

**OPTIMIZACION DE LA PRODUCCION DEL CAMPO DINA TERCARIOS A NIVEL
DE LA FORMACION HONDA MEDIANTE UN TRABAJO DE CAÑONEO,
RECAÑONEO Y/O FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO**

JHOANA RAQUEL CORTES ROJAS

Proyecto integral de grado para optar el título de

INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director

YATNIELAH ISBEL PIRELA

Ingeniera de petróleos

Codirector

OMAR HERNAN HUERTAS

Ingeniero de petróleos

Codirector

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. junio 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

Dra. 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

Este trabajo de grado lo dedico en primer lugar a mis padres Leydy Jhoana Rojas Romero y Alfonso Cortes Abril, por llenar mi vida de oportunidades, por acompañarme siempre y ser incondicionales cuando requiero de su apoyo, por ser mi fortaleza para enfrentar las adversidades que se presentan. A Dios por guiarme y permitirme culminar mis estudios de educación superior satisfactoriamente. A los profesores que con su amplia experiencia y conocimientos me orientaron al correcto desarrollo y culminación con éxito este trabajo de grado y durante los años de estudio de la carrera, a mis compañeros por los aprendizajes y experiencias vividas. A todas las personas que en general aportaron un granito para la obtención de mi título.

AGRADECIMIENTOS

Quiero darle un agradecimiento especial mis padres por estar siempre para mí.

A Andrés Miguel González por todo el apoyo brindado, por su amor y su compañía. Así mismo, quiero agradecer también a todas aquellas que contribuyeron a mi crecimiento profesional y formación.

A los ingenieros de la empresa Ecopetrol, que me brindaron apoyo y guiaron en la realización del proyecto.

Gracias a todos los profesores que al transmitirme su conocimiento ayudaron a la culminación de mi carrera profesional, en especial a la profesora Yatnielah Pírela.

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

| | |
|--|------------|
| RESUMEN | pág. 13 |
| INTRODUCCIÓN | 14 |
| 1. OBJETIVOS | 16 |
| 1.1 Objetivo general | 16 |
| 1.2 Objetivos específicos | 16 |
| 2. ESTADO DEL ARTE | 17 |
| 3. MARCO TEORICO | 20 |
| 3.1 Cuencas de hidrocarburo en Colombia | 20 |
| 3.2 Campo dina terciarios | 24 |
| 3.3 Yacimiento de hidrocarburos | 27 |
| 3.3.1 <i>Caracterización de yacimientos</i> | 29 |
| 3.4 Intervenciones a pozo – trabajos de Workover | 30 |
| 3.5 Mecanismos de producción primarios | 31 |
| 3.6 Sistemas de levantamiento artificial | 32 |
| 3.7 Producción de hidrocarburos | 33 |
| 3.7.1 <i>Upstream</i> | 33 |
| 3.7.2 <i>Downstream</i> | 34 |
| 3.8 Análisis nodal | 34 |
| 3.8.1 <i>IPL</i> | 35 |
| 3.8.2 <i>VLP</i> | 36 |
| 3.9 Cañoneo | 37 |
| 3.9.1 <i>Geometría del cañoneo</i> | 37 |
| 3.9.2 <i>Tipos de cañoneo</i> | 37 |
| 3.10 Recañoneo | 38 |
| 3.11 Fracturamiento hidráulico | 38 |
| 3.12 Arenamiento | 39 |
| 3.13 Indicadores financieros | 39 |
| 3.13.2 <i>VPN – Valor Presente Neto</i> | 40 |
| 3.13.3 <i>TIR – Tasa Interna de Retorno</i> | 41 |
| 4. METODOLOGÍA | 42 |

| | |
|---------------------------------|----|
| 4.1 Primera etapa | 42 |
| 4.2 Segunda etapa | 45 |
| 4.3 Tercera etapa | 47 |
| 4.4 Cuarta etapa | 52 |
| 4.5 Quinta etapa. | 53 |
| 5. RESULTADOS Y ANALISIS | 55 |
| 6. CONCLUSIONES | 70 |
| BIBLIOGRAFÍA | 72 |
| ANEXOS | 76 |

LISTA DE FIGURAS

| | pág. |
|---|------|
| Figura 1. Flujo de Trabajo empresa UPC Global | 19 |
| Figura 2. Distribución de cuencas sedimentarias en Colombia | 21 |
| Figura 3. Columna estratigrafía Valle Superior del Magdalena | 23 |
| Figura 4. Ubicación Geográfica campo Dina Terciarios | 24 |
| Figura 5. Mapa estructural al tope de la Fm Honda Campo Dina Terciarios | 26 |
| Figura 6. Propiedades principales Formación Honda | 27 |
| Figura 7. Sistema petrolífero | 28 |
| Figura 8. Mecanismos de producción primaria | 31 |
| Figura 9. Sistemas de levantamiento artificial | 32 |
| Figura 10. Etapas del UpStream | 33 |
| Figura 11. Etapas del DownStream | 34 |
| Figura 12. Curva IPR | 36 |
| Figura 13. Ejemplo de un pozo con buena arena, resistividad encima del cutoff y cañoneo en Honda | 44 |
| Figura 14. Metodología para el primer objetivo | 47 |
| Figura 15. Ejemplo del pozo No.22 con incremento de producción luego de la intervención | 46 |
| Figura 16. Metodología para el segundo objetivo | 47 |
| Figura 17. Datos de inicio para el programa especializado | 51 |
| Figura 18. Datos para ajustar simulación con datos de campo | 51 |
| Figura 19. Metodología para el tercer objetivo | 54 |
| Figura 20. Metodología para el cuarto objetivo | 57 |
| Figura 21. Metodología para el quinto objetivo | 54 |
| Figura 22. Tasa de éxito en los servicios de intervención a pozo histórico | 57 |
| Figura 23. Capacidad de flujo pozos candidatos | 59 |
| Figura 24. Capacidad de flujo pozos propuestos para cañoneo | 60 |
| Figura 25. Capacidad de flujo pozos propuestos para recañoneo | 61 |
| Figura 26. Capacidad de flujo pozos propuestos para fracturamiento | 62 |

| | |
|---|----|
| Figura 27. Curva IPR-VLP intervención de cañoneo | 66 |
| Figura 28. Curva IPR-VL intervención de recañoneo | 65 |
| Figura 29. Curva IPR-VLP intervención de fracturamiento hidráulico | 66 |
| Figura 30. Producción Inicial- final reportada por pozo candidato de cañoneo | 79 |
| Figura 31. Producción Inicial- final reportada por pozo candidato de recañoneo | 79 |
| Figura 32. Producción Inicial- final reportada por pozo candidato de fracturamiento hidráulico | 79 |

LISTA DE TABLAS

| | pág. |
|--|------|
| Tabla 1. Subdivisión de la Formación Honda | 25 |
| Tabla 2. Primer listado de pozos candidatos | 56 |
| Tabla 3. Listado preliminar pozos candidatos por intervención | 58 |
| Tabla 4. Listado pozos candidatos finales para intervención | 63 |
| Tabla 5. Datos de producción antes y después de la intervención propuesta | 67 |
| Tabla 6. Datos de indicador Financiero intervención cañoneo | 67 |
| Tabla 7. Datos de indicador Financiero intervención Recañoneo | 68 |
| Tabla 8. Datos de indicador Financiero intervención Fracturamiento Hidráulico | 69 |

LISTA DE ECUACIONES

| | pág. |
|---|------|
| Ecuación 1. Ecuación de factor de recobro | 40 |
| Ecuación 2. Ecuación de indicacor Beneficio/Costo | 41 |
| Ecuación 3. Ecuación de indicador financiero VPN | 41 |
| Ecuación 4. Ecuación de indicador financiero TIR | 48 |
| Ecuación 5. Ecuación de Vogel yacimientos subsaturados | 49 |
| Ecuación 6. Ecuación de Darcy | 49 |

RESUMEN

En esta investigación se realizó una optimización en la producción de la Formación Honda en el Campo Dina Terciarios mediante la implementación de tres tipos de intervención de pozo, ejecutando un trabajo de cañoneo, recañoneo y/o fracturamiento hidráulico; trabajos que permitirán el incremento en la producción de hidrocarburo del Campo Dina Terciarios. Se realizó el estudio y análisis de la información para la obtención del listado de pozos candidatos, seleccionados mediante la evaluación de la calidad de las arenas, la resistividad, espesor, entre otras propiedades petrofísicas utilizadas para la simulación del análisis nodal; información validada por cada una de las tres intervenciones que llevaron a obtener, mediante la simulación en el programa especializado, un incremento de la producción del campo, dentro de un marco financieramente rentable analizado principalmente con el indicador financiero de costo-beneficio. Para el óptimo desarrollo del proyecto, se ejecutó una metodología dividida en 5 fases, cada una relacionada directamente con el cumplimiento de un objetivo específico planteado para el proyecto de grado. En estas fases lo que se realizó principalmente es la recolección de la información histórica de cada pozo, identificación de las características petrofísicas de la formación, identificación de la producción por pozo y trabajos posteriores a la perforación realizados, propuestas de intervención basados en el Cutoff de resistividad de 20 Ohm-m revisando los registros eléctricos, calidad de arena y capacidad de flujo (con información de permeabilidad y porosidad). Al obtener los pozos candidatos se realizó la simulación del análisis nodal a 6 pozos por cada una de las tres intervenciones, obteniendo resultados viables técnica y económicamente, con resultados para el primer pozo de cañoneo un incremental de 157 BPD, una TIR 22,59% y el indicador B/C de 1,45, para el recañoneo un incremental de 33,5 BPD, una TIR 8,98% y el indicador B/C de 1,25 con incremental de y el fracturamiento un incremental de 32 BPD, una TIR 1,75% y el indicador B/C de 1,07.

Palabras clave

Cañoneo, recañoneo, producción de hidrocarburo, fracturamiento hidráulico, intervención de pozo, trabajos de workover y well service.

INTRODUCCIÓN

La producción del hidrocarburo colombiano proviene de 7 cuencas sedimentarias distribuidas a lo largo del territorio nacional, entre las cuales se encuentra la cuenca Valle Superior del Magdalena que según la Unión de Planeación Minero-Energética (UPME) para el 2018 aportó cerca de 40.000 BPPD representando aproximadamente el 4,5 % de la producción de hidrocarburo de Colombia [1]. La producción promedio mensual para lo corrido del año como indica la ANH es de 745.697 BPD [2]. El valor promedio del factor de recobro de los diferentes campos de hidrocarburos en el territorio nacional colombiano dado por la Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos (Acipet) se encuentra un valor promedio del factor de recobro del 19% [3].

Mediante la realización del presente proyecto en la cuenca Valle Medio del Magdalena se aportará al incremento de la producción de hidrocarburo en el país, por medio de la optimización de la producción en el campo Dina Terciarios a nivel de la Formación Honda, contrarrestando la disminución de producción que se ha presentado a lo largo de la vida del campo desde el inicio de su producción en 1963, esta disminución se calcula en promedio de un 40 % al día de hoy. El factor de recobro general del campo se encuentra sobre el 25% [4].

El campo Dina Terciarios, es un campo colombiano de producción de hidrocarburos perteneciente a la cuenca Valle Superior del Magdalena, descubierto en el año 1961, con un corte de agua promedio del 45%BSW. La litología del campo se encuentra compuesta por diferentes formaciones, entre las cuales se encuentra la Formación Honda (formación que se encuentra subdividida en otras unidades), Doima, Barzalosa y Monserrate. Formaciones de material litológico de areniscas y conglomerados. Con ángulos de buzamiento entre el 5-50°. Este campo se encuentra distribuido en tres bloques, los cuales son el bloque oeste, bloque centro y bloque este. En la trayectoria del campo se han perforado diferentes pozos en unidades específicas o en varias unidades, se encuentran pozo tipo j, tipo s y horizontales. Se cuenta en total con 102 pozos productores, 20 pozos inactivos, 6 pozos inyectoros, y 22 pozos abandonados [4].

La formación de interés para este trabajo es la formación Honda; esta cuenta con el mayor potencial de producción por sus características petrofísicas estudiadas hasta ahora; en la

Formación se encuentra la permeabilidad promedio en 50mD, una porosidad entre el 13% y 20%. Se encuentran tres tipos de mecanismos de producción primarios el empuje de agua, capa de gas y gas en solución. En lo corrido de la producción de esta formación, se ha realizado diferentes estudios que han permitido identificarla y caracterizarla obteniendo una caracterización que permite identificar las propiedades de la formación y obtener una menor incertidumbre en los valores, convirtiendo las propuestas de intervención en acciones viables para el campo en términos técnicos [4].

El campo Dina Terciarios se encuentra principalmente a cargo de la compañía Ecopetrol, la cual a lo largo de la vida del campo ha realizado una serie de intervenciones con el fin de obtener un incremento y mantener la producción de hidrocarburo; objetivo que en ocasiones no se obtiene de manera satisfactoria, debido a que los trabajos resultaron no ser eficientes por no ser adecuados para el pozo intervenido principalmente por el desconocimiento del estado del pozo, las principales oportunidades del pozo y la falta de cuantificación de la producción proveniente de cada pozo [4].

Con la realización de este proyecto, se realizará la optimización de la producción del campo Dina Terciarios por medio de una intervención de Workover de cañoneo, recañoneo y/o fracturamiento hidráulico, el cual permitirá incrementar la producción del pozo elegido para cada intervención y de tal forma aumentar la producción en el campo.

1. OBJETIVOS

1.1 Objetivo general

Optimizar la producción del Campo Dina Terciarios a nivel de la formación Honda mediante un trabajo de Workover de cañoneo, recañoneo y/o fracturamiento hidráulico.

1.2 Objetivos específicos

- Identificar los pozos candidatos para la intervención del trabajo de wokover de cañoneo, recañoneo y/o fracturamiento hidráulico, mediante la evaluación de la distribución de producción de la formación honda históricamente y estado de capa en los 132 pozos del campo Dina Terciarios.
- Estructurar el trabajo de workover de cañoneo, recañoneo y/o fracturamiento hidráulico con viabilidad técnica que permita la optimización de producción del campo, mediante la realización de un plan de intervención para los pozos identificados como candidatos previamente.
- Realizar una simulación numérica de la propuesta técnica del trabajo de Workover de cañoneo, recañoneo y/o fracturamiento hidráulico estructurada anteriormente, para el incremento de la producción en el Campo dina Terciarios.
- Analizar técnicamente los resultados de la simulación del trabajo de Wokover para la cuantificación de la producción y el incremental obtenido por la intervención.
- Realizar un análisis de la viabilidad financiera mediante el indicador costo- beneficio.

2. ESTADO DEL ARTE

El manejo de reservas de hidrocarburos mediante la productividad de pozos representa un papel trascendental en la explotación de yacimientos, durante los últimos años en la industria petrolera colombiana se han realizado diferentes proyectos que permitan incrementar esta producción sin alterar negativamente los yacimientos.

La implementación de los sistemas artificiales de producción es una alternativa viable para la corrección de la baja productividad de los pozos; siempre y cuando se realice un estudio detallado de las condiciones óptimas para la instalación del sistema adecuado, sin embargo, es común encontrar sistemas de producción que operan de manera ineficiente, por esto se recomienda contar y hacer uso de tecnologías de última generación es justamente el inicio. La operación continua de estas nuevas opciones y la experiencia de lecciones aprendidas son fundamentales para el éxito de futuras explotaciones de hidrocarburos [5].

En la necesidad de optimizar la producción se cuenta con operaciones con uso de Wireline consiste en usar un cable para bajar equipos o dispositivos de medición a un pozo a efectos de intervenciones en el pozo y de evaluación del yacimiento. Las operaciones Slickline implican tareas de mantenimiento, como la eliminación de cera, sarro, arena y acumulaciones de relleno; la terminación del flujo y la instalación de empaquetaduras hidráulicas mediante tapones de sellado, corte de sondas, colocación o retirada de tapones, despliegue o retirada de cables o válvulas desmontables y el registro en memoria de datos procedentes del fondo de la perforación mediante registradores de memorias de producción (MPLT) y cámaras de visualización de la perforación [6].

El uso de unidades Slickline por parte de SGS le proporciona una variedad de medidas y servicios de intervención en pozos que son esenciales durante el periodo de producción. Los servicios Slickline de SGS incluyen el control de los casquillos de deslizamiento para abrir y cerrar el acceso a las zonas y el recambio de las válvulas de extracción del gas. Además, pueden medir la profundidad y la perforación del pozo (mediante montajes de cañón de carga), así como presiones y temperaturas en el fondo de la perforación (mediante casquillos de carga). Se han realizado pruebas y ensayos de nuestras unidades Slickline [6].

Existen diferentes compañías del sector petrolero, dedicadas a prestar servicios que permitan la optimización de producción de los campos, ellos realizan un análisis desde 0 hasta determinar cuál sería el proyecto más viable para cada pozo, siempre teniendo en cuenta las propiedades del campo, histórico de producción entre otras características del yacimiento.

La figura a continuación la Figura 1. Representa el flujo de trabajo que utiliza la empresa UPC Global, para la realización de un estudio general que realiza esta empresa para el estudio y desarrollo de propuestas que permitan el incremento de la producción del campo en estudio. Ellos trabajan su metodología dividida principalmente en 8 etapas, las cuales inician con una integración y validación de la data histórica de producción, seguido del análisis de esta información y el sistema de levantamiento artificial. Seguido de la captación de información del nivel de fluido y las cargas diafragmáticas. Continúan con una simulación y diseño de los pozos para obtener las oportunidades que permitan el incremento de la producción en los pozos, finalmente realizan la justificación y elección de las técnicas a utilizar en el pozo y realizan la aplicación de estas técnicas, con un seguimiento para evaluar las intervenciones realizadas.

Figura 1.

Flujo de Trabajo empresa UPC Global



1. Integración y validación de data histórica del pozo.
2. Análisis e interpretación de la data histórica del pozo.
3. Análisis del sistema de levantamiento artificial (superficie, pozo y yacimiento).
4. Jerarquización técnica de pozos para la captura de información relacionada con niveles de fluidos y cartas dinagráficas.
5. Diagnóstico, simulación y diseño de pozos se realiza a través de las aplicaciones:
 - **RODSTAR** Diseño y rediseño de pozos con Bombeo Mecánico.
 - **XDIAG** Análisis y diagnósticos de sistemas de bombeo mecánico.
 - **XBAL** Cálculo de momento de contrabalanceo y contrapesas de unidades de bombeo.
 - **PC-PUMP** para pozos con sistemas BCP.
 - **PERFORM** para realizar el Análisis Nodal y Gas Lift.
 - **SUBPUMP** para analizar y diseñar sistemas BES.
 - **TWM/TAM** para el análisis de los datos registrados en campo.
6. Detección de oportunidades para incrementar la productividad de Pozos.
7. Elaboración de justificaciones técnicas a pozos.
8. Desarrollo y seguimiento de estrategias óptimas para aumentar la producción.

Nota. La figura muestra el flujo de trabajo y los ítems principales que realizan en la empresa UPC Global, para el soporte técnico y consultoría en proyectos de optimización. Tomada de <https://www.upcoglobal.com/es/>

Esta metodología y empresa ha permitido brindar apoyo y soporte en temas de optimización de la producción en diferentes campos y pozos latinoamericanos.

Encaminando al campo Dina Terciarios, se encontró con la información suministrada por la compañía, que ha este Campo se le han realizado diferentes tipos de intervenciones que han permitido que su producción aumente considerablemente en algunos pozos en específico, se han realizado trabajos de limpieza de arenas, cañoneo de nuevos intervalos, fracturamiento de los cañoneos, recañoneo, aislamiento de zonas, estimulaciones matriciales, estimulaciones orgánicas e inorgánicas [4].

3. MARCO TEORICO

Hoy en día, la producción de un pozo de petróleo es realizada principalmente hasta el límite económico, este es fluctuante dado que, si los precios del petróleo no son los suficientes para pagar el valor del petróleo, se toman medidas trascendentales como el abandono del pozo. Igualmente, se encuentran situaciones previas al abandono, en la cual se realizan estudios de los reservorios, y con ellos se encuentran nuevas zonas o actividades que permiten incrementar el potencial de producción y permiten con el precio del petróleo se pueda mantener el pozo activo cumpliendo con los gastos y una mínima o alta ganancia.

Aquí es cuando se opta por ir a los pozos de petróleo y realizar intervenciones y operaciones llamadas Workover. Esta actividad conocida también como reacondicionamiento, está dada principalmente por la modificación del escenario de un yacimiento, entre estas actividades encontramos la perforación de nuevas zonas, aislamiento de algunas zonas de agua, tratamientos orgánicos o químicos, ente otras [7].

Las intervenciones o los trabajos workover en pozos de hidrocarburos se pueden catalogar como un tema trascendental en la industria petrolera a nivel mundial; dado que por medio de la ejecución de ellas es posible la reducción de los daños presentados en los pozos, a través del acondicionamiento de los daños que se presentan a lo largo de la vida de los pozos de hidrocarburo y gas. Estas intervenciones se deben estudiar y construir correctamente antes de ser ejecutadas para obtener un resultado positivo en la producción. Generalmente antes de ejecutar una campaña de workover en el campo, se realizan una serie de simulaciones en programas especializados de la industria para el área que se vaya a tratar, con el objetivo de visualizar los resultados obtenidos en un escenario similar al que se obtendría al ejecutar el trabajo en el campo. De tal forma se permite tomar acciones correctivas para estructurar un trabajo con mayor viabilidad técnica y económica [8].

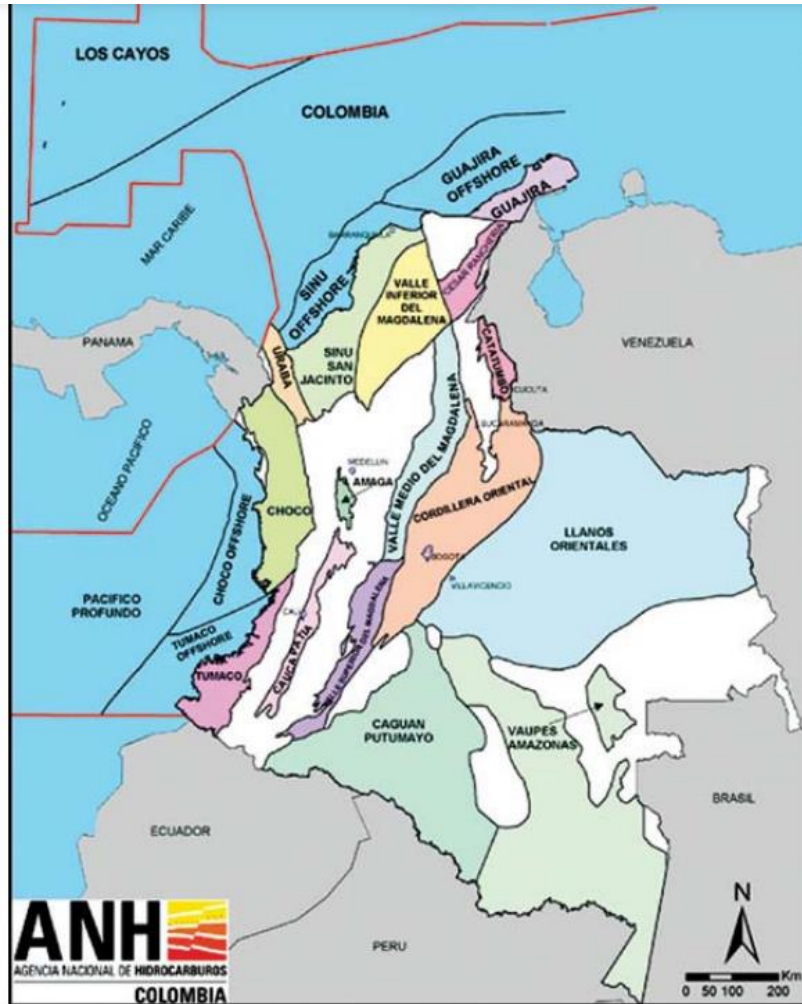
3.1 Cuencas de hidrocarburo en Colombia

La geología colombiana está compuesta por 24 cuencas sedimentarias, de las cuales 7 de ellas producen el hidrocarburo colombiano [9]. Por medio de la Figura 2, presentada a continuación se puede observar el mapa de las cuencas sedimentarias en Colombia, se observa que la cuenca en la cual se desarrolla el proyecto es la Cuenca Valle Superior del

Magdalena, ubicada en la región suroccidente del país, delimitada por el color lila, junto a la cuenca del Caguán-putumayo.

Figura 2.

Distribución de cuencas sedimentarias en Colombia



Nota. La figura representa las cuencas sedimentarias en Colombia. Tomado de <https://www.anh.gov.co/es/>

Las cuencas productoras del hidrocarburo colombiano son:

- Llanos orientales
- Caguán- Putumayo
- Valle Superior del Magdalena

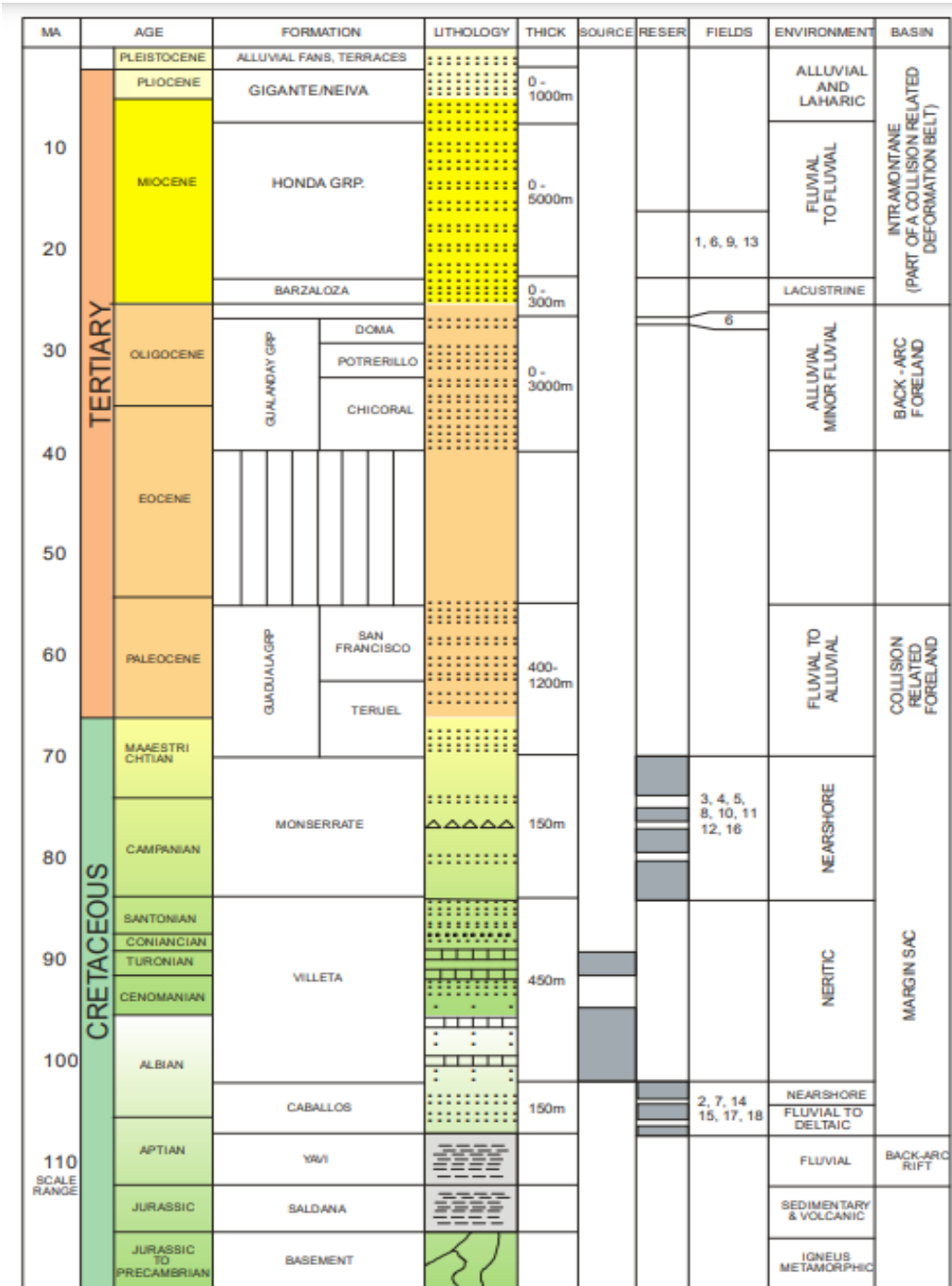
- Valle Medio del Magdalena
- Valle Inferior del Magdalena
- Catatumbo
- Guajira

Las cuencas productoras de hidrocarburo colombiano mencionadas anteriormente, pueden ser ubicadas en la Figura 2 que se encuentra en la página anterior.

La cuenca Valle Superior del Magdalena cuenta con una extensión aproximada de 26.200 km². Cuenta con la principal roca generadora que es la Formación La Luna. Los principales tipos de trampas están asociados a tres eventos tectónicos diferentes y corresponden a: pliegues anticlinales asociados a fallas cabalgantes, anticlinales truncados, cabalgamientos de piel delgada y apilamiento en zonas triangulares. Los reservorios más importantes son las formaciones Caballos y Monserrate, con porosidades promedio en torno al 18% [9].

A continuación, por medio de la Figura 3, se permite observar la columna estratigráfica de la Cuenca Valle Superior del Magdalena, en la cual se observa que la Formación Honda que es de nuestro interés proviene de un ambiente fluvial de una edad del mioceno terciario

Figura 3.
Columna estratigráfica Valle Superior del Magdalena



Nota. Columna estratigráfica cuenca Valle Superior del Magdalena. Informe ejecutivo evaluación del potencial hidrocarburífero de las cuencas colombianas. Tomado de <http://oilproduction.net/files/cuencas%20petroleras%20de%20colombia-2009.pdf>

3.2 Campo dina terciarios

El campo colombiano Dina Terciarios se encuentra en la cuenca Valle superior del Magdalena, en el departamento del Huila, se encuentra entre las cordilleras Oriental y Central, cuenta con una extensión aproximada de 26.200 km², esta cuenca es de alta importancia para la producción de hidrocarburo del país por contar según la Unión de Planeación Minero-Energética (UPME) para el 2018 con 3,730 MBP [1].

En la Figura 4, mostrada a continuación se permite ver la ubicación del Campo Dina Terciarios en el territorio suroccidente de Colombia, esta ubicación se encuentra señalada con una sombra azul y un icono negro dentro del mapa.

Figura 4.

Ubicación Geográfica campo Dina Terciarios



Nota. La figura muestra la ubicación del campo Dina Terciarios en Colombia. Tomado de. Geo visor Frontera Energy Corp. <https://www.fronteraenergy.ca/es/>

El campo Dina Terciarios se encuentra subdividido en 3 bloques, entre los cuales encontramos el bloque este, bloque centro y bloque oeste. El campo cuenta con 4 Formaciones principales encargadas de la producción del hidrocarburo las cuales son:

- Formación Honda
- Formación Barzalozza
- Formación Monserrate y
- Formación Doima – Chicoral

En formación de estudio, por medio de diversos estudios, análisis geológicos y petrofísicos, los ingenieros y geólogos evidenciaron que existe una subdivisión de esta formación en capas debidamente identificadas, las cuales se pueden encontrar en la siguiente Tabla 1.

Tabla 1.

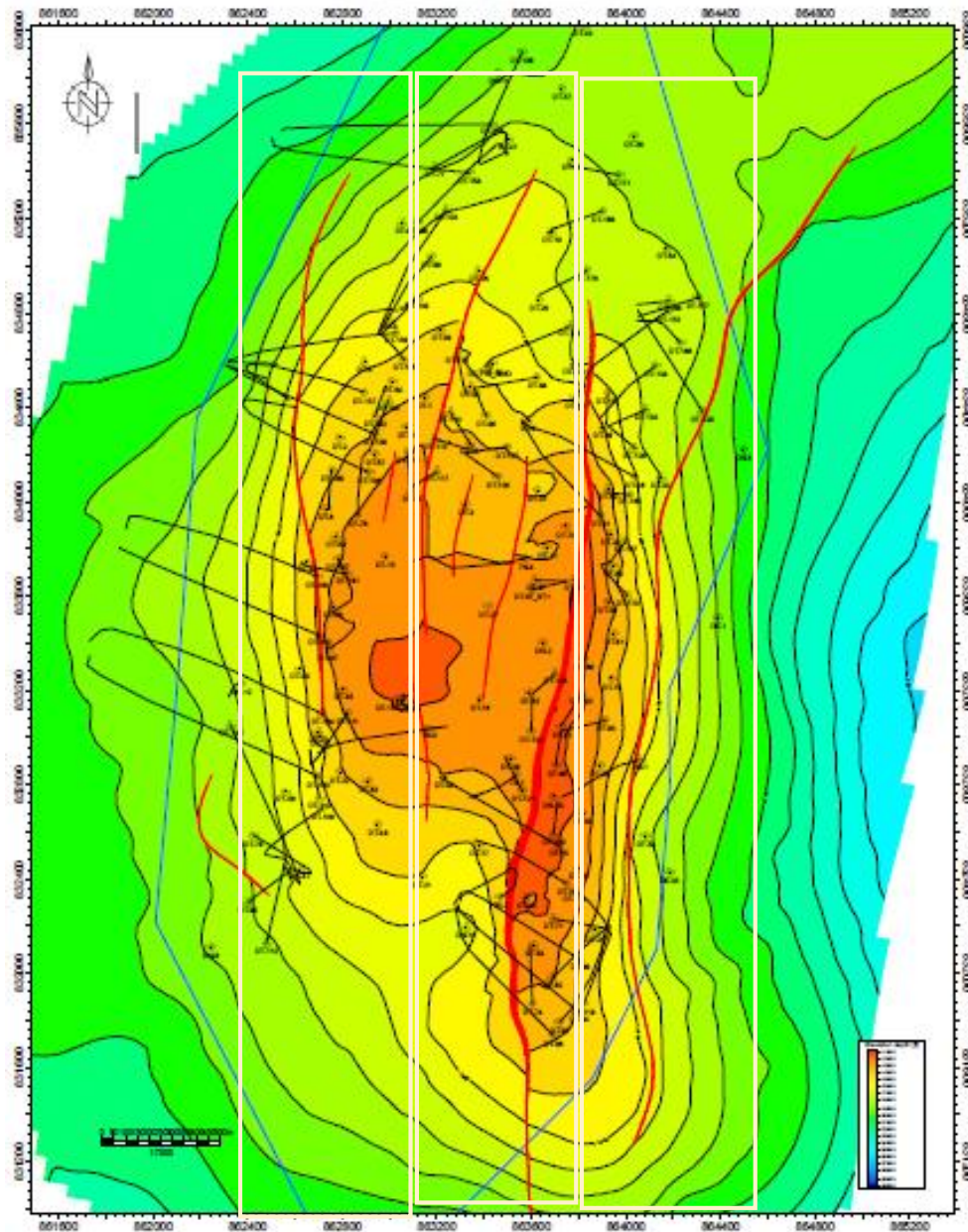
Subdivisión de la Formación Honda

| Nombre de la Capa |
|-------------------|
| Zone TH0 |
| Zone TH1 |
| Zone TH1 |
| Zone TH2 |
| Zone TH2B |
| Zone TH3 |
| Zone TH3B |
| Zone TH3C |
| Zone TH4 |
| Zone TH5 |
| Zone TH6 |
| Zone TH7 |
| Zone TH8 |
| Zone TH8B |

Nota. Capas de la formación Honda. Información suministrada por la empresa

La siguiente Figura 5. Representa el mapa estructural del Campo Dina Terciarios construido al tope de la Formación Honda y la ubicación en superficie y en fondo de los pozos que comprenden este campo.

Figura 5.
Mapa estructural al tope de la Fm Honda Campo Dina Terciarios



Nota. La figura muestra el mapa estructural del campo Dina Terciarios, en el cual se observa la ubicación de los pozos y una subdivisión de los bloques del campo representados por los 3 rectángulos blancos, correspondiente al bloque centro, bloque oeste y bloque este. Imagen suministrada por la empresa.

La siguiente Figura 6. Representa las principales características propiedades de la Formación Honda en el Campo Dina Terciarios.

Figura 6.

Propiedades principales Formación Honda

| YACIMIENTO | Fm Honda |
|----------------------------------|---|
| Tipo de Trampa | Sobre posicion de estructuras anticlinales |
| Angulo de Buzamiento | 5°-60° |
| Edad Geologica | Mioceno Medio, Mioceno Inferior, Cretacico Superior |
| Ambiente de Depositacion | Ambiente Fluvial y Shorface Medio-Superior |
| Litologia | Areniscas y Conglomerados |
| Profundidad Promedio (TVDss) | -1600 |
| Espesor total promedio (TVT) | 1400 ft |
| Espesor neto petrolifero | 500 ft |
| Saturacion inicial de agua (%Sw) | 45 |
| Saturacion Aceite residual | 0,2 |
| Temperatura Yacimiento | 117 °F |
| Presion Inicial Yacimiento | 1290 psi |
| Presion Actual Yacimiento | 582 psi |
| Mecanismo primario de produccion | Empuje de Agua, Capa de Gas, Gas en Solucion |
| Factor de Recobro Campo | 25% |
| Porosidad Promedio | 17% |
| Permeabilidad Promedio | 13-21 mD |
| Gravedad API del aceite | 19-22 |
| Presion pto burbuja | 1025 psi |
| Relacion gas-aceite | 119 SCF/STB |
| Factor Volumetrico | 1,082 RB/STB |

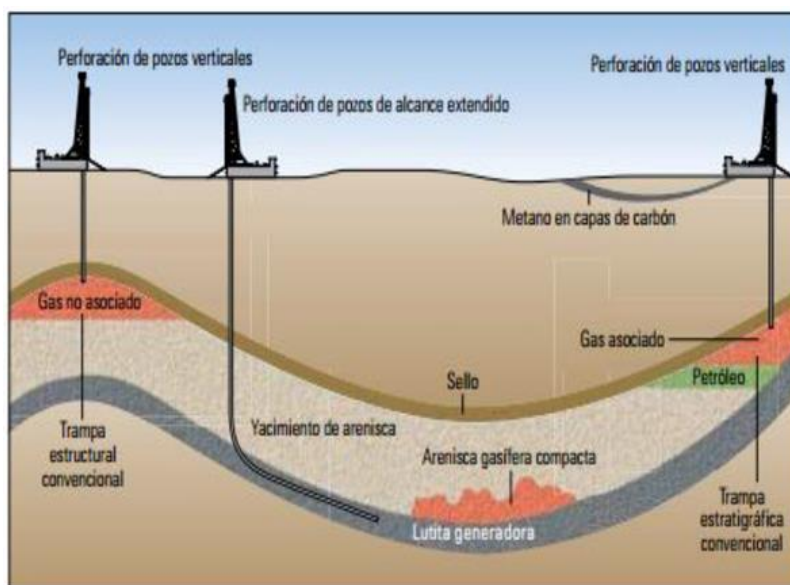
Nota. Propiedades petrofísicas y características yacimiento Dina Terciarios. Datos de la imagen suministrada por la empresa.

3.3 Yacimiento de hidrocarburos

Un yacimiento petrolero es una porción de trampa geológica que contiene hidrocarburos y se comporta como un sistema intercomunicado hidráulicamente. En la figura 7, presentada a continuación, se observará los componentes de un sistema petrolífero.

Figura 7.

Sistema petrolífero



Nota. La figura muestra un yacimiento en un anticlinal y en un sinclinal, los fluidos del yacimiento se mueven hacia los pozos. Tomado de. <https://aapegia.wixsite.com>

Para la caracterización correcta de los hidrocarburos, se debe entender e identificar el yacimiento, por medio de un modelo del yacimiento, generado por la unificación de la información geológica, geofísica, petrofísica y la aplicación de ingeniería. Este proceso se logra con el estudio detallado del yacimiento para generar una óptima caracterización estática y caracterización dinámica para conseguir una buena caracterización integrada, este es uno de los principales objetivos de la industria petrolera que describan las heterogeneidades del yacimiento y su influencia sobre el flujo de fluidos en el medio poroso, aspectos que tienen gran impacto en la determinación del volumen original de hidrocarburos, es decir, con esta información se pueden indicar patrones de flujo y las barreras impermeables, así como la distribución de los poros y los fluidos intersticiales, detectar presiones anormales, evaluar los esfuerzos a los que está sometida la roca, detectar y definir fracturas, con el fin de calcular reservas y crear un plan de desarrollo óptimo del campo. Por ello la caracterización es una

etapa muy importante en el plan de explotación de un yacimiento petrolero y una herramienta fundamental de la administración integral de yacimientos [10].

Se ha descubierto que la mayoría de los yacimientos no son explotados al máximo, ya que grandes cantidades de aceite se quedan atrapadas en el yacimiento, debido a que no se realiza una correcta caracterización del yacimiento que permita precisar la estimación del volumen original de hidrocarburos, así como de las reservas probadas, probables y posibles de los yacimientos [11].

Los componentes geológicos y los procesos necesarios para generar y almacenar hidrocarburos; esto incluye una roca generadora madura, un trayecto de migración, una roca yacimiento, una trampa y un sello. La secuencia cronológica relativa correcta de estos elementos y los procesos de generación, migración y acumulación de hidrocarburos, son necesarios para la acumulación y la preservación de los hidrocarburos. Los componentes y las relaciones cronológicas cruciales de un sistema petrolero pueden exhibirse en una gráfica que muestra el tiempo geológico a lo largo del eje horizontal y los elementos del sistema petrolero a lo largo del eje vertical. Las extensiones productivas de exploración y las áreas prospectivas son desarrolladas habitualmente en cuencas o regiones en las que existe cierta probabilidad de la presencia de un sistema petrolero [12].

3.3.1 Caracterización de yacimientos

Para realizar la caracterización del yacimiento, existen unos componentes principales que se deben recolectar y estudiar para lograr tener una caracterización robusta y que permita minimizar la incertidumbre, de tal modo que, al tomar decisiones para la producción y desarrollo del campo, se tomen acciones que senes favorables económicamente y a largo plazo para el sostenimiento del campo [12]. Esta información principalmente es:

- Datos de perforación de pozos (Registros de lodo, temperatura, registros eléctricos)
- Muestras de Roca (Recortes y núcleos)
- Registros Geofísicos de Pozos (Registros de litología, registros de porosidad, registros de saturación)
- Pruebas de formación
- Pruebas de variación de presión
- Levantamientos sísmicos

- Historias de presión y producción
- Muestra de hidrocarburo
- Muestra de agua

3.4 Intervenciones a pozo – trabajos de Workover

En los pozos de hidrocarburos, cuando se presentan algunos problemas operacionales o condiciones no óptimas de producción, se realizan algunas operaciones adicionales llamadas Workover o reacondicionamiento de pozo. El reacondicionamiento -Workover- consiste en modificar la situación de un yacimiento -reservorio- como la perforación de nuevas zonas, aislamiento de algunas zonas de agua o tal vez hacer un pescado, limpieza de arenas, limpiezas químicas, estimulaciones orgánicas. El objetivo principal de estas operaciones es mantener la producción o incrementarla [15].

Se presenta principalmente problemas mecánicos, los cuales se producen por alguna herramienta en el hueco, de igual forma se presentan inconvenientes en la cara de la formación, conocidos como el Skin asociado principalmente a problemas mecánicos, como el caudal de producción, arenamiento.

El daño a la formación como cualquier restricción al flujo de fluidos en el medio poroso, causado por la reducción de la permeabilidad en la vecindad del pozo, por la producción de fluidos o por la introducción de fluidos durante las operaciones de perforación, terminación y/o rehabilitación del pozo, y que puede ser eliminada mediante tratamiento químico (ácidos, surfactantes u otros), permitiendo al pozo recuperar la mayor parte de su capacidad original de producción [16].

El reacondicionamiento de pozos es uno de los procesos más importantes en la industria petrolera pues permite recuperar o incrementar la producción hidrocarbúrfica de un pozo petrolero que por condiciones mecánicas o del reservorio, se encuentra produciendo volúmenes menores a su valor óptimo.

Las operaciones de Workover tienen por objeto modificar las condiciones del reservorio para contribuir a mejorar el I.P, con ese fin las operaciones de Workover tienen por objeto abrir y/o cerrar arenas, aumentar quizá el diámetro del pozo o su profundidad, balear zonas, aislar zonas perjudiciales como aquellas que producen agua y también incluye las operaciones de pesca a diferencia de las operaciones de pulling donde el objetivo es dar un mantenimiento a

los equipos de levantamiento tal como una limpieza de parafinas a los equipos de bombeo mecánico [16].

Se encuentran intervenciones mayores e intervenciones menores; estas últimas hacen referencia a aquellos trabajos en los cuales se hace trabajos de limpieza, pesca de herramientas, lavado de arenas y pruebas DST. Por otro lado, los trabajos mayores conocidos como Workover, son aquellos en los cuales se modifica la estructura del pozo, se hace un reacondicionamiento de los pozos se encuentran actividades de cañoneo, recañoneo, fracturamiento hidráulico, aislamiento de zonas [17].

3.5 Mecanismos de producción primarios

Mediante la Figura 8 que se observará a continuación, se podrá observar los diferentes tipos de mecanismos natural de producción que se encuentran en los pozos de hidrocarburos, junto con unas características específicas de cada mecanismo, como la eficiencia del mecanismo, la relación de gas- petróleo y la forma general en la que se ve afectada la presión.

Figura 8.

Mecanismos de producción primaria

| Tipo de Mecanismo | Presión de Yacimiento | Relación Gas – Petróleo | Eficiencia |
|---|------------------------------------|--|--------------------------|
| Expansión del agua connata y reducción del volumen poroso | Declina rápido y continuo | Permanece bajo y constante | 1 – 10% Promedio 3% |
| Gas en Solución | Declina rápido y continuo | Al inicio es alto, incrementa y posteriormente cae | 5 – 35% Promedio 20% |
| Capa de Gas | Cae lentamente y de forma continua | Crece continuamente en formaciones inclinadas | 20- 40% Promedio 28% |
| Empuje de Agua | Permanece alta | Permanece baja si la presión es alta | 35 – 80% Promedio 50% |
| Segregación gravitacional | Declina rápido y continuo | Bajo en formaciones poco inclinadas y alto en formaciones inclinadas | 40 – 80% Promedio 60% |

Nota. Tipos y características principales de los mecanismos de producción primaria de pozos de hidrocarburos. Tomado de <https://ingenieraenpetroleo.blogspot.com/>

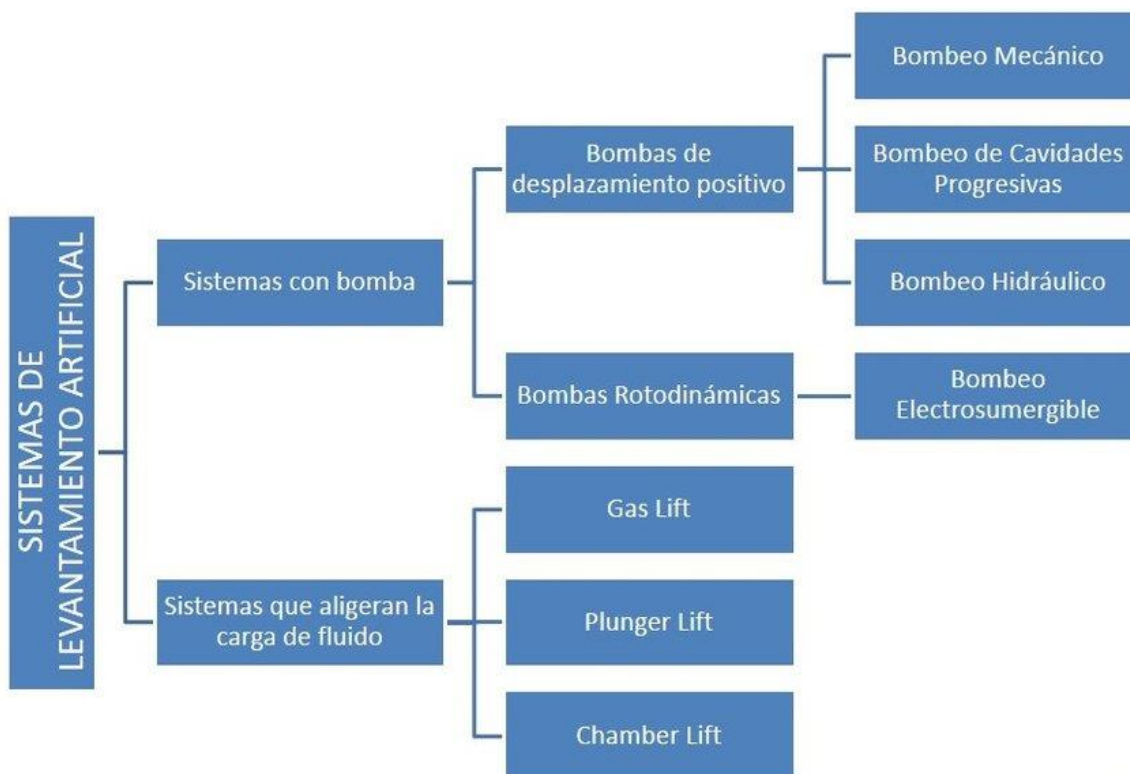
3.6 Sistemas de levantamiento artificial

Un ítem principal para una buena explotación de yacimiento inicia con la aplicación de los conceptos de gerencia de yacimientos, los cuales incluyen la formación de equipos multidisciplinarios, con profesionales de varias especialidades, para poder obtener los máximos factores de recobro posibles. Los casos más exitosos que ha tenido la industria petrolera en la explotación de yacimientos son aquellos en los que se empleó un equipo multidisciplinario para su administración [18].

Con la Figura 9, representada a continuación se observa los diferentes tipos de sistemas de levantamiento artificial, principalmente subdivididos en sistemas con bomba y sistemas que aligeran la carga del fluido.

Figura 9.

Sistemas de levantamiento artificial



Nota. *Sistemas de levantamiento artificial, dividido en sistemas con bombas y sistemas que cambian fluido. Tomado de <https://www.goconqr.com/>*

3.7 Producción de hidrocarburos

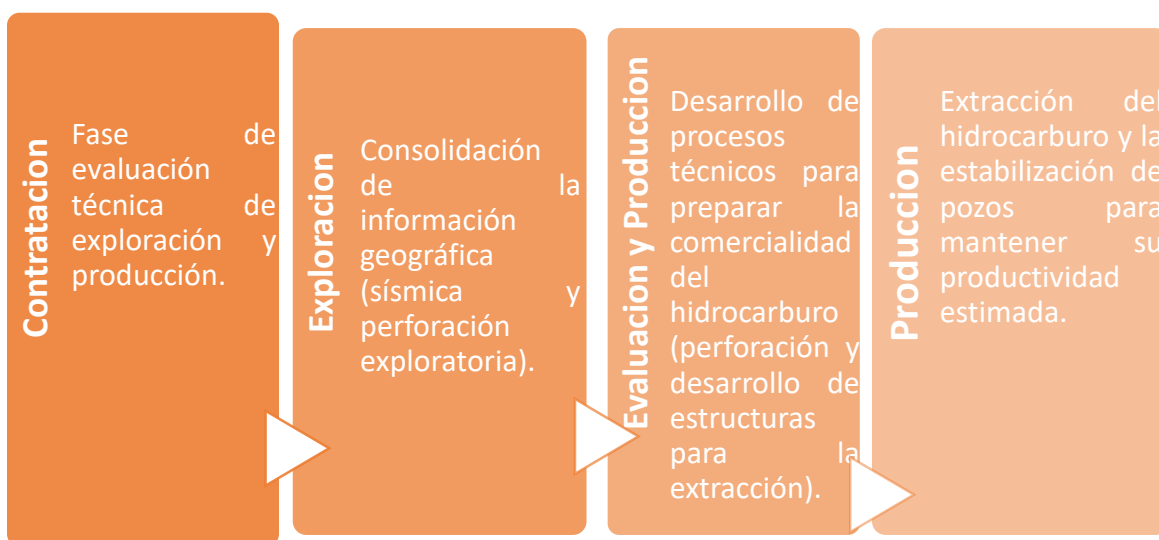
Para la producción de los hidrocarburos se realiza una subdivisión que contempla los diferentes tipos de proceso desde la exploración hasta la venta y comercialización del hidrocarburo, esta división se hace en dos grandes grupos. El Upstream y el Downstream, que veremos a continuación [19].

3.7.1 Upstream

Esta etapa hace referencia a los procesos de exploración y producción del petróleo. Actividades de búsqueda de potenciales yacimientos de crudo y gas, perforación de pozos y explotación de estos también hacen parte del upstream [19]. Mediante la Figura 10. Se observará los procesos que conforman esta etapa.

Figura 10.

Etapas del Upstream



Nota. Principales etapas del Upstream

Ahora se revisará la otra etapa de la producción de hidrocarburos, conocida como Downstream

3.7.2 Downstream

En esta etapa se derivan las diferentes actividades de transformación de hidrocarburos para su posterior venta. Incluye el proceso de refinación del crudo y el procesamiento del gas natural, con el fin de transformarlos en productos derivados comerciales (combustibles, ceras, gas licuado de petróleo [GLP], petroquímicos, asfalto y demás compuestos para la producción de gran cantidad de productos de consumo para la sociedad) [19].

Mediante la Figura 11. Se observará los procesos que conforman esta etapa de Downstream.

Figura 11.

Etapas del Downstream



Nota. Principales etapas del Downstream

3.8 Análisis nodal

Una herramienta analítica utilizada para el pronóstico del desempeño de los diversos elementos que integran el sistema de terminación y producción. El análisis NODAL se utiliza para optimizar el diseño de la terminación con el fin de que se adecue a la capacidad de producción del yacimiento y para identificar las restricciones o límites presentes en el sistema de producción y cualquier mecanismo de mejoramiento de la eficiencia de la producción

[20]. Puede ser aplicado en pozos que fluyen de manera estable con cualquier tipo de sistemas de levantamiento artificial, y también para analizar el desempeño en los pozos inyectoros, lo que requiere una adecuada definición de los sistemas y curvas de afluencia (Inflow) y de eflujo (Outflow).

El análisis Nodal se basa en la construcción de dos curvas para un punto de referencia o nodo, que representan dos subsistemas: La oferta y la demanda. Para un pozo productor con el nodo en fondo la curva de aporte (Inflow) describe la relación que existe entre el caudal y la caída de presión por medio de la formación y los demás componentes hasta el nodo; la curva de la demanda (Outflow) describe la relación entre el caudal de la caída presión desde el nodo hasta el separador. Para un pozo inyector con el nodo en fondo, la curva de aporte (Inflow) describe la relación que existe entre el caudal y la caída de presión desde el equipo de bombeo de inyección en superficie y los demás componentes hasta el nodo; la otra recibe el nombre de la curva de la demanda (Outflow) y ésta describe la relación entre el caudal de la caída presión desde el nodo hasta la formación [20].

3.8.1 IPL

Herramienta matemática utilizada en la ingeniería de producción para evaluar el rendimiento del pozo al representar gráficamente la tasa de producción del pozo contra la presión de flujo de fondo de pozo (BHP). Los datos requeridos para crear la curva de comportamiento del pozo (IPR) se obtienen al medir las tasas de producción bajo diferentes presiones de abatimiento. La composición del fluido de yacimiento y el comportamiento de las fases fluidas en condiciones de flujo determinan la forma de la curva. Es la representación gráfica de las presiones fluyentes, P_{wfs} , y las tasas de producción de líquido que el yacimiento puede aportar al pozo para cada una de dichas presiones. Es decir, para cada P_{wfs} existe una tasa de producción de líquido, [21].

Los factores que afectan esta curva son principalmente:

- Mecanismos de Producción del yacimiento
- Reducción de la permeabilidad relativa al petróleo (K_{ro}) al incrementar la saturación de agua.
- Incremento de la viscosidad del petróleo por la disminución de la presión y del gas en solución.

- Encogimiento del petróleo debido al gas en solución cuando la presión disminuye

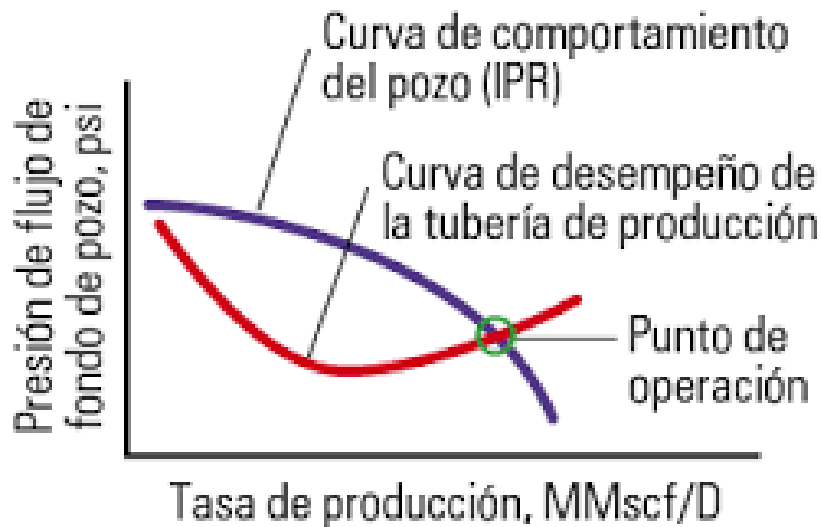
3.8.2 VLP

El pozo e instalaciones superficiales representada gráficamente con la curva VLP (Vertical Lift Performance) [21]. Es aquella curva en la que se puede distinguir el comportamiento de un pozo a la hora de hacer fluir el fluido desde el fondo del pozo hasta la cabeza del pozo. Ahora bien, dada una presión a la cabeza del pozo, las curvas VLP se pueden modificar variando el diámetro de la tubería, también dado el diámetro de la tubería de un pozo, se puede modificar la curva cambiando la presión de cabeza del pozo.

Mediante la Figura 12, representada a continuación, se observará una gráfica tipo y la intersección entre la curva IPR y la curva VLP, que genera el punto óptimo de operación del sistema, obtenida con el análisis nodal.

Figura 12.

Curva IPR



Nota. Curva IPR-VLP modelo de un pozo, para determinar la producción óptima. Imagen tomada de <https://production-technology.org/>

Este punto óptimo de operación, que se encuentra entre el círculo verde de la Figura 12, representa la presión a la cual se recomienda operar la producción del pozo para obtener un caudal que permita operar el pozo generando un menor deterioro.

3.9 Cañoneo

El cañoneo de pozo es el proceso mediante el cual se crean orificios en el revestidor mediante disparos que pasan a través de la capa de cemento y se extienden dentro de la formación, para establecer una conexión efectiva entre la zona productora y el pozo.

El cañoneo permite evaluar zonas productoras, mejorar la producción, recuperar e inyectar y efectuar trabajos de inyección de cemento. Estas perforaciones deben ser limpias, de tamaño y profundidad uniformes y no deben dañar el revestidor y la adherencia de cemento [12].

3.9.1 Geometría del cañoneo

- **Penetración:** es la longitud de la perforación realizada por una carga explosiva dada.
- **Fase de Cañoneo:** está indicada en ángulo entre las cargas, estas pueden ser disparadas en una o varias direcciones.
- **Diámetro del Perforado:** este parámetro representa el diámetro del agujero que se crea en el revestidor durante el proceso de cañoneo.
- **Densidad de Cañoneo:** es el número de cargas por unidad de longitud.
- **Separación entre Cargas:** es el espacio que existe entre cargas para evitar interferencia entre ellas.

3.9.2 Tipos de cañoneo

- **Cañones a Bala.** El cañoneo a bala fue diseñado y patentado en 1926 e introducido en la industria petrolera en 1932, cuando la empresa Lane-Wells utilizó este tipo de cañón y siguió siendo ampliamente utilizado hasta la Segunda Guerra Mundial. La penetración a través del revestidor, cemento y formación se logra con proyectiles o balas de alta velocidad.
- **Cañones Hidráulicos.** Este tipo de cañoneo utiliza un chorro de agua de alta presión, algunas veces acompañado de arena, para abrir agujeros a través del revestidor, cemento y formación, con ayuda de una tubería con orificios direccionados.

- Cañones a Chorro. El cañoneo a chorro es una técnica extremadamente delicada en relación a la secuencia necesaria de eventos, la cual comienza por el encendido del detonador eléctrico; éste a su vez, da inicio a una reacción en cadena detonador-explosivo principal. El material del forro comienza a fluir por la alta presión de la explosión. El flujo del material del forro se vuelve un chorro de alta densidad parecido a una aguja de partícula fina de metal, el cual se dispersa del cono de la carga a velocidades de unos 20.000 pies por segundo.
- Cañones Recuperables. Estos cañones pueden ser extraídos del pozo junto con los residuos generados durante el proceso de cañoneo, operan a grandes profundidades, altas presiones y temperaturas. Poseen un tubo de acero a prueba de altas presiones. Las cargas explosivas se colocan en el tubo y en forma radial con respecto a su eje. El tubo de acero se cierra herméticamente y el detonante es rodeado de aire a presión atmosférica. La detonación causa una pequeña expansión del tubo. Este puede ser extraído del pozo con los residuos generados durante el proceso de cañoneo.

3.10 Recañoneo

Esta técnica es empleada en pozos donde existen problemas de taponamiento de los agujeros que comunican el pozo con la zona productora (daño), estas perforaciones o cañoneos suelen obstruirse con arena, arcilla y partículas que migran desde el yacimiento al pozo durante la producción, esta situación suele presentarse mucho en pozos cuya vida de producción es avanzada; cuando se identifican la presencia de daño se ve la necesidad de realizar un trabajo de remediación para lograr que la comunicación yacimiento-pozo sea eficiente, por lo cual se realizan trabajos de estimulación o recañoneo. El procedimiento de recañoneo se lleva a cabo de la misma manera que el cañoneo convencional [12].

3.11 Fracturamiento hidráulico

Un tratamiento de estimulación ejecutado en forma rutinaria en los pozos de petróleo y gas de los yacimientos de baja permeabilidad. Fluidos con diseños técnicos especiales son bombeados a alta presión y alto régimen de bombeo en el intervalo a tratar, produciendo la apertura de una fractura vertical. Las alas de la fractura se extienden lejos del pozo, en direcciones opuestas, de acuerdo con los esfuerzos naturales presentes en la formación. El apuntalante, tal como los granos de arena de un tamaño determinado, se mezcla con el fluido

de tratamiento para mantener la fractura abierta cuando concluye el tratamiento. El fracturamiento hidráulico genera una comunicación de alta conductividad con una extensa área de la formación y sorteando cualquier daño que pudiera existir en la región vecina al pozo [12].

3.12 Arenamiento

Una condición que tiene lugar cuando los sólidos transportados en un fluido de tratamiento, tal como un apuntalante en un fluido de fracturamiento, forman un puente a través de los disparos o un área de flujo restringido similar. Esto produce una restricción súbita y significativa para el flujo de fluidos que ocasiona un rápido incremento de la presión de bombeo.

La producción de arena es uno de los problemas más antiguos y frecuentes en la producción de hidrocarburos a nivel mundial. Se genera debido al movimiento de los fluidos desde el yacimiento hacia los pozos; originando el desprendimiento de los granos de arena de la formación a causa de las fuerzas de arrastre y los gradientes de presión; lo cual conlleva a grandes retos técnicos y económicos para los ingenieros en el área de yacimientos, completamiento y producción de hidrocarburos. [14]

3.13 Indicadores financieros

Los indicadores financieros son una herramienta con la que las empresas pueden realizar un análisis financiero de la situación del negocio en un determinado periodo. Ayudan a realizar comparativas y a tomar decisiones estratégicas en el ámbito económico y financiero.

Un indicador financiero se basa en la comparación de dos valores esenciales dentro de los documentos internos de una empresa: balance general y presupuesto de la empresa. Gracias a los indicadores financieros y su interpretación, un negocio puede saber qué rumbo necesita tomar con base a datos históricos analizados [22].

La función de los indicadores financieros es realizar un diagnóstico de las finanzas de tu empresa para evaluar tu equilibrio financiero, tu índice de rentabilidad y la independencia financiera con la cuenta.

3.13.1 Beneficio – costo

El índice beneficio/costo (I B/C), también conocido como relación beneficio/costo compara directamente, como su nombre lo indica, los beneficios y los costos de un proyecto para definir su viabilidad [23].

La forma para calcular este indicador financiero de Beneficio-costo, está dada por la Ecuación 2. representada a continuación.

Ecuación 1.

Ecuación de indicador Beneficio/ Costo

$$\text{Beneficio/Costo} = \frac{\text{Beneficio neto}}{\text{Costo de Inversion}}$$

Nota. La ecuación representa como calcular el indicador de beneficio/costo de un proyecto de inversión. Tomado de <https://incp.org.co/>

3.13.2 VPN – Valor Presente Neto

Valor Presente Neto es la herramienta que permite traer a valor presente la totalidad de flujos de caja en una empresa para verificar cuáles serán las cifras de pérdidas o ganancias. Este último es un método efectivo para evaluar proyectos de inversión, especialmente en el largo plazo [23].

La forma para calcular este indicador financiero de VPN está dada por la Ecuación 3. representada a continuación.

Ecuación 2.

Ecuación de indicador financiero VPN

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

Nota. Ecuación para el cálculo del indicador financiero valor presente neto.

Tomado de <https://www.iep-edu.com.co/>

3.13.3 TIR – Tasa Interna de Retorno

La Tasa Interna de Retorno, es la tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión. Hace que la inversión sea igual a la tasa en los flujos de caja [23].

La forma para calcular este indicador financiero de TIR está dada por la Ecuación 4. representada a continuación.

Ecuación 3.

Ecuación de indicador financiero TIR

$$TIR = \sum_{t=0}^n \frac{Fn}{(1+i)^t} = 0$$

Nota. Ecuación para el cálculo del indicador financiero tasa interna de retorno. Tomado de

<https://www.cesarcastillolopez.com/>

4. METODOLOGÍA

La metodología empleada para el desarrollo del proyecto está estructurada en cuatro etapas, división que permitió ejecutar un flujo de trabajo para el seguimiento y ejecución del proyecto, de forma tal que cada etapa estuviera ligada con cada objetivo específico y como resultado obtener el cumplimiento de este objetivo. Estas etapas se verán y desarrollarán a continuación:

4.1 Primera etapa

En la recolección de la información del Campo Dina Terciarios por pozo, se utilizaron varias herramientas suministradas por la empresa Ecopetrol, con el fin de abarcar la mayor cantidad de pozos dado que algunos pozos fueron perforados sobre el año 1964.

La recolección de información fue realizada de dos programas, el Programa OPEN WELLS y GITEP. La información recolectada fue la siguiente:

- Documentos históricos de las intervenciones realizadas por pozo.
- Pruebas realizadas a pozo.
- Estado mecánico de pozo.
- Registros eléctricos corridos en pozo.
- Empaques colocados o removidos en el pozo.
- Pruebas de producción.

Se realizó el análisis de esta información recolectada para los 132 pozos del estudio y se clasifico por pozo.

Mediante el uso del programa OFM suministrado por la empresa, se realizó una revisión de los registros eléctricos pozo a pozo, en la cual se verificaba cuales pozos en la Formación Honda tenían buena prospectividad en arenas y tenían resistividades superiores al Cutoff entregado por los ingenieros de petrofísica del campo. Para obtener el listado de los primeros pozos candidatos.

Se continuo con aquellos pozos que si cumplían estas condiciones y se realizó el estudio de las intervenciones realizadas previamente a lo largo de la vida de cada pozo enfocándose en aquellos pozos que habían tenido intervenciones como:

- Cañoneo
- Recañoneo
- Fracturamiento hidráulicos

Por medio del uso de una máster en Excel suministrada por la empresa, la cual contenía la siguiente información:

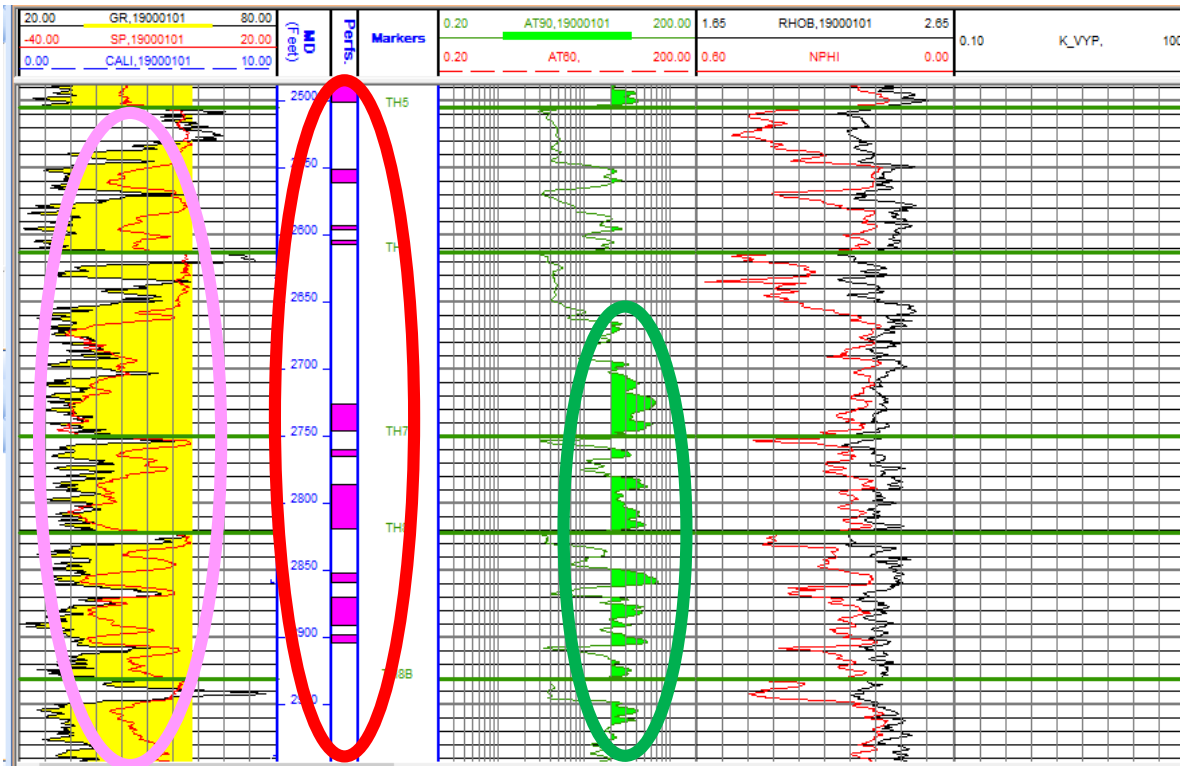
- Topes y bases de la Formación Honda por pozo
- Cañoneos para cada pozo
- Propiedades petrofísicas por pozo
- Producción acumulada

Se creó un documento en Excel, el cual era por pozo y trae la información de la máster, para en este añadir aquellas intervenciones que se habían realizado previamente al pozo. Y por medio de los cañoneos que tiene el pozo, revisar aquellos pozos que no habían sido cañoneados en la Formación Honda y eliminarlos del estudio. Y aquellos que si cumplían esta condición traer la producción que se obtuvo en el programa OFM.

Por medio de la Figura 13, se observa el registro eléctrico de un pozo el cual cumple con una buena calidad de arena (ovalo rosado), con cañoneos previos en la Formación Honda (ovalo rojo) y con el Cutoff de resistividad (ovalo verde).

Figura 13.

Ejemplo de un pozo con buena arena, resistividad encima del Cutoff y cañoneo en Honda



Nota. La figura muestra un pozo ejemplo que cuenta con una con buena arena, resistividad encima del Cutoff y cañoneo en Honda en el campo Dina Terciarios. Imagen suministrada por la empresa.

Es importante resaltar que la empresa suministro las propiedades del yacimiento, la formación de estudio Honda, esta subdividida en otras capas, las cuales para cada capa no tiene los mismos valores de las propiedades, como la permeabilidad y al no tener los datos de todas en todos los pozos, se trabajara con una permeabilidad promedio dada por los ingenieros de petrofísica del campo.

Finalmente se sacó un listado con aquellos pozos cumplieron con los siguientes parámetros:

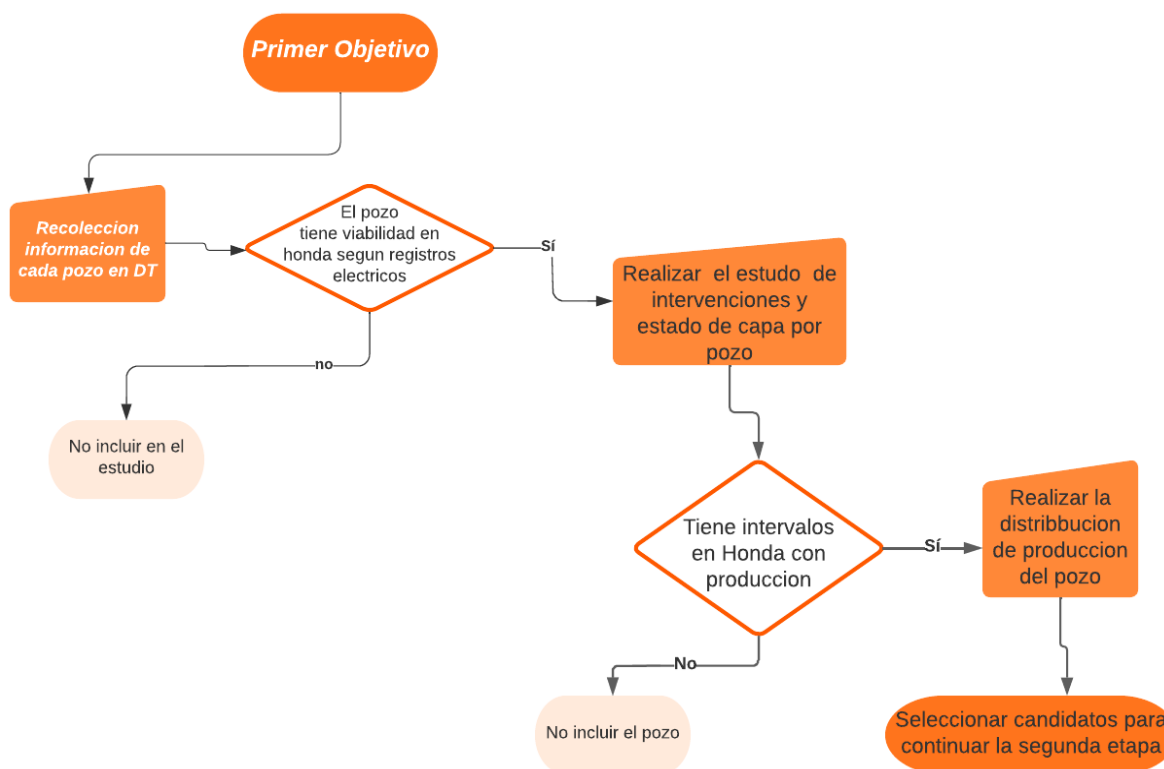
- Resistividad en la Formación Honda por encima del Cutoff
- Cañoneos previos en la Formación Honda.
- Buena calidad de arena

Los pozos obtenidos en esta lista continuaran siendo analizados en la siguiente etapa.

Para el desarrollo de esta etapa encaminada al primer objetivo se siguió el flujo de trabajo sintetizado en la Figura 14, la cual se verá a continuación.

Figura 14.

Metodología para el primer objetivo



Nota. Metodología utilizada para el desarrollo del primer objetivo

4.2 Segunda etapa

En el desarrollo del segundo objetivo, se revisa los pozos candidatos resultantes del objetivo anterior, se revisan por medio del documento de Excel por pozo, cuáles de ellos cuentan con intervenciones previas de cañoneo, recañoneo o fracturamiento hidráulico en la Formación Honda el programa y con el programa de OFM se visualiza la curva de producción de cada pozo, mediante las fechas registradas en los eventos de pozo en el Excel de cada pozo se determina la fecha en la que se realizó y se observa si se produjo un incremento o no en la producción.

Se selecciona reduce el listado de los pozos candidatos, eliminando aquellos que no cumplan con lo siguiente:

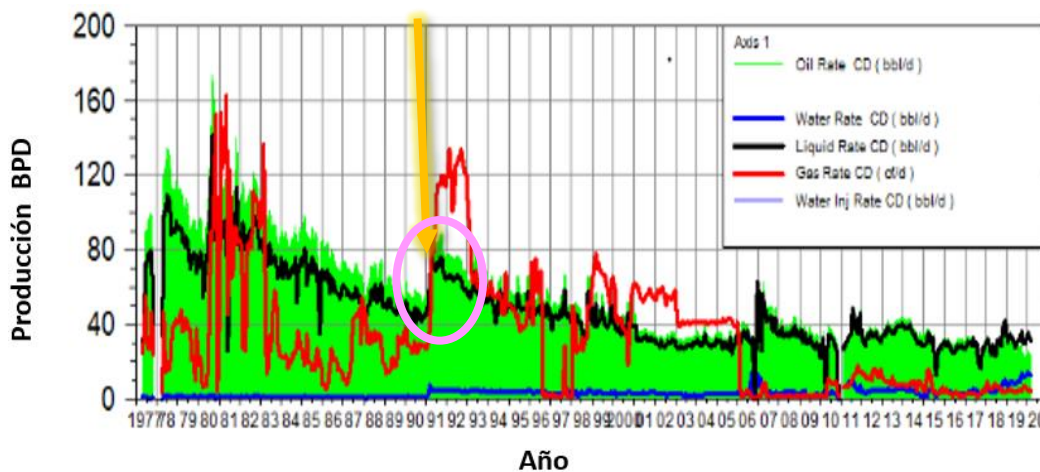
- Pozo con intervenciones de cañoneo, recañoneo o fracturamiento hidráulico realizadas previamente en la formación Honda.
- Pozo con incremental de la producción de al menos 20bbl de hidrocarburo, después de la intervención ejecutada.

Se toman las características de la intervención que más se repite y obtuvo mayor incremental de producción, para usarlas como parámetros de la propuesta a realizar en el proyecto, como los tiros por pies utilizados, cantidad de arena, herramienta.

A continuación, se muestra un pozo ejemplo con la Figura 15, al cual se le realizó una intervención de cañoneo en la Formación Honda, la cual trajo consigo un incremento de 30bbl de hidrocarburo, este incremento está señalado con la flecha amarilla y el círculo rosado.

Figura 15.

Ejemplo del pozo No.22 con incremento de producción luego de la intervención

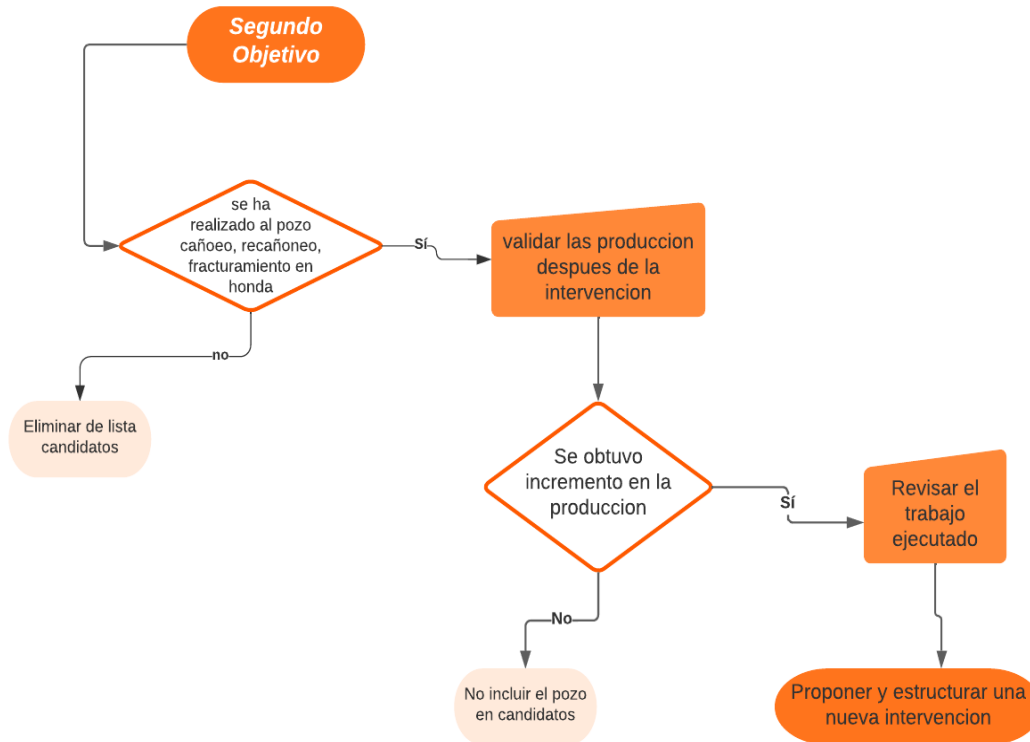


Nota. La figura muestra un pozo ejemplo, con el cual la producción luego de la intervención de cañoneo adicional en la Formación Honda en el campo Dina Terciarios tuvo un incremento. Imagen suministrada por la empresa

Para el desarrollo de esta etapa enfocada al segundo objetivo se siguió el flujo de trabajo representado en la Figura 16, la cual se verá a continuación.

Figura 16.

Metodología para el segundo objetivo



Nota. Metodología utilizada para el desarrollo del segundo objetivo

4.3 Tercera etapa

Se realiza la selección de los pozos que pueden tener mejor prospección en los resultados al ser intervenido teniendo en cuenta los siguientes parámetros:

- Espesor de arena con resistividades encima del Cutoff.
- Producción inicial de hidrocarburo.

Se realiza un listado de estos pozos en orden descentre de estas propiedades con el fin de identificar las mejores opciones y proceder a realizar la simulación con análisis nodal en el programa especializado para estos pozos con la intervención a la cual corresponde.

En el análisis nodal en el programa especializado se hizo uso datos de presiones, diámetros de revestimientos, características de la bomba. Estos datos se observan en la Figura 17 y Figura 18. El dato que fue determinante para acoplar el análisis de carácter más real a la

situación real del pozo fue una prueba de presión estática del pozo que permitió determinar las presiones, caudal y Índice de productividad. Este valor de índice de productividad se calculó por medio de una prueba pozo, en la cual se obtuvieron los valores reales de presiones del pozo en ese momento y se usaron las ecuaciones 5, 6 y 7 descritas a continuación, para la obtención del valor del índice de productividad que se iba a usar en el análisis nodal

Ecuación 4.

Ecuación de Vogel yacimientos subsaturados

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

Nota. *Ecuación de Vogel para yacimientos subsaturados.*

Tomado de Diapositivas Universidad De América Producción 1

Donde

q =Caudal de aceite (BPD)

Pws = Presión al límite exterior (psia)

Pb= Presión de burbuja (psia)

Pwfs = presión de fondo fluyente (psia)

Ecuación 5.

Ecuación de Darcy

$$q_o = \frac{7.08 * 10^{-3} * k_o * h * (P_{ws} - P_{wfs})}{\mu_{op} * \beta_{op} * \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \left(\frac{3}{4} \right) + S \right)}$$

Nota. *Ecuación de Darcy. Tomado de Diapositivas Universidad De América Producción 1*

Donde

q_o = Caudal de aceite (BPD)

k_o = Permeabilidad formación (mD)

μ_{op} = viscosidad (cps)

h = Espesor petrolífero (pies)

r_w = Radio de pozo (pies)

P_{wfs} = presión de fondo fluyente (psia)

r_e = Radio de drenaje (pies)

B_{op} = Factor volumétrico (cps)

P_{ws} = Presión al límite exterior (psia)

S = Daño de la formación

Ecuación 6.

Ecuación de Índice de Productividad

$$IP = \frac{q_o}{P_r - P_{wf}}$$

Nota. *Ecuación de índice de productividad.*

Tomado de <https://repository.uamerica.edu.co/>

Donde:

q_o = Caudal de aceite (BPD)

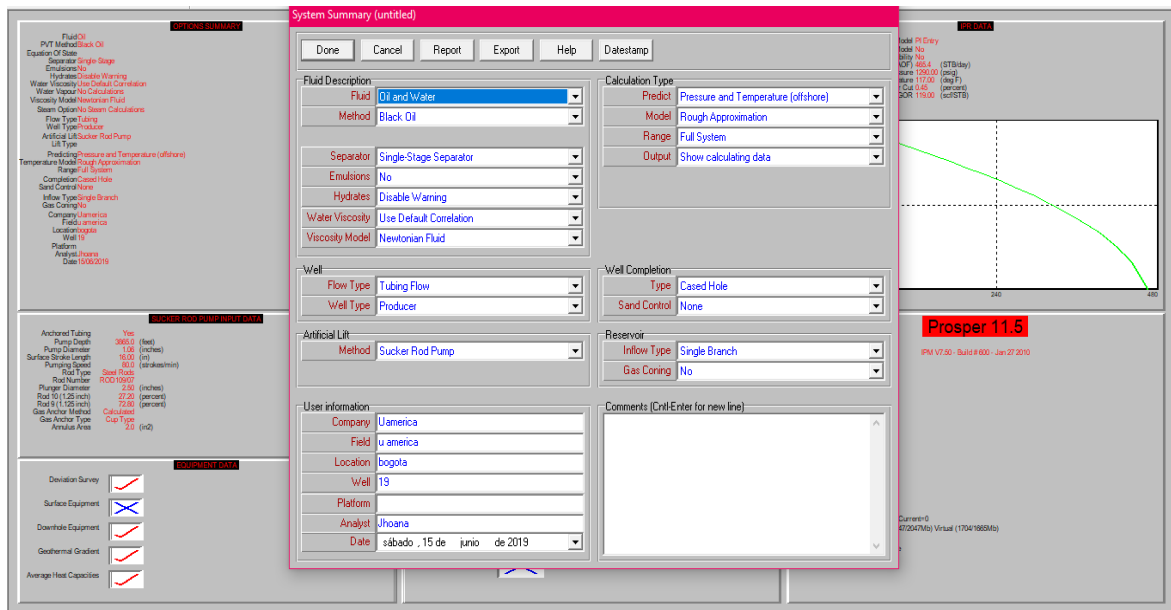
p_r = presión de reservorio

p_{wf} = presión de fondo fluyente

A continuación, se muestra en la Figura 17. datos de inicio del programa especializado para la simulación del análisis nodal para el pozo candidato a realizar una intervención de cañoneo.

Figura 17.

Datos de inicio para el programa especializado

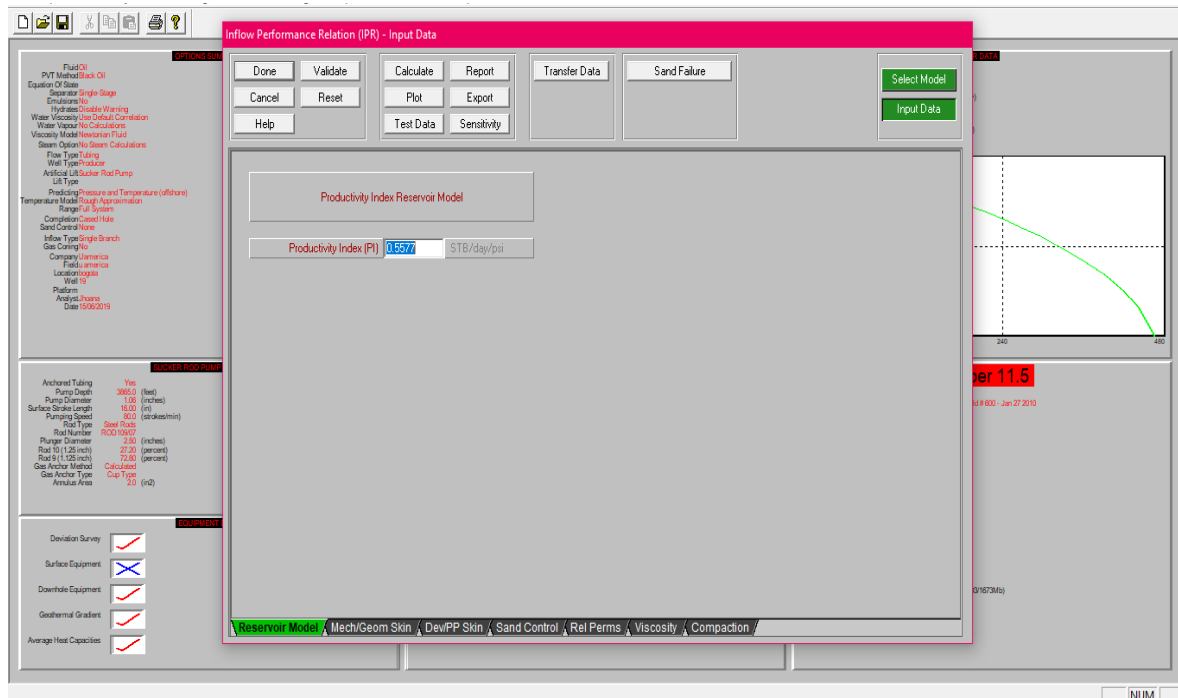


Nota. La figura, muestra los principales valores para la simulación del pozo y la intervención de fracturamiento del pozo 33 realizada en el programa prosper.

A continuación, se muestra en la Figura 18. El dato del índice de productividad que permite ajustar al comportamiento real del pozo, ingresado en el programa especializado para la simulación del análisis nodal para el pozo candidato a realizar una intervención de cañoneo.

Figura 18.

Datos para ajustar simulación con datos de campo



Nota. La figura, muestra la entrada del valor del índice de productividad correspondiente a una prueba realizada al pozo 33 que permite ajustar el análisis nodal para intervención de cañoneo con datos reales del campo para hacer match realizada en el programa prosper.

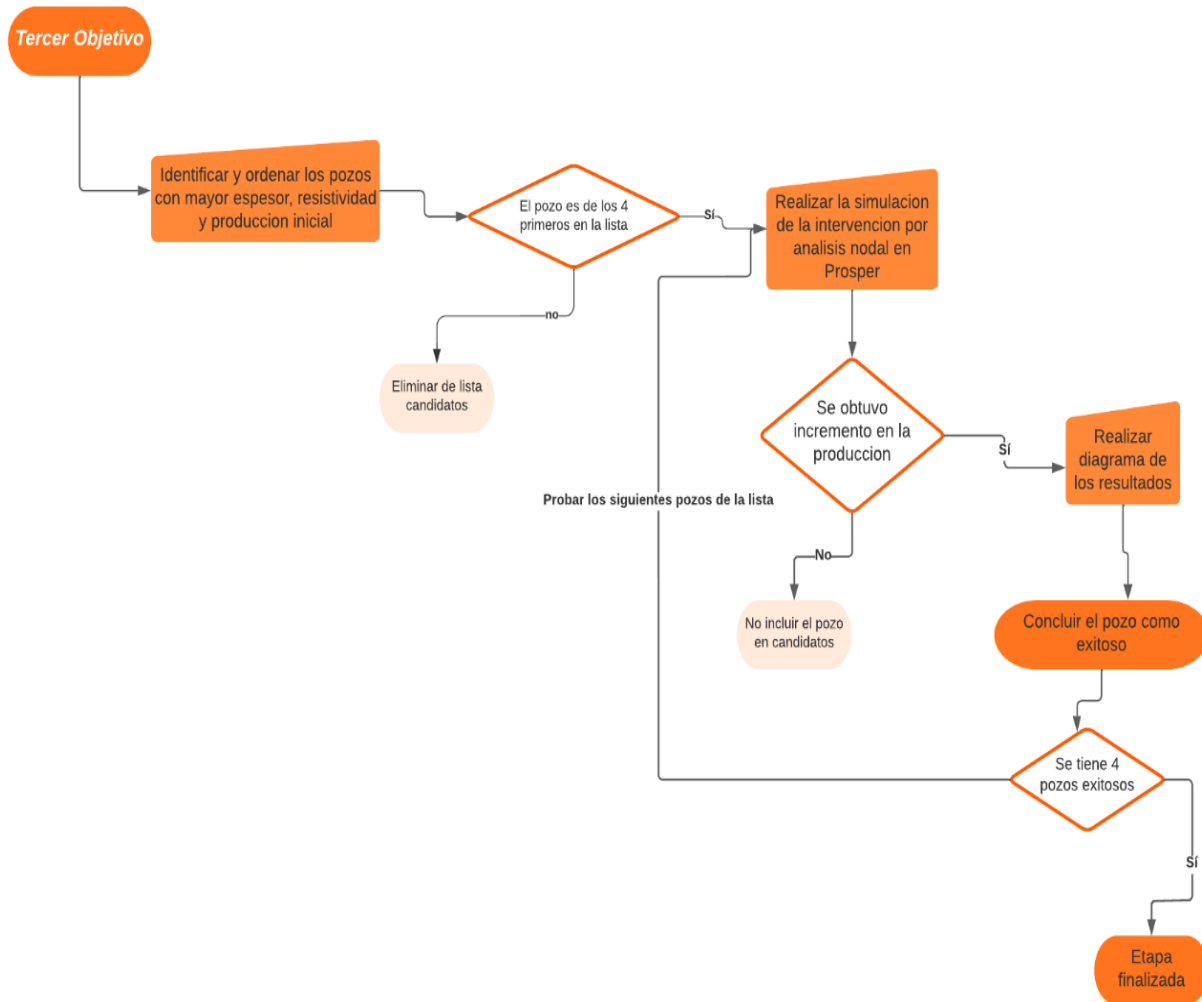
Después de ingresar todos los datos correspondientes del yacimiento, del estado mecánico, características fisicoquímicas de los fluidos y los datos de la bomba usada en el bombeo mecánico, se corre el análisis y se obtiene la curva IPR-VLP que permite obtener el punto óptimo de operación para la tasa de producción y la presión.

El proceso realizado anteriormente, se repite para los otros pozos del listado de candidatos hasta obtener un pozo para cada intervención exitoso. Se toma el valor de producción obtenido por análisis nodal después de la intervención y se valida si es mayor al último valor de producción registrado.

Para el desarrollo de esta etapa enfocada al tercer objetivo se siguió el flujo de trabajo representado en la Figura 19, la cual se verá a continuación.

Figura 19.

Metodología para el tercer objetivo



Nota. Metodología utilizada para el desarrollo del tercer objetivo

4.4 Cuarta etapa

Se realiza el análisis técnico y operativo de las propuestas al revisar los datos obtenidos post-intervención, se realiza una tabla con los siguientes parámetros:

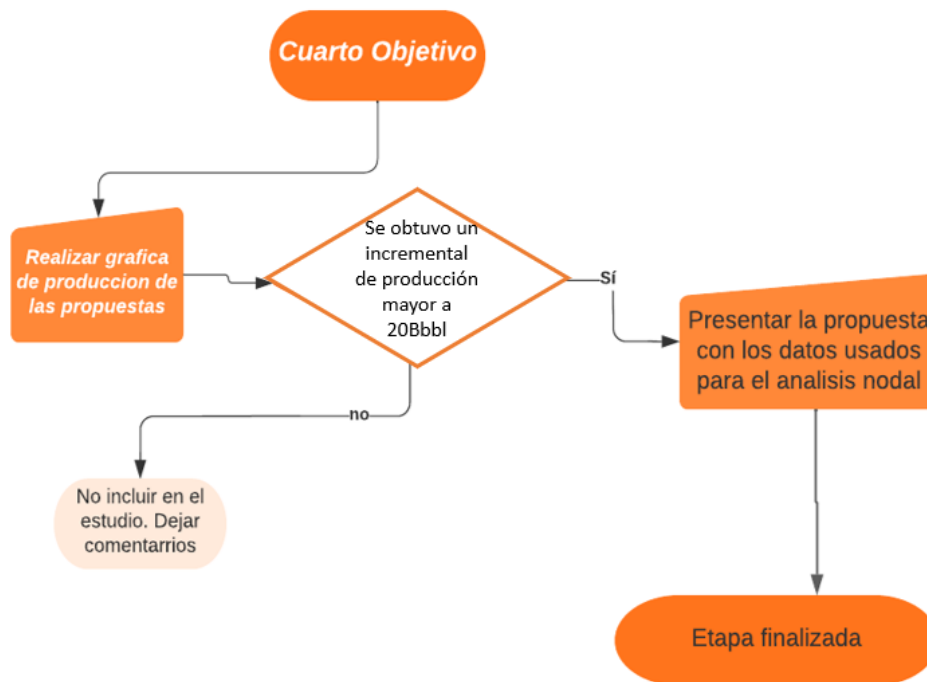
- Última producción reportada en el pozo
- Producción obtenida en la curva IPR-VLP del análisis nodal realizado
- Valor del incremental de la producción en el pozo

Se determina y estandariza que, si el incremento fue de más de 20Bbl con respecto a la última tasa de producción obtenida del registro de producción del pozo, se toma la intervención y el pozo candidato como exitoso técnicamente.

Para el desarrollo de esta etapa enfocada al cuarto objetivo se siguió el flujo de trabajo representado en la Figura 20, la cual se verá a continuación.

Figura 20.

Metodología para el cuarto objetivo



Nota. Metodología utilizada para el desarrollo del cuarto objetivo

4.5 Quinta etapa.

En la determinación de la viabilidad económica de las propuestas de intervenciones a pozo para el campo Dina Terciarios, se revisaron los parámetros y variables económicas según la intervención a realizar. Se tienen en cuenta los días propuestos para la intervención, equipo necesario, talento humano. Esto para determinar el costo de cada intervención. Para el análisis y comparativo de la inversión con la rentabilidad, se hizo uso de una proyección de la

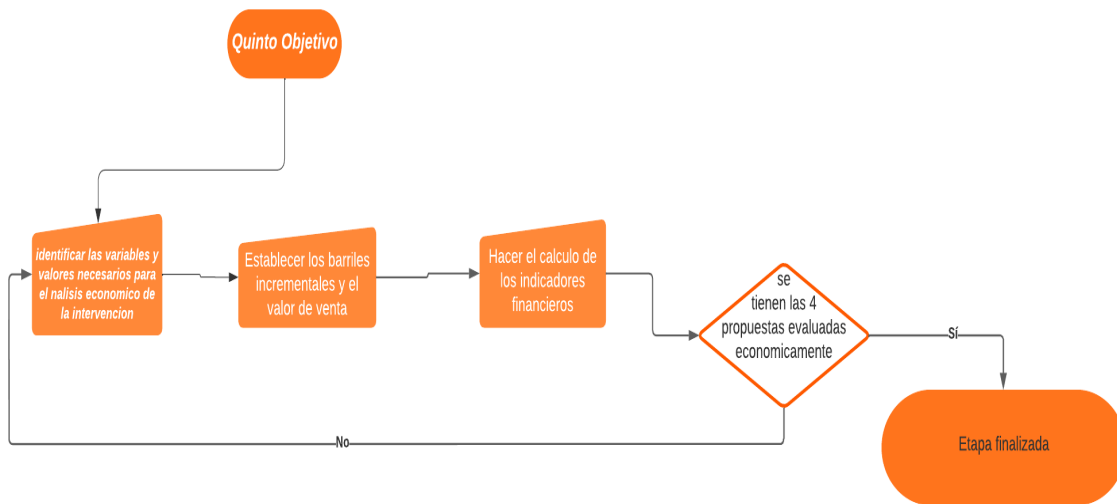
producción con el incremental obtenido por el valor promedio operativo del campo, para los ingresos se hace uso del valor promedio de venta y el valor de análisis de un proyecto de la empresa. Siendo estos entregados por la compañía, que manejan un valor promedio de OPEX de 12.5USD/BBL, y un valor de venta de 60USD/BBL.

Se hizo uso de una plantilla suministrada por la empresa para el cálculo del indicador VPN y de la TIR, que utiliza las funciones de los indicadores financieros y el indicador de beneficio/costo se calculó en un libro de Excel usando la formula financiera.

Para el desarrollo de esta etapa enfocada al quinto objetivo se siguió el flujo de trabajo representado en la Figura 21, la cual se verá a continuación.

Figura 21.

Metodología para el quinto objetivo



Nota. Metodología utilizada para el desarrollo del quinto objetivo

5. RESULTADOS Y ANALISIS

En esta formación con los estudios que se han realizado, se ha logrado identificar las características petrofísicas de la mayoría de las capas en los diferentes pozos, aun así, existen pozos que no cuentan con las características definidas y por esta razón; se hace uso de las propiedades calculadas por los ingenieros de petrofísica generales para la formación Honda lo que hace que se tenga un margen de error. La composición principal de la formación Honda es areniscas y conglomerados. En esta formación se presenta un problema principal que es la producción de agua, aun no se tiene determinado cual es flanco que tiene el contacto de agua petróleo porque se requieren hacer suabeos en todos las pozos y unidades para poder hacer la correlaciones y determinar por donde ingresa el agua. Adicionalmente se tiene problemas de arenamiento y alta caída de la producción.

Para la primera parte del análisis del proyecto se revisó la información de los 147 pozos del campo ubicados a lo largo de los tres bloques. Realizando la selección de los pozos que están completados en la formación Honda obteniendo un total de 132 pozos, continuando con el análisis y selección de pozos que están abandonados, son inyectoros, están aislados o presentan alguna restricción mayor por alto corte de agua, se llega a 63 pozos en listados en la siguiente Tabla 2, en esta tabla se ve 21 pozos por columna, donde cada columna representa una intervención.

Tabla 2.

Primer listado de pozos candidatos

| CAÑONEO | RECAÑONEO | FRACTURAMIENTO |
|----------|-----------|----------------|
| POZO No. | | |
| 15 | 16 | 22 |
| 17 | 20 | 25 |
| 26 | 36 | 28 |
| 31 | 37 | 33 |
| 34 | 41 | 45 |
| 35 | 43 | 62 |
| 44 | 50 | 65 |
| 46 | 53 | 71 |
| 47 | 55 | 72 |
| 61 | 57 | 84 |
| 63 | 59 | 117 |
| 70 | 64 | 119 |
| 72 | 73 | 120 |
| 75 | 75 | 121 |
| 87 | 77 | 126 |
| 95 | 79 | 131 |
| 105 | 83 | 154 |
| 119 | 91 | 157 |
| 121 | 125 | 160 |
| 125 | 131 | 161 |
| 129 | 161 | 162 |

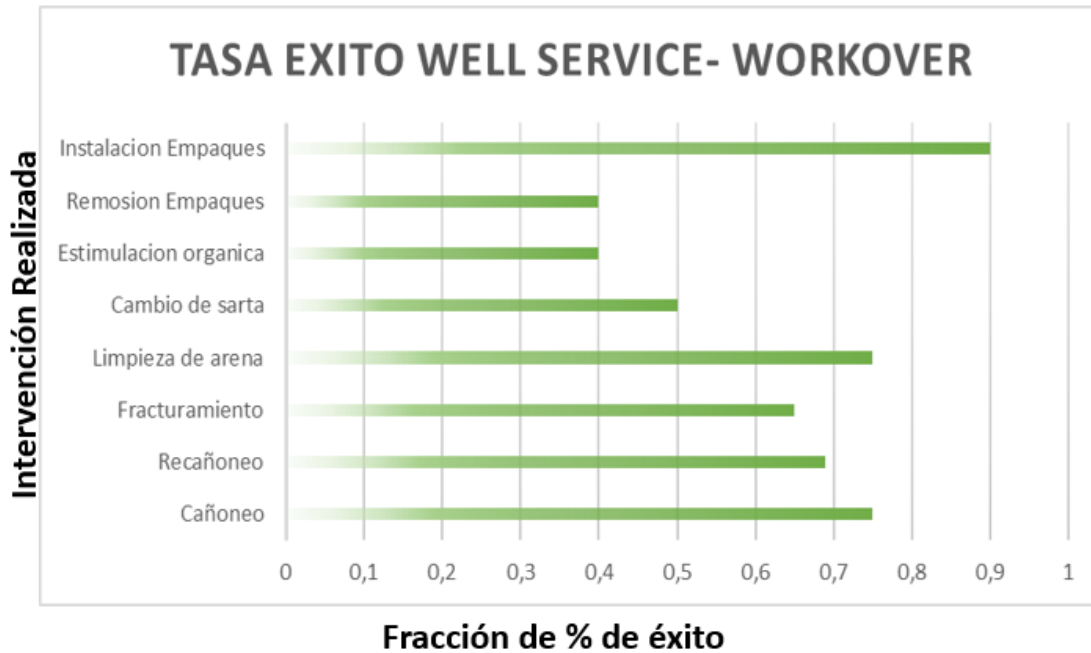
Nota. La tabla muestra la lista de pozos seleccionados inicialmente como candidatos, ya que cuentan con buena arena, cañoneo en honda en el campo Dina Terciarios

Como el campo es relativamente antiguo, se encuentran en los pozos diferentes tipos de intervenciones realizadas con el fin de recuperar la producción, estas buscan contrarrestar efectos causados por el daño de la formación o el daño mecánico, se principalmente el arenamiento en los pozos, y problemas en la sarta y bomba de producción.

Por medio de la Figura 22, que se encuentra a continuación, se puede observar las principales intervenciones realizadas en el Campo Dina Terciarios y la fracción del porcentaje de éxito de cada intervención.

Figura 22.

Tasa de éxito en los servicios de intervención a pozo históricos



Nota. La figura muestra la fracción del porcentaje de éxito de las principales intervenciones que se han realizado a lo largo de la vida del campo. Imagen realizada con información suministrada por la empresa

La figura anterior, permite identificar que la intervención con mayor éxito es la instalación de empaques, dado que, cuando se realiza esta actividad es porque previamente se ha hecho una prueba para determinar los intervalos de agua y con estos empaques se aíslan estas zonas. De igual forma, se observa que las tres intervenciones que se proponen en este proyecto (cañoneo, recañoneo y fracturamiento hidráulico), se encuentran entre las 5 intervenciones que tienen más éxito de las intervenciones realizadas previamente en el Campo.

Después de realizar el flujo de trabajo para encontrar los pozos que son viables para realizar las intervenciones se obtienen los 18 pozos candidatos finales, estos pozos se encuentran divididos por intervención, donde cada columna representa una intervención la cual contiene 6 pozos candidatos; representados en la Tabla 3. ordenados de manera descendente en las propiedades de resistividad, calidad de arena y producción.

Tabla 3.

Listado preliminar pozos candidatos por intervención

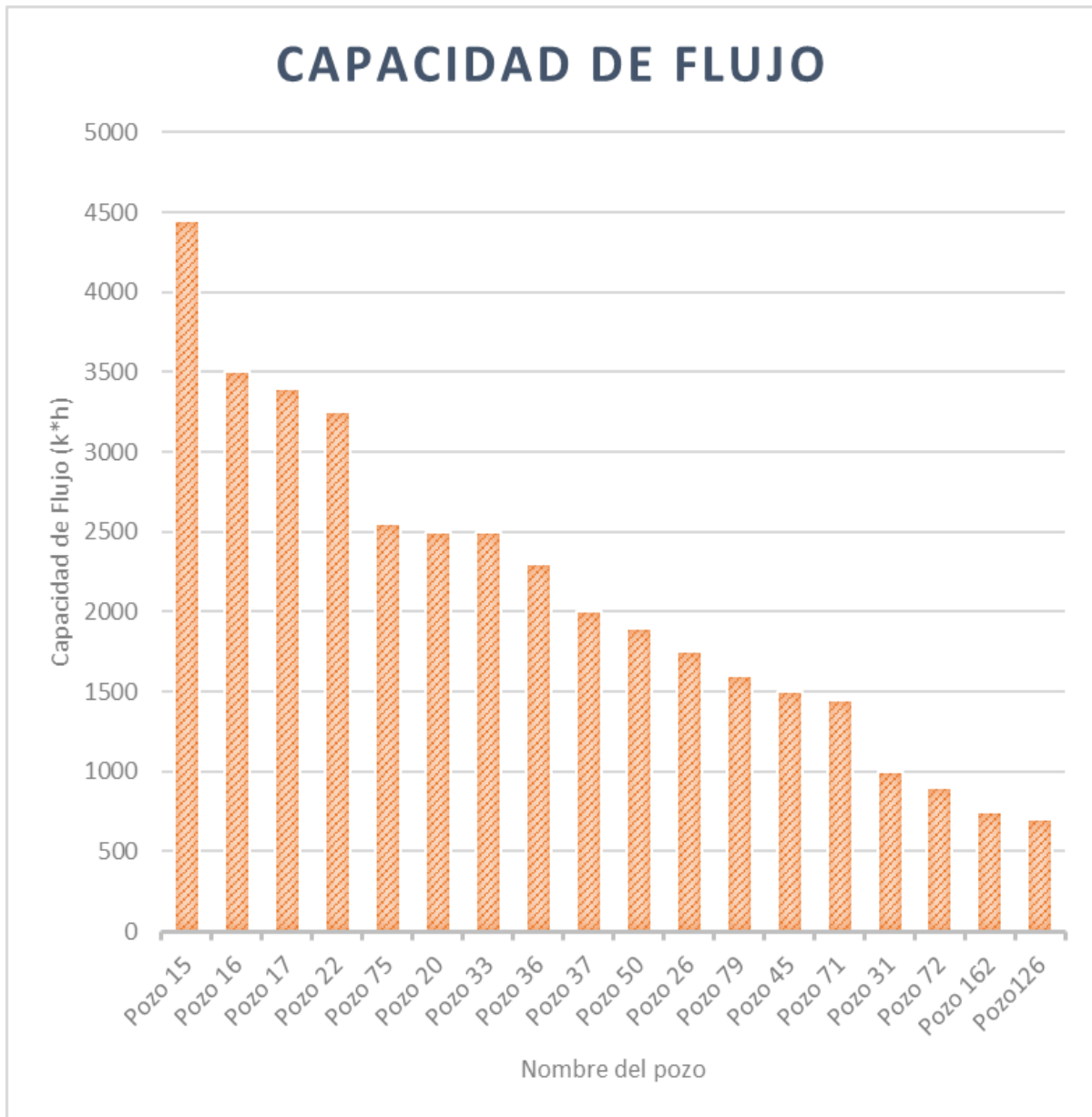
| CAÑONEO | RECAÑONEO | FRACTURAMIENTO |
|----------|-----------|----------------|
| POZO No. | | |
| 15 | 16 | 22 |
| 17 | 20 | 33 |
| 26 | 36 | 45 |
| 31 | 37 | 71 |
| 72 | 50 | 126 |
| 75 | 79 | 162 |

Nota. La tabla muestra los 6 pozos candidatos por intervención, en orden descendente de sus propiedades como resistividad, producción y calidad de arena.

Como ya se cuenta con la data de producción distribuida por pozo, se procede a hacer un análisis de la capacidad de flujo evaluada por el espesor y la permeabilidad, para utilizar esta capacidad como un factor determinante junto con la resistividad para indicar el orden de los pozos propuestos a intervenir, desde el que tiene mejores cualidades al que tiene menores, esta capacidad de flujo se puede observar cualitativamente por medio de la siguiente Figura 23.

Figura 23.

Capacidad de flujo de pozos candidatos

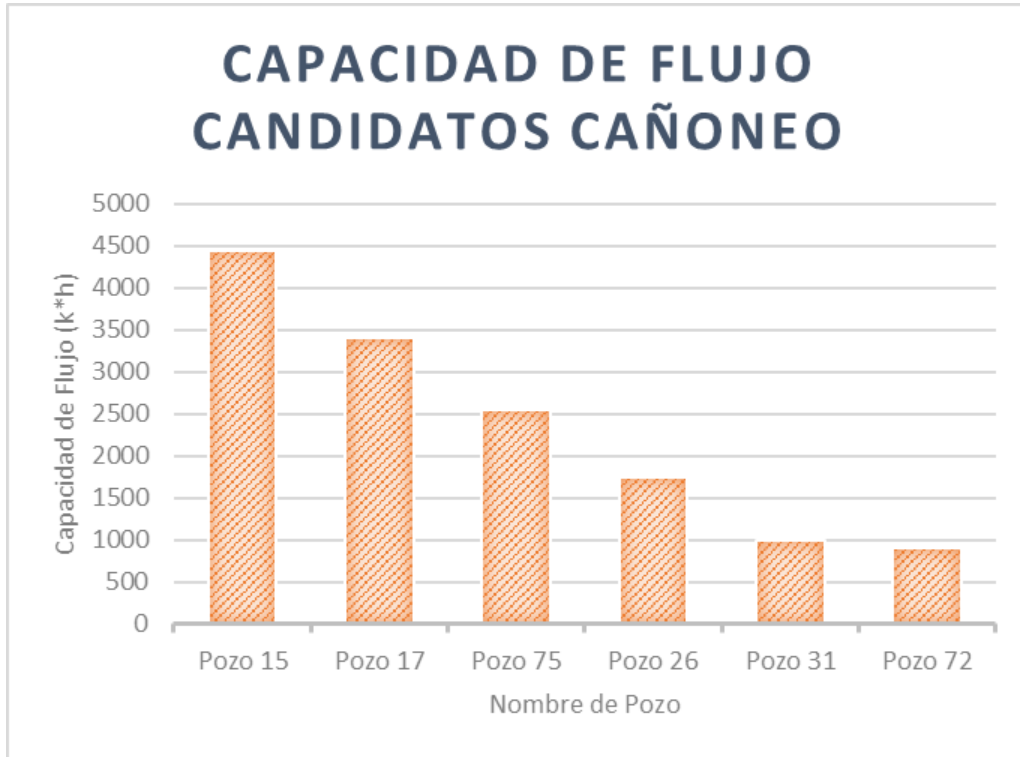


Nota. La figura muestra cualitativamente el valor de la capacidad de flujo para los 18 pozos candidatos para las intervenciones a pozo. Donde se observa el pozo 15 como el pozo con mayor capacidad de flujo, seguido del pozo 16 y el pozo 17.

Por medio de la siguiente Figura 24, se observará cualitativamente la capacidad de flujo de los pozos candidatos a la intervención de cañoneo.

Figura 24.

Capacidad de flujo pozos propuestos para cañoneo

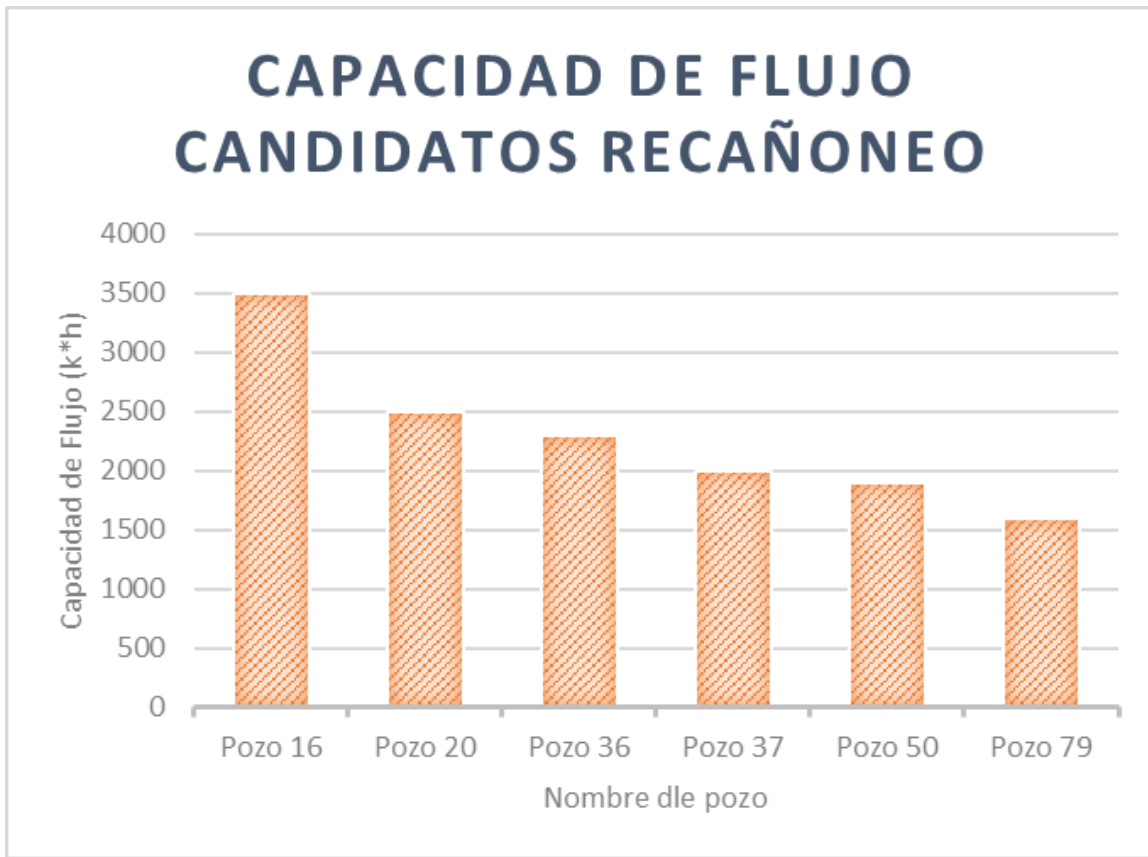


Nota. La figura muestra cualitativamente el valor de la capacidad de flujo para los 6 pozos candidatos para las intervenciones de cañoneo. Se observa que el pozo con mayor capacidad de flujo es el pozo 15, seguido del pozo 17.

Por medio de la siguiente Figura 25, se observará cualitativamente la capacidad de flujo de los pozos candidatos a la intervención de recañoneo.

Figura 25.

Capacidad de flujo pozos propuestos para recañoneo

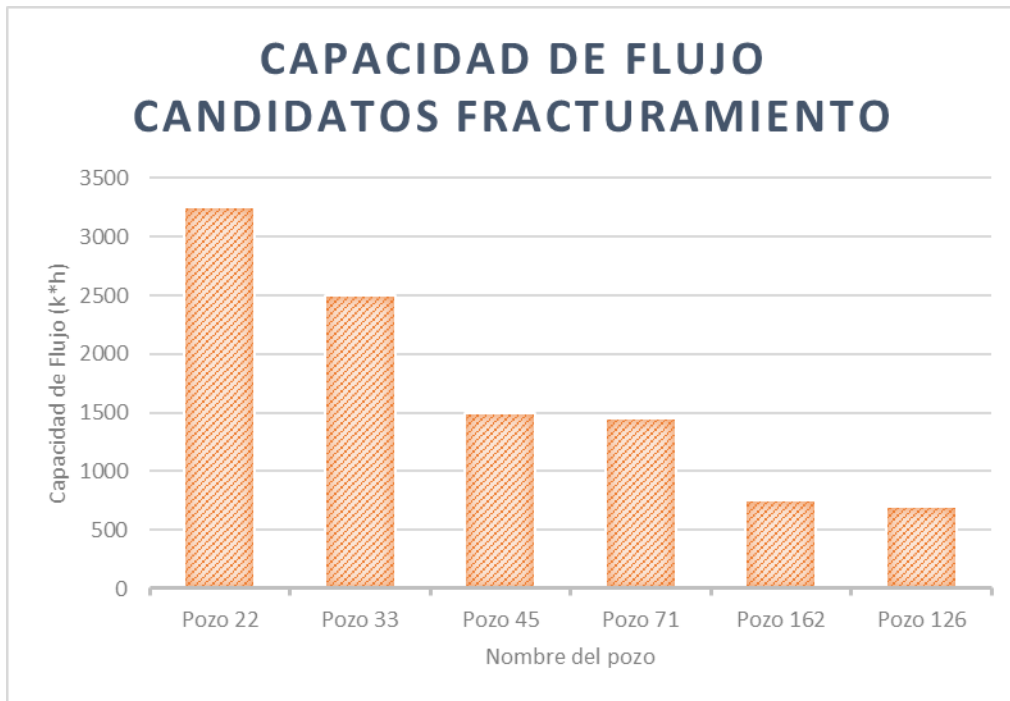


***Nota.** La figura muestra cualitativamente el valor de la capacidad de flujo para los 6 pozos candidatos para las intervenciones de recañoneo. Siendo el pozo 16 el que tiene mayor capacidad de flujo, seguido del pozo 20 y el pozo 36.*

Por medio de la siguiente Figura 26, se observará cualitativamente la capacidad de flujo de los pozos candidatos a la intervención de fracturamiento hidráulico.

Figura 26.

Capacidad de flujo pozos propuestos para fracturamiento



***Nota.** La figura muestra cualitativamente el valor de la capacidad de flujo para los 6 pozos candidatos para las intervenciones de fracturamiento, siendo el pozo 22 el que tiene mayor capacidad de flujo, seguido del pozo 33.*

Con el análisis de estas capacidades de flujo y las resistividades, se determina el orden de ejecución de pozos para cada propuesta, teniendo el de mayor prospección en la primera fila. Donde cada columna representa cada intervención, estos pozos candidatos se verán a continuación en la Tabla 4.

Tabla 4.

Pozos candidatos finales para intervención

| | Pozo No. | Zona a Intervenir |
|-----------------------|-----------------|--------------------------|
| CAÑONEO | 15 | TH3C-TH7-TH8 |
| | 72 | TH1-TH7-TH8 |
| | 26 | TH6-TH7-TH8 |
| | 75 | TH4-TH5 |
| | 31 | TH5-TH6 |
| | 17 | TH2-TH3 |
| RECAÑONEO | 16 | TH3B-TH3C-TH8 |
| | 37 | TH3C-TH7-TH8 |
| | 20 | TH4-TH5-TH6 |
| | 36 | TH3B-TH4 |
| | 79 | TH6-TH7 |
| | 50 | TH3C-TH5- TH6 |
| FRACTURAMIENTO | 33 | TH5-TH6-TH3 |
| | 45 | TH4-TH5 |
| | 71 | TH3-TH5-TH6 |
| | 126 | TH2-TH8 |
| | 22 | TH3-TH3B |
| | 162 | TH2B-TH7-TH8 |

Nota. La tabla muestra los pozos candidatos a realizar la intervención, en listados de forma descentre según su espesor, resistividad y producción inicial

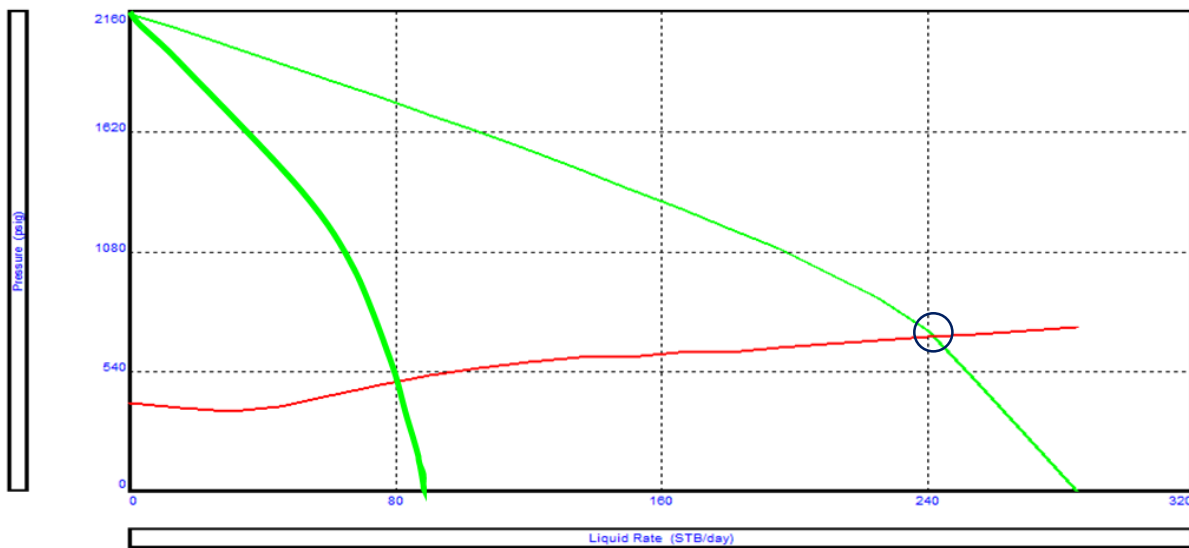
Mediante el uso del programa especializado, se realizó el análisis nodal para las tres intervenciones propuestas en el campo Dina Terciarios en la formación Honda que permitiera identificar los datos de operación óptimos y el caudal de producción cuando se realiza la intervención para tener la producción incremental, por medio de la interceptación de las curvas IPR-VLP, ya que estas indican la producción que puede tener el yacimiento con las

características ingresadas para el inicio del análisis nodal, dando unos valores que se pueden relacionar correctamente con el campo.

A continuación, en la Figura 27, observamos la curva IPR-VLP para la intervención de cañoneo del pozo 15, obtenida del análisis nodal en el tono verde claro (línea de la derecha) y el color más intenso, representa la curva antes de la intervención.

Figura 27.

Curva IPR-VL intervención de cañoneo



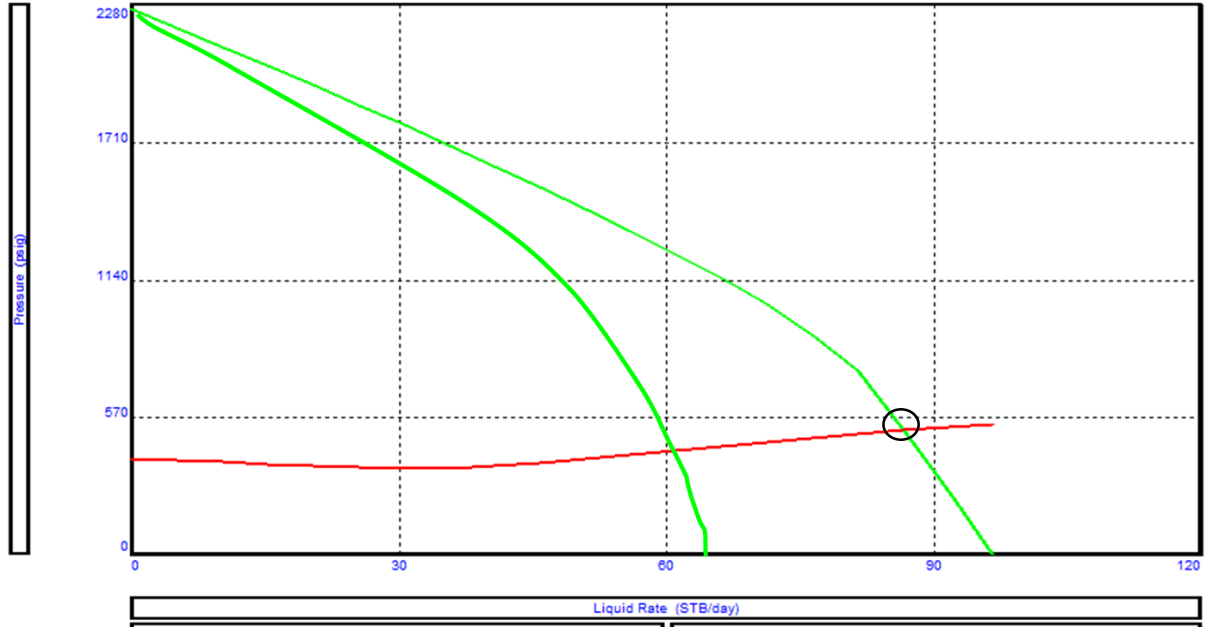
Nota. La figura simboliza los resultados del punto óptimo de operación en análisis nodal para el pozo 15. Imagen tomada de la simulación realizada en el programa prosper

Observamos que el punto óptimo de operación es el cruce entre la curva IPR y la curva VPR, en este caso está encerrado por el círculo negro, y se obtuvo una producción de 240 barriles/día y 720 psi de presión. Es decir, se obtuvo un incremental de más de 180 barriles, por consiguiente, esta intervención se considera como una exitosa, ya que el valor que teníamos de límite era un incremento de 20 barriles.

A continuación, en la Figura 28, observamos la curva IPR-VLP para la intervención de cañoneo del pozo 15, obtenida del análisis nodal en el tono verde claro (línea de la derecha) y el color más intenso, representa la curva antes de la intervención.

Figura 28.

Curva IPR-VL intervención de recañoneo



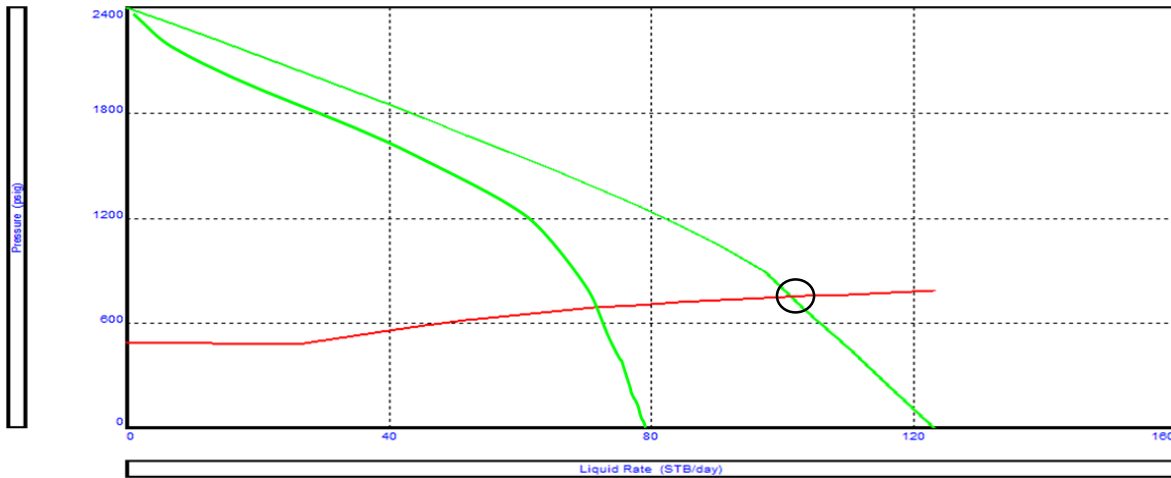
Nota. La figura simboliza los resultados del punto óptimo de operación en análisis nodal para el pozo 16. Imagen tomada de la simulación realizada en el programa prosper

Observamos que el punto óptimo de operación es el cruce entre la curva IPR y la curva VPR, en este caso está encerrado por el círculo negro, y se obtuvo una producción de 95barriles/ día y 698psi. Es decir, se obtuvo un incremental de más de 30barriles, por consiguiente, esta intervención se considera como una exitosa, ya que el valor que teníamos de limite era un incremento de 20barriles.

A continuación, en la Figura 29, observamos la curva IPR-VLP para la intervención de cañoneo del pozo 33, obtenida del análisis nodal en el tono verde claro (línea de la derecha) y el color más intenso, representa la curva antes de la intervención.

Figura 29.

Curva IPR-VLP intervención de fracturamiento hidráulico



Nota. La figura simboliza los resultados del punto óptimo de operación en análisis nodal para el pozo 33. Imagen tomada de la simulación realizada en el programa prosper

Observamos que el punto óptimo de operación es el cruce entre la curva IPR y la curva VPR, en este caso está encerrado por el círculo negro, y se obtuvo una producción de 102barriles/día y 720psi. Es decir, se obtuvo un incremental de más de 30barriles, por consiguiente, esta intervención se considera como una exitosa, ya que el valor que teníamos de limite era un incremento de 20barriles.

Por medio de la Tabla 5, se observará el resumen de la producción final registrada, la producción obtenida del análisis nodal y el valor incremental obtenido para un pozo por intervención.

Tabla 5.

Datos de producción antes y después de la intervención propuesta

| POZO | OPERACIÓN | PRODUCCION FINAL BOPD | PRODUCCION ANALISIS NODAL BOPD | INCREMENTAL BOPD |
|------|----------------|-----------------------|--------------------------------|------------------|
| 15 | CAÑONEO | 83 | 240 | 157 |
| 16 | RECAÑONEO | 61,5 | 95 | 33,5 |
| 33 | FRACTURAMIENTO | 70 | 102 | 32 |

Nota. La tabla muestra los valores de producción antes y después de las intervenciones, junto con el valor incremental

Para la evaluación financiera, se realizó en cálculo de los indicadores financieros que permiten obtener y tomar decisiones sobre la viabilidad económica.

Por medio de la Tabla 6, se puede observar los valores obtenidos en la intervención propuesta para el cañoneo.

Tabla 6.

*Datos de indicador Financiero
intervención cañoneo*

| | CAÑONEO |
|--------------------|---------------|
| BENEFICIO/COSTO | 1,45 |
| TIR | 22,59% |
| VPN | \$12,570 USD |
| Costo Intervencion | \$ 124.865,00 |
| Declinacion | 0,0061% |
| Tiempo de retorno | 7 meses |

Nota. La tabla muestra los resultados obtenidos en los indicadores financieros para la intervención de pozo de cañoneo

Se observa que los valores de estos indicadores financieros, permiten decir que la intervención si es viable financieramente para el pozo 15.

Por medio de la Tabla 7, se puede observar los valores obtenidos en la intervención propuesta para el cañoneo en el pozo 16.

Tabla 7.

*Datos de indicador Financiero
intervención Recañoneo*

| | RECAÑONEO |
|--------------------|---------------|
| BENEFICIO/COSTO | 1,25 |
| TIR | 8,98% |
| VPN | \$10,350 USD |
| Costo Intervencion | \$ 136.745,00 |
| Declinacion | 0,0075% |
| Tiempo de retorno | 8 meses |

Nota. La tabla muestra los resultados obtenidos en los indicadores financieros para la intervención de pozo de recañoneo

Se observa que los valores de estos indicadores financieros, permiten decir que la intervención si es viable financieramente para el pozo 16.

Por medio de la Tabla 8, se puede observar los valores obtenidos en la intervención propuesta para el cañoneo en el pozo 33.

Tabla 8.

*Datos de indicador Financiero
intervención Fracturamiento Hidráulico*

| | FRACTURAMIENTO HIDRAULICO |
|--------------------|------------------------------|
| BENEFICIO/COSTO | 1,07 |
| TIR | 1,75% |
| VPN | \$ 2,712 USD |
| Costo Intervencion | \$ 295.384,00 |
| Declinacion | 0,31% |
| Tiempo de retorno | 20 meses |

Nota. La tabla muestra los resultados obtenidos en los indicadores financieros para la intervención de pozo de fracturamiento hidráulico

6. CONCLUSIONES

En el Campo Dina Terciarios al no tener datos de registros PLT/ILT hace que se genere una incertidumbre en la obtención de las curvas de IPR y VLP, por no relacionar con alta exactitud las presiones reales de cada pozo; por esta razón, los datos obtenidos de las intervenciones pueden variar al aplicarlos generando unos valores de índices de productividad diferentes al utilizado en el análisis nodal que afecta directamente los caudales obtenidos en la intersección de la curva IPR-VLP.

En términos técnicos, las operaciones de intervención a pozos para el incremento de la producción tienen características especiales que son determinantes para tener una viabilidad operacional como el espesor de la arena, la resistividad, la capacidad de flujo, calidad de la arena, presiones de fondo, índice de productividad, presión y caudal de la bomba de producción. Estos items se incluyen en la selección, análisis y simulación de la intervención para realizar un proyecto que se ajuste a las condiciones reales del pozo.

El parámetro de Cutoff establecido de 20 Ohm-m para la resistividad y el incremental de petróleo permitido es de mínimo 20 barriles de petróleo por día, fueron exitosos para la selección de los pozos candidatos a intervención, permitió que fueran viables técnicamente y financieramente.

Las intervenciones propuestas permitieron generar resultados exitosos en términos financieros ya que el indicador beneficio-costó obtuvo valores superiores a 1, estos valores obtenidos fueron de 1,45 para la intervención de cañoneo, 1,25 para la intervención de recañoneo y 1,07 para la intervención de fracturamiento hidráulico

La intervención con mayor oportunidad según el análisis en el proyecto realizado es el cañoneo, ya que se encuentran gran cantidad de pozos con zonas de altas resistividades y calidad de arena, que no se encuentran cañoneados, así mismo el incrementar los cañoneos que se encuentran ya realizados ya que tienen espesores pequeños de 1-2ft, generando incrementales de producción de hasta 150barriles/día.

EL análisis nodal realizado fue financieramente viable, con el valor analizado de venta de 60USD/Bbl. Se considera que la rentabilidad puede ser mayor a la obtenida por los precios

que se han visto en lo largo del año en el precio de venta del barril Brent promedio de 105.15USD/Bbl.

Para mantener una producción constante y que las intervenciones propuestas perduren en el tiempo, se debe realizar una campaña constante de limpieza de arenas, para reducir el taponamiento de los intervalos que afecta directamente la producción, este costo de la limpieza de arena incrementa los costos del proyecto en un 10%.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] “Estudio técnico para el plan de abastecimiento de gas natural”. Unidad de Planeación Minero Energética. Subdirección de Hidrocarburos. Bogotá 2020, [Online]. Available: https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/PAGN_2019-2028.pdf
- [2] “Estadísticas de Producción” - Agencia Nacional de Hidrocarburos. 2022. [Online]. Available: <https://www.anh.gov.co/es/operaciones-y-regalias/datos-y-estadisticas/>
- [3] R. Jiménez, R. Castro, G. Maya, R. Pérez, C. Delgadillo, H. García, J. León, F. Cárdenas “Análisis comparativo de procesos de inyección de polímeros ejecutados en Colombia”. 1ra ed. [ebook]. ECOPETROL. <http://oilproduction.net/reservorios/eor/item/3674-analisis-comparativo-de-procesos-de-inyeccion-de-polimeros-ejecutados-en-colombia>
- [4] Información Campo Dina Terciarios. ECOPETROL. Disponible en servidor de la empresa
- [5] Hernández, C., nd “Optimización de la producción de pozos en campos maduros con SAP de última generación”. [Online] Available: https://www.academia.edu/41012773/Optimizacion_de_la_produccion_de_pozos_en_campos_maduros_con_SAP_de_ultima_generacion
- [6] Empresa de Servicios de Wireline y Slickline. [Online] Available: <https://www.sgs.co/es-es/oil-gas/upstream/well-testing-services/wireline-and-slickline-services>
- [7]. “Operaciones de workover en un pozo de petróleo, reacondicionamiento” [Online] Available: [http://www.ingenieriadepetroleo.com/operaciones-de-workover-en-un-pozo-de/ |](http://www.ingenieriadepetroleo.com/operaciones-de-workover-en-un-pozo-de/)
- [8] Lugo, M. and Parra, M., 2019. “Desarrollo de un diagnóstico de las actividades de workover en los pozos representativos del campo apiay para el establecimiento de indicadores adecuados de evaluación” [Online] Available: <https://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/7640/1/5142981-2019-2-IP.pdf>

- [9]. García, M., Mier, R., Cruz, L. y Vasquez, M., 2009. “Informe ejecutivo evaluación del potencial hidrocarburífero de las cuencas colombianas”. 1ra ed. Grupo de investigación en geología de hidrocarburos y carbones Universidad Industrial de Santander
- [10]. Armona, D. y Fernandez, V., 2014. “Caracterización integrada de yacimientos petroleros”. 1ra ed. [ebook] México DF. [Online] Available: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/5459/TESIS%20CARACTERIZACION%20INTEGRADA%20DE%20YACIMIENTOS.pdf?sequence=5#:~:text=La%20caracterizaci%C3%B3n%20integrada%20de%20yacimientos,an%C3%A1lisis%20de%20diversas%20pruebas%20de>
- [11] Flores, C., Ramírez, C., Pérez, J., Orantes, R. and León, A., 2022. “Cálculo de las reservas de hidrocarburos en diferentes etapas de la explotación de un yacimiento petrolero “. [Online] Available: <https://biblat.unam.mx/hevila/Ingenieriapetrolera/2018/vol58/no1/2.pdf>
- [12] Schlumberger. Glosario de Energía. y sistema petrolero. [Online] Available: <https://glossary.slb.com/es/>
- [13] Espinosa Berdugo, C. y Torres Orellano, K., 2015. “Técnicas de recobro y recobro mejorado en yacimientos con crudos ligeros, pesados y extrapesados” c <https://bibliotecadigital.usb.edu.co/entities/publication/81fd31c0-7c95-4626-aaf2-f36c61275562>
- [14] Herrera Santiago, Laura Hoyos, 2018. “Metodología que permita estimar los factores críticos que puedan inducir la producción de arena por fuerzas de arrastre”. <https://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/6671/1/5131551-2018-1-IP.pdf>
- [15] Albarrán, D. y Hernández, L., 2012. “Cementación de pozos petroleros en aguas profundas” [Online] Available: <https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/26939/Cementaci%C3%B3n%20de%20pozos%20en%20aguas%20profundas.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

- [16] González, J., 2014. “Daño a la formación en pozos petroleros” [Online]Available: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/4228/tesis%20.pdf?sequence=1#:~:text=Se%20define%20el%20da%C3%B1o%20a,rehabilitaci%C3%B3n%20del%20pozo%2C%20y%20que>
- [17] QUIROZ, F. and RIVERA, C., 2020. “Selección del reacondicionamiento de los pozos candidatos a procesos de optimización de producción en el campo castilla mediante el análisis de las propiedades petrofísicas y el historial de producción del campo” [Online]Available <https://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/7812/1/5151147-2020-1-IP.pdf>
- [18] Peña, M., 2010. Documento técnico 1. “Factores de recuperación de aceite y gas en México”.edu. [Online]Available. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/109349/Factores_de_Rec_de_Aceite_y_Gas_en_Mex__DT-1_.pdf
- [19] Bianchi, J., 2018. “Upstream, Midstream y Downstream, tres conceptos que debe manejar en Oil & Gas”- Idealex. [Online]Available. <https://idealex.press/upstream-midstream-y-downstream-tres-conceptos-que-debes-manejar-en-oil-gas/>>
- [20] H. D. Beggs, “Production optimization using NODAL Analysis,” p. Medium: X; Size: Pages: (398 p), 2003.
- [21] E. Aguilar Gonzáles, “Construcción de curvas IPR y VLP,” 2018.
- [22] Nava Rosillón, M., 2009. “Análisis financiero: una herramienta clave para una gestión financiera eficiente”. [Online]Available. http://ve.scielo.org/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1315-99842009000400009
- [23] L. Blank, & A. Tarquin; “Ingeniería económica”. Editorial McGrawHill, México, 6ta Edición, 2006.
- [24] H. N. Dmour, “Optimization of well production system by NODAL analysis technique,” Pet. Sci. Technol., vol. 31.
- [25] [1] ALLEN, Thomas. Well Completion Design. Production operation: Well completions,

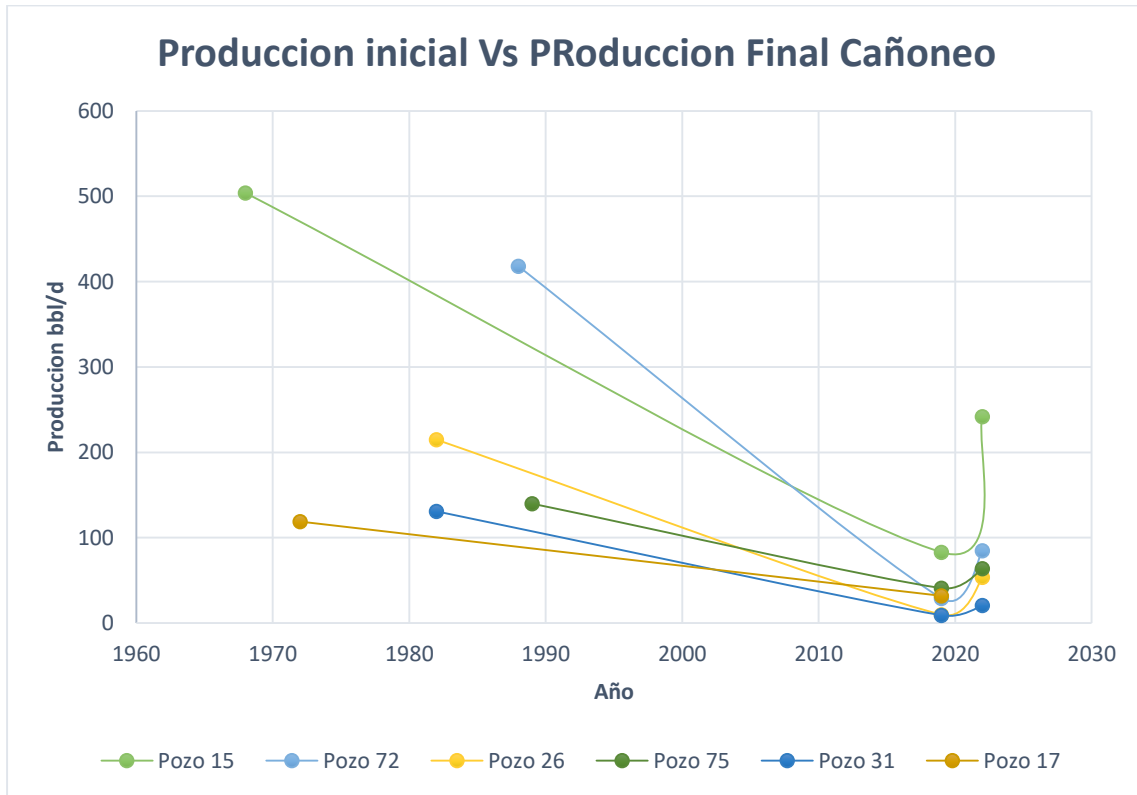
workover and stimulation. Tulsa, Oklahoma: Oil & Gas Consultants International Inc.,

ANEXOS

ANEXO 1.
GRAFICAS DE CAÍDA DE PRODUCCIÓN

Figura 30.

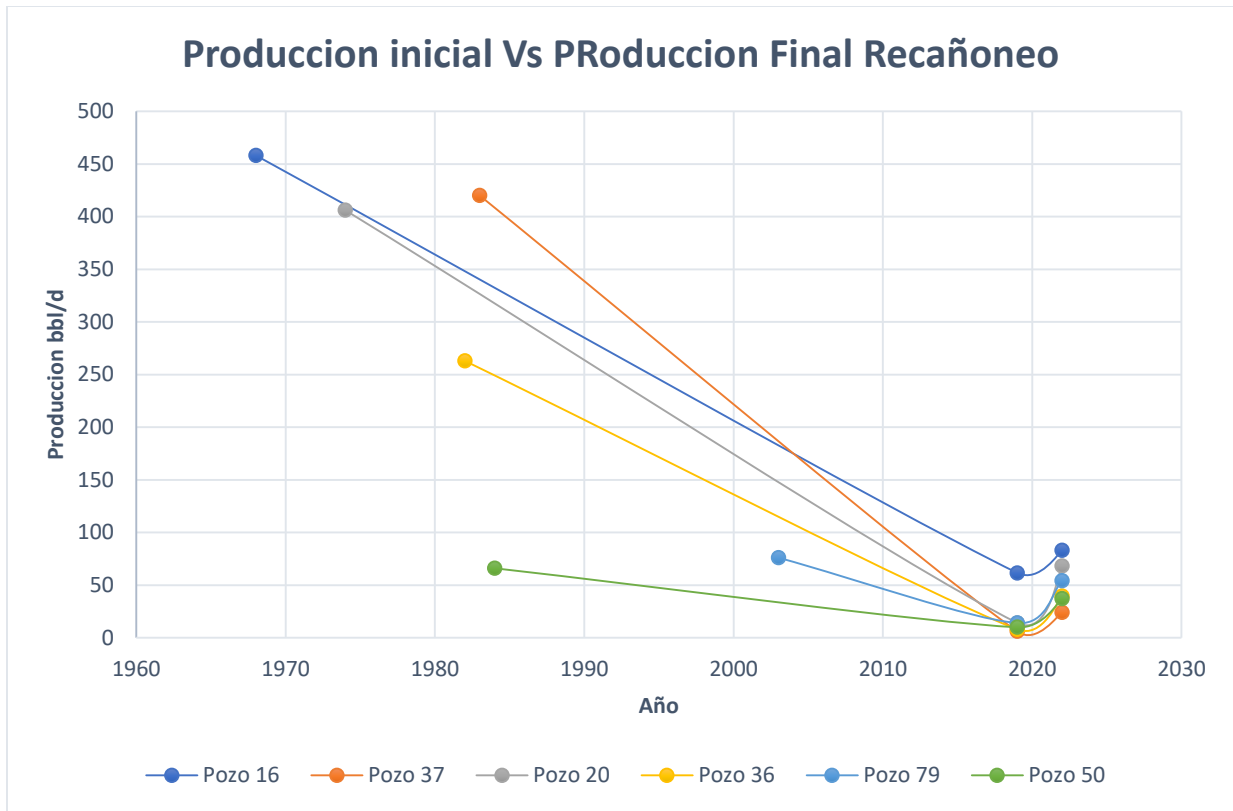
Producción Inicial- final reportada por pozo candidato de cañoneo



Nota. La figura, muestra el decrecimiento del valor de la producción inicial y el valor de la producción final, para los pozos candidatos a la intervención de cañoneo desde el inicio de producción de cada pozo hasta el año 2020.

Figura 31.

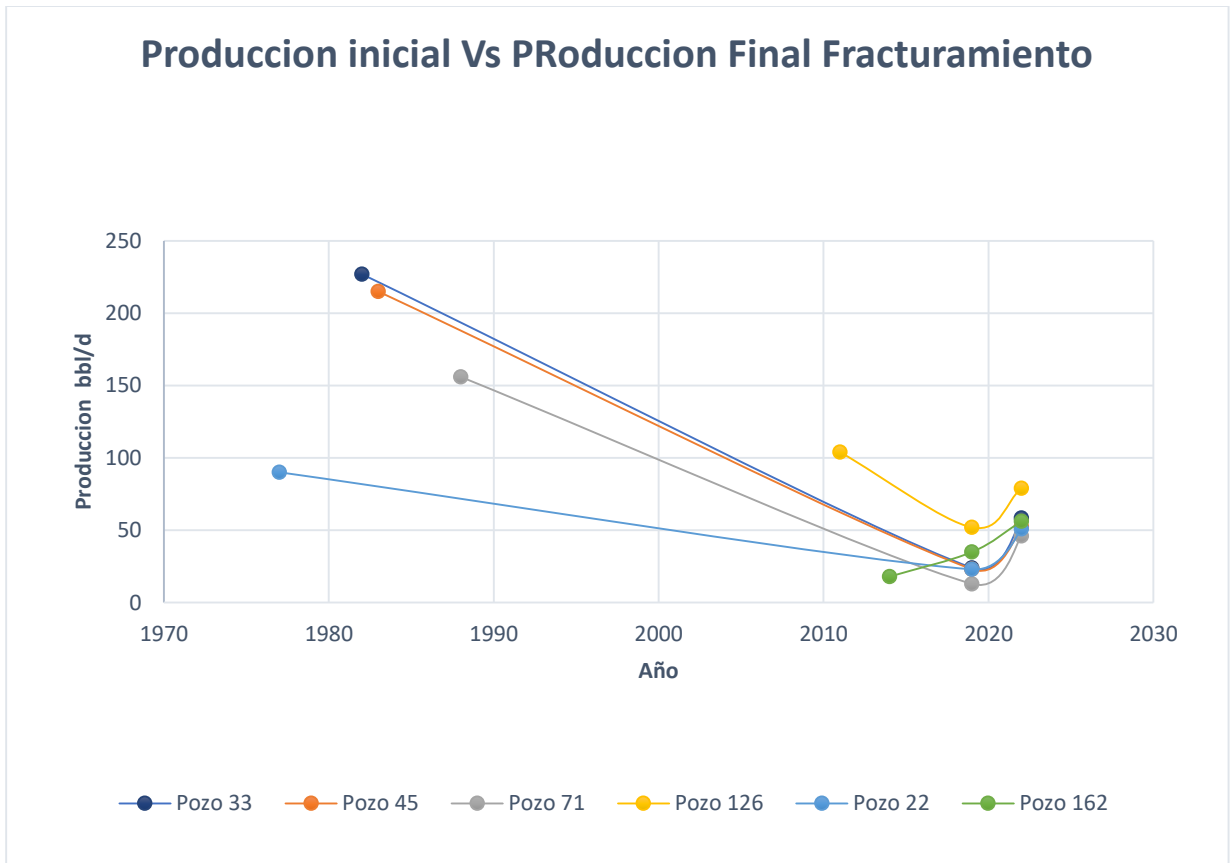
Producción Inicial- final reportada por pozo candidato de recañoneo



Nota. La figura, muestra el decrecimiento del valor de la producción inicial y el valor de la producción final, para los pozos candidatos a la intervención de recañoneo, desde el inicio de producción de cada pozo hasta el año 2020.

Figura 32.

Producción Inicial- final reportada por pozo candidato de fracturamiento hidráulico



Nota. La figura, muestra el cambio del valor de la producción inicial y el valor de la producción final, para los pozos candidatos a la intervención de fracturamiento

ANEXO 2.

RECOMENDACIONES

Se evidencia que existe una alta cantidad de pozos que posiblemente tienen arenamiento, se sugiere hacer un estudio detallado sobre aquellos pozos en los cuales se puede realizar un trabajo de limpieza de arena por medio de una bomba Hytech, y evaluar que pozos tienen constante arenamiento y realizar intervenciones para el posicionamiento de gravel pack.

En la revisión de registros eléctricos de pozo a pozo y graficas de producción, se observaron pozos que al inicio de su producción aportaron una alta cantidad de hidrocarburo y esta producción se perdió rápidamente, se recomienda revisar estos ítems y evaluar las posibilidades que tienen estos pozos.

Generar una campaña frecuente que permite realizar los registros PLT/ILT en el campo, para determinar cómo está ingresando el agua y a que unidades, para evaluar mejor los pozos a intervenir. Así mismo comprender la interconexión de pozos, que pueda permitir hacer un mejor uso de los pozos inyectores.

Identificar y evaluar las oportunidades de workover de las demás formaciones, principalmente la formación Doima, para esto se debe realizar una revisión de propiedades petrofísicas.