, se determinó que ya existía una capa de gas al inicio de su explotación, por lo que uno de los mecanismos de empuje se reconoce que es debido a esta capa de gas.
3. Empuje por expansión de la roca. el mecanismo por expansión de la roca, también conocido como mecanismo de compactación, expulsa el aceite y gas debido a la reducción del volumen poroso en el yacimiento. Sin embargo, es importante destacar que este mecanismo solo es relevante si la compresibilidad de la formación es grande, lo cual sucede en las formaciones constituidas por carbonatos.
4. Empuje hidráulico (por efecto del acuífero): Ocurre en los yacimientos que tienen un acuífero asociado y se empieza a presentar una vez que se reduce la presión en el yacimiento, lo que permite que el agua en el acuífero se expanda y fluya dentro de la zona de aceite del mismo.
5. Empuje por segregación gravitacional: Esencialmente, está relacionado con el empuje por capa de gas secundaria, ya que la segregación gravitacional se relaciona normalmente con yacimientos de grandes espesores o que tienen un echado considerable, lo que permite que por gravedad los fluidos pesados vayan a ocupar las partes bajas del mismo y que el gas, al ser más ligero tienda a ocupar la parte superior. Al lograrse esto dentro de este tipo de yacimientos, la capa de gas opera de manera muy eficiente, ya que hace el efecto de un pistón que empuja el aceite y los fluidos más pesados hacia abajo.

**Figura 6.**

*Mecanismos de producción*



**Nota.** La imagen muestra la relación entre el factor de Recuperación y la presión normalizada para mecanismo de producción primaria. Tomado de: “*De Petróleo Y Gas Asociado a Planes De Desarrollo.*” 2019.

## 1.7 Productividad de pozos

### 1.7.1 Índice de productividad

Una vez que un pozo se abre a la producción, se hace necesario, por no decir indispensable, evaluar la productividad del pozo a las condiciones en que se encuentra al momento de ponerlo a producir. Existen diversos métodos considerados como tradicionales que permiten elaborar curvas de comportamiento de afluencia, las cuales a su vez permiten determinar la capacidad de un pozo para producir fluidos. El concepto de índice de productividad es un intento para encontrar una función simple que relacione la capacidad de un pozo para aportar fluidos y un determinado abatimiento de presión[13].

### 1.7.2 Análisis Nodal

La razón fundamental de someter un sistema de producción a la técnica de Análisis Nodal, es simplemente porque ésta involucra en sus cálculos a todos los elementos del sistema, permite determinar el efecto de su variación en la capacidad de transporte y tener una imagen de conjunto

del comportamiento del pozo. El Análisis Nodal se puede aplicar a pozos fluyentes, inyectoros o productores ya sea fluyentes o con algún sistema artificial de producción[14].

### ***1.7.3 IPR (Inflow Performance Relationship)***

La curva IPR es una representación gráfica de la tasa de producción del pozo contra la presión del fondo fluyendo. De la cual, la forma de la curva es gobernada por la composición del fluido del yacimiento y el comportamiento de las fases fluidas en condiciones de flujo. Sirve para determinar el potencial de producción de un yacimiento con respecto al sistema de producción y(o) a las instalaciones del Sistema Artificial de Producción. Además de utilizarse para optimizar los parámetros de producción y para determinar el IPR para un tiempo dado, para lo cual se realizan procedimientos iterativos. Las curvas analíticas de IPR se pueden desarrollar para cualquier estado de agotamiento, siempre y cuando las permeabilidades relativas y propiedades PVT de los fluidos se conozcan[15].

### ***1.7.4 VLP***

Para analizar el comportamiento de flujo en el pozo es necesario dividirlo y analizarlo por separado, se divide en tantos nodos sea necesario, principalmente se divide en tres partes; del yacimiento al pozo, a través de la tubería del pozo y por último en la línea de descarga [15].

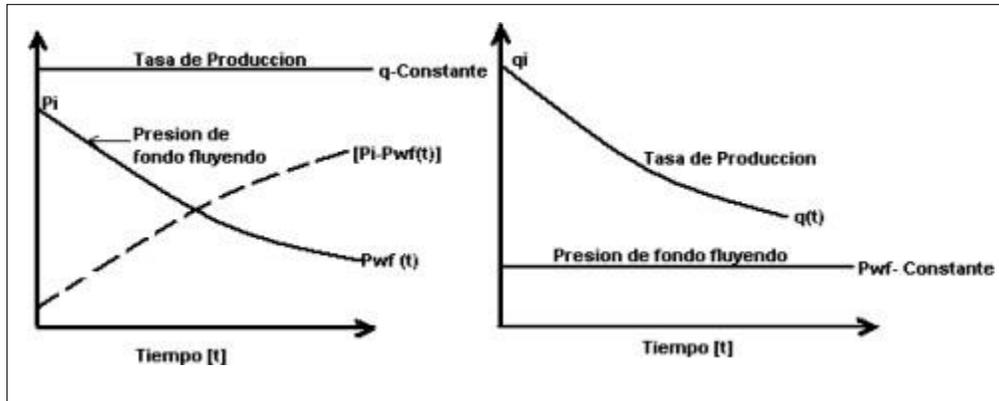
## **1.8 Determinación de la tasa de producción a tiempo futuro**

La capacidad para calcular los cambios en las ecuaciones de IPR y comportamiento de flujo vertical durante el abatimiento de un yacimiento permitirá la determinación del cambio de presión necesario en la cara del pozo para mantener constante la tasa de producción además de la tasa de producción cuando la presión en cara de pozo permanece constante. Cabe señalar que la presión en el fondo de pozo no cambia si la tasa de flujo declina gradualmente y la presión en cabeza de pozo se mantiene constante. Los principales periodos de un pozo productor son [12]:

1. Declinación transitoria.
2. Declinación en estado pseudoestacionario.

**Figura 7.**

*Presión de fondo fluyente y tasa de producción*



*Nota.* La gráfica muestra el comportamiento Presión de fondo fluyen y tasa de producción. Tomado de: A. Trujillo Hernandez, “COMPORTAMIENTO DE POZOS.” [https://www.academia.edu/29600896/COMPORTAMIENTO\\_DE\\_POZOS](https://www.academia.edu/29600896/COMPORTAMIENTO_DE_POZOS) (accessed Nov. 10, 2021).

## 1.9 Indicadores de Bondad Financiera

Para determinar si un proyecto es económicamente viable se utilizan lo que se conoce como indicadores financieros entre los cuales está el Valor Presente Neto (VPN) siendo el más importante, La Tasa Interna de Retorno (TIR) y La Relación Beneficios Costo [16].

### 1.9.1 Valor Presente Neto o VPN

Un proyecto como los desarrollados en la industria petrolera, presenta ingresos y egresos en cada periodo de tiempo durante la productiva de un activo, por lo cual cada periodo en el tiempo tendrá un flujo de caja libre específico. Todo el conjunto de flujos de caja es el insumo para el cálculo del Valor Presente Neto o VPN del proyecto, el cual es el indicador de bondad financiera más importante a la hora de comparar proyectos. El VPN se obtiene sumando todos los flujos de caja libre  $FCF$ , para  $n$  periodos de tiempo, descontados a una tasa de oportunidad  $r$  [17]:

## Ecuación 2.

*Ecuación Valor Presente Neto (VPN)*

$$VPN_r = \sum_{t=0}^n \frac{FCF_t}{(1+r)^t}$$

**Nota.** Indicador financiero Valor Presente Neto (VPN). Tomado de: *L. Ernesto, C. Bello, A. Giovanni, D. Duarte, J. Luis, and P. Garzón, "Análisis técnico-financiero del sistema de levantamiento artificial más adecuado en un campo maduro del Valle Medio del Magdalena sometido a inyección de agua y Documento Final Proyecto Colectivo Integrador Para la obtención de Título de Maestría en Ingeniería de Petróleos Universidad de los Andes, Bogotá. Tabla de Contenidos," 2019.*

### 1.9.2 Tasa Interna de Retorno o TIR

La TIR es una medida de la rentabilidad que obtiene el capital que se mantiene invertido durante la vida de un proyecto, la misma equivale a la tasa de oportunidad requerida para que el VPN sea igual a cero. Recurriendo a la ecuación X, la TIR se obtiene por prueba y error asignando valores a la tasa  $r$  hasta que la sumatoria de igual a cero [17]:

## Ecuación 3.

*Ecuación Tasa Interna de Retorno (TIR)*

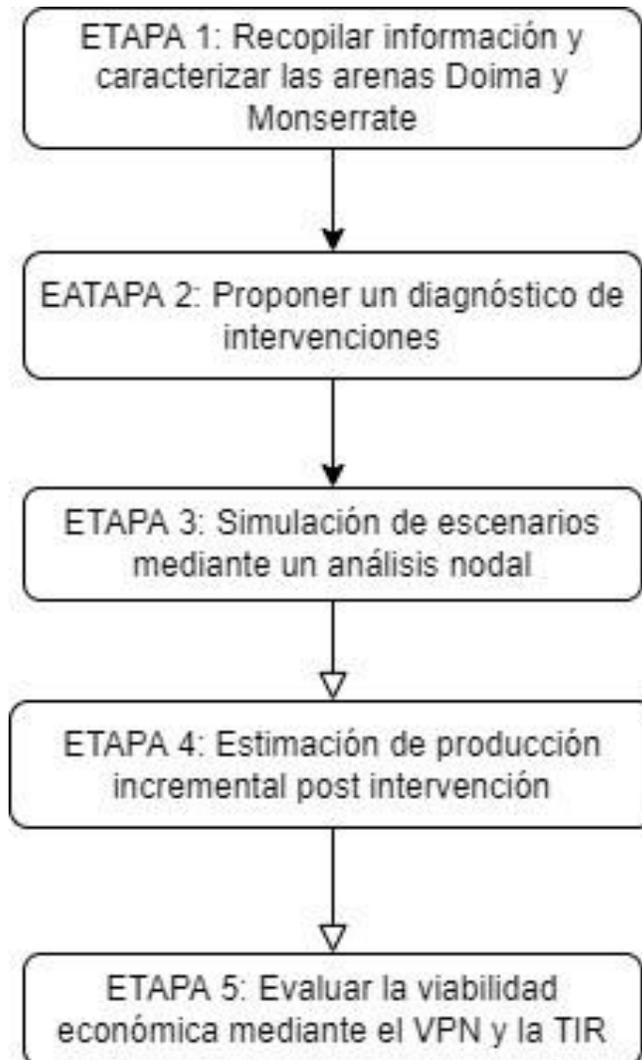
$$\sum_{t=0}^n \frac{FCF_t}{(1+r)^t} = FCF_0 + \frac{FCF_1}{(1+r)^1} + \dots + \frac{FCF_n}{(1+r)^n} = 0$$

**Nota.** Indicador financiero Tasa Interna de Retorno (TIR). Tomado de: *L. Ernesto, C. Bello, A. Giovanni, D. Duarte, J. Luis, and P. Garzón, "Análisis técnico-financiero del sistema de levantamiento artificial más adecuado en un campo maduro del Valle Medio del Magdalena sometido a inyección de agua y Documento Final Proyecto Colectivo Integrador Para la obtención de Título de Maestría en Ingeniería de Petróleos Universidad de los Andes, Bogotá. Tabla de Contenidos," 2019.*

## 2. METODOLOGÍA Y DATOS

**Figura 8.**

*Metodología del proyecto*

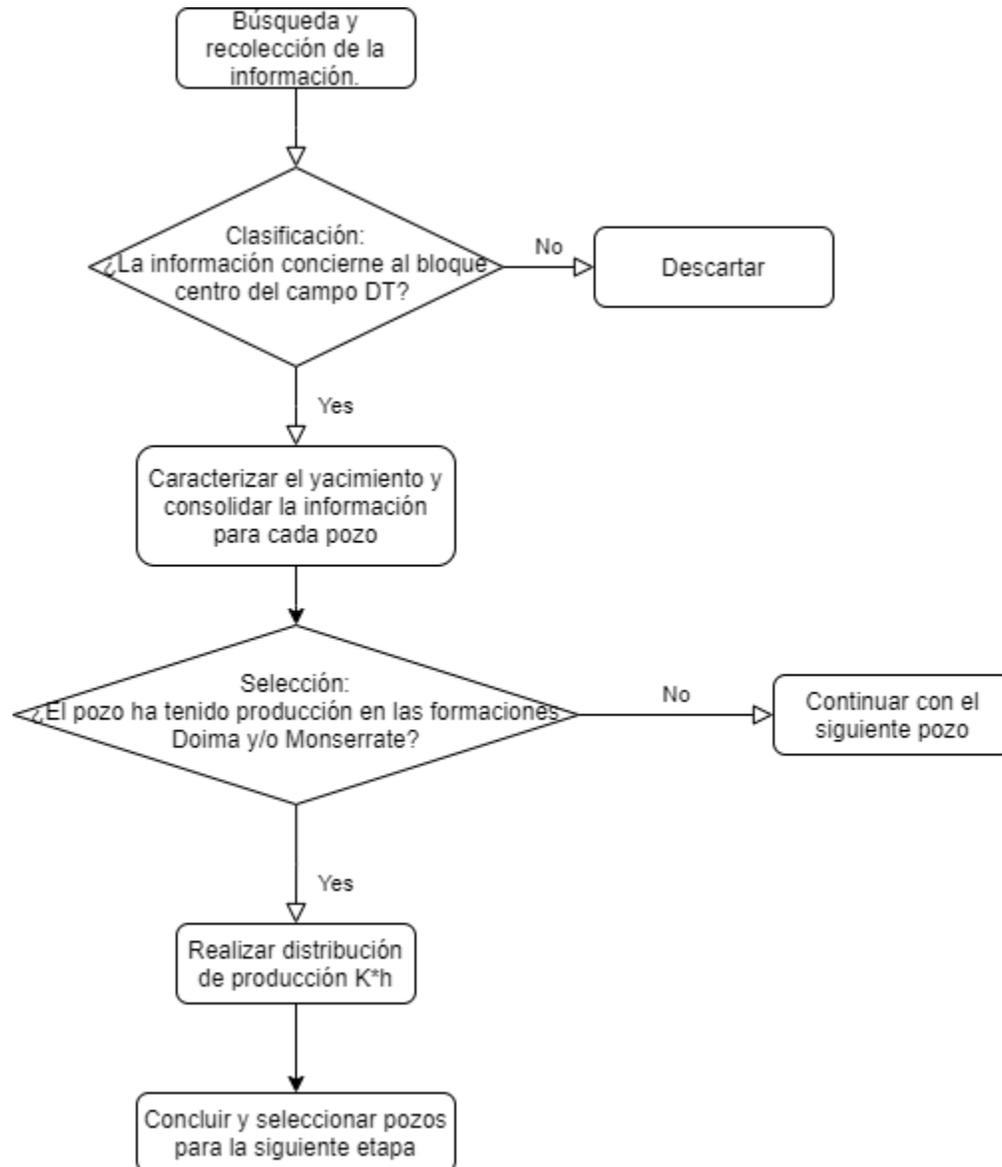


**Nota.** La metodología del proyecto está directamente desarrollada con los objetivos específicos propuestos para la investigación.

## 2.1 Etapa 1

**Figura 9.**

*Metodología primer objetivo*



*Nota.* Metodología para el desarrollo del primer objetivo.

### ***2.1.1 Búsqueda recolección y clasificación de la información***

La empresa Ecopetrol S.A. maneja bases de datos y softwares donde a través de los años se ha venido consolidando la información concerniente a la exploración y producción petrolera en los campos de Colombia, sin embargo, cabe resaltar que la información se remonta a datos de más de 60 años por lo que los formatos, las bases de datos, la digitalización y los métodos han cambiado en gran escala desde entonces. El proceso inicia con una introducción por parte de los ingenieros a lo que es el campo Dina Terciarios y la información general, a partir de allí, se realiza una introducción a los objetivos del trabajo y las fuentes de información a las que se tienen acceso, de esta manera empieza un barrido de información donde se encuentra la información relevante para el proyecto, en primer lugar, van los mapas del campo donde se identificarán los pozos a estudio, en las carpetas de red es fundamental recolectar, si se han hecho, estudios pasados de los datos del yacimiento para las formaciones Doima y Monserrate, las pruebas de producción o reportes de suabeos que se le han hecho a los pozos, un documento, con la historia de completamiento y posteriores intervenciones para cada pozo y los registros eléctricos; para los pozos más antiguos se tiene apoyo de la plataforma GITEP, donde se encuentra escaneada la información técnica de exploración y producción desde los comienzos del campo, allí se encuentran escaneados reportes y pruebas relevantes en la investigación que por su antigüedad no se encuentran digitalizados en las carpetas de red; la siguiente fuente de información es open Wells, de allí se descargan los topes de las formaciones y cañoneados de cada pozo y un listado de las intervenciones que el pozo ha tenido, indicando la fecha, el objetivo y resumen de la operación, lo que es clave a la hora de identificar trabajos que ya se han hecho y posteriormente evaluar si fueron beneficiosos o no para el pozo; y finalmente se tiene el proyecto de OFM, allí se encuentran cargadas las curvas de producción de cada pozo del campo, con las cuales se evaluarán los resultados de intervenciones pasadas.

### ***2.1.2 Caracterización del yacimiento***

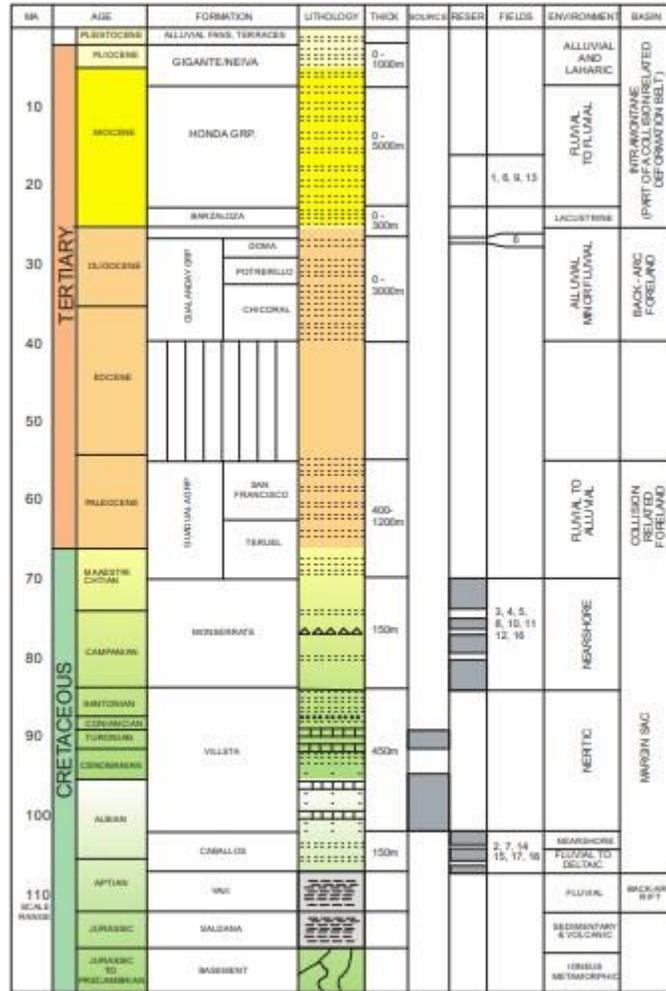
Una vez se ha recolectado toda la información primero se caracteriza el yacimiento para tener idea de lo que se está trabajando y de donde está saliendo el hidrocarburo producido, en este caso las Formaciones objeto de estudio son Doima y Monserrate; una vez se plasman a nivel general la propiedades de la arena se procede a cargar los registros eléctricos al proyecto de OFM para poder visualizarlos, y posteriormente a seleccionar y a agrupar la información por pozo, el ideal es montar una carpeta para cada uno que, desde que exista contenga: resultados de pruebas de

producción, resumen de intervenciones, historia del pozo, y un archivo en Excel maestro, que la empresa soporte ya ha utilizado como apoyo para otros proyectos, donde se empieza a consignar la información de topes de las formaciones, cañoneos del pozo y se revisa a través del tiempo las intervenciones que se le han hecho, que intervalos el pozo ha tenido abiertos, cuales cerrados, y la fecha para cada uno.

Con ayuda de los geólogos se obtienen datos aproximados de permeabilidad, sin embargo, no es posible para todos los pozos por la poca exploración que hay en estas formaciones, por esto, para el ejercicio se le asigna el valor promedio de permeabilidad para la Formación, sin dejar de tener en cuenta que esto disminuye la certeza del resultado; con los topes registrados al perforar el pozo se obtiene el espesor de cada Formación (Doima o Monserrate) en caso de que el pozo haya sido perforado hasta allí. Entendiendo la capacidad de flujo, factor clave en el potencial de un pozo, como el producto entre la permeabilidad de la formación,  $k$ , y el espesor de la formación productora,  $h$ , en un pozo productor, se compara este factor para cada formación en los pozos estudiados, sin embargo, si el pozo no llegó hasta estas profundidades en la etapa de la perforación, si nunca fue completado, si está abandonado, si tiene problemas mecánicos, o si tiene una prueba de producción selectiva con más del 90% de BSW se descarta del estudio, puesto que esto aumentaría la incertidumbre y/o se podría incurrir en malas inversiones. Con los pozos que no fueron descartados por estos motivos se compara estas capacidades de flujo en escala de colores [18] [19].

**Figura 10.**

*Columna estratigráfica Valle Superior del Magdalena*

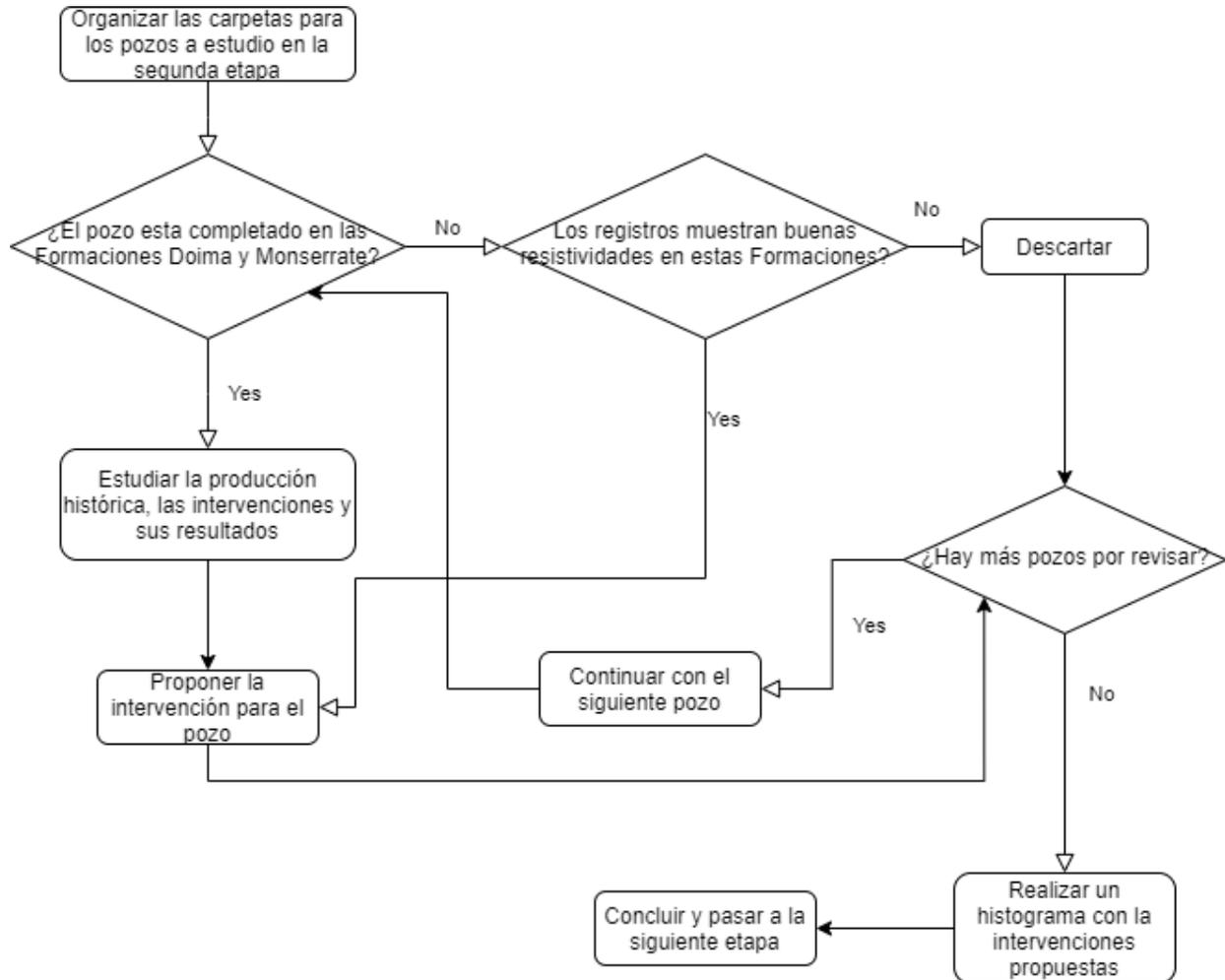


**Nota.** La figura representa la columna estratigráfica generalizada del Valle Superior del Magdalena donde se observan las formaciones Doima y Monserrate. Tomado de: *M. García González, R. Mier Umaña, L. E. Cruz Guevara, and M. Vásquez, "Informe ejecutivo: evaluación del potencial hidrocarbúfero de las cuencas colombianas," Report, p. 219pp, 2009, [Online]. Available: [http://www.oilproduction.net/cms3/files/cuencas\\_petroteras\\_de\\_colombia-2009.pdf](http://www.oilproduction.net/cms3/files/cuencas_petroteras_de_colombia-2009.pdf) [21].*

## 2.2 Etapa 2

**Figura 11.**

*Metodología segundo objetivo*



*Nota.* Metodología para el desarrollo del segundo objetivo.

### 2.2.1 Propuestas de intervención

Una vez se sabe que pozos pueden tener potencial en las Formaciones estudiadas se procede a la búsqueda de la intervención a pozo adecuada para cada caso. Para esto se revisó cada pozo considerando aquellos que previamente fueron completados en la formación Doima o en la formación Monserrate.

Si el pozo ha sido completado en estas formaciones se observa el comportamiento de la producción a través de los años y se empata con el historial de intervenciones que se le han hecho al pozo, de esta manera se identifican trabajos exitosos y se proponen nuevas intervenciones.

**Tabla 3.**

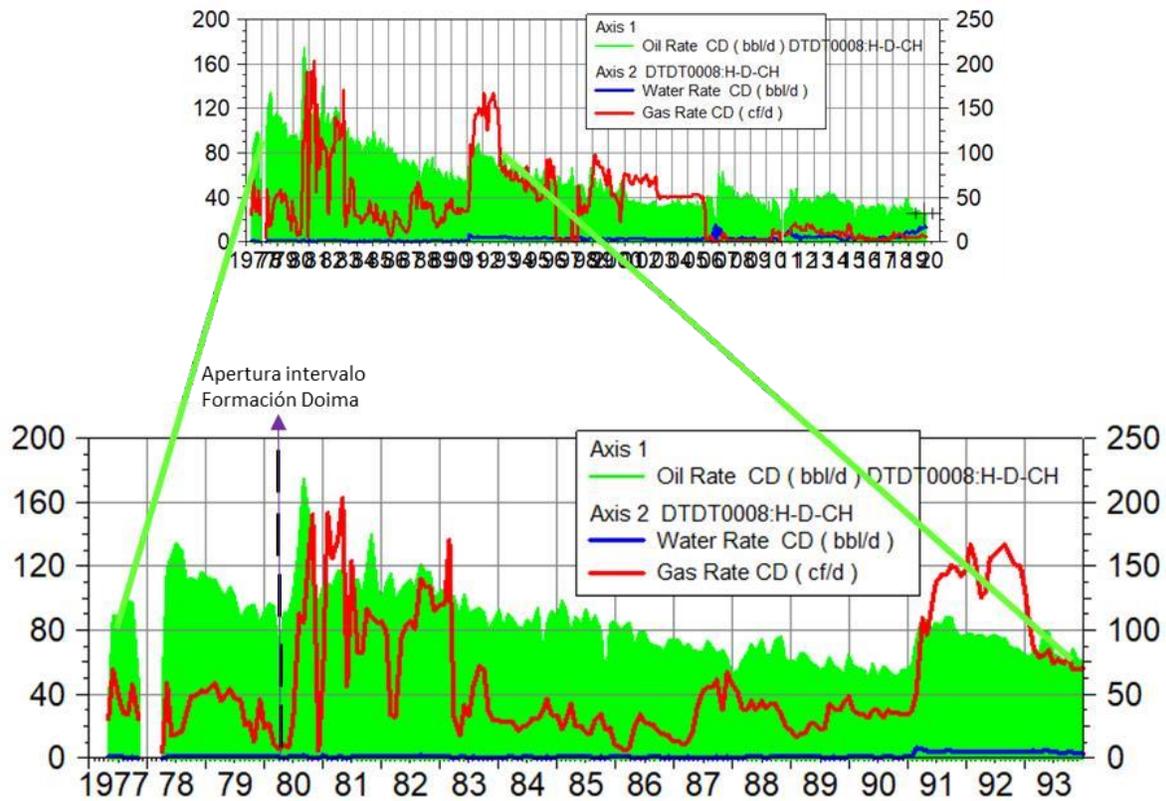
*Ejemplo pozo previamente completado en la Formación Doima*

INTERVALOS CAÑONEADOS			
POZO	Fm	TOPE	BASE
DT-008	TH1	1758	1768
DT-008	TH2	1840	1850
DT-008	TH2B	1944	1953
DT-008	TH3	2112	2116
DT-008	TH3B	2220	2224
DT-008	TH3C	2318	2325
DT-008	TH4	2400	2410
DT-008	TH4_D	2634	2635
DT-008	TH5	2756	2760
DT-008	TH6	2870	2875
DT-008	TH7	2988	2994
DT-008	TH8	3020	3028
DT-008	TH8B	3116	3124
DT-008	Fm Doima	3398	3402

*Nota.* La tabla representa un ejemplo de los cañoneos de un pozo donde se observa que previamente ha sido completado en la Formación Doima, los topes y bases corresponden a la profundidad en pies.

**Figura 12.**

*Ejemplo pozo previamente completado en la Formación Doima*

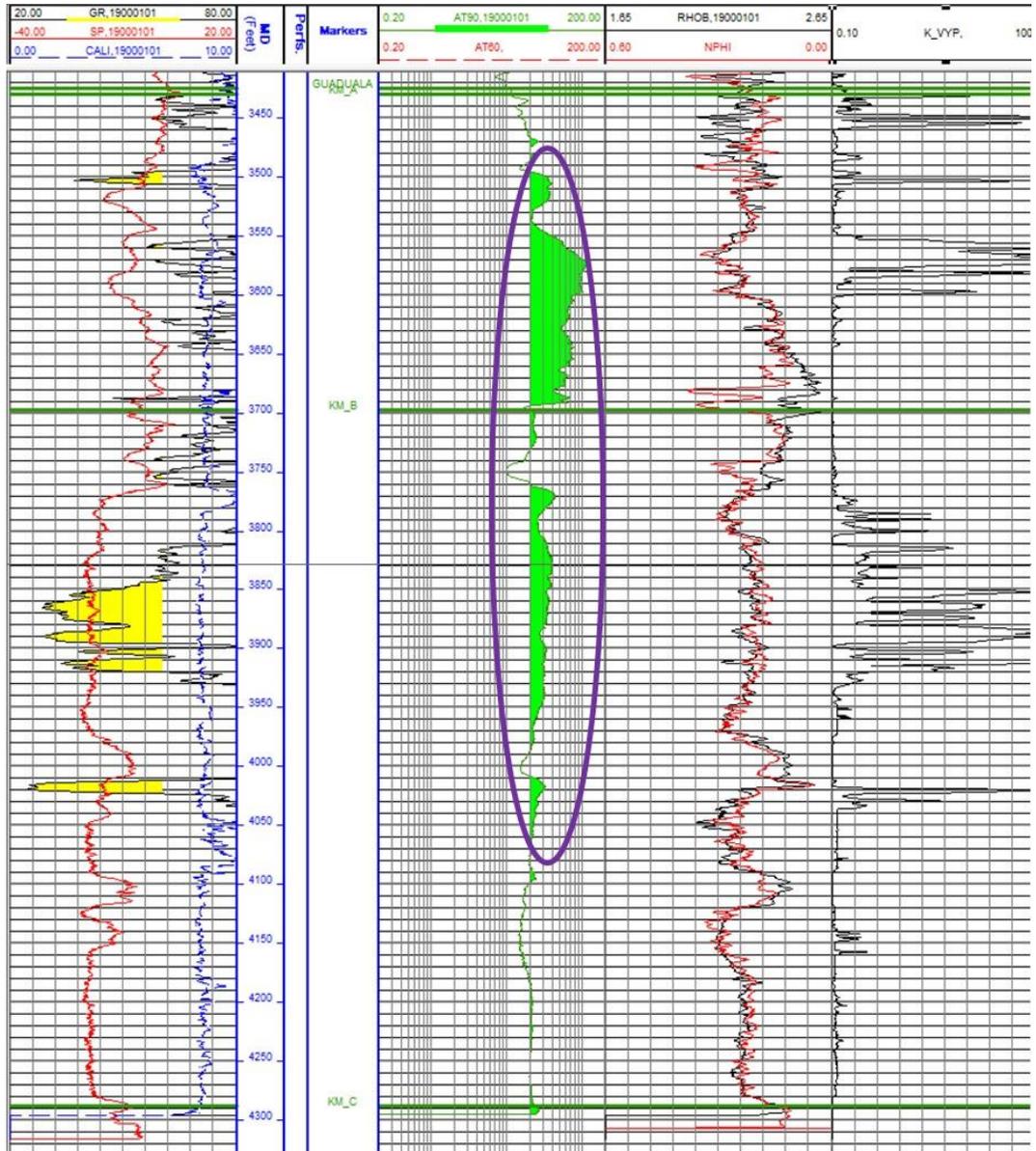


**Nota.** La figura representa el histórico de producción del pozo ejemplo con un acercamiento en las fechas en donde se abrió el intervalo de la formación Doima.

En caso de que el pozo no haya sido completado previamente en las formaciones en estudio, se procede a revisar los registros eléctricos para evaluar las resistividades de la zona, y proponer o no el acceso a esta. Finalmente se enlistan todas las propuestas de intervención y se dejan representadas en un histograma.

**Figura 13.**

*Ejemplo pozo que no fue previamente completado ni en la Formación Doima ni en la Formación Monserrate*

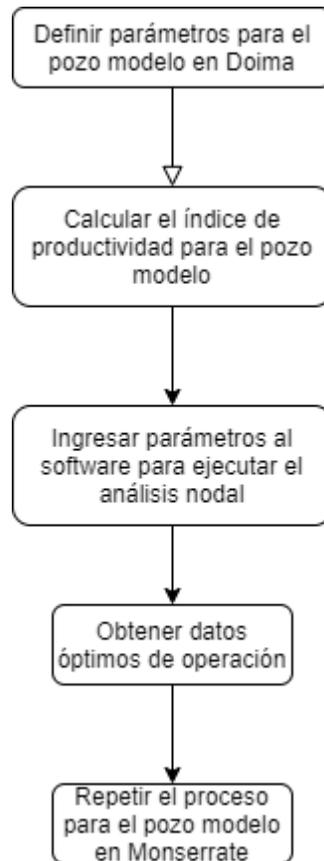


**Nota.** La figura representa un ejemplo del registro eléctrico de un pozo que no ha sido completado en la formación Monserrate, sin embargo, se observan buenas resistividades.

## 2.3 Etapa 3

**Figura 14.**

*Metodología tercer objetivo*



*Nota.* Metodología para el desarrollo del tercer objetivo.

### 2.3.1 Análisis nodal en Pipesim

Es necesario revisar los parámetros a los que han trabajado previamente los pozos en el campo de modo que al ingresar los datos al simulador se obtengan resultados con un grado de incertidumbre menor; de estos se pueden obtener las características de las tuberías de revestimiento y producción, características de la bomba y parámetros de operación, se realizan tres modelos asemejando los antes y después de la, un pozo vertical completado con bombeo mecánico para los modelos en Doima, y un pozo desviado completado con bcp para el modelo en Monserrate, para el caso de Monserrate es necesario realizar el respectivo cálculo del índice de productividad, como se muestra se muestra en la siguiente ecuación [20].

#### Ecuación 4.

Índice de productividad

$$J = \frac{q_o}{P_R - P_{wf}}$$

**Nota.** Ecuación índice de productividad. Tomado de: *H. D. Beggs, "Production optimization using NODAL Analysis," p. Medium: X; Size: Pages: (398 p), 2003.*

Para simular los trabajos de intervención en Doima, se modifican en el cálculo del caudal las variables de la ecuación de Darcy y la ecuación de Vogel para yacimientos subsaturados que correspondan a la estimulación, limpieza aislamiento, cañoneo, entre otros.

#### Ecuación 4.

Ecuación de Darcy

$$q_o = \frac{7.08 * 10^{-3} * K_o * h * (P_{wsp} - P_{wfs})}{\mu_{op} * \beta_{op} * [Ln(\frac{r_e}{r_w}) - \frac{3}{4} + S]}$$

**Nota.** [18] E. Jimenez, "Producción 2, Análisis nodal", presentadas en la clase de producción 2, Fundación Universidad de América, Bogotá, Colombia, marzo, 4, 2020. [Diapositivas de PowerPoint]

#### Ecuación 5.

Ecuación de Vogel para yacimientos subsaturados

$$J = \frac{q}{P_{ws} - P_b + \frac{P_b}{1.8 * [1 - 0.2 * (\frac{P_{wfs}}{P_b}) - 0.8 * (\frac{P_{wfs}}{P_b})^2]}}$$

**Nota.** [18] E. Jimenez, "Producción 2, Análisis nodal", presentadas en la clase de producción 2, Fundación Universidad de América, Bogotá, Colombia, marzo, 4, 2020. [Diapositivas de PowerPoint]

**Figura 15.**

*Simulador Pipesim*

General Tubulars Deviation survey Downhole equipment Artificial lift Heat transfer Completions Surface equipment

Mode:  Simple  Detailed  
Dimension option:  OD  Wall thickness

^ CASINGS/LINERS

	Section type	Name	From MD ft	To MD ft	ID in	OD in	Roughness in	
1	Casing	Casing	0	140	12,715	13,375	0,001	...
2	Casing	Production Ca...	0	4630	6,366	7	0,001	...

+ ^ TUBINGS

	Name	To MD ft	ID in	OD in	Roughness in	
1	Tubing	4137	2,441	2,875	0,001	...

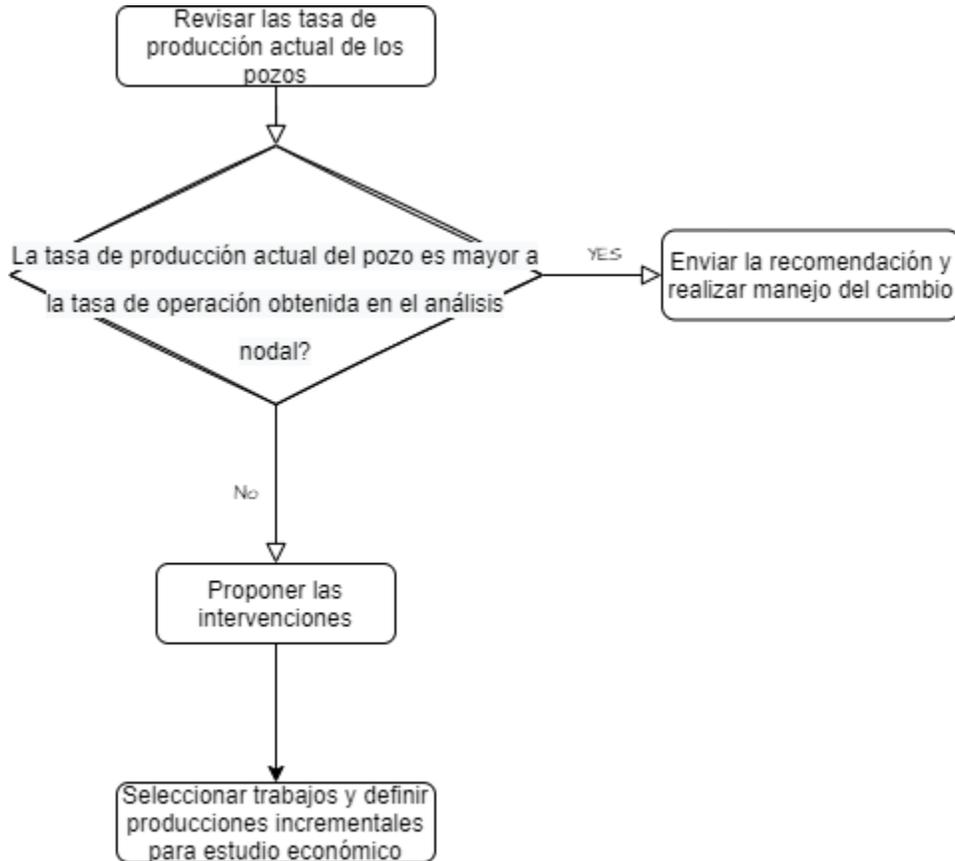
**Nota.** Imagen de referencia datos de entrada para el simulador incluyendo especificaciones de la tubería, información direccional, componentes dentro del pozo, sistema de levantamiento artificial, cañoneos, entre otros.

Una vez se completa la descripción para el modelo se corre el análisis nodal para obtener como resultado el punto de operación (tasa de flujo y presión).

## 2.4 Etapa 4

**Figura 16.**

*Metodología cuarto objetivo*



**Nota.** Metodología para el desarrollo del cuarto objetivo.

Una vez se obtienen los resultados del análisis nodal, se procede a comparar la tasa de producción actual de los pozos que tienen o en el pasado tuvieron producción en esta Formación. La comparación en primer lugar indica si los datos del análisis nodal son coherentes dentro de la historia que se tiene; y principalmente en la comparativa se evalúa si la producción del pozo actual es mayor, igual o menor que la obtenida en el análisis nodal; en caso de que sea mayor se procede a analizar la declinación del pozo, si es muy alta se podría recomendar modificar los parámetros operativos para acercarse a los puntos óptimos de operación y obtener un mejor comportamiento

de la declinación de ahí en adelante, sin embargo si la declinación es estable se procedería a estudiar el caso en específico y revisar los parámetros de operación en busca de obtener mejoras para el pozo modelo realizado; si la producción actual es igual a la obtenida en el análisis nodal de igual manera se pasaría a hacer un análisis de las declinaciones y las condiciones del pozo para evaluar si ha funcionado, soportando el modelo propuesto; finalmente si la producción actual es menor a la propuesta en el análisis nodal se proponen los trabajos de intervención y con ayuda de las simulaciones, se estima la producción incremental posterior al trabajo; una vez se han evaluado todos los pozos se pasa a la siguiente etapa para estudiar la rentabilidad de dichas intervenciones.

**Tabla 4.***Última producción reportada por pozo*

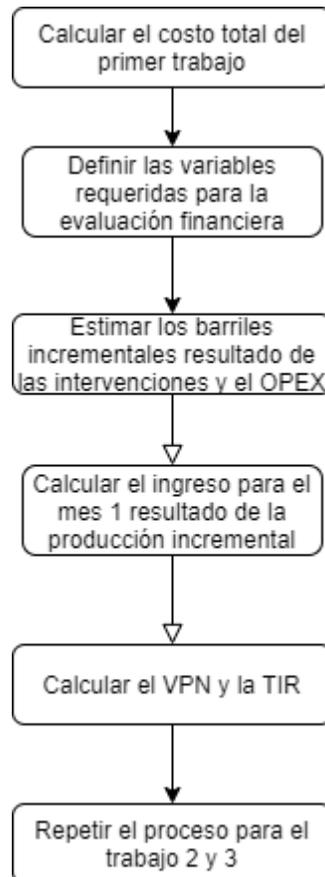
<b>POZO</b>	<b>ÚLTIMA PRODUCCIÓN REPORTADA (BPD)</b>		
DNDN0002:H-D-CH	13,85	DTDT0036:H-D-CH	10,67
DNDN0006:H-D-CH	6,16	DTDT0037:H-D-CH	8,32
DNDN0010:H-D-CH	10,17	DTDT0046:H-D-CH	6,25
DTDT0003:H-D-CH	30,64	DTDT0048:H-D-CH	33,31
DTDT0005:H-D-CH	0,37	DTDT0062:H-D-CH	44,02
DTDT0007:H-D-CH	31,13	DTDT0069:H	13,67
DTDT0008:H-D-CH	23,43	DTDT0070:H	0,32
DTDT0011:H-D-CH	54,05	DTDT0097:H	29,14
DTDT0014:H-D-CH	37,89	DTDT0099:H	18,44
DTDT0016:H-D-CH	10,07	DTDT0115:H	47,07
DTDT0017:H-D-CH	8,80	DTDT0117:H	74,55
DTDT0020:H-D-CH	18,87	DTDT0121:H	0,23
DTDT0025:H-D-CH	0,67	DTDT0126:H	46,09
DTDT0027:H-D-CH	14,99	DTDT0129:H	21,91
DTDT0031:H-D-CH	25,83	DTDT0130:H	17,01
DTDT0033:H-D-CH	14,03	DTDT0169:H-BA	26,57
		DTDT0171:H	0,80
		DTDT0193: H	28,37

*Nota.* La tabla representa la última tasa diaria de producción diaria reportada por pozo.

## 2.5 Etapa 5

**Figura 17.**

*Metodología quinto objetivo*



**Nota.** Metodología para el desarrollo del quinto objetivo.

Para desarrollar el modelo financiero y determinar la viabilidad del proyecto, se determina inicialmente el costo total teniendo en cuenta los días en las que el equipo trabajo, el pulling o sacada de sarta de producción actual, el trabajo en si ((limpieza, estimulación y cañoneo), la corrida del completamiento que se ve a desarrollar en el pozo (bombeo mecánico o bombeo de cavidad progresiva) y el registro de saturación para Monserrate.

En cuanto a los ingresos para el primer periodo, se determinó a través de la producción diaria incremental posterior a la intervención de cada pozo multiplicado por un valor estimado del costo

por barril de 65 USD/BBL. La tasa proyectada mensual se estima 0,34% así mismo se considera un OPEX con un valor de 10 USD/BBL. En la tabla 5 se visualizan los valores calculados.

**Tabla 5.**

*Parámetros financieros*

		<b>Declinación</b>	<b>Tiempo de retorno</b>	<b>Costo del proyecto (USD)</b>
<b>Montserrat</b>	Cañoneo	0,0066%	8 meses	\$164.478
<b>Doima</b>	Limpieza de arenas	0,1366%	7 meses	\$116.316
	Estimulación hidráulica	0,2966%	23 meses	\$382.500

*Nota.* Esta tabla muestra los valores para calcular el VPN y el TIR.

Para calcular el VPN y la TIR se emplea Microsoft Excel utilizando las funciones financieras de la herramienta. Se repite este procedimiento para el segundo escenario de Doima y el escenario de Monserrate.

### 3. RESULTADOS Y ANÁLISIS

La cuenca del valle superior del Magdalena se encuentra al suroeste de Colombia entre la cordillera central, la cordillera oriental y el nacimiento del río Magdalena, gracias a la exploración que se ha realizado a lo largo del país este territorio cuenta con campos de producción de petróleo y gas, concentrados especialmente en los departamentos del Huila y del Tolima, que aportan al desarrollo y a la economía colombiana. En el departamento del Huila, cercano al Municipio de Aipe, se encuentra el Campo Dina Terciarios, este campo cuenta con 3 arenas productoras, inicialmente se pensaban que eran 4, incluyendo Barzalosa, sin embargo a la hora de revisar los registros junto a los resultados de las pruebas de producción con el apoyo de los geólogos se corrigieron las profundidades de los topes de la columna estratigráfica y se concluyó que lo que inicialmente se pensaba pertenecía a la Formación Barzalosa, realmente hace parte de la formación Doima de la más somera a la más profunda estas son Honda, Doima y Monserrate, en la investigación previa con la empresa soporte al estudiar la información encontrada, los datos más recientes y soportados para las formaciones Doima y Monserrate se consolidan en la siguiente tabla:

**Tabla 6.***Características arenas Doima y Monserrate*

<b>YACIMIENTO</b>	<b>DOIMA</b>	<b>MONSERRATE</b>
Tipo de trampa	Sobre posición de estructuras anticlinales	
Ángulo de buzamiento	5° - 60°	
Edad geológica	Oligoceno y cretácico Superior	
Ambiente de depositación	Ambiente Fluvial y Shoreface Medio-superior	
Litología	Areniscas y Conglomerados	
Profundidad promedio	-2200' TVDss	-2200' TVDss
Espesor total promedio	300'	200'
Espesor neto petrolífero	200'	100'
Saturación inicial de agua Sw	35%	30%
Saturación de agua residual	No Determinado	0,27%
Temperatura de yacimiento	146°	128°
Presión inicial de yacimiento	1560 psi	1631 psi
Presión actual de yacimiento	776 psi	1200 psi
Mecanismo primario de producción	Gas en solución	Empuje de agua
Contacto aceite-agua	-3080'	-2500'
FR (petróleo y gas)	Total Campo 25%	
Porosidad promedio	11%	18%
Permeabilidad promedio	6 mD	75 mD
Gravedad API aceite	19	18
GE del gas	0,58	0,68
Viscosidad Aceite/gas @Pb	19,5 cp	40 cp
Presión Punto de Burbuja	879 psi	1297 psi
Relación Gas-Aceite	200 SCF/STB	141 SCF/STB
Factor volumétrico Boi/Bgi	1.116	1.063
Salinidad del agua	1000 ppm	3200 ppm

**Nota:** Propiedades de la roca y del fluido de las arenas Doima y Monserrate. Tomado de: *Ecopetrol*

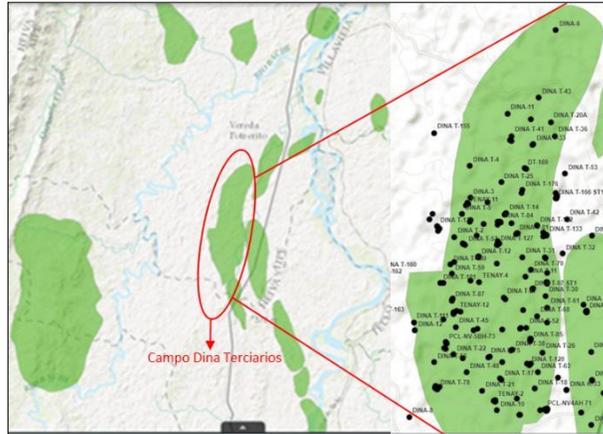
La Formación Doima es sin duda, en la que menos exploración hay y por la tanto la que menos información y certeza tiene. El ambiente de depositación fue un ambiente fluvial en la edad geológica del Oligoceno, en el tope se encuentra con la Formación Barzalosa y en su base reposa sobre la Formación Guaduala, la constituye un conjunto de conglomerados poligmíticos sedimentarios, en una matriz areno-limosa con fragmentos de rocas ígneas y metamórficas chert y cuarzo[22][23]. De acuerdo con los informes finales realizados luego de analizar los registros de lodos revisados de los pozos del bloque centro del Campo Dina Terciarios, se evidencia que la litología en la Formación Doima es predominantemente limos y material fino, los cuales causan problemas de daño de formación asociados con la migración de finos cuando el flujo dentro de la Formación es superior a la tasa crítica de esta, lo que causa una reducción en la permeabilidad. Por otro lado en los pozos del bloque centro del campo Dina Terciarios que producen esta Formación tienen problemas de arenamiento, posiblemente causada por la poca profundidad y el poco grado de consolidación de esta que puede ser propiciada por la pobre cementación y compactación asociada a la relativamente baja presión de sobrecarga. Adicionalmente el corte de agua también favorece la producción de arena cuando esta es humectable al agua.

La formación Monserrate, por el contrario, es un reconocido reservorio de la cuenca del Valle Superior Del Magdalena, siendo incluso la fuente la arena productora principal de uno de los campos vecinos más cercanos, Dina Cretáceo, y en otros como Palogrande-Cebú. El ambiente de depositación fue de plataforma cercano a la costa, asociado a zonas de frente de costa y plataforma; al tope se encuentra la Formación Guaduala, y a la base reposa sobre la Formación Villeta. Está constituida por miembros intercalados arenosos y lutíticos principalmente con restos fósiles y se encuentra fuertemente diaclasada, el miembro K4 se compone por arcillolitas y limolitas con nivel de roca fosfórica, la unidad K3 es conformado por areniscas cuarzosas con granulometría de fino a medio, K2 está compuesto por limolitas silíceas, chert y dos niveles de roca fosfórica, finalmente K1 consiste de cuarzoarenitas de grano grueso con cemento silíceo[22] [23] [24].

El Campo Dina Terciarios esta subdividido en 3 bloques a lo largo de su extensión identificados como bloque oeste, bloque centro y bloque este; el bloque centro se compone de 50 pozos que hoy en día representan el 30% de la producción al campo, de allí, los pozos a estudio en esta primera etapa son estos 50.

**Figura 18.**

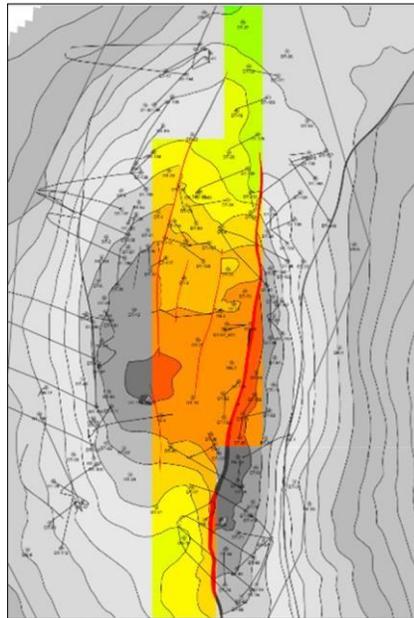
*Localización y distribución del Campo Dina Terciarios*



*Nota.* La figura de la izquierda representa la localización de Dina Terciarios en medio de los campos petroleros del Huila, a la derecha se ve una ampliación en el mapa, representando la distribución del Campo Dina Terciarios.

**Figura 19.**

*Bloque centro Campo Dina Terciarios*

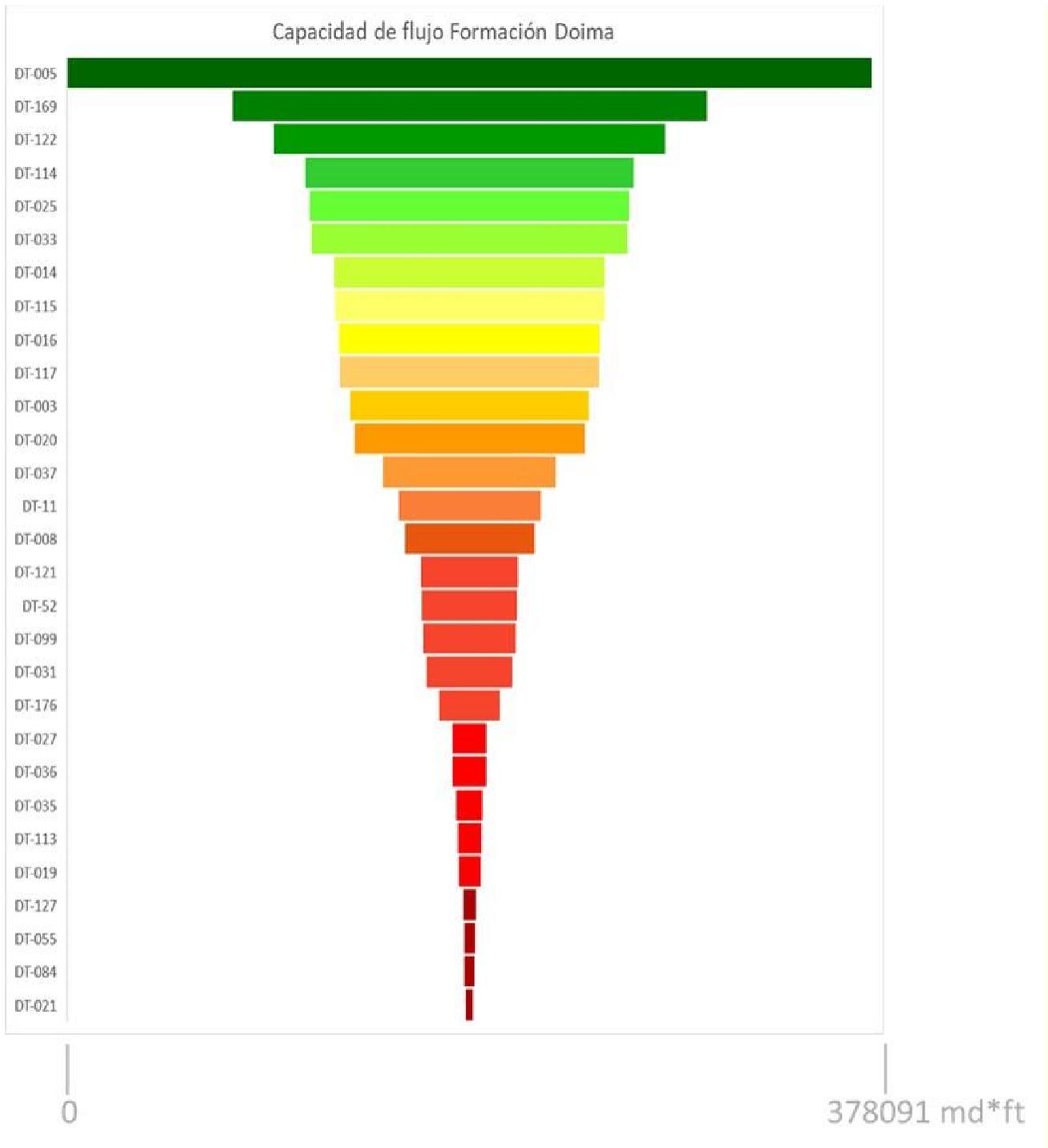


*Nota.* La figura de la izquierda representa los 3 bloques presentes en campo Dina Terciarios resaltando el bloque centro, área de estudio del proyecto.

Eliminando los pozos de mayor incertidumbre, los abandonados, los que se han comprobado por medio de pruebas selectivas que están en agua y los que nunca han sido completados; los resultados de la evaluación de los pozos del bloque centro del Campo Dina Terciarios con la capacidad de flujo en las arenas Doima y Monserrate se representan en las tablas a continuación:

**Figura 20.**

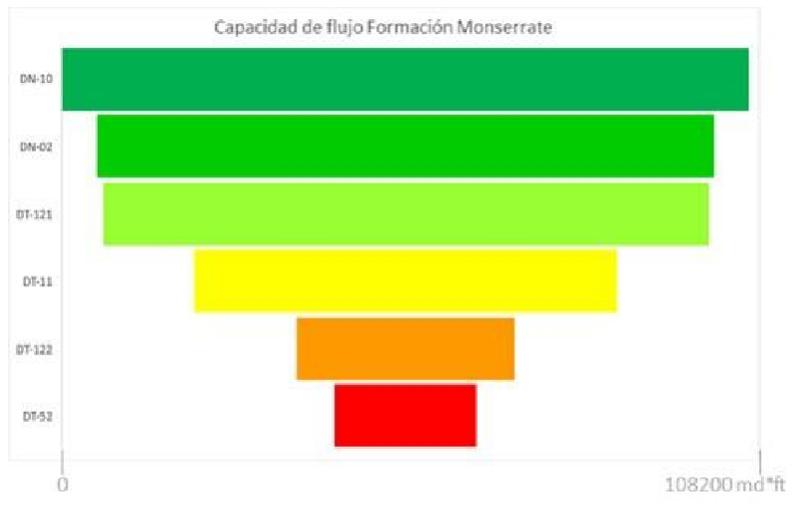
*Capacidad de Flujo en la Formación Doima representada en escala de colores*



**Nota.** La figura representa los 30 pozos con potencial en la Formación Doima de los 50 pozos del bloque centro del campo Dina Terciarios. Organizados en orden descendente con respecto a la capacidad Kh.

## Figura 21.

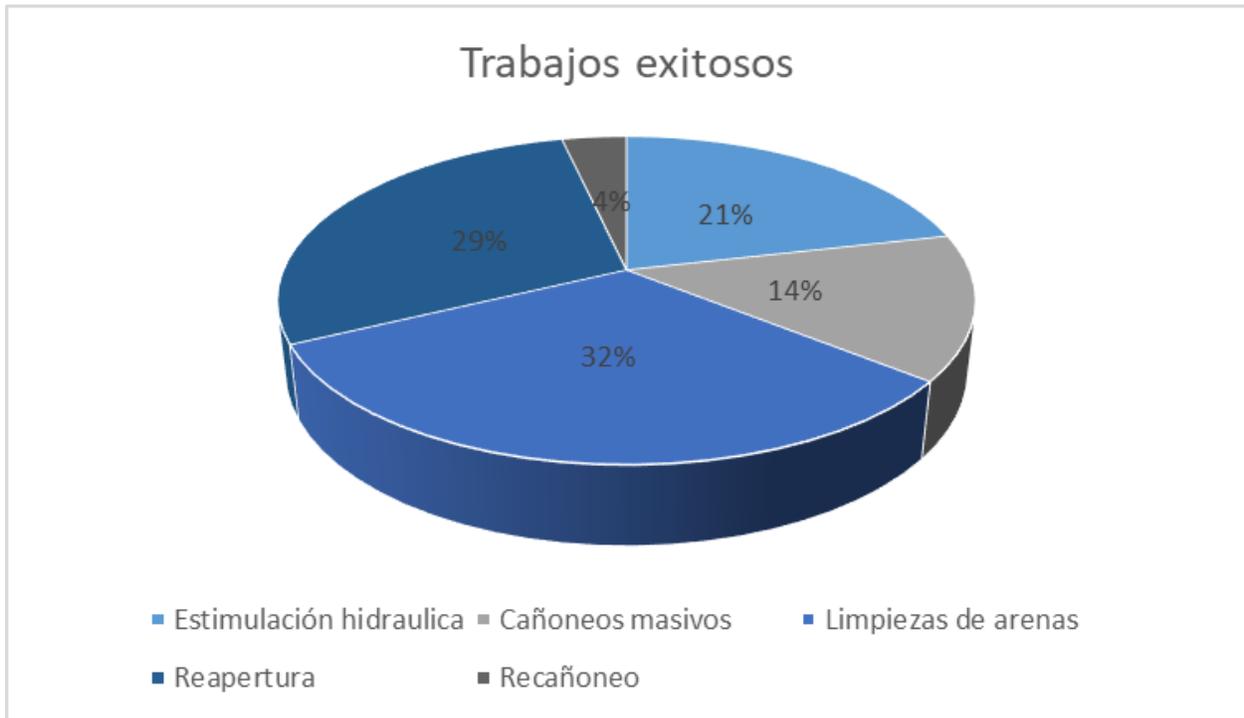
### Capacidad de Flujo en Formación Monserrate



**Nota.** La tabla representa los 6 pozos con potencial en la Formación Monserrate de los 50 pozos del bloque centro del campo Dina Terciarios. Organizados en orden descendente con respecto a la capacidad Kh.

Teniendo en cuenta la larga historia del campo, se han realizado gran variedad de intervenciones, la intervención por daño más común que se realiza es la reparación de la sarta de varillas, en cuestión mecánica se han realizado cementaciones remediales, sentamiento de empaques permanentes y recuperables, reaperturas, recañoneos y cañoneos masivos, los recañoneos no representaban un gran impacto en la producción a diferencia de las reaperturas y los cañoneos masivos en Doima que si impactaban positivamente la producción de los pozos; en cuestión de estimulaciones en el campo se han evaluado limpiezas de arena, estimulación matricial, y estimulación hidráulica, la estimulación matricial en los pozos donde se probó tuvo un impacto bajo y no perduraba mas de 3 meses y volvía a caer la producción, lo cual lo volvió una opción poco llamativa para seguir aplicando, por lo contrario, la limpieza de arenas y las estimulaciones hidráulicas han representado importantes incrementos en la producción, en la gráfica a continuación se representan los trabajos exitosos realizados en los pozos del bloque centro del campo Dina Terciarios:

**Figura 22.** Trabajos exitosos realizados en los pozos del bloque centro del campo Dina Terciarios.



**Nota.** La figura representa el total de los trabajos exitosos que se han realizado en los pozos del bloque centro del Campo Dina Terciarios separados por el porcentaje en cantidad de los pozos donde se ha aplicado cada trabajo.

Una vez se obtuvieron los pozos con potencial para el proyecto, se tienen las respuestas netamente organizadas por propiedades petrofísicas, sin embargo esto no es indicativo de que el primer pozo llegue a ser el mayor productor y así consecutivamente, teniendo en cuenta que son pozos ya perforados y con su respectiva historia de producción, se estudió a fondo la mecánica del pozo y su historia encontrando operaciones en las que se aislaron las Formaciones Doima y/o Monserrate con empaques mecánicos, periodos de tiempo en el comienzo de la vida del pozo donde sostuvo producción solo de estas formaciones y resultados de estimulaciones hidráulicas, pruebas selectivas; si bien en algunos casos este ejercicio demostró que no era viable intervenir algunos pozos, también, sirvió para proponer nuevas intervenciones.

Las propuestas de intervención se evaluaron para los 17 primeros pozos propuestos en Doima y 5 en Monserrate, sin embargo, en esta etapa se encontraron otros pozos ya abandonados, también se evidenció que en este bloque la formación Doima ha probado en varios pozos producción de gas,

sin embargo, teniendo en cuenta que actualmente la finalidad del campo no es la recuperación de gas, no se proponen completamientos ni intervenciones para la producción de este; se descartaron cinco pozos de Doima y uno de Monserrate.

**Tabla 7.**

*Evaluación de oportunidades en la Formación Doima*

<b>POZO</b>	<b>Oportunidad en Doima</b>
<b>DT-005</b>	Volver a abrir Doima moliendo empaque ez
<b>DT-169</b>	Limpieza de arena
<b>DT-025</b>	Estimulación hidráulica
<b>DT-033</b>	Limpieza de arena
<b>DT-014</b>	Limpieza de arena
<b>DT-115</b>	Estimulación hidráulica
<b>DT-016</b>	Volver a abrir recuperando empaque modelo g
<b>DT-117</b>	Limpieza de arena
<b>DT-020</b>	Estimulación hidráulica
<b>DT-008</b>	Estimulación hidráulica
<b>DT-122</b>	Cañoneo
<b>DT-121</b>	Cañoneo

*Nota.* Evaluación de oportunidades por pozo en la Formación Doima

**Tabla 8.**

*Evaluación de oportunidades en la Formación Monserrate*

<b>POZO</b>	<b>Oportunidad en Monserrate</b>
<b>DT-122</b>	Registro de saturación y cañoneo
<b>DT-11</b>	Registro de saturación y cañoneo
<b>DT-121</b>	Registro de saturación y cañoneo
<b>DN-02</b>	Abrir Monserrate moliendo empaque EZ

*Nota.* Evaluación de oportunidades por pozo en la Formación Monserrate

**Tabla 9.**

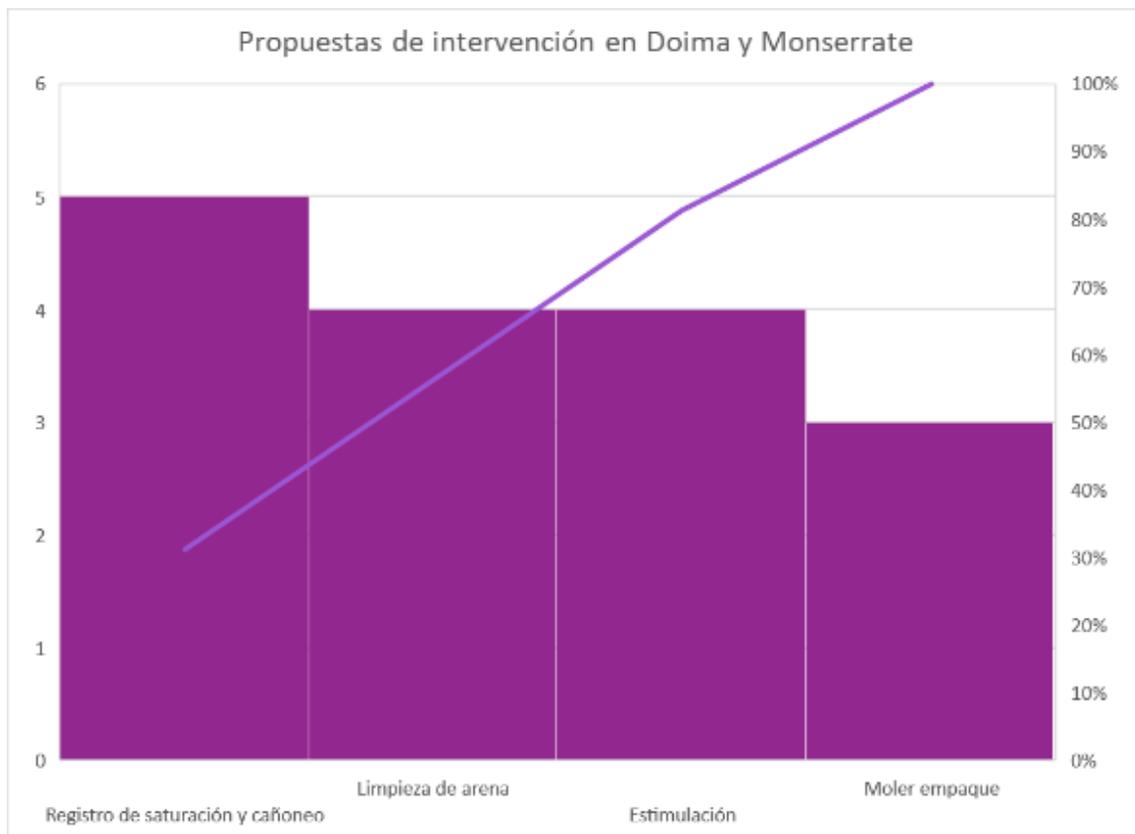
*Resumen propuestas de intervención*

<b>PROPUESTA</b>	<b>Doima</b>	<b>Monsserrate</b>
Moler empaque	2	1
Limpieza de arena	4	0
Registro de saturación y cañoneo	2	3
Estimulación	4	0

**Nota.** La tabla representa un consolidado de las propuestas de intervención para los 12 pozos de Doima y 4 de Monsserrate.

**Figura 23.**

*Histograma de frecuencia propuestas de intervención*



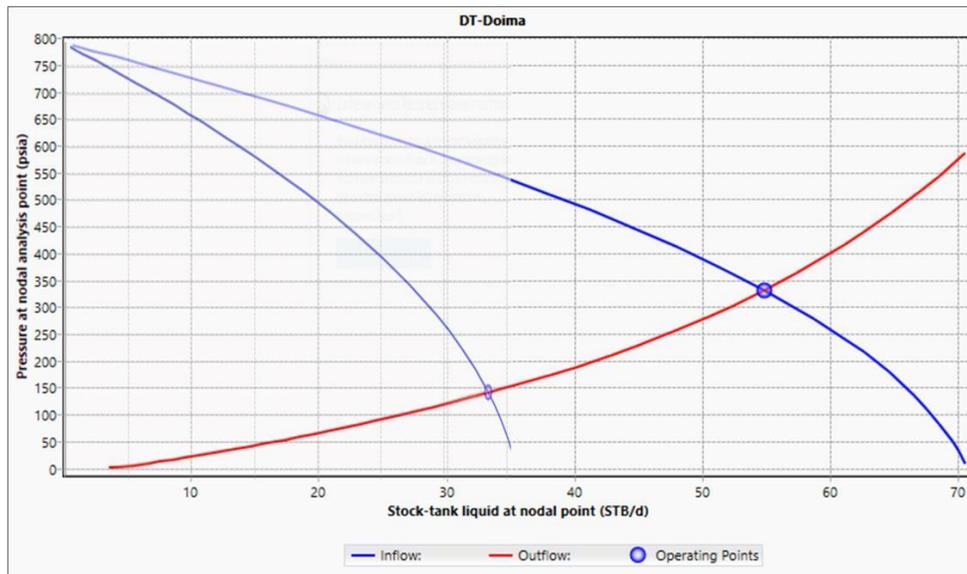
**Nota.** La figura representa un consolidado de las 16 propuestas de intervención para los 12 pozos de Doima y 4 de Monsserrate, en el eje izquierdo el número de veces que se repitió la propuesta, y a la derecha el porcentaje frente a todas las propuestas realizadas.

Con ayuda del simulador Pipesim se simularon los trabajos de intervención más repetidos, dos escenarios para la Formación Doima y uno para Monserrate, con el fin de encontrar los parámetros de operación los cuales se obtuvieron junto con las curvas de inflow y outflow; la curva de inflow se ve afectada por parámetros como el mecanismo de producción, permeabilidad, saturación de agua, viscosidad, entre otros, y representa las tasa de producción que puede ser aportada por el yacimiento a una presión en específico, teniendo en cuenta esto, el alcance de la curva inflow resultante, es el equivalente al máximo aporte que tendría el yacimiento para el modelo propuesto.

El dato de entrada modificado para la comparación del caudal de producción antes y después de la intervención fue el índice de productividad, el índice de productividad inicial para Doima se estimó en 0.0814 BPD/LPC, al simular el escenario de la limpieza de arenas se alcanza un índice de productividad del 0.1612 BPD/LPC y al simular el escenario de estimulación hidráulica se obtiene un índice de productividad de 0.2692 BPD/LPC.

**Figura 24.**

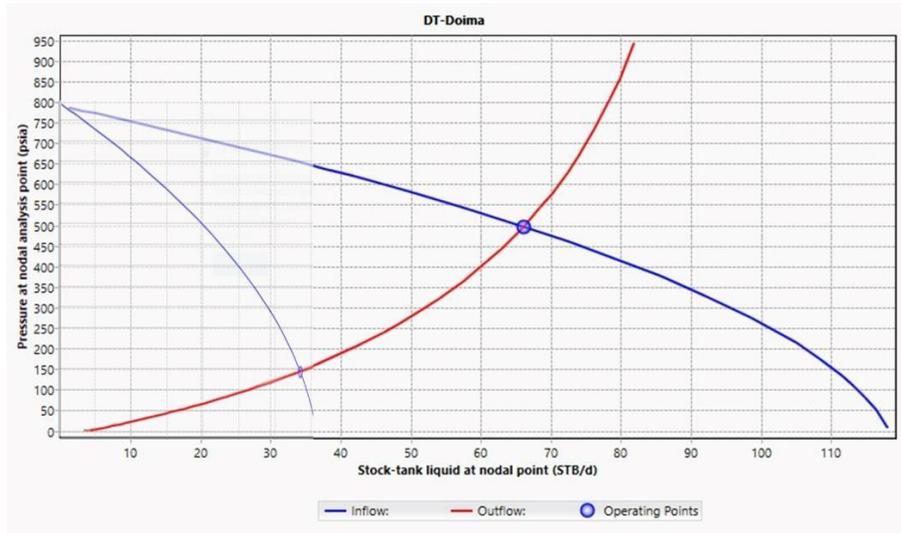
*Simulación escenario limpieza de arenas en Doima*



**Nota.** La figura representa los resultados del análisis nodal para el pozo vertical modelo completado con bombeo mecánico en la formación Doima antes y después de la limpieza de arenas.

**Figura 25.**

*Simulación escenario estimulación hidráulica en Doima*

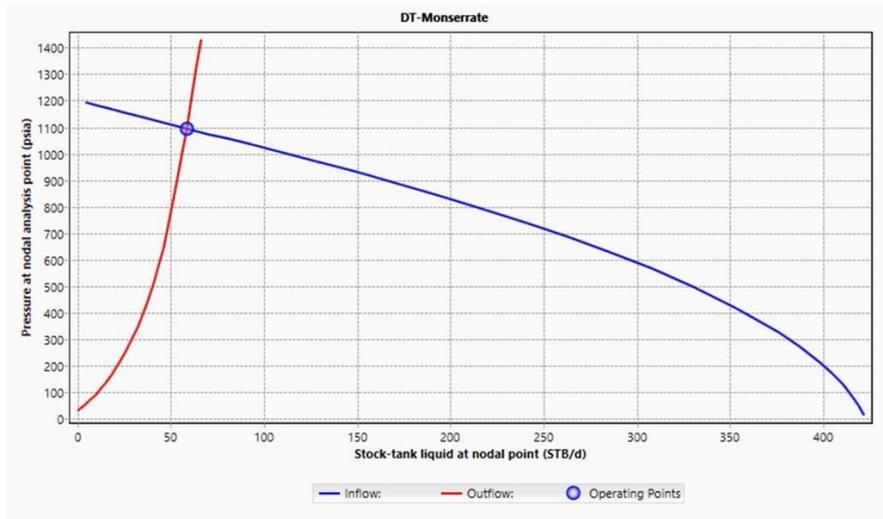


**Nota.** La figura representa los resultados del análisis nodal para el pozo vertical modelo completado con bombeo mecánico en la formación Doima antes y después de la Estimulación hidráulica.

Para el análisis nodal del pozo completado con nuevos cañoneos en Monserrate se modeló un pozo desviado completado con bombeo por cavidades progresivas, la elección viene teniendo en cuenta que la Formación Monserrate no produce gas pero si arena, y dado que es un sistema que tiene buen manejo de arena, y ha funcionado de manera exitosa produciendo los pozos del bloque este completados en esta Formación se aplica en esta simulación. Al simular el escenario del cañoneo de nuevos intervalos en Doima se obtiene un índice de productividad del 0,5552 BPD/LPC y la curva presentada a continuación.

## Figura 26.

### Curva de producción cañoneo nuevos intervalos en Monserrate

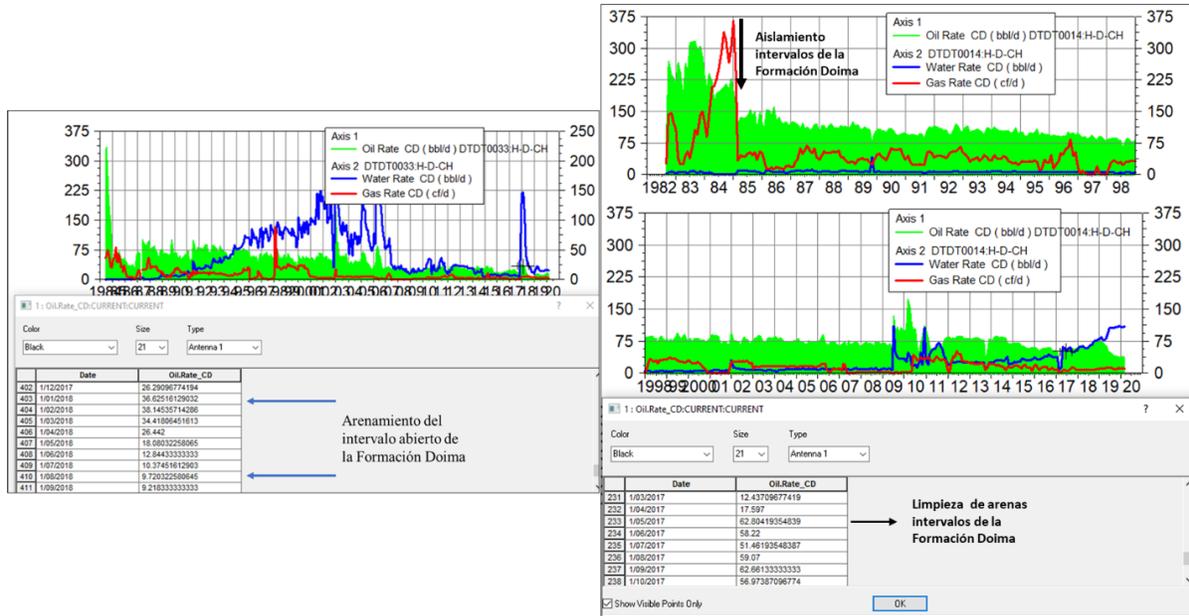


**Nota.** La figura representa los resultados del análisis nodal para el pozo desviado modelo completado con bombeo de cavidades progresivas en la formación Monserrate.

Para los pozos en la formación Doima, de los 12 pozos que se plantearon para intervenciones, 10 de ellos ya en algún momento han sido completados en esta Formación, y solo dos han producido por encima del punto óptimo de operación, si bien por los tiempos en que esto sucedió se ha podido ya depletar el yacimiento, también da un indicio de la capacidad del mismo; los trabajos propuestos más repetidos consisten realizar limpieza de arenas, o realizar una estimulación, se tienen registros de estimulaciones hidráulicas con buenos resultados. La limpieza de arena, es necesaria ya que el arenamiento de los intervalos inferiores es una condición recurrente en esta parte del campo, estos quedan cerrados por arena la cual probablemente se origine de los intervalos superiores en otra formación, como las propuestas no implican perforar pozos nuevos, por costos y precisamente por aprovechar la mecánica que se tiene en los actuales, la arena es algo que se debe seguir controlando y las limpiezas de arena es una de las principales se proponen ya que previamente se ha realizado y se ha logrado recuperar la producción del intervalo tapado en Doima, por esto es un trabajo clave en el desarrollo del campo además tiene un menor costo que las estimulaciones e históricamente los pozos han declinado aproximadamente 26 barriles promedio producto del arenamiento, En el análisis nodal, al aumentar el espesor con la limpieza de arenas, se incrementa el índice de productividad y con esto se obtuvo un incremental para este trabajo de 22 barriles.

**Figura 27.**

*Impacto en la curva de producción del aislamiento, arenamiento y limpieza de la Formación Doima.*

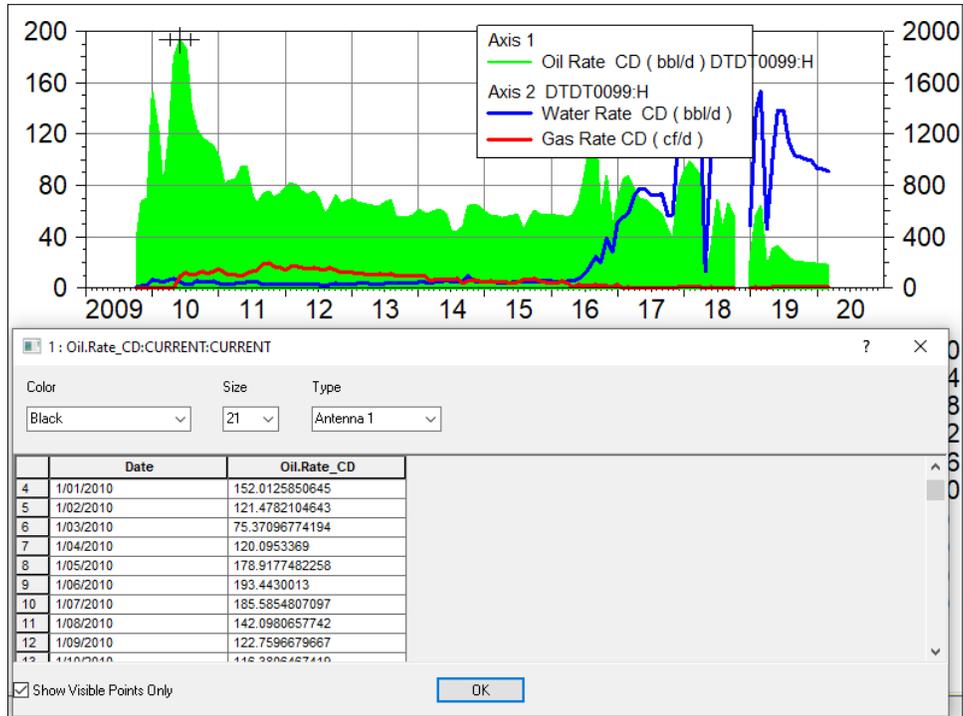


**Nota.** La figura a la izquierda representa una curva de producción que declina debido al arenamiento de los intervalos abiertos en la Formación Doima. La figura a la derecha representa, en la parte superior disminución en la producción de aceite y gas posterior al aislamiento de la Formación Doima. En la parte inferior se observa el impacto en la producción de una limpieza de arenas en los intervalos de la formación Doima.

Como segunda opción en la formación Doima está la propuesta de realizar una estimulación hidráulica en los intervalos abiertos de la formación Doima, este trabajo ya se ha realizado antes en el bloque centro del campo obteniendo buenos resultados. Al realizar esta simulación aumenta el espesor, disminuye el daño de formación e incrementa el índice de productividad, con esto se obtuvo un incremental de 32 barriles para la segunda intervención

**Figura 28.**

*Curva de producción pozo estimulado hidráulicamente en la Formación Doima*



**Nota.** La figura representa la curva de producción de un pozo que fue estimulado hidráulicamente en la Formación Doima desde el completamiento inicial.

Para el escenario de Monserrate no es posible realizar una comparación ya que en el bloque centro no se encontró registro de pruebas de producción en esta Formación para estos pozos, sin embargo, con el análisis nodal se simula el potencial del pozo para proponer cañoneos en esta arena, contingente al resultado del registro de saturación ya que en el campo si hay registro de algunos pozos en Monserrate a los que ya ha llegado el agua.

**Tabla 10.***Comparación producción pre y post intervención*

<b>Intervención</b>	<b>Prod Pre intervención (BPD)</b>	<b>Prod post intervención (BPD)</b>	<b>Prod incremental (BPD)</b>
<b>Limpieza de arenas</b>	33	55	22
<b>Estimulación</b>	34	66	32
<b>Cañoneo</b>	N/A	59	59

*Nota.* La tabla representa el estimado de producción incremental de acuerdo a los resultados del análisis nodal.

Para determinar la viabilidad del proyecto posterior al estudio técnico se realizó una evaluación económica para cada uno de los trabajos obteniendo los resultados presentados en las tablas a continuación:

**Tabla 11.***Parámetros financieros para el escenario de limpieza de arenas en Doima*

<b>Limpieza de arenas en Doima</b>	
VPN	\$ 414,908 USD
TIR	15.74%

*Nota.* Esta tabla muestra los resultados del VPN y el TIR para el escenario de limpieza de arenas.

**Tabla 12.***Parámetros financieros para escenario de estimulación hidráulica en Doima.*

<b>Doima 2</b>	
VPN	\$ 2.623 USD
TIR	1.08%

*Nota.* Esta tabla muestra los resultados del VPN y el TIR para el escenario de estimulación hidráulica en Doima.

**Tabla 13.**

*Parámetros financieros para el cañoneo de la Formación Monserrate*

<b>Monserrate</b>	
VPN	\$ 13,602 USD
TIR	3.16%

*Nota.* Esta tabla muestra los resultados del VPN y el TIR para el cañoneo en la Formación Monserrate.

Como resultado de la evaluación financiera se puede observar que los proyectos presentan un Valor Presente Neto positivo y una Tasa Interna de Retorno mayor a 1 indicando que los proyectos son rentables, sin embargo, es una inversión alta en todos los casos y el desarrollo del proyecto a gran escala en el bloque centro está contingente a resultados de esta primera propuesta.

El trabajo primer trabajo en Doima, que representa la limpieza de arenas en los perforados de esta Formación, a pesar de que es el que menos barriles incrementales aporta, también es el que menos inversión requiere, y del cual se obtiene un retorno mayor, sin embargo, solo se estaría recuperando producción, no se abrirían ni estimularían nuevos intervalos.

Al evaluar la segunda propuesta de intervención que consiste en estimular hidráulicamente los intervalos de la formación Doima resulta apenas rentable con una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 1.08%, es la que menos retorno de inversión representa con una Valor Presente Neto (VPN) de \$2,623 esto la convierte en la opción menos llamativa ya que es el trabajo que requiere la inversión más alta y se obtiene la rentabilidad más baja.

La tercera propuesta evaluada que consta de correr un registro de saturación y cañonear nuevos intervalos en la formación Monserrate genera un Valor Presente Neto (VPN) de \$13,602, resulta rentable con una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 3.16%, además el realizar esta inversión aportaría a la exploración de la arena en esta zona del campo y disminuirá la incertidumbre para futuros proyectos.

#### 4. CONCLUSIONES

La Formación Doima, poco reconocida como yacimiento de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena, tiene buen potencial pues cuenta con propiedades petrofísicas promedio como porosidad de 11%, permeabilidad de 6mD, espesor de 300 pies, presión de 776 psi y temperatura de 146° F, además la apertura o aislamiento de sus intervalos ha llegado a tener impactos en la producción de hasta 40 barriles diarios.

La Formación Monserrate no ha sido explorada en el bloque centro del Campo Dina Terciarios sin embargo se puede desarrollar ya que cuenta con propiedades petrofísicas promedio como porosidad de 18%, permeabilidad de 75mD, espesor de 200 pies, presión de 1200 psi y temperatura de 128° F, además cuenta con historia de producción en el bloque este del campo y es uno de los yacimientos principales de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena.

Los trabajos que han tenido éxito en ocasiones anteriores en el campo se podrían aplicar en un Proyecto piloto de 16 pozos distribuido así: para la Formación Doima en 4 pozos estimulación hidráulica, en 4 pozos limpieza de arenas de los intervalos, realizar en 2 pozos de Doima y 4 de Monserrate la corrida un registro de saturación y posterior cañoneo de nuevos intervalos y finalmente recuperar 2 empaques, uno que está aislando Doima y otro que está aislando Monserrate

Al realizar el análisis nodal para el pozo vertical en la Formación Doima con bombeo mecánico de levantamiento artificial y un escenario de limpieza de arenas se obtuvo un incremento del índice de productividad del 96% y con el escenario de estimulación hidráulica de 258.7%.

El análisis nodal para el pozo desviado en la Formación Monserrate completado con bombeo por cavidades progresivas arrojó un índice de productividad de 0,5552 y caudal de 59 barriles, tasa que se espera alcanzar al cañonear nuevos intervalos en esta Formación, contingente a los resultados del registro de saturación.

Con las propuestas de intervención realizadas la producción promete aumentar entre 74% al 97% de los barriles provenientes de la Formación Doima.

Las 3 propuestas resultan económicamente rentables ya que tienen una tasa interna de retorno entre 1.08% y 15.74% y un valor presente neto positivo, entre \$46,182,817 el menos rentable, hasta \$414.908 el más rentable recuperando la inversión en 7 meses, el escenario 1 es el que menos

inversión requiere, más rentabilidad genera pero menos nuevas tecnologías se aplican en el campo, el escenario 2, el que más inversión requiere resulta apenas rentable, sin embargo promueve las nuevas tecnologías en el campo y se estimula la formación Doima, y finalmente el escenario 3, con una alta inversión, resulta rentable desde que se obtengan resultados favorecedores del registro de saturación y la posterior producción del pozo desde la Formación Monserrate.

## BIBLIOGRAFÍA

- [1] I. Guevara, P. Pastor, and A. Saavedra, “Changing the negative perception of the oil and gas industry in Colombia, through an energy education methodology,” *Proc. - SPE Annu. Tech. Conf. Exhib.*, vol. 2019-Septe, 2019, doi: 10.2118/195975-ms.
- [2] H. N. Dmour, “Optimization of well production system by NODAL analysis technique,” *Pet. Sci. Technol.*, vol. 31, no. 11, pp. 1109–1122, 2013, doi: 10.1080/10916466.2010.540609.
- [3] B. O. Ugbenyen, D. O. Ogbe, and S. O. Osisanya, “Efficient methodology for stimulation candidate selection and well workover optimization,” *Soc. Pet. Eng. Niger. Annu. Int. Conf. Exhib. 2011*, pp. 282–295, 2011, doi: 10.2118/150760-ms.
- [4] H. Rubiano Daza, “La Industria Petrolera En El Huila En La Década Del 90 Henry Rubiano Daza Universidad Nacional De Colombia Facultad De Ciencias Sociales Y Humanas Departamento De Historia Bogotá 2010,” pp. 1–208, 2010, [Online]. Available: <http://bdigital.unal.edu.co/3842/1/468366.2010.pdf>.
- [5] “HUILA SERÁ EL QUINTO DISTRITO DE ECOPETROL - Archivo Digital de Noticias de Colombia y el Mundo desde 1.990 - eltiempo.com.” <https://www.eltiempo.com/archivo/documento/MAM-244303> (accessed Nov. 10, 2021).
- [6] “De Petróleo Y Gas Asociado a Planes De Desarrollo .,” 2019.
- [7] “Ciclo de vida de un yacimiento - EPMEX ciclo de vida de un yacimiento.” <https://epmex.org/news/2021/05/28/ciclo-de-vida-de-un-yacimiento/> (accessed Nov. 10, 2021).
- [8] M. A. Quisnancela, “Análisis de los procedimientos de control de pozos en operaciones de reacondicionamiento realizadas en pozos petroleros del Distrito Amazónico,” Escuela Politécnica Nacional, 2014.
- [9] C. A. León and M. J. Bohada, “Metodología para la selección, diseño y ejecución del reacondicionamiento de pozos inactivos. Aplicación al Campo Colorado,” Universidad Industrial de Santander, 2009.

- [10] A. P. Gaviño, “Optimización Técnica Operativa de un Taladro de Reacondicionamiento (WORKOVER) en Base a su Capacidad de Trabajo en HP,” ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL, 2015.
- [11] M. Néquiz Martínez and P. A. Robles Rodríguez, “Sistema de terminación multietapas en un pozo del área de Chicontepec,” Universidad Nacional Autónoma de México, 2014.
- [12] S. A. Corredor García and R. Gómez Galindo, “Identificación de los sistemas de levantamiento artificial aplicables a yacimientos de crudo pesado a alata profundidad sometidos a un proceso de combustión in situ.”
- [13] M. Crick, “Reservoir simulation,” *JPT, J. Pet. Technol.*, vol. 63, no. 7, p. 78, 2011, doi: 10.2118/0711-0078-jpt.
- [14] C. E. Nájera Moreno, “Conceptos básicos para la técnica de análisis nodal,” 2006.
- [15] E. Aguilar Gonzáles, “Construcción de curvas IPR y VLP,” 2018.
- [16] L. Ernesto, C. Bello, A. Giovanni, D. Duarte, J. Luis, and P. Garzón, “Análisis técnico-financiero del sistema de levantamiento artificial más adecuado en un campo maduro del Valle Medio del Magdalena sometido a inyección de agua y Documento Final Proyecto Colectivo Integrador Para la obtención de Título de Maestría en Ingen,” 2019.
- [17] E. Morín and L. Alvarado, “Boletín Número V. Indicadores de Rentabilidad,” p. 9, 2017, [Online]. Available: [https://www.cepep.gob.mx/work/models/CEPEP/metodologias/boletines/indicadores\\_rentabilidad.pdf](https://www.cepep.gob.mx/work/models/CEPEP/metodologias/boletines/indicadores_rentabilidad.pdf).
- [18] Y. Aplicando and T. D. E. Gestión, “Escuela politécnica nacional,” 2008.
- [19] O. P. Bravo Ramirez, ““ Análisis Comparativo de los Modelos de Flujo de Reservorio y Efectos de Limite , de Pruebas de Presión entre Pozos Verticales y Pozos Horizontales del Oriente Ecuatoriano , ”” Facultad de Ingenierías en Ciencias de la Tierra, 2011.
- [20] H. D. Beggs, “Production optimization using NODAL Analysis,” p. Medium: X; Size: Pages: (398 p), 2003.
- [21] M. García González, R. Mier Umaña, L. E. Cruz Guevara, and M. Vásquez, “Informe ejecutivo: evaluación del potencial hidrocarburífero de las cuencas colombianas,” *Report*,

p. 219pp, 2009, [Online]. Available: [http://www.oilproduction.net/cms3/files/cuencas\\_petroleras\\_de\\_colombia-2009.pdf](http://www.oilproduction.net/cms3/files/cuencas_petroleras_de_colombia-2009.pdf).

[22] J. Mauricio and R. Bautista, “Reevaluación Catográfica del Anticlinal de la Cañada,” pp. 1–19, 2008.

[23] F. Trip, “MUSEO GEOLÓGICO Y DEL PETROLEO.”

[24] J. F. Z. J. O. C. E. S. A. Rubén Castro, Mildre Karina Silva, Kelly Colmenares, Gustavo Maya, Jorge Sandoval, Juan Manuel León, Fabio Sanchez Darwin Villadiego, “Diseño y Ejecución de un Proceso de Inyección de Geles de Dispersión Coloidal en el Campo Dina Cretáceo.” .

## **ANEXO**

### **RECOMENDACIONES**

Para obtener datos actuales y disminuir la incertidumbre es necesario correr registros de presión, temperatura y permeabilidad para mejorar el modelo y obtener datos cuantitativos certeros de la capacidad de flujo.

La Formación Monserrate no ha sido explorada en el bloque centro del Campo Dina Terciarios sin embargo se puede desarrollar ya que cuenta con propiedades petrofísicas promedio como porosidad de 18%, permeabilidad de 75mD, espesor de 200 pies, presión de 1200 psi y temperatura de 128° F, además cuenta con historia de producción en el bloque este del campo, al cual se podría extender este estudio para revisar oportunidades de intervención allí, y es uno de los yacimientos principales de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena.

En la evaluación del historial de intervenciones se identificó una reducción en el gas producido asociado al aislamiento o arenamiento de los intervalos de Doima; realizar el estudio enfocado en las facilidades y oportunidades de producir y transportar gas de esta Formación.

Para realizar la propuesta, simulación y diseño de la fractura para estimular hidráulicamente la Formación Doima, se debe tener en cuenta desde la etapa de diseño una tecnología de control de arena para evitar el posterior cierre de la fractura por arenamiento.

Realizar la simulación y el análisis económico correspondiente para perforar y completar pozos nuevos en las formaciones Doima y Monserrate.