

**EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DEL REFRACTURAMIENTO  
HIDRÁULICO DE POZOS EN EL CAMPO CASTILLA EN LA CUENCA DE LOS  
LLANOS ORIENTALES**

**CAMILO FLÓREZ AGUDELO  
DIEGO FELIPE MESA GONZÁLEZ**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C**

**2020**

**EVALUACIÓN TÉCNICO-FINANCIERA DEL REFRACTURAMIENTO  
HIDRÁULICO DE POZOS EN EL CAMPO CASTILLA EN LA CUENCA DE LOS  
LLANOS ORIENTALES**

**CAMILO FLÓREZ AGUDELO  
DIEGO FELIPE MESA GONZÁLEZ**

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

**Director  
JULIO DE LA HOZ  
Ingeniero de Estimulación, Weatherford**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C  
2020**

NOTA DE ACEPTACIÓN

---

---

---

---

---

Firma Docente Jurado 1

---

Firma Docente Jurado 2

Bogotá, D.C., julio de 2020

## **DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD**

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

**Dr. MARIO POSADA GARCÍA-PEÑA**

Consejero Institucional

**Dr. LUÍS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA**

Vicerrectora Académica y de Investigaciones

**Dra. MARÍA CLAUDIA APONTE GONZÁLEZ**

Vicerrector Administrativo y Financiero

**Dr. RICARDO ALFONSO PEÑARANDA CASTRO**

Secretaria General

**Dra. ALEXANDRA MEJÍA GUZMÁN**

Decano de la Facultad de Ingeniería

**Dr. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI**

Director del Programa de Ingeniería de Petróleos

**Dr. JUAN CARLOS RODRÍGUEZ ESPARZA**

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.

## **AGRADECIMIENTOS**

Doy gracias a Dios por permitirme dar este paso, por proveerme de salud y sabiduría para culminar este proyecto que tanto esfuerzo significó y demostrarme, además, lo valiosa que resulta ser la vida cuando los retos no representan una dificultad sino una oportunidad para seguir creciendo.

Agradezco a mis padres, porque sin ellos no hubiese llegado tan lejos, por el apoyo incondicional y por los consejos que siempre me dieron en los momentos de incertidumbre que nunca faltaron, también por haberme forjado con los valores que me hacen la persona de hoy y, sobre todo, por ser el ejemplo que me sirvió como herramienta para caminar por el debido sendero. A mi abuelita Rosa María y a mi tía Alejandra, que siempre han estado presentes en cada uno de mis logros y a mis demás abuelitos que, en vida, siempre me impulsaron a nunca desfallecer.

Al ingeniero Julio de la Hoz, por darnos la oportunidad de trabajar con él y siempre estar pendiente del progreso de este trabajo, por los conocimientos, paciencia y en especial el tiempo que muy generosamente pudo dedicarnos en el desarrollo de cada etapa. También a los ingenieros de Ecopetrol y Weatherford que de una u otra manera hicieron parte de esto también, infinitas gracias.

Finalmente, a la Universidad por haberme acogido en sus aulas, a los profesores por sus enseñanzas y a todos mis amigos por haber hecho de esta experiencia algo inolvidable.

***Diego Felipe Mesa González***

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco a Dios por permitirme realizar este proyecto a pesar de todos los inconvenientes surgidos. Porque me forneció con salud y fortaleza para superar cada uno de los retos que presento el trabajo y porque me orientó para poder sacar adelante el proyecto.

Este trabajo es la conclusión de un largo proceso de estudio y aprendizaje el cual quiero dedicarle a mis padres, ellos se lo merecen tanto como yo. Porque ellos fueron mi guía, apoyo y soporte durante su realización y durante toda mi travesía estudiantil. Siempre brindándome consejos y escuchándome en los momentos más difíciles. Sin ellos esto no hubiera sido posible y es algo por lo cual estaré eterna y profundamente agradecido.

A los distintos ingenieros de Weatherford que participaron en el proyecto, entre ellos el director del proyecto, el ingeniero Julio De la Hoz quien siempre tuvo la disposición para enseñarnos e ilustrarnos en cada sesión de trabajo, que además tuvo la paciencia y el asertividad para sacar este proyecto adelante. Al ingeniero Carlos Medina por apoyar el proyecto y aportar también todo su conocimiento, durante el desarrollo del trabajo. Y al grupo de ingenieros de Ecopetrol liderados por los ingenieros Ítalo Bahamón y Francisco Guerrero que igualmente estuvieron envueltos en el desarrollo del proyecto.

Al grupo de docentes de trabajo de Grado, especialmente a la profesora Angie Ortega que siempre estuvo pendiente de nuestras inquietudes y nos orientó de la mejor manera para poder culminar con el proyecto. Y a la Universidad de América por formarme como persona y como profesional para poder cumplir todas las metas que aún faltan por alcanzar.

***Camilo Flórez Agudelo***

## CONTENIDO

|  | pág. |
|--|------|
| INTRODUCCIÓN                                     | 20   |
| 1 MARCO TEORICO                                  | 23   |
| 1.1 ESTIMULACIÓN                                 | 23   |
| 1.2 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO                    | 23   |
| 1.3 REFRACTURAMIENTO HIDRÁULICO                  | 23   |
| 1.3.1. Historia del refracturamiento hidráulico. | 24   |
| 1.4 MECANICA DE ROCAS                            | 24   |
| 1.4.1. Esfuerzo (stress).                        | 25   |
| 1.4.2. Esfuerzo de compresión.                   | 25   |
| 1.4.3. Esfuerzo de corte.                        | 25   |
| 1.4.4. Deformación específica.                   | 25   |
| 1.4.5. Esfuerzo in situ.                         | 25   |
| 1.4.6. Relación de Poisson.                      | 25   |
| 1.4.7. Módulo de Young.                          | 25   |
| 1.5 LARGO DE LA FRACTURA                         | 26   |
| 1.6 ANCHO DE LA FRACTURA                         | 26   |
| 1.7 CONDUCTIVIDAD DE FRACTURA Y FORMACIÓN        | 26   |
| 1.8 CONDUCTIVIDAD ADIMENSIONAL DE LA FRACTURA    | 26   |
| 1.9 CURVAS IPR                                   | 27   |
| 1.10 DISEÑO ESTADÍSTICO                          | 27   |
| 1.11 COLUMNA ESTRATIGRAFICA                      | 27   |
| 1.11.1. Formación Guadalupe.                     | 28   |
| 1.12 FLUIDOS DE FRACTURA                         | 29   |
| 1.13 AGENTES QUÍMICOS                            | 29   |
| 1.13.1. Polímeros.                               | 29   |
| 1.13.2. Salmueras de alta densidad.              | 30   |
| 1.13.3. Crosslinkers.                            | 30   |
| 1.13.4. Mecanismos de retraso.                   | 30   |
| 1.13.5. Rompedores.                              | 30   |
| 1.13.6. Surfactantes.                            | 30   |
| 1.13.7. Espumantes.                              | 30   |
| 1.13.8. Nanotecnología.                          | 31   |
| 1.14 SOFTWARES                                   | 31   |
| 1.14.1. Wellflo.                                 | 31   |
| 1.14.2. Fracpro.                                 | 31   |
| 1.15 ESTUDIO FINANCIERO                          | 31   |
| 1.15.1. ROI.                                     | 31   |
| 1.15.2. VPN.                                     | 32   |
| 2 METODOLOGÍA Y DATOS                            | 33   |



|          |   |    |
|----------|---|----|
| 2.1      | DATA DE PRODUCCIÓN Y CONFIGURACIÓN DE LAS FRACTURAS               | 35 |
| 2.2      | SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS                                     | 36 |
| 2.3      | SIMULACIÓN EN WELLFLO   | 37 |
| 2.4      | SIMULACIÓN EN FRACPRO   | 39 |
| 2.5      | ANÁLISIS FINANCIERO   | 40 |
| 2.5.1.   | Plan de inversión (CAPEX).  | 41 |
| 2.5.2.   | Costos operativos (OPEX).   | 42 |
| 3        | ANALISIS Y RESULTADOS   | 43 |
| 3.1      | ESTADÍSTICA DESCRIPTIVA   | 43 |
| 3.1.1.   | Estadística descriptiva de la geometría de las fracturas.         | 43 |
| 3.1.2.   | Estadística descriptiva de la permeabilidad.                      | 45 |
| 3.1.3.   | Estadística descriptiva de las conductividades.                   | 46 |
| 3.1.4.   | Estadística descriptiva de fluidos de fractura y tipos propante.  | 48 |
| 3.1.5.   | Estadística descriptiva para las zonas del campo.                 | 50 |
| 3.1.5.1. | Castilla Norte.   | 51 |
| 3.1.5.2. | Castilla.   | 52 |
| 3.2      | POZOS CANDIDATOS A REFRACTURAR                                    | 54 |
| 3.2.1    | Pozos candidatos por encima del promedio de producción (350BOPD). | 55 |
| 3.2.2    | Pozos candidatos por debajo del promedio de producción (350BOPD). | 56 |
| 3.3      | ANÁLISIS DE PRODUCTIVIDAD   | 59 |
| 3.3.1.   | Análisis de productividad pozo Castilla 250.                      | 61 |
| 3.3.2.   | Análisis de productividad pozo Castilla 101.                      | 64 |
| 3.3.3.   | Análisis de productividad pozo Castilla Norte 92.                 | 65 |
| 3.3.4.   | Análisis de productividad pozo Castilla 68.                       | 65 |
| 3.3.5.   | Análisis de productividad pozo Castilla Norte 148.                | 66 |
| 3.3.6.   | Resumen análisis de productividad.                                | 67 |
| 3.4      | MODELAMIENTO DE LAS REFRACTURAS                                   | 68 |
| 3.4.1    | Modelo de fractura del pozo Castilla Norte 92.                    | 69 |
| 3.4.2.   | Modelo de fractura del pozo Castilla 101.                         | 73 |
| 3.5      | ANALISIS FINANCIERO DE LA REFRACTURA                              | 75 |
| 4        | CONCLUSIONES  | 81 |
| 5        | RECOMENDACIONES   | 82 |
|          | BIBLIOGRAFÍA  | 83 |

## LISTA DE TABLAS

|   | pág. |
|---|------|
| <b>Tabla 1.</b> Parámetros financieros.   | 41   |
| <b>Tabla 2.</b> Costos unitarios operación de refractura.                           | 41   |
| <b>Tabla 3.</b> Diseño base Castilla Norte.   | 52   |
| <b>Tabla 4.</b> Diseño base Castilla.   | 54   |
| <b>Tabla 5.</b> Condición operativa y de producción actual de los pozos candidatos. | 61   |
| <b>Tabla 6.</b> Resumen análisis de productividad pozo Castilla 250.                | 63   |
| <b>Tabla 7.</b> Resumen análisis de productividad pozo Castilla 101.                | 64   |
| <b>Tabla 8.</b> Resumen análisis de productividad pozo Castilla Norte 92.           | 65   |
| <b>Tabla 9.</b> Resumen análisis de productividad pozo Castilla 68.                 | 66   |
| <b>Tabla 10.</b> Resumen análisis de productividad pozo Castilla Norte 148.         | 67   |
| <b>Tabla 11.</b> Resumen análisis de productividad.                                 | 67   |
| <b>Tabla 12.</b> Programa de bombeo para el pozo CAN 92.                            | 69   |
| <b>Tabla 13.</b> Programa de bombeo para el pozo CA 101.                            | 73   |
| <b>Tabla 14.</b> Costos totales de operación de refractura pozo CAN 92.             | 76   |
| <b>Tabla 15.</b> Incremental acumulado de petróleo pozo CAN 92.                     | 77   |
| <b>Tabla 16.</b> Lifting cost acumulado pozo CAN 92.                                | 78   |
| <b>Tabla 17.</b> Ingresos acumulados por semestre a 30 USD.                         | 79   |
| <b>Tabla 18.</b> Ingresos acumulados por semestre a 40 USD.                         | 79   |
| <b>Tabla 19.</b> Ingresos acumulados por semestre a 45 USD.                         | 79   |
| <b>Tabla 12.</b> Datos de configuración geométrica de fractura.                     | 86   |
| <b>Tabla 13.</b> Datos de permeabilidad efectiva.                                   | 88   |
| <b>Tabla 14.</b> Datos de fluidos y propante de fractura.                           | 90   |
| <b>Tabla 15.</b> Datos de conductividad adimensional de fractura.                   | 93   |
| <b>Tabla 16.</b> Datos de conductividad de fractura.                                | 95   |
| <b>Tabla 17.</b> Datos de conductividad de formación.                               | 96   |
| <b>Tabla 18.</b> Datos de la prueba de presión CA 250.                              | 98   |
| <b>Tabla 19.</b> Datos de la prueba de presión CA 68.                               | 100  |
| <b>Tabla 20.</b> Datos de la prueba de presión CAN 148.                             | 102  |
| <b>Tabla 21.</b> Intervalos cañoneados pozo CAN 92.                                 | 107  |
| <b>Tabla 22.</b> Intervalos cañoneados pozo CA 101.                                 | 107  |

## LISTA DE FIGURAS

|  | <b>pág.</b> |
|--|-------------|
| <b>Figura 1.</b> Representación de un refracturamiento.                                  | 23          |
| <b>Figura 2.</b> Columna estratigráfica del Campo Castilla                               | 28          |
| <b>Figura 3.</b> Diagrama de flujo de metodología.                                       | 34          |
| <b>Figura 4.</b> Mapa de localización del Campo Castilla para la zonificación.           | 36          |
| <b>Figura 5.</b> Mapa de presiones del Campo Castilla.                                   | 37          |
| <b>Figura 6.</b> Diagrama de flujo de simulación en WellFlo.                             | 38          |
| <b>Figura 7.</b> Diagrama de flujo de simulación en FracPro.                             | 39          |
| <b>Figura 8.</b> Rendimiento de pozo fracturado para números de propante medios y bajos. | 60          |
| <b>Figura 9.</b> IPR a condición de prueba de presión, pozo CA 250. Nov 2015.            | 62          |
| <b>Figura 10.</b> IPR test pozo CA 250 condición actual.                                 | 62          |
| <b>Figura 11.</b> Análisis de productividad, IPR pozo CA 250 para un BSW de 75%.         | 63          |
| <b>Figura 12.</b> Modelamiento de la refractura pozo CAN 92.                             | 71          |
| <b>Figura 13.</b> IPR del pozo CAN 92 con base en el modelo de refractura.               | 72          |
| <b>Figura 14.</b> Modelamiento de la refractura pozo CA 101.                             | 74          |
| <b>Figura 15.</b> IPR del pozo CA 101 con base en el modelo de refractura.               | 75          |
| <b>Figura 16.</b> IPR test pozo CA 101 condición actual.                                 | 98          |
| <b>Figura 17.</b> Análisis de productividad, IPR pozo CA 101 para un BSW de 80%.         | 99          |
| <b>Figura 18.</b> IPR test pozo CAN 92 condición actual.                                 | 99          |
| <b>Figura 19.</b> Análisis de productividad, IPR pozo CAN 92 para un BSW de 88%.         | 100         |
| <b>Figura 20.</b> IPR a condición de prueba de presión, pozo CA 68. JUL 2014.            | 101         |
| <b>Figura 21.</b> IPR test pozo CA 68 condición actual.                                  | 101         |
| <b>Figura 22.</b> Análisis de productividad, IPR pozo CA 68 para un BSW de 85%.          | 102         |
| <b>Figura 23.</b> IPR a condición de prueba de presión, pozo CAN 148. AGO 2013.          | 103         |
| <b>Figura 24.</b> IPR test pozo CAN 148 condición actual.                                | 103         |
| <b>Figura 25.</b> Análisis productividad, IPR pozo CAN 148 para un BSW de 65%.           | 104         |
| <b>Figura 26.</b> Estado mecánico pozo CAN92.  | 105         |
| <b>Figura 27.</b> Estado mecánico pozo CA 101.   | 106         |

## LISTA DE GRÁFICAS

|  | pág. |
|--|------|
| <b>Gráfica 1.</b> Producción vs Ancho de fractura.                                   | 43   |
| <b>Gráfica 2.</b> Producción vs Longitud de fractura.                                | 44   |
| <b>Gráfica 3.</b> Producción vs Altura de fractura.                                  | 45   |
| <b>Gráfica 4.</b> Producción vs Permeabilidad efectiva.                              | 46   |
| <b>Gráfica 5.</b> Producción vs FCD.   | 47   |
| <b>Gráfica 6.</b> Producción vs Conductividad de fractura.                           | 48   |
| <b>Gráfica 7.</b> Producción vs Conductividad de formación.                          | 48   |
| <b>Gráfica 8.</b> Producción según el fluido de fractura                             | 49   |
| <b>Gráfica 9.</b> Producción según el tipo de propante                               | 50   |
| <b>Gráfica 10.</b> Producción por intervalos de ancho de fractura Castilla Norte.    | 51   |
| <b>Gráfica 11.</b> Producción por intervalos de longitud de fractura Castilla Norte. | 51   |
| <b>Gráfica 12.</b> Producción por intervalos de alto de fractura Castilla Norte.     | 52   |
| <b>Gráfica 13.</b> Producción por intervalos de ancho de fractura Castilla.          | 53   |
| <b>Gráfica 14.</b> Producción por intervalos de longitud de fractura Castilla.       | 53   |
| <b>Gráfica 15.</b> Producción por intervalos de alto de fractura Castilla.           | 54   |
| <b>Gráfica 16.</b> Historial de producción pozo CA 101.                              | 55   |
| <b>Gráfica 17.</b> Historial de producción pozo CA 250.                              | 56   |
| <b>Gráfica 18.</b> Historial de producción pozo CAN 92.                              | 57   |
| <b>Gráfica 19.</b> Historial de producción pozo CA 68.                               | 58   |
| <b>Gráfica 20.</b> Historial de producción pozo CAN 148.                             | 59   |

## LISTA DE ECUACIONES

|   | <b>pág.</b> |
|---|-------------|
| <b>Ecuación 1.</b> Factor adimensional de conductividad, FCD. | 26          |
| <b>Ecuación 2.</b> Valor presente neto (VPN).                 | 32          |
| <b>Ecuación 3.</b> Return Of Investment (ROI).                | 76          |

## LISTA DE ANEXOS

|   | <b>pág.</b> |
|---|-------------|
| <b>ANEXO A DATOS DE CONFIGURACIÓN DE FRACTURAS, PERMEABILIDAD, FLUIDOS Y PROPANTES.</b>   | 86          |
| <b>ANEXO B FIGURAS Y TABLAS DE LOS ANALISIS DE PRODUCTIVIDAD.</b>                         | 98          |
| <b>ANEXO C ESTADOS MECANICOS DE LOS POZOS EVALUADOS EN EL MODELAMIENTO DE REFRACTURA.</b> | 105         |

## ABREVIATURAS

|                        |  |
|------------------------|--|
| <b>%</b>               | Porcentaje   |
| <b>&gt;</b>            | Mayor que  |
| <b>Δ</b>               | Incremental  |
| <b>°API</b>            | Medida de densidad del American Petroleum Institute          |
| <b>BNPD</b>            | Barriles normales por día                                    |
| <b>BOPD</b>            | Barriles de petróleo por día                                 |
| <b>BPD</b>             | Barriles por día   |
| <b>bpm</b>             | Barriles por minuto  |
| <b>BSW</b>             | Sedimentos básicos y agua (basic sediment and water)         |
| <b>BWPD</b>            | Barriles de agua por día                                     |
| <b>CA</b>              | Castilla   |
| <b>CAN</b>             | Castilla Norte   |
| <b>DEE</b>             | Diseño estadístico de experimentos                           |
| <b>EIA</b>             | Energy Information Administration                            |
| <b>FCD</b>             | Dimensionless fracture conductivity                          |
| <b>ft</b>              | Pie (feet)   |
| <b>Gal</b>             | Galones  |
| <b>in</b>              | Pulgadas (inches)  |
| <b>IPR</b>             | Inflow performance relationship                              |
| <b>J<sub>D</sub></b>   | Dimensionless productivity index                             |
| <b>klbs</b>            | Kilolibras   |
| <b>mD</b>              | Milidarcy  |
| <b>min</b>             | Minutos  |
| <b>PLT</b>             | Production Logging Tool                                      |
| <b>ppg</b>             | Libras por galón (Pounds per gallon)                         |
| <b>Psia</b>            | Libras por pulgada cuadrada absoluta (pound per square inch) |
| <b>Pwf</b>             | Miligramos por litros  |
| <b>Q<sub>o</sub></b>   | Caudal de petróleo   |
| <b>R<sub>DEP</sub></b> | Número de depletamiento                                      |
| <b>ROI</b>             | Return on investment   |
| <b>SPE</b>             | Society of Petroleum Engineers                               |
| <b>STB/d</b>           | Barriles estándar por día (standard barrels por day)         |
| <b>TSO</b>             | Tip Screen-Out.  |
| <b>TIO</b>             | Tasa interna de oportunidad                                  |
| <b>USD</b>             | United States Dollars  |
| <b>VES</b>             | Surfactantes viscoelásticos.                                 |
| <b>Zr<sub>+4</sub></b> | Ion de circonio  |

## GLOSARIO

**ACUÍFERO:** cuerpo de roca cuya saturación de fluidos, porosidad y permeabilidad permiten la producción de agua subterránea.

**ANÁLISIS DE PRODUCTIVIDAD:** comparación de diferentes escenarios de productividad bajo parámetros de producción diferente, por ejemplo, el de fractura.

**ANÁLISIS NODAL:** herramienta analítica utilizada para el pronóstico del desempeño de los diversos elementos que integran el sistema de terminación y producción.

**COLUMNA ESTRATIGRAFICA:** representación gráfica de las unidades litológicas aflorantes en algún sector, para su elaboración se debe medir el espesor de los estratos.

**CURVA DE OFERTA:** 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.

**DAÑO DE FORMACIÓN:** alteración de las características originales o de campo lejano de una formación productiva, generalmente como resultado de la exposición a los fluidos de perforación.

**ESTIMULACIÓN:** tratamiento realizado para restaurar o mejorar la productividad de un pozo.

**FLUIDO DE FRACTURA:** fluido inyectado en un pozo como parte de una operación de estimulación y que lleva concentración de propante.

**FORMACIÓN:** es la unidad fundamental de la litoestratigrafía.

**FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO:** tratamiento de estimulación ejecutado en forma rutinaria en los pozos de petróleo y gas.

**GRAVEDAD API:** escala de gravedad específica desarrollada por el Instituto Estadounidense del Petróleo (American Petroleum Institute, API) para medir la densidad relativa de diversos líquidos de petróleo.

**PAD:** colchón de fluido utilizado para iniciar y propagar la fractura.



**PERMEABILIDAD:** la capacidad, o medición de la capacidad de una roca, para transmitir fluidos, medida normalmente en darcies o milidarcies.

**PETROFÍSICA:** especialidad que conjuga conocimientos de ingeniería del petróleo, geofísica y geología.

**POZO:** es una obra de ingeniería encaminada a poner en contacto un yacimiento de hidrocarburos con la superficie.

**PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE:** es la presión, medida generalmente en libras por pulgada cuadrada (psi), existente en el fondo del pozo.

**PROGRAMA DE BOMBEO:** el proceso de diseño de una fractura involucra una metodología cuyo objetivo es obtener la longitud y conductividad de la fractura deseada. Incluye consideraciones acerca de la capacidad de transporte del fluido, para colocar todo el apuntalante necesario, y la reología para estimar si la fractura creada va a admitir todo el apuntalante requerido. El producto de este proceso es el programa de bombeo.

**PROPANTE:** partículas de determinado tamaño mezcladas con fluido de fracturamiento para mantener las fracturas abiertas después de un tratamiento de fracturamiento hidráulico.

**SKIN BYPASS:** es un canal conductivo a través de la región cercana al daño del pozo que tiene longitudes más cortas que las convencionales.

**VISCOSIDAD:** es una propiedad de los fluidos y las lechadas que indica su resistencia al flujo, definida como la relación entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte.

**YACIMIENTO:** es un cuerpo de roca del subsuelo que exhibe un grado suficiente de porosidad y permeabilidad para almacenar y transmitir fluidos.

**NOTA:** La referencia de la fuente de dicho glosario se encuentra en el apartado de la bibliografía del presente documento.

## RESUMEN

El objetivo principal del presente trabajo fue evaluar la viabilidad técnica y financiera del refracturamiento hidráulico en el Campo Castilla. Esto se realizó mediante una serie de simulaciones en 5 pozos del Campo.

Para el desarrollo del trabajo se utilizaron los Softwares Excel, Wellflo y Fracpro, con los cuales se estimaron diversos parámetros. El primer grupo de parámetros corresponde a los diseños base, que son planteados a partir de un análisis estadístico. El segundo fue la estimación de producción de los pozos al refracturarlos mediante un análisis nodal que toma como base un punto de prueba al que se le ajusta el daño de formación actual; con base en este ajuste se plantean dos escenarios de refractura. El último grupo de parámetros se calculó con el software FracPro y corresponde a los del modelamiento de refractura.

Al implementar esta técnica con los diseños base se estima obtener un ganancial de crudo significativo de al menos 50% teniendo en cuenta las consideraciones teóricas del diseño de la refractura que incluye una relación de conductividades de uno.

Después de modelar las fracturas es posible cumplir con gran parte de las consideraciones teóricas asumidas en los análisis productivos iniciales y se estima que la producción con estos nuevos parámetros no está muy alejada de la que se obtuvo en WellFlo.

La evaluación financiera partió de un análisis CAPEX y OPEX para establecer los costos de inversión y gastos operacionales en el periodo proyectado a dos años para después aplicarlos en el indicador ROI y poder determinar la rentabilidad del proyecto finalmente.

### **PALABRAS CLAVE:**

- Refracturamiento hidráulico
- Análisis de productividad
- Conductividad adimensional de fractura
- Modelamiento de fractura

## **ABSTRACT**

The main objective of this Project was evaluate the technical and financial viability of the hydraulic refracturing in the Castilla field. This was developed through a series of simulations in 5 wells at the field.

For the development of the work they were used the software's of Excel, Wellflo and FracPro, with which they were estimated various parameters. The first group of parameters correspond to the base designs that were proposed according to the statistical analysis. The second was the estimation of the production of the different refracturing wells through a nodal analysis that take as starting point the test of bottom hole pressure and the rate of fluid, in which the skin damage was adjusted to the test point. The last group of parameters were calculated with FracPro and belong to the refracture models.

With the implementation of this technique (with the base designs), we estimate to obtain an oil incremental of at least 50%, taking into account the theoretical considerations of the refracturing design that includes a FCD of 1.

After the modeling of the fractures it was possible to accomplish a considerable part of the theoretical considerations assumed in the initial productive analysis and it's estimated that the production it's close to the results obtained initially in Wellflo.

The financial evaluation began from a CAPEX and OPEX analysis to establish the investment costs and operational expenses in the projected period of two years and then apply them to the ROI indicator and finally be able to determine the profitability of the project.

### **KEY WORDS:**

- Hydraulic refracturing
- Productivity analysis
- Dimensionless fracture conductivity
- Fracture modeling

## INTRODUCCIÓN

En los campos petroleros durante los últimos años se ha establecido la necesidad de someter ciertos pozos a procesos de estimulación hidráulica, con el fin de incrementar los caudales de producción de fluido con un mínimo corte de agua. Esto tiene como objetivo convertir la extracción de crudo en un proceso eficiente que asegure ser una operación fiable a nivel técnico y económico con resultados de producción satisfactorios; sin embargo, debido a diferentes razones que más adelante se enuncian, existen pozos que no lograron los objetivos esperados, así como otros que si cumplieron la expectativa pero que a lo largo del tiempo han perdido productividad. Para ambos casos se plantean escenarios afines con el comportamiento de la fractura y su carácter finito, además de ciertos parámetros operacionales, que inciden significativamente en los resultados de esta operación, tales como el correcto uso de aditivos en el fluido de fracturamiento, el dimensionamiento de las fracturas, y, además, el cubrimiento y el direccionamiento de las mismas hacia la formación y/o zonas de interés. Dado este escenario, se plantea el refracturamiento hidráulico como técnica de estimulación para incrementar los caudales de petróleo en los pozos candidatos.

La presente investigación tiene como finalidad adelantar estudios sobre la viabilidad del refracturamiento en Campo Castilla a partir de un estudio estadístico para el diseño de pilotos de refractura y su incidencia técnica y económica sobre pozos estimulados hidráulicamente que, por problemas operacionales o por condiciones propias de las formaciones, no alcanzaron su punto óptimo de producción o en su momento lo consiguieron, pero con el paso del tiempo han perdido productividad.

Con el correcto diseño de fractura, la productividad aumentará en al menos un 50% y la relación costo-beneficio en este proceso operativo va a ser positiva; además, tener conocimiento sobre los parámetros geométricos, y físicos de la fractura que más inciden en esta técnica, aportará un aumento en extracción de crudo en los pozos; así mismo, dependiendo de los resultados del estudio estadístico, se determinará la posibilidad de refracturar mediante una nueva técnica que utiliza divergentes químicos para aislar la zona que ya se fracturó y contactar únicamente las zonas que aún no han sido fracturadas, que en este caso supone formaciones de menor permeabilidad, generando así nuevas zonas de interés y un aumento en las reservas de petróleo.

Un estudio publicado en 2019 por la Sociedad Saudí para Geociencias titulado "Refracturing: well selection, treatment design, and lessons learned - a review", enuncia ejemplos de campos en los que se ha implementado la técnica de refracturamiento y en los cuales se le atribuye la mayoría de producción a este proceso. Entre ellos podemos encontrar los campos Pembina Oil Field, Foothill Cardium oilfield, Glauconite and Viking Oilfield, Southern Alberta, etc.

Considerando el campo “Pembina” como ejemplo, el refracturamiento hidráulico se ha venido realizando desde hace 53 años y aproximadamente un 77% de los trabajos de refractura son exitosos en un yacimiento en el que se aplica inyección de agua para mejorar el recobro. Esto significa que con el uso de esta técnica y con los parámetros indicados se pueden obtener resultados positivos y aumentar potencialmente la productividad del campo. <sup>1</sup>

En relación con esto último cabe mencionar un paper de SPE titulado “Selecting Candidate Wells for Refracturing Using Production Data”, en el cual podemos encontrar criterios para la selección de pozos, preocupaciones técnicas y económicas del tratamiento y líneas base para llevar a cabo el procedimiento; sus autores, Nicolas P. Roussel y Mukul M. Sharma, proponen un algoritmo para la selección de pozos y recomiendan no refracturar aquellos con número de depletamiento ( $R_{Dep}$ ) mayor a 0.2. “La recuperación adicional promedio en los pozos seleccionados por el algoritmo de decisión propuesto es de 22,625 barriles de petróleo equivalente...El algoritmo seleccionó con éxito los mejores candidatos para la refractura y también incluyó refracturas de bajo rendimiento. Pensamos que es porque algunos de los pozos no fueron reestimulados de acuerdo con prácticas óptimas”.<sup>2</sup>

Finalmente, en el documento titulado “Re-fracturing horizontal shale wells: case history of Woodford shale pilot project” los autores presentan la planeación, ejecución y resultados de 5 proyectos piloto en Woodford Shale. Uno de ellos, el pozo F-1, tuvo un incremento de producción de 850 Mscf, desde 450 Mscf hasta 1.3M Mscf.<sup>3</sup>

En los procesos de refracturamiento existen factores que se relacionan con el éxito o el fracaso de dicha operación. En este proyecto, mediante el estudio de las variables de mayor impacto de la fractura, tales como largo, ancho, alto, propante, presiones de fondo y permeabilidad, se planteará el diseño óptimo de un piloto de refracturamiento con el cual se estima que aumentará la producción en al menos un 50% en los pozos estudiados.

El objetivo general de esta tesis es evaluar técnico-financieramente el refracturamiento hidráulico de pozos en el Campo Castilla en la Cuenca de los Llanos Orientales. Los objetivos específicos son:

---

<sup>1</sup> KONG, Lingyun *et al.* Refracturing: well selection, treatment design, and lessons learned—a review. En: Arabian Journal of Geosciences [en línea]. Saudi Society for Geosciences. 25 de enero de 2019. <https://doi.org/10.1007/s12517-019-4281-8>.

<sup>2</sup> ROUSSEL, Nicolas., & SHARMA, Mukul. selecting candidate wells for refracturing using production data. Society of Petroleum Engineers. 1 de febrero de 2013. SPE-146103-PA.

<sup>3</sup> FRENCH, S.; RODGERSON, J., & FEIK, C. Re-fracturing horizontal shale wells: case history of a Woodford Shale Pilot Project. Society of Petroleum Engineer. 4 de febrero de 2014. doi:10.2118/168607-MS.

- Realizar un diseño estadístico a partir del historial de producción de los pozos y las variables de impacto en los procesos de fracturamiento hidráulico.
- Proponer diseños de refractura a partir del análisis de las tendencias de las variables de impacto en diferentes zonas del campo.
- Evaluar los escenarios de refractura de pozos en el campo mediante una comparación de la producción actual y la proyección realizada con el software Wellflo.
- Realizar la simulación del proceso de refracturamiento hidráulico de pozos en el Campo Castilla con el software FracPro.
- Evaluar financieramente la viabilidad del proyecto mediante una proyección costo/beneficio del proceso de refracturamiento en pozos del Campo Castilla.

El supuesto de esta tesis se basa en la realización de un diseño estadístico, a partir del análisis de variables tales como largo, ancho, alto, permeabilidad, conductividad, tipo de fluido y propante, con caudales de producción, mediante el uso de graficas de dispersión; una vez se tenga plena identificación de líneas de tendencia de este diseño, se buscará plantear pilotos de refractura, que cumplan con parámetros operativos óptimos, definiendo además zonas que la operadora considere pertinentes; con los diseños se hará la simulación en el software Wellflo para obtener una proyección de producción, definiendo cuantitativamente el aumento de caudal y validando los parámetros operacionales óptimos del diseño; posteriormente se realizara una segunda simulación en el software Fracpro, basados en los diferentes escenarios proyectados anteriormente con el fin de obtener requerimientos operaciones tales como: modelamiento de la fractura, cantidades y tipo de fluidos y propantes, análisis de las herramientas para los diagnósticos de inyección e itinerarios de bombeo; Finalmente, se busca hacer e interpretar un análisis financiero mediante el cálculo de retorno de la inversión (ROI) con el fin de poder calcular y analizar el costo-beneficio de la operación.

## 1 MARCO TEORICO

Nuestro proyecto tendrá en cuenta los siguientes conceptos:

### 1.1 ESTIMULACIÓN

Tratamiento realizado para restaurar o mejorar la productividad de un pozo. Los tratamientos de estimulación se dividen en dos grupos principales: tratamientos de fracturamiento hidráulico y tratamientos matriciales. Los tratamientos de fracturamiento se realizan a una presión superior a la de fractura de la formación del yacimiento y crean una trayectoria de flujo altamente conductivo entre el yacimiento y el pozo<sup>4</sup>.

### 1.2 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

El Fracturamiento Hidráulico es una técnica de estimulación implementada para aumentar la productividad en pozos de petróleo y gas. Esta técnica crea unos canales de flujo en la formación que permiten disminuir el daño en la cara del pozo, restituir la comunicación entre la cara del pozo y la zona productora en yacimientos irregulares, y facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo, en campos maduros<sup>5</sup>.

### 1.3 REFRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Es un método de re-estimulación para mejorar y combatir la declinación de la producción de los yacimientos. El objetivo de este es incrementar la productividad de un pozo, generando fracturas en la formación, las cuales pueden proveer rutas para que los hidrocarburos fluyan. El término “segunda generación” denota aquellas fracturas inducidas tiempo después de la creación y producción de las fracturas originales. La iniciación y extensión de estas fracturas de segunda generación tiene orígenes diferentes, las principales causas de estas diferencias es reducción de la presión en los fluidos del yacimiento, el efecto en los esfuerzos horizontales totales y las diferencias de espaciamiento entre las fracturas ya creadas. Hay una tendencia de las fracturas de segunda generación para desviarse hacia las fracturas adyacentes y colapsar con ellas<sup>6</sup>. En la **Figura 1** “Representación de un Refracturamiento” se ilustra un fracturamiento en el lado izquierdo y, al lado derecho, refracturas que restablecen la conectividad del yacimiento.

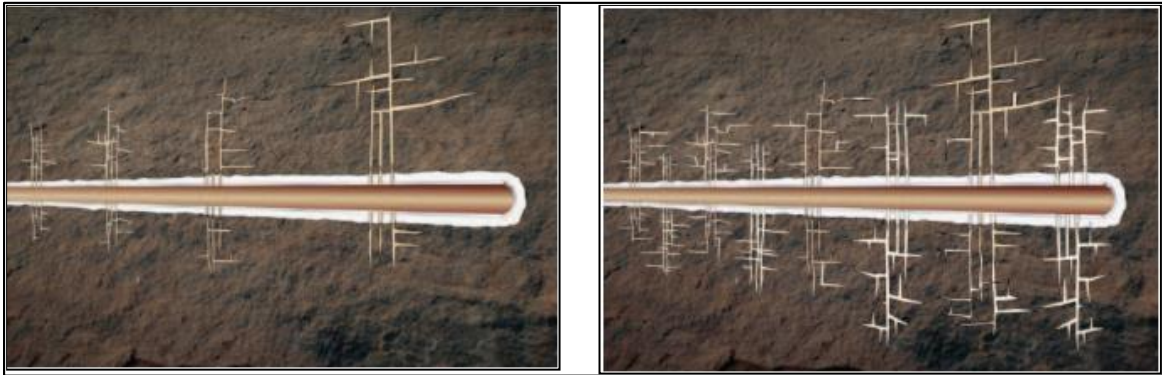
**Figura 1.** Representación de un refracturamiento.

---

<sup>4</sup> SCHLUMBERGER, Oilfield Glossary [Sitio Web] [consultado 21 octubre de 2019]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/s/stimulation.aspx>

<sup>5</sup> Lingyun Kong et al. Op. Cit p. 23.

<sup>6</sup> Lingyun Kong et al. Op. Cit p. 23.



**Fuente:** CRAIG, D. Y EAST, L. “Refracturing technology increases production in previously fractured single and multiple zone wells experiencing production declines”, Halliburton, p. 200.

**1.3.1. Historia del refracturamiento hidráulico.** El término de refracturamiento o “fracturas de segunda generación” fue definido por Salle y Rougg en 1953. A partir de este año se empezó a desarrollar esta técnica y en el año 1970 de los 500.000 pozos fracturados hidráulicamente en Estados Unidos el 35% fueron sometidos a procesos de refractura, mostrando resultados positivos. Recientemente esta técnica es ampliamente utilizada gracias a las tecnologías que se han desarrollado para su ejecución, aumentando así su porcentaje de éxito. Por ejemplo, en el campo Pembina en Canadá se han realizado refracturamientos durante 53 años con un porcentaje de éxito de aproximadamente 77%<sup>7</sup>.

Ahora bien, Juan Luis Molina Landínez afirma en su tesis que “en Colombia esta técnica no se ha desarrollado a profundidad, pero en campos como Yaguará, para el año 2016 se realizaron 14 intervenciones de pozo para refracturarlos”<sup>8</sup>. En campo castilla no se han realizado procesos de refractura a la fecha.

## 1.4 MECANICA DE ROCAS

Conocer las propiedades de las rocas permite determinar características en el proceso de refractura, tales como los tipos de fluidos aceptables a usar, el apuntalante y otro tipo de parámetros que, de primera mano, brindan una posible optimización en la realización de esta técnica.

La mecánica de rocas también llamada reología de rocas es la ciencia teórica y aplicada del comportamiento de las rocas, para el caso de las fracturas hidráulicas es importante conocer el estado in situ de los esfuerzos, pues esta información es

<sup>7</sup> Lingyun Kong *et al.* Op. Cit p. 24.

<sup>8</sup> MOLINA, Juan Luis. Metodología para la selección de pozos potencialmente candidatos a refracturamiento en la Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción Huila-Tolima. Tesis profesional para obtener el título de Ingeniero de Petróleos. Neiva-Huila: Universidad Surcolombiana. Facultad de Ingeniería, 2017, p. 33.



utilizada para predecir la geometría final de las mismas, estimando su conductividad y futura producción.<sup>9</sup>

Para ello vamos de finir una serie de conceptos a tener en cuenta:

**1.4.1. Esfuerzo (stress).** Es la fuerza ejercida sobre el área, que representa la superficie de un material. La fuerza puede ser perpendicular o tangencial al área.<sup>10</sup>

**1.4.2. Esfuerzo de compresión.** Es el esfuerzo que se realiza en dirección perpendicular, o normal a la superficie.<sup>11</sup>

**1.4.3. Esfuerzo de corte.** Es el esfuerzo que se realiza en dirección tangencial a la superficie, o paralelo al plano, tendiendo a cortar el material en este plano.<sup>12</sup>

**1.4.4. Deformación específica.** Es el cambio en la longitud sobre la longitud original, la cual es adimensional. Para un esfuerzo de presión, la deformación del cuerpo corresponde a un acortamiento longitudinal y a una expansión transversal.<sup>13</sup>

**1.4.5. Esfuerzo in situ.** Son los esfuerzos contenidos en el reservorio, que puede ser representados en 2 ejes, el esfuerzo vertical y el esfuerzo horizontal que puede ser máximo o mínimo.<sup>14</sup>

**1.4.6. Relación de Poisson.** Está definida como la relación de la deformación, relacionada con la plasticidad de la roca. Esa relación es una mediación de cuanto una roca se deformará horizontalmente cuando es sometida una deformación vertical (Overburden).<sup>15</sup>

**1.4.7. Módulo de Young.** Es la relación entre el esfuerzo que se aplica perpendicularmente al material y la deformación axial del mismo material.<sup>16</sup>

---

<sup>9</sup> CAMACHO, Juan Sebastián. Evaluación De Los efectos del fracturamiento hidráulico sobre el comportamiento de producción en cuatro pozos del campo Castilla Norte Mediante registros de Producción, test de laboratorio y pruebas de productividad. trabajo de grado. Bogotá. D.C.: Universidad de América, 2018. 44-48 .

<sup>10</sup> Ibíd, p. 25.

<sup>11</sup> Ibíd, p. 25.

<sup>12</sup> Ibíd, p. 25.

<sup>13</sup> Ibíd, p. 25.

<sup>14</sup> Ibíd, p. 25.

<sup>15</sup> Ibíd, p. 25.

<sup>16</sup> Ibíd, p. 25.

## 1.5 LARGO DE LA FRACTURA

El largo de la fractura se refiere a la extensión de la fractura desde la cara del pozo hasta la formación, sin embargo el largo de la fractura efectivo es aquel que ha sido apuntalado con el agente propante, y es más corto que la fractura “original”<sup>17</sup>.

## 1.6 ANCHO DE LA FRACTURA

Generalmente el ancho de fractura es perpendicular a la dirección del largo de la fractura, en la práctica las fracturas hidráulicas presentan geometrías irregulares por lo tanto sus medidas se utilizan para aproximar su dimensión<sup>18</sup>. El ancho es uno de los objetivos principales de la fractura, el producto de este con la permeabilidad del apuntalante colocado a condiciones reales de pozo sometido a carga litostática y dinámica nos determina la conductividad dimensional de la fractura.<sup>19</sup>

## 1.7 CONDUCTIVIDAD DE FRACTURA Y FORMACIÓN

Es propiedad de una fractura apuntalada que determina su capacidad para conducir los fluidos producidos por el pozo, y se mide en términos de la permeabilidad del agente apuntalante y el ancho de la fractura (md-ft)<sup>20</sup>. Por su parte, la conductividad de formación se define por la permeabilidad del reservorio por la longitud de fractura.

## 1.8 CONDUCTIVIDAD ADIMENSIONAL DE LA FRACTURA

También denominada FCD se define como la relación entre el producto de la permeabilidad de la fractura y el ancho de esta, dividido entre la permeabilidad de la formación por el largo de la fractura.<sup>21</sup>. La **Ecuación 1** denota la fórmula matemática para poder determinar este parámetro:

**Ecuación 1.** Factor adimensional de conductividad, FCD.

$$FCD = \frac{K_x * W_x}{K * L_x}$$

**Fuente:** Weatherford LTDA, [diapositivas] Conceptos básicos de fractura 2020.

Donde:

<sup>17</sup> MA, Y. Z., SOBERNHEIM, D., & GARZON, J. R. Glossary for Unconventional Oil and Gas Resource Evaluation and Development. Unconventional Oil and Gas Resources Handbook, 513–526 (2016). doi:10.1016/b978-0-12-802238-2.00019-5

<sup>18</sup> Ibíd, p. 26.

<sup>19</sup> WEATHERFORD LTDA. [diapositivas] Bogotá D.C. Conceptos básicos de fractura. 2020.

<sup>20</sup> MA, Y. Z., SOBERNHEIM, D., & GARZON, J. R. Op. Cit p. 26.

<sup>21</sup> MA, Y. Z., SOBERNHEIM, D., & GARZON, J. R. Op. Cit p. 26.

- $K_x$  Permeabilidad del propante en la fractura, md.
- $W_x$  Ancho de la fractura, ft.
- $K$  Permeabilidad de la formación, md.
- $L_x$  Largo de la fractura, ft.

La ecuación anterior relaciona la capacidad que tiene la fractura de permitir el flujo de fluidos desde el yacimiento, hacia el hoyo.<sup>22</sup>

## 1.9 CURVAS IPR

El IPR (Inflow Performance Relationship), es una relación del comportamiento del gasto de líquido o gas respecto a la presión de fondo fluyendo ( $q$  vs.  $P_{wf}$ ). Cuando hablamos de la curva de IPR debemos tomar en cuenta el tipo de mecanismo de producción del yacimiento, la forma de la curva, así como también recordar que el índice de productividad ( $J$ ) de un pozo es muy probable que cambie con el tiempo y la producción acumulada<sup>23</sup>.

## 1.10 DISEÑO ESTADÍSTICO

Se podría definir el Diseño Estadístico de Experimentos (DEE), también denominado Diseño Experimental, como una metodología basada en útiles matemáticos y estadísticos cuyo objetivo es ayudar al experimentador a: seleccionar la estrategia experimental óptima que permita obtener la información buscada con el mínimo coste; Evaluar los resultados experimentales obtenidos, garantizando la máxima fiabilidad en las conclusiones que se obtengan. Aunque el DEE se puede aplicar cuando se estudia un solo factor (como por ejemplo en la elección de los patrones más adecuados para construir una recta de calibrado), sin duda sus ventajas se aprecian mejor cuando se debe estudiar más de un factor<sup>24</sup>.

En nuestro caso, se trata de un diseño de tipo gráfico el cual involucra un diagrama de dispersión relacionando las variables que en la delimitación ya se identifican, para finalmente definir líneas de tendencia y lograr los objetivos propuestos.

## 1.11 COLUMNA ESTRATIGRAFICA

En la **Figura 2** “Columna estratigráfica del Campo Castilla” se representa gráficamente la ubicación vertical de las unidades de roca y los fenómenos de

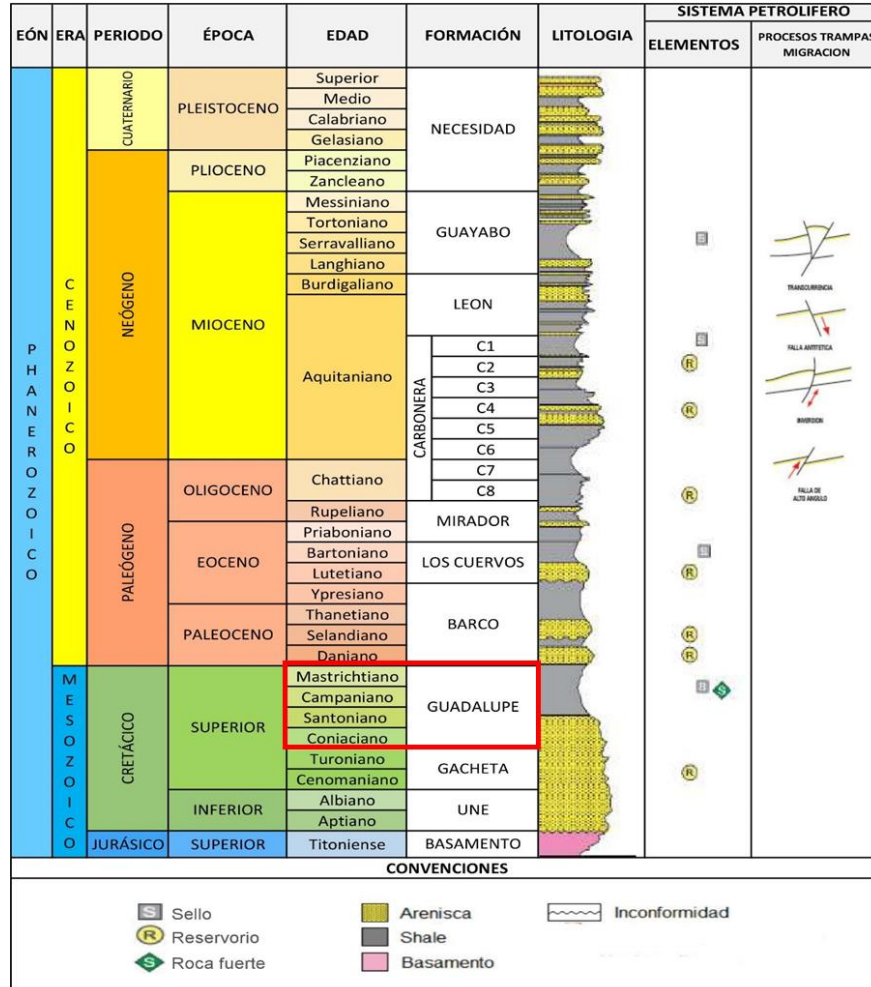
<sup>22</sup> WEATHERFORD LTDA. Op. Cit p. 27.

<sup>23</sup> ÁLVAREZ, Rogelio. Aplicación del Análisis Nodal para Incrementar la Productividad de un Pozo. Tesis profesional para obtener el título de Ingeniero de Petróleos. México D.F: Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería, 2008, p. 8.

<sup>24</sup> FERRE, Joan. & RIUS, Xavier. Introducción al Diseño Estadístico de Experimentos. Departamento de Química Analítica y Química Orgánica: Universidad Rovira i Virgili. 2020, ISSN 0371-5728.

depósito presentes en el Campo Castilla en la Cuenca de los Llanos Orientales, de acuerdo con el orden cronológico desde el periodo Jurásico hasta el Cuaternario.

**Figura 2.** Columna estratigráfica del Campo Castilla



**Fuente:** DURÁN, Danna y CALVO, Laura. evaluación de la Evolución del daño de formación en pozos representativos del Campo castilla En El Periodo De Tiempo Del Año 2014 Al Año 2018. Trabajo de grado. Bogotá. D.C.: Universidad de América, 2019. 29 p. Modificado por los autores, 2020.

Como objeto de estudio para este proyecto se tuvieron en cuenta las formaciones K1 y K2, pertenecientes a la formación Guadalupe del periodo Cretácico superior, como se encuentran debidamente enmarcadas en rojo en la figura anterior.

**1.11.1. Formación Guadalupe.** Consiste de una secuencia de areniscas masivas, con pequeñas intercalaciones de lutitas, a veces con pequeñas capas de carbón. Los datos palinológicos de algunos pozos indican una edad Campaniano. El

espesor máximo observado en la cuenca Llanos Orientales se encuentra en el pozo La Coral-1 (600 pies), en el sector de Arauca, y al sur en el área de Vanguardia-1, Cumaral-1 y Medina-1, con más de 600 pies. En general, como las otras formaciones del Cretáceo, el espesor de esta formación aumenta hacia el piedemonte, pasando de cero en las cercanías del escudo guayanés, a más de 600 pies en el piedemonte.<sup>25</sup>

## 1.12 FLUIDOS DE FRACTURA

Son fluidos a base de agua, agentes químicos y propante (generalmente arena), que en conjunto configuran un fluido polimérico con una alta viscosidad lineal que, al ser bombeado a presión, y entrar en contacto con la cara de la formación, comienzan a incrementar la presión hasta llegar al punto de fractura. Desde este punto la fractura es generada y se comienza a extender en la formación.

Un fluido de fractura ideal debe tener las siguientes características: al principio, fricción mínima con la tubería, para evitar pérdidas de energía; como segunda característica, el fluido debe tener la suficiente viscosidad para poder transportar el agente propante; el fluido también debe tener las menores pérdidas posibles hacia la matriz; También debe ser un fluido compatible con la formación, para evitar el daño de la misma; por último debe tener la capacidad para perder viscosidad y limpiar los recortes o materiales que puedan albergarse en el pozo<sup>26</sup>.

## 1.13 AGENTES QUÍMICOS

En el fracturamiento hidráulico un fluido de alta viscosidad es inyectado bajo condiciones de un régimen turbulento hacia la formación. La presión aumenta progresivamente, hasta que se logra llegar al punto de fractura creando canales altamente conductivos. La fractura es generada y se extiende, finalmente se ubica el propante para mantener abierto el canal y permitir que el hidrocarburo avance libremente.

Un fluido de fractura ideal debe estar basado en aditivos o agentes que brinden ciertas propiedades físicas clave durante el proceso mencionado anteriormente y que, entre otras cosas, haga este procedimiento más eficiente<sup>27</sup>. Dentro de los aditivos o agentes más usados podemos encontrar los siguientes:

**1.13.1. Polímeros.** El uso de biopolímeros (como la goma y la celulosa) en fluidos de fractura data de 1953 cuando se usaba como espesante en tratamientos de fracturamiento ácido. Los polímeros en base goma son los polímeros más

---

<sup>25</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos, Cuenca de los Llanos Orientales. Bogotá D.C. diciembre de 2012, p. 48.

<sup>26</sup> AL-MUNTASHERI, G. Al-Muntasheri. A critical review of hydraulic fracturing fluids over the Last decade. society of petroleum engineers.17 de Abril de 2014. doi:10.2118/169552-MS

<sup>27</sup> *Ibíd*, p. 29.

comúnmente usados para fracturamiento hidráulico. La goma es un biopolímero con alto peso molecular que consiste en una cadena de polisacáridos (cadenas de manosa) con cadenas laterales de galactosa.<sup>28</sup> Es dentro de este grupo de fluidos que vamos a ubicar los utilizados por la empresa Weatherford Ltda.

**1.13.2. Salmueras de alta densidad.** Una formación solo puede ser fracturada si la presión de fondo fluyente excede la presión de fractura de la formación.

Bartko et. Al (2009). Según lo anota Al-Muntasheri reporta el primer campo de aplicación de salmueras de alta densidad en un yacimiento de gas en Arabia Saudita. Este sistema se basaba en un CMHPG polímero reticulante con un retardador en base a  $Zr_{+4}$ .<sup>29</sup>

**1.13.3. Crosslinkers.** Los geles de fractura basados en polímeros se reticulan utilizando uno de los dos tipos principales de reticuladores, a saber, esterres de borato y reticuladores metálicos tales como Zirconio y titanio. El uso de este tipo de compuestos permite aumentar la viscosidad del fluido.<sup>30</sup>

**1.13.4. Mecanismos de retraso.** Esto es importante para retardar las reacciones de los reticulantes de geles de fractura. Lo cual permite reducir las pérdidas por fricción encontradas durante el bombeo de estos fluidos bajo condiciones de flujo turbulento entre los equipos de la superficie de bombeo y la tubería de producción.<sup>31</sup>

**1.13.5. Rompedores.** Al finalizar la etapa de inicio de la fractura en el yacimiento y el subsecuente asentamiento del propante, el fluido de alta viscosidad debe eliminarse de la matriz. En adición, el filtro del cake formado en la cara de la fractura necesita ser limpiado. Así, los rompedores son usados para iniciar una reacción química donde la viscosidad es reducida.<sup>32</sup>

**1.13.6. Surfactantes.** Un adicional tipo de fluido de fracturamiento son los surfactantes viscoelásticos (VES). Estos materiales son usados para reducir el daño que los residuos de los tapones de propante dejan. En adición, estos no requieren reticulantes lo que significa que tiene menos complejidad en el campo.<sup>33</sup>

**1.13.7. Espumantes.** El termino fluidos energizantes se refieren a fluidos que consisten en un componente gaseoso y uno líquido. Los fluidos espumantes reducen la cantidad de agua usada en el tratamiento de fracturamiento.<sup>34</sup>

---

<sup>28</sup> *Ibíd*, p. 29.

<sup>29</sup> *Ibíd*, p. 30.

<sup>30</sup> *Ibíd*, p. 30.

<sup>31</sup> *Ibíd*, p. 30.

<sup>32</sup> *Ibíd*, p. 30.

<sup>33</sup> *Ibíd*, p. 30.

<sup>34</sup> *Ibíd*, p. 30.

**1.13.8. Nanotecnología.** Los avances en el campo de la tecnología han sido utilizados en la industria petrolera para superar algunos retos relacionados con algunas aplicaciones. La nanotecnología provee una oportunidad debido a su diversidad de uso en diseños de pozo, altas relaciones de volumen superficial y su pequeño tamaño de partículas para propagarse a través de la roca.<sup>35</sup>

## 1.14 SOFTWARES

**1.14.1. Wellflo.** El software de análisis de sistemas WellFlo es una aplicación autónoma, poderosa y simple de usar para diseñar, modelar, optimizar e identificar problemas de pozos individuales de crudo y gas, ya sean naturalmente fluyentes o levantados artificialmente. Entre sus aplicaciones podemos encontrar un análisis detallado del Skin de los pozos, incluyendo las características de las fracturas en los pozos estimulados con esta técnica.<sup>36</sup>

**1.14.2. Fracpro.** Es un software utilizado para el análisis y diseño de fracturas hidráulicas que permite mejorar el funcionamiento del pozo y proveer la visión requerida para diseñar exitosamente una operación de estimulación. Así mismo permite un entendimiento del posicionamiento del propante. El software Fracpro es una aplicación capaz de realizar: a) diseño de fractura, conductividad y durabilidad; b) diagnóstico y optimización de la fractura; c) análisis de los post job; y d) optimización económica.<sup>37</sup>

## 1.15 ESTUDIO FINANCIERO

Resulta de gran importancia evaluar la rentabilidad de cualquier proyecto para saber si este generara utilidades, esto con el fin de poder saber si el horizonte es atractivo para la persona que realiza la inversión. Existe infinidad de herramientas para poder determinar esta perspectiva, en este caso específico, se evaluará la rentabilidad financiera de llevar a cabo la técnica de refractuamiento mediante el indicador financiero ROI.

**1.15.1. ROI.** El "ROI", llamado así por sus siglas en inglés (Return On Investment) representa sustancialmente una herramienta con la cual se analiza y se mide en términos financieros la relación entre la inversión realizada y la utilidad neta de un determinado proyecto o negocio. Mediante este indicador es posible evaluar si el proyecto es rentable y las utilidades generadas a lo largo de su desarrollo, de igual forma, si este indicador es negativo, el negocio se encuentra por debajo de la

---

<sup>35</sup> *Ibíd.*, p. 31.

<sup>36</sup> WEATHERFORD. WellFlo™ Software de Ingeniería Petrolera. Houston, Texas, 2008. 5944.00

<sup>37</sup> CARBO. FRACPRO: fracture design and analysis software. [sitio web] [consultado 21 octubre de 2019]. Disponible en: <https://carboceramics.com/products/software-platforms-data-management/fracpro-software/fracpro>

rentabilidad mínima esperada y los inversionistas estarán perdiendo dinero. Este índice es ampliamente usado para tomar decisiones en proyectos de inversión.<sup>38</sup> La fórmula de este indicador se encuentra en el apartado de metodología y datos.

**1.15.2. VPN.** El valor actual neto es también conocido con el nombre de valor presente neto (VPN). Esta herramienta financiera representa cuantitativamente el valor monetario que resulta de restar a la inversión inicial la suma de los flujos descontados. Este método resulta fácil de interpretar en términos monetarios.<sup>39</sup> La fórmula para su cálculo se expresa en la **Ecuación 2** de la siguiente manera:

**Ecuación 2.** Valor presente neto (VPN).

$$VAN = -I_o + \sum_{i=1}^n \frac{FNE_i}{(1+t)^i}$$

**Fuente:** FAJARDO VACA, L.M. *et al.* Valor Actual Neto Y Tasa Interna De Retorno Como Parámetros De Evaluación De Las Inversiones. Milagro, Ecuador. 2019. VOL. 40, NO. 4, 469-474, 2019.

---

<sup>38</sup> CASTAÑO RÍOS, C.E., *et al.* (enero – junio, 2016). Rendimiento financiero en empresas productoras de cemento, cal y yeso de Antioquia en el periodo 2008 al 2013 y su relación con el PIB del sector manufacturero. Revista Science Of Human Action, 1(1), 8-36.

<sup>39</sup> FAJARDO VACA, L.M. *et al.* Valor Actual Neto Y Tasa Interna De Retorno Como Parámetros De Evaluación De Las Inversiones. Milagro, Ecuador. 2019. VOL. 40, NO. 4, 469-474, 2019.



## 2 METODOLOGÍA Y DATOS

En el presente capítulo relacionan los datos y la metodología que se va a utilizar para el desarrollo de todo el proyecto que parte del diseño estadístico y culmina con la elaboración de un análisis financiero. Entre otras cosas, se incluyen las tablas de los parámetros en los fracturamientos en el Campo Castilla y una data de producción que será útil para definir el diseño base y buscar tendencias en los datos. Estos también servirán como input para las diferentes simulaciones, con el fin de comprobar los resultados obtenidos.

La metodología se dividió en 5 etapas, a través de las cuales se cumplen los correspondientes objetivos del trabajo. En la primera etapa se realizó un análisis estadístico a partir de la recopilación de los datos de producción y la base de datos de fracturamiento. El diseño estadístico consistió en un método gráfico de dispersión que relaciona el largo, ancho y altura de las fracturas, permeabilidad, conductividad, tipo de fluido de fractura y propante y finalmente el caudal de producción. El estudio de esta estadística descriptiva nos acercó al comportamiento de cómo influyen estos parámetros en la producción de cada uno de los pozos y nos brindó una primera estimación sobre el correcto diseño con el cual se debería refracturar.

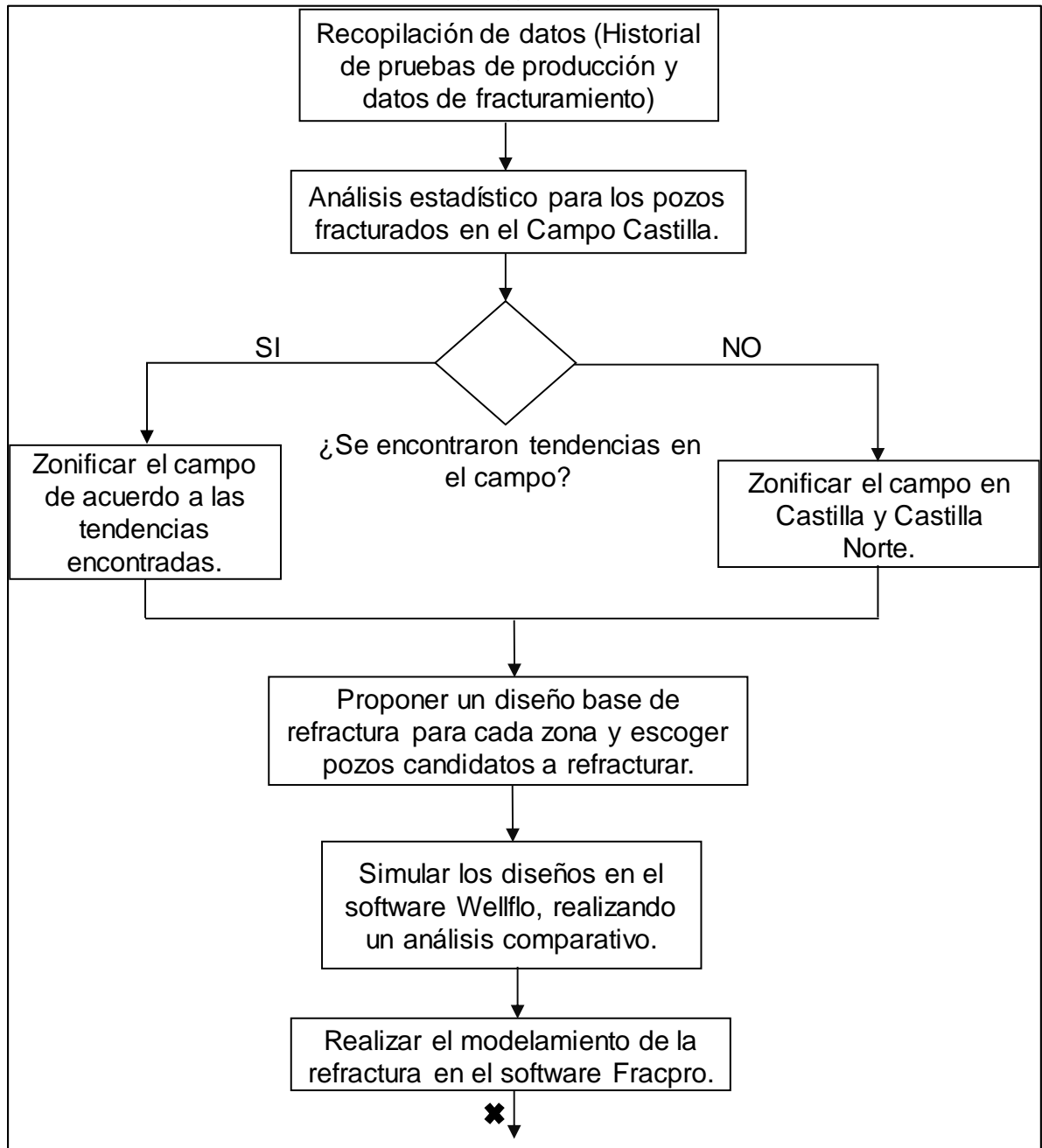
En la segunda etapa se analizaron los resultados obtenidos de esta estadística para determinar si existen tendencias en el campo. En el caso de no obtener un comportamiento claro en el estudio estadístico, se determinará que no existen tendencias y por lo tanto se trabajará con la división del campo que maneja la empresa operadora: Castilla y Castilla Norte y por último, se propondrán diseños base para dichas zonas del campo.

La tercera etapa consiste en la simulación en Wellflo. El input de datos utilizados para este simulador son los correspondientes a los datos petrofísicos del yacimiento y los diseños base de refractura encontrados anteriormente. Esta serie de simulaciones se realizó a partir de un ajuste en la curva IPR del pozo para llegar a la condición actual de producción y después se plantearon dos escenarios de refractura, el primero es uno conservador en el cual no se alcanzó el máximo potencial de la refractura, este caso se definió como una disminución del daño de formación en un 50%, y el segundo escenario planteado es el de la refractura, el cual es más optimista y representa una situación favorable en el que la fractura alcanzó su máximo potencial planteando para cada caso un BSW diferente y menor al actual.

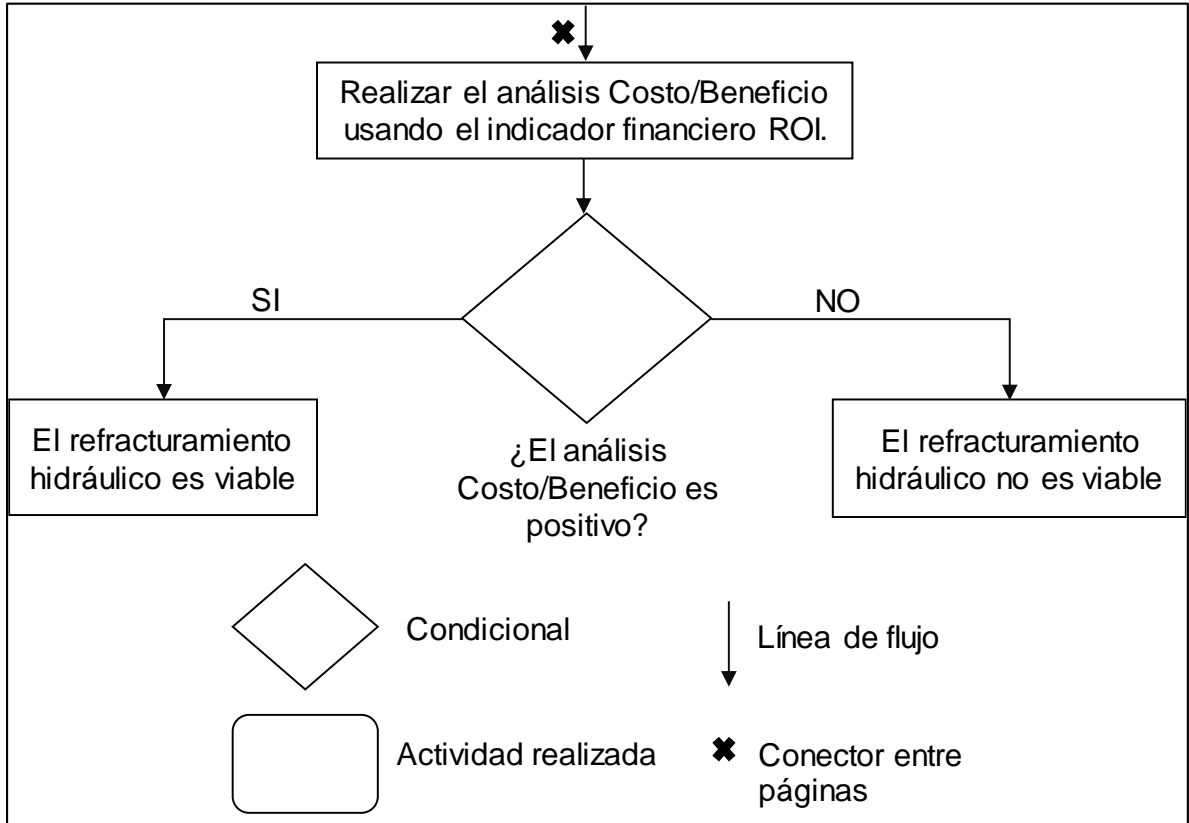
La siguiente etapa consistió en simular en el software FracPro los parámetros teóricos de máximo tres pozos para encontrar los requerimientos de refractura tales como cantidades y tipo de fluido y propante, análisis de las herramientas para los diagnósticos de inyección y programas de bombeo, de los cuales obtuvimos un modelado de la refractura. Finalmente se realizó un análisis costo beneficio con base a los incrementales de caudal de crudo y los requerimientos de la fractura.

La **Figura 3** describe de manera clara y concisa el conjunto de actividades específicas que se tendrán en cuenta, tal y como se muestra a continuación:

**Figura 3.** Diagrama de flujo de metodología.



**Figura 3.** Diagrama de flujo de metodología (Continuación).



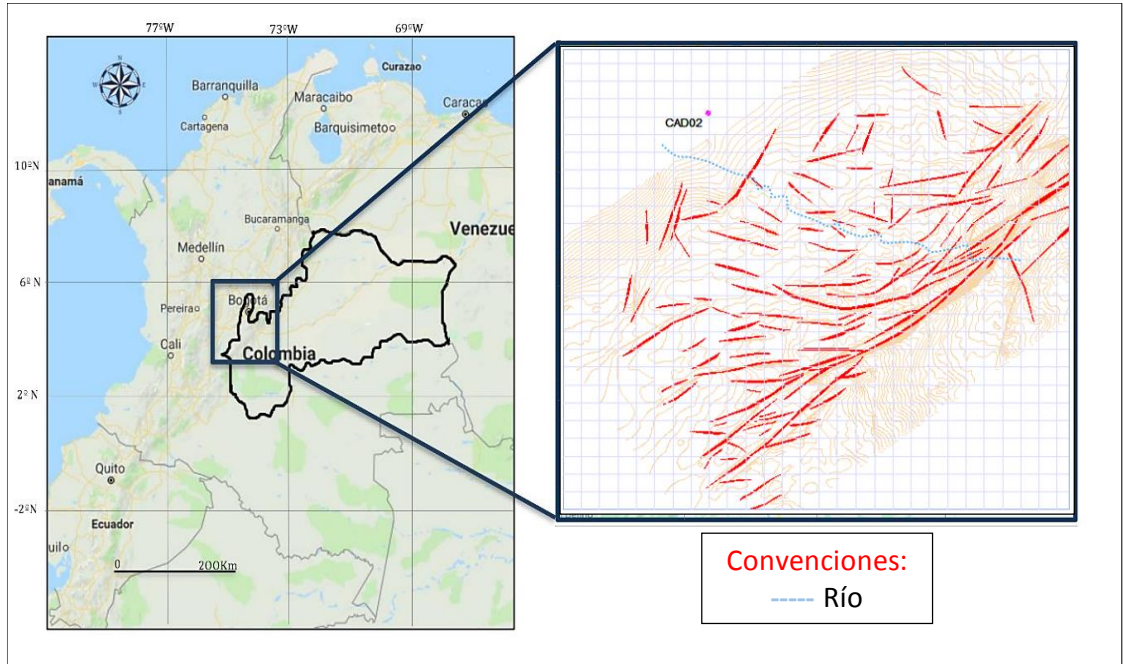
**Fuente:** Elaboración propia.

## 2.1 DATA DE PRODUCCIÓN Y CONFIGURACIÓN DE LAS FRACTURAS

Los datos del estudio estadístico global del campo se encuentran relacionados en las tablas del **ANEXO A**. Entre otros elementos se incluyen allí los valores de las propiedades del yacimiento y de la configuración de fractura que causan impacto al momento de esta estimulación. A partir de esta data recopilada se elaboraron gráficos de dispersión para analizar los datos desde el punto de vista de la estadística descriptiva y tener una idea del comportamiento de los trabajos de fracturamiento existentes y así poder determinar las tendencias en cada uno de los parámetros citados anteriormente con respecto a la producción postfractura en cada pozo.

De acuerdo a la metodología propuesta, en caso de no hallar tales tendencias, se procedería a realizar un tratamiento estadístico diferente y se llevaría a cabo la zonificación del campo de acuerdo con lo establecido por la operadora tal y como se muestra a continuación en la **Figura 4**, en donde se divide el campo en dos zonas, Castilla Norte que comprende todos los pozos ubicados al norte del río y Castilla Sur que se ubica por debajo del mismo.

**Figura 4.** Mapa de localización del Campo Castilla para la zonificación.



**Fuente:** DURÁN, Danna y CALVO, Laura. Evaluación de la evolución del daño de formación en pozos representativos del Campo Castilla En El Periodo De Tiempo Del Año 2014 Al Año 2018. Trabajo de grado. Bogotá. D.C.: Universidad de América, 2019. 28 p. Modificado por los autores, 2020.

Siguiendo la metodología, se planteó un diseño base que será introducido en el simulador WellFlo con el fin de realizar un análisis de productividad que más adelante se describirá en este capítulo para cada uno de los pozos candidatos que también serán escogidos tal y como se evidencia en el siguiente apartado.

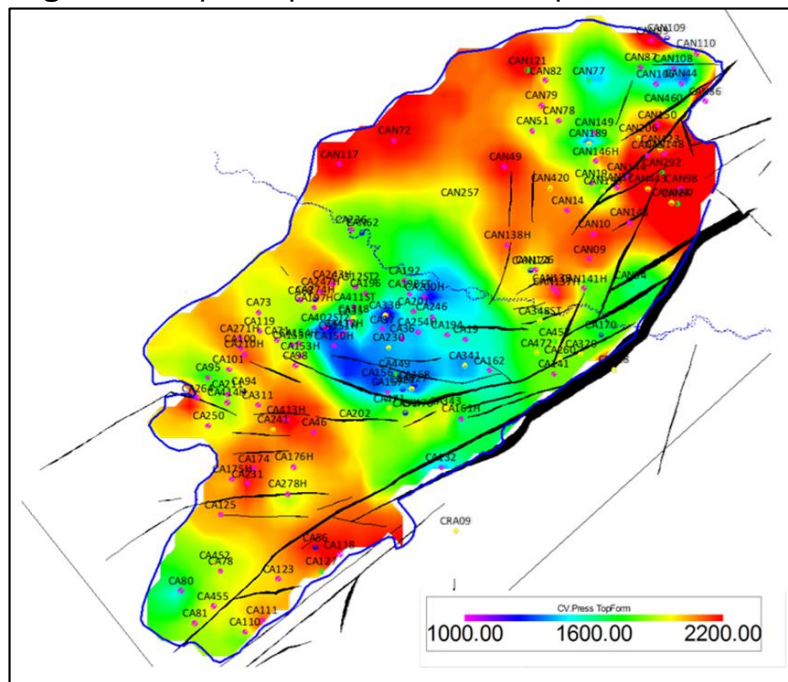
## 2.2 SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS

Del total de la muestra de 95 pozos estudiados, se seleccionaron 5 candidatos con características particulares que se mencionaran más adelante, a los que se les aplicó el diseño propuesto hallado a partir de la estadística descriptiva y que pertenecen a cada una de las zonas preestablecidas en la **Figura 5**.

De acuerdo al comportamiento productivo de este grupo de pozos candidatos, se establecieron dos categorías, aquellos que se encuentran por encima del promedio de producción de petróleo del campo, es decir un valor superior a los 350 BOPD y aquellos por debajo del mismo. De manera general, a partir del histórico de producción para cada pozo, se deben obtener graficas que muestren el comportamiento implícito del líquido (agua y petróleo) y también BSW hasta la actualidad, y el análisis partirá de allí.

El criterio para el primer grupo, consistió en verificar picos de producción de petróleo elevados y constantes en el tiempo, además de asegurar un BSW por debajo del 90%, esto con el fin de asegurar una refractura eficiente que no represente una limitación operacional sobre la cual se tenga que implementar otro tipo de trabajos adicionales. Ahora bien, en el segundo grupo, solo se buscó una baja producción de petróleo y en ambos casos se determinó como unidad productora la formación K1 inferior. En cualquier escenario, fue importante ubicar estos pozos candidatos en zonas de alta presión ( $>1850$  psia) que aseguren zonas específicas del yacimiento que aún no estén depletadas y en las cuales exista la posibilidad de encontrar mayor energía para producir fluidos. En la **Figura 5** se puede apreciar el comportamiento de dicho parámetro a lo largo del yacimiento, sobre el cual se tomaron solamente en cuenta las zonas rojas que representan una alta magnitud en la presión.

**Figura 5.** Mapa de presiones del Campo Castilla.



**Fuente:** Ecopetrol S.A.

### 2.3 SIMULACIÓN EN WELLFLO

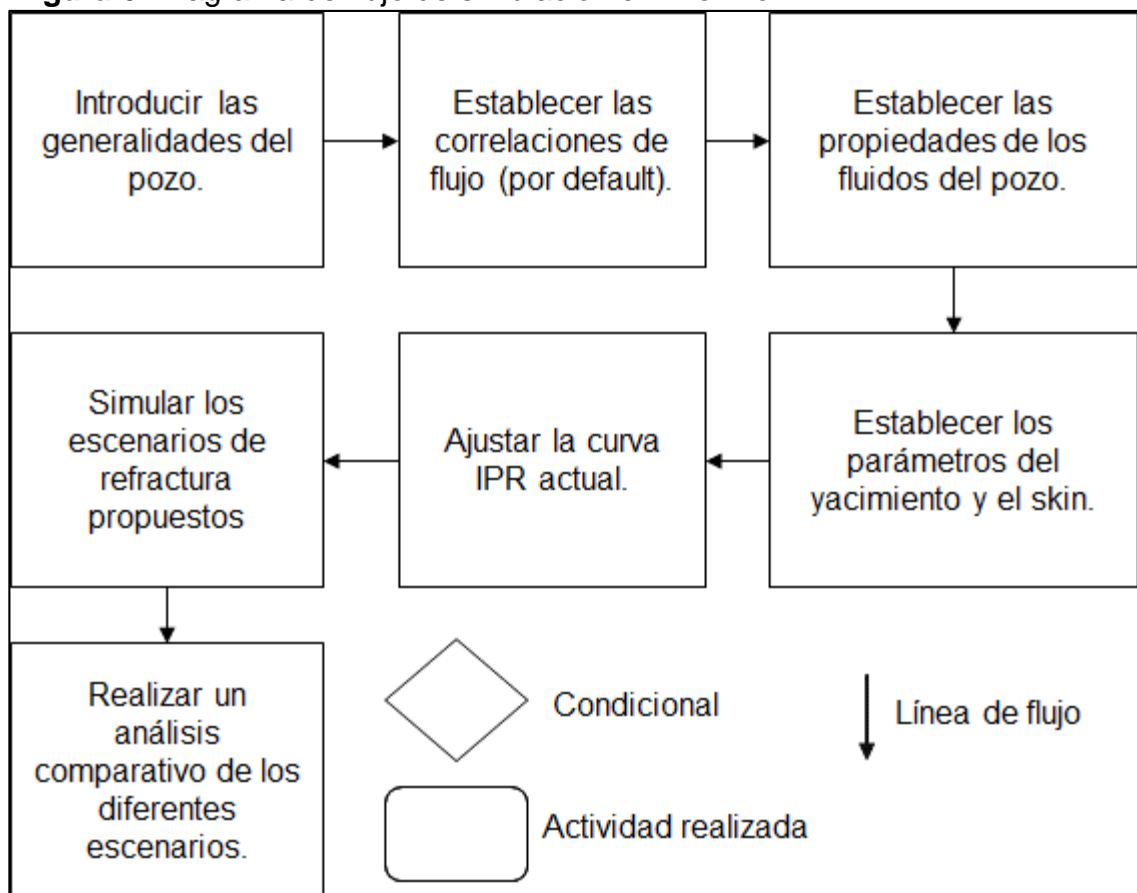
Esta simulación se realizó para determinar cuantitativamente el incremental de petróleo y poder estimar si la propuesta de valor resulta atractiva. En ella, después de haber escogido los pozos tipo y haber planteado los diseños base para cada zona, se establecieron diferentes escenarios con el fin de reproducir el comportamiento de la refractura en cada uno de los pozos seleccionados.

De manera general, el primer paso consiste en llevar cada pozo a las condiciones actuales, lo cual se realiza a partir de la IPR real (obtenida de la producción y la presión de fondo fluyente actuales); aquí también se incluye una curva que considera una disminución del daño, el cual a su vez resulta en un aumento en la producción bajo el mismo punto de presión operacional; de esta manera se logra representar un escenario intermedio en el cual la refractura no llega a su máximo potencial pero logra limpiar un poco el daño de la formación. Posteriormente se añadió el escenario de refractura en el simulador y se contrastaron dichas curvas para conseguir una representación gráfica de los diferentes escenarios en cada pozo.

Es importante mencionar que, para todos los casos, la IPR se calculó a partir de las correlaciones de Vogel, las cuales permiten generar un punto de prueba o una curva “test” a partir de datos de producción y presión, curva que representa un primer acercamiento a la condición actual que se está buscando.

En la **Figura 6** se puede observar un diagrama de flujo con el paso a paso detallado que se realizó en la simulación para la obtención de los resultados.

**Figura 6.** Diagrama de flujo de simulación en WellFlo.



**Fuente:** Elaboración propia.

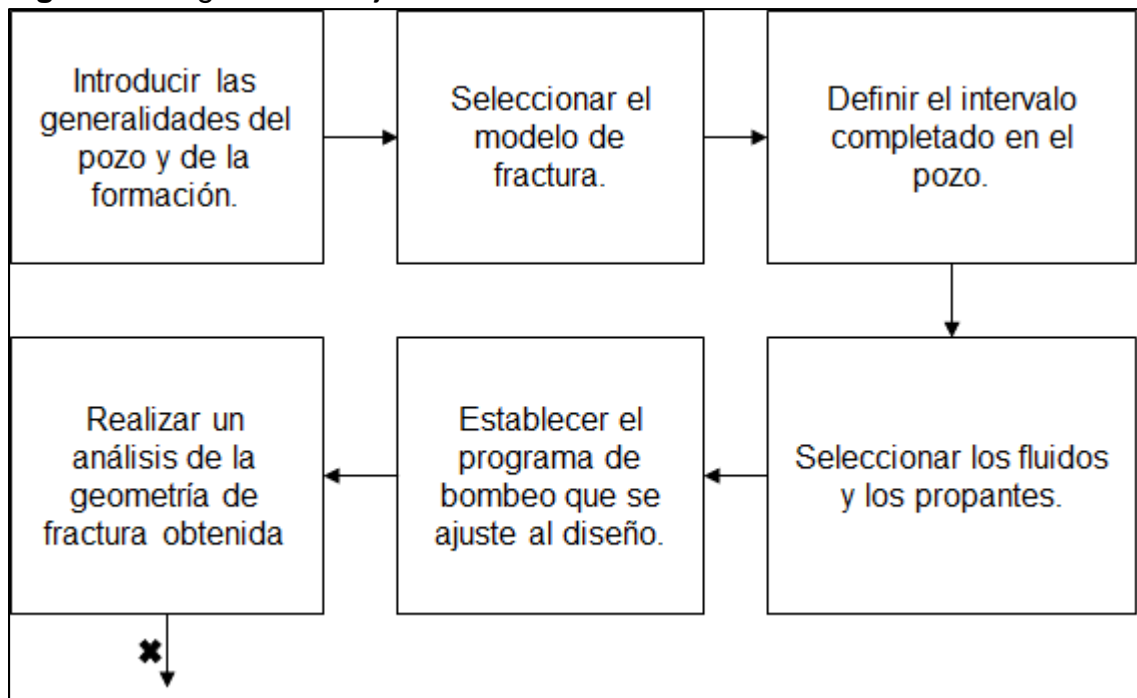
## 2.4 SIMULACIÓN EN FRACPRO

Con esta simulación se logra el modelamiento y el alcance operacional de los diseños de refractura, de acuerdo con las propiedades geomecánicas y petrofísicas del yacimiento. Para lograr esto se simularon 2 pozos pertenecientes a cada grupo establecido en el pasado análisis de productividad y se aplicó el estudio correspondiente. En cualquiera de los dos casos, se buscaron diseños más conductivos para incrementar el área de flujo hacia el pozo, con dimensiones de ancho mayores, las cuales, finalmente, constituyen el principal objetivo del diseño.

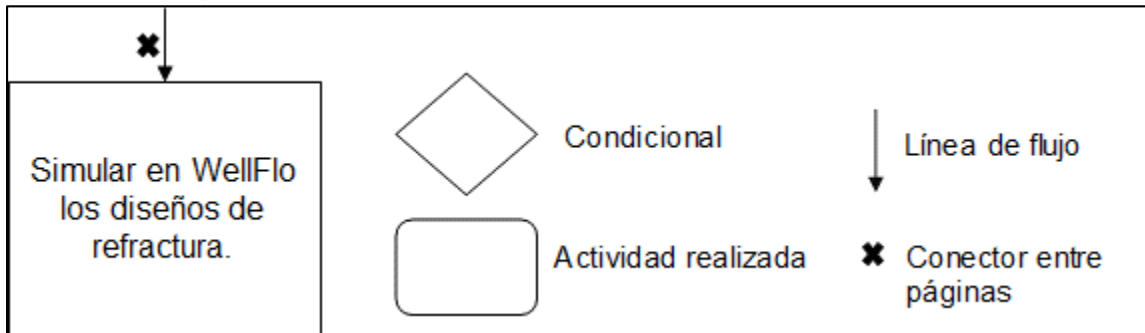
De manera general, para el logro del anterior planteamiento se tuvo en cuenta el ajuste de un programa óptimo de bombeo que involucre los fluidos de fractura y tipos de propante ya estudiados en la estadística descriptiva, ajustando los volúmenes y concentraciones de los mismos hasta lograr las conductividades deseadas y una configuración adecuada. Además, es importante mencionar que, de acuerdo a la información obtenida referente al completamiento de los pozos estudiados, se procuró aislar las zonas inferiores y subir el cañoneo con la finalidad de alejarnos de las zonas cercanas al acuífero y que puedan irrumpir en agua.

Finalmente, con los resultados de estas simulaciones se ajustaron los nuevos diseños obtenidos en WellFlo y se corroboró el incremental de petróleo que se obtiene al llevar a cabo el proceso de refractura en los pozos establecidos. La **Figura 7** muestra el paso a paso de la simulación en cuestión.

**Figura 7.** Diagrama de flujo de simulación en FracPro.



**Figura 7.** Diagrama de flujo de simulación en FracPro (Continuación).



**Fuente:** Elaboración propia.

## 2.5 ANÁLISIS FINANCIERO

El análisis financiero se evaluó con el indicador ROI (Return of investment) que relaciona los ingresos generados del tratamiento a partir de los resultados de productividad con la inversión realizada, llevando a cabo una estimación equivalente a dos años desde la ejecución de la refractura. Se calcularán los valores de este indicador para cada uno de los dos pozos estudiados con el fin de poder determinar la viabilidad financiera de la re-estimulación en cada uno de los casos.

Resulta importante determinar este indicador en el presente estudio, ya que se puede establecer el beneficio y rendimiento en un determinado periodo tiempo de manera cuantitativa a partir de una inversión monetaria realizada. Un ROI del 0% significa que la inversión hasta ese punto ha sido recuperada, y, por ende, cuanto mayor sea el valor de este indicador, mayor será la rentabilidad de la inversión.<sup>40</sup>

Para la realización de este análisis, se plantearon tres escenarios con distintos precios del barril de petróleo para observar el comportamiento del indicador estudiado. Estos valores fueron USD 30, USD 40 y USD 45, esto según la proyección que hizo el EIA (Energy Information Administration) sobre el precio del barril de crudo en el segundo semestre del año 2020 y el primer semestre del año 2021.<sup>41</sup>

En la **Tabla 1** se tendrán presentes algunos de los datos que también se utilizaron en este capítulo.

<sup>40</sup> MEDINA, Concepción. Inversión de la Empresa en Formación, clave de la excelencia empresarial y análisis de su rentabilidad (predicción del ROI). Trabajo de grado doctoral. Madrid, España.: Universidad Nacional de Educación a Distancia, 2011. 335 y 337 p.

<sup>41</sup> AMEEN, Naser *et al.* EIA Forecast U.S crude oil production to fall in 2020 and 2021 [en línea]. Washington, D.C: mayo 14 de 2020. Disponible en Internet: <URL:https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=43735#:~:text=In%20its%20May%20Short%2DTerm,of%2012.2%20million%20b%2Fd>



**Tabla 1.** Parámetros financieros.

| <b>PARÁMETRO</b>                        | <b>VALOR</b> |
|---|--------------|
| Lifting Cost                            | USD 12       |
| TIO (semestral)                         | 5.35%        |
| Porcentaje de declinación de producción | 2.37%        |

**Fuente:** Elaboración propia con base en Ecopetrol S.A.

Para poder determinar el ROI fue necesario abordar dos parámetros de gran importancia, como lo son el CAPEX y el OPEX.

**2.5.1. Plan de inversión (CAPEX).** El primer parámetro que se considero es el CAPEX que hace referencia al capital de inversión inicial, este se calculara con la tabla de valores unitarios de cada uno de los productos/servicios que involucra la operación de refractura. Los costos de la inversión serán utilizados para el cálculo de los indicadores que se trabajarán. Estos se encuentran enumerados a continuación en la **Tabla 2**.

**Tabla 2.** Costos unitarios operación de refractura.

| <b>DESCRIPCIÓN</b>  | <b>UNIDAD</b> | <b>Vir. UNITARIO \$USD</b> |
|---|---------------|----------------------------|
| Movilización Set 8000 HHP (Tarifa base 10 km Meta-Meta)   | Trayecto      | USD 2,700.81               |
| Movilización Set 8000 HHP (Meta-Meta)                     | Km            | USD 51.86                  |
| Movilización con Tractomula (Tarifa base 10 km Meta-Meta) | Trayecto      | USD 391.62                 |
| Movilización con Tractomula (Meta-Meta)                   | Km            | USD 3.20                   |
| Servicio fracturamiento hasta 8000 HHP                    | Operación     | USD 44,028.00              |
| Servicio por potencia adicional hasta 2000 HHP            | Operación     | USD 4,892.00               |
| Cargo por batch mixer                                     | Operación     | USD 3,913.60               |
| Servicio de iluminación (torre tipo estadio)              | Día           | USD 215.25                 |
| Servicio de carrotanque de 3000 galones o mayor           | Día           | USD 1,369.76               |
| Transporte de fluidos                                     | Viaje         | USD 1,663.28               |
| Cargo de Frac-tank  | Día           | USD 205.46                 |
| Tarifa de personal operativo - Fractura                   | 12 Horas      | USD 1,125.16               |
| Disposición final de fluidos                              | Barril        | USD 17.61                  |

**Tabla 2.** Costos unitarios operación de fractura (Continuación).

| DESCRIPCIÓN  | UNIDAD | Mr. UNITARIO<br>\$USD |
|--|--------|-----------------------|
| Fluido de Fractura Base Agua Temp >180° F (<26 PPT de carga polimérica)    | GAL    | USD 0.78              |
| Fluido de Fractura Base Agua Temp >180° F (26-30 PPT de carga polimérica)  | GAL    | USD 0.80              |
| Gel Lineal Base Agua (No Crosslinkeado) de 15 a 20 PPT de carga polimérica | GAL    | USD 0.44              |
| Gel Lineal Base Agua (No Crosslinkeado) de 21 a 30 PPT de carga polimérica | GAL    | USD 0.47              |
| Aditivo para proppant flowback   | GAL    | USD 68.49             |
| Carbolita, todas las mallas  | LBS    | USD 0.83              |
| Sinterblast, todas las mallas  | LBS    | USD 1.03              |
| Sustituto KCl  | GAL    | USD 26.42             |
| Químico para realizar pickling de tubería                                  | GAL    | USD 88.08             |
| Surfactante base agua 1  | GAL    | USD 31.31             |
| Surfactante base aceite 2  | GAL    | USD 62.62             |
| Metanol  | GAL    | USD 7.83              |
| Filtros (cartuchos) unidad de filtrado                                     | Unidad | USD 44.03             |
| Bactericida  | GAL    | USD 48.92             |
| Soda caustica  | GAL    | USD 9.78              |
| XN-233   | GAL    | USD 58.80             |
| TBlockSure 7 LT  | LBS    | USD 9.66              |
| TBlockSure 100 LT  | LBS    | USD 19.18             |

**Fuente:** WEATHERFORD LTDA, Tiquete tipo de refracturamiento. [Informe archivo de Excel], Bogotá D.C, 2020.

Además, es importante tener en cuenta el valor del taladro de operaciones de workover que para nuestro caso es equivalente a USD 450,000.

**2.5.2. Costos operativos (OPEX).** El segundo parámetro que se considero fue el OPEX, este hace referencia a los costos en los que la empresa incurre para poder mantener la producción del pozo. Para este parámetro se tendrán en cuenta los costos operacionales del campo, que incluyen el lifting cost y el costo del mantenimiento de los pozos a lo largo del periodo propuesto de dos años.

Es importante aclarar que el costo y el beneficio se hizo teniendo en cuenta valores presentes netos partiendo del periodo cero, en el cual el costo en dicho periodo corresponde al valor inicial de refractura calculado y el beneficio tomara un valor nulo, además, se proyectó que la operación se hará operación hacia comienzos del siguiente año (2021).

### 3 ANALISIS Y RESULTADOS

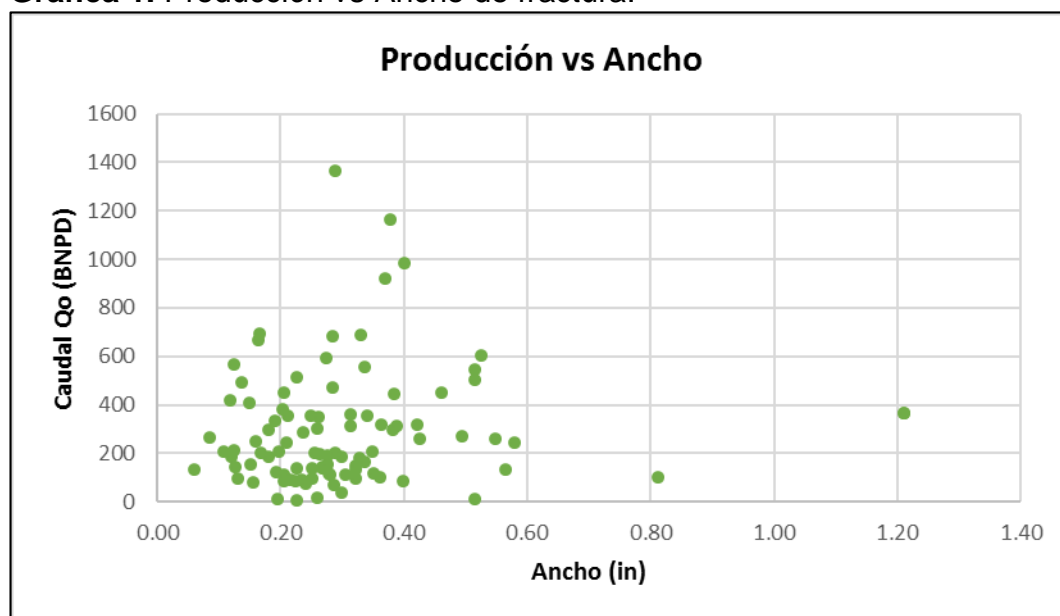
En este capítulo se presentarán los resultados que se obtuvieron después de la ejecución con la metodología del trabajo y el análisis de los mismos, todo esto con el fin de cumplir los objetivos planteados y responder a la hipótesis.

#### 3.1 ESTADÍSTICA DESCRIPTIVA

De acuerdo a la metodología descrita anteriormente, se realizaron los diferentes gráficos de dispersión. La estadística descriptiva se agrupo de acuerdo a la relación entre las variables, los cuatro grupos son: Geometría de las fracturas, permeabilidades, fluidos de fractura y tipo de propante y conductividades.

**3.1.1. Estadística descriptiva de la geometría de las fracturas.** A continuación, se presentarán las gráficas de dispersión que se realizaron a partir de los datos presentados en el **ANEXO A**. Se estableció que la variable dependiente en todos los casos será la producción y las variables independientes son las relacionadas con la geometría de la fractura. Las **Gráficas 1, 2 y 3** describen el comportamiento de la altura, ancho y longitud vs producción postfractura para los 95 pozos estudiados del campo.

**Gráfica 1.** Producción vs Ancho de fractura.

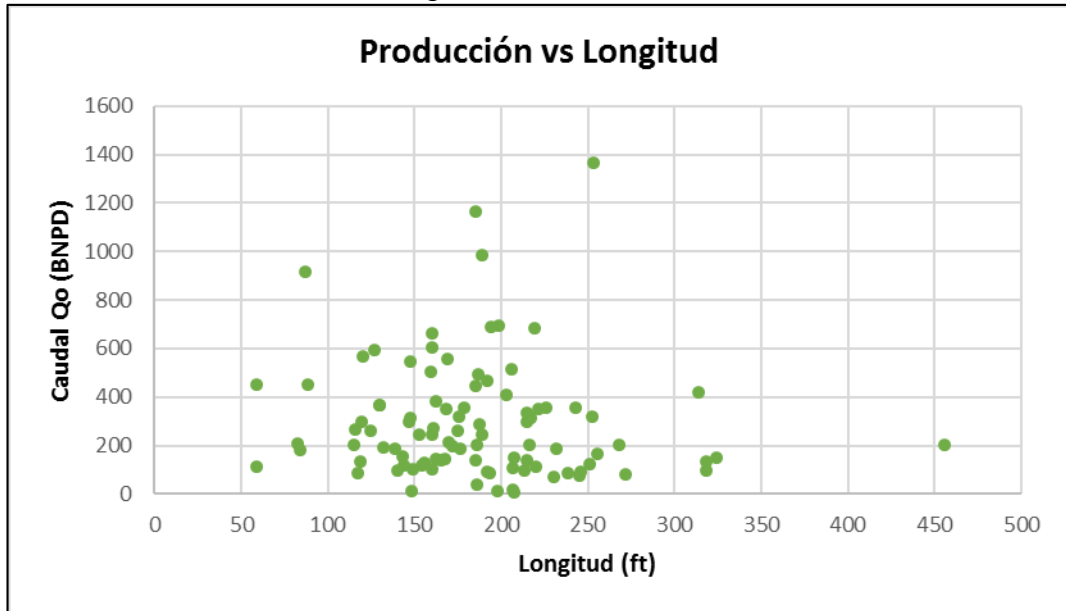


**Fuente:** Elaboración propia con base en Weatherford Ltda.

En la **Gráfica 1**, se puede observar que los valores de ancho a partir de 0.26in hasta 0.4in representan el intervalo donde mejores resultados de producción se obtuvieron. Por ende, el diseño base tomara como punto de partida estos valores. El principal objetivo del diseño busca crear anchos considerables con magnitudes

entre los valores anteriormente propuestos, esto con el fin de corroborar el objetivo de incrementar los valores de FCD y entre otras cosas, crear un canal conductivo lo suficientemente ancho para que el apuntalante entre en la fractura.

**Gráfica 2.** Producción vs Longitud de fractura.

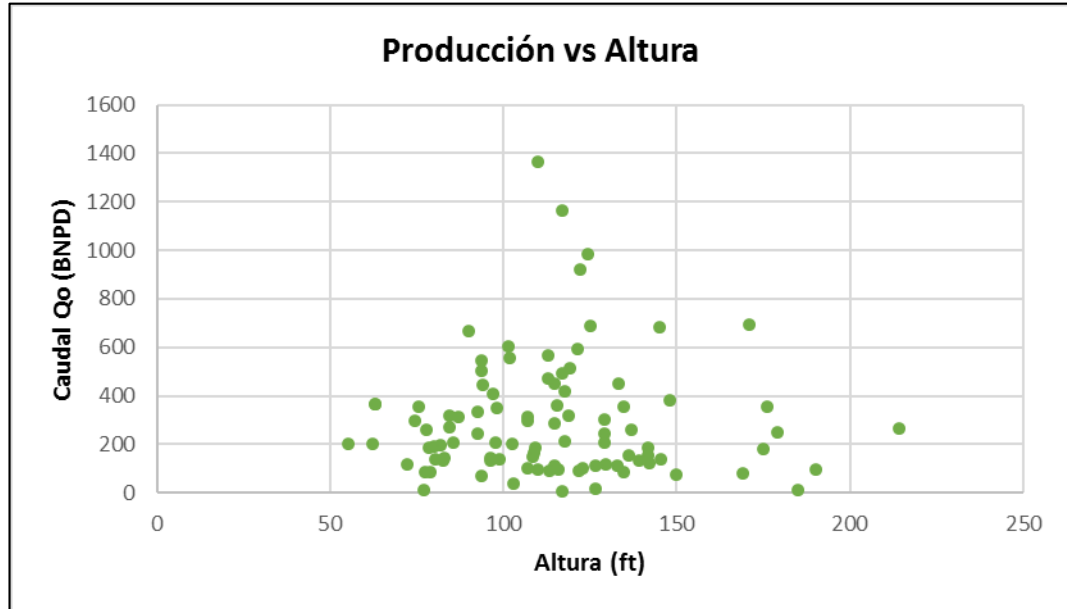


**Fuente:** Elaboración propia con base en Weatherford Ltda.

En la **Gráfica 2**, se puede observar que los valores de longitud a partir de 150ft hasta 200ft representan el intervalo donde mejores resultados de producción se obtuvieron. Por ende, el diseño base tomara como punto de partida estos valores. Esto es debido a que en el manejo de reservorios con baja permeabilidad para el tipo de crudo pesado que maneja castilla, se deben realizar fracturas con magnitudes medio-bajas, logrando así un bypass mayor a la formación para obtener valores superiores de FCD y cercanos a uno.

De manera general se pueden observar longitudes considerables que para el tipo de permeabilidad alta que maneja el campo, se alejan del diseño óptimo que se está buscando y a pesar de que en algunos casos la producción se muestra elevada, el diseño de fractura solo muestra un efecto de bypass hacia la formación y el daño.

**Gráfica 3.** Producción vs Altura de fractura.



**Fuente:** Elaboración propia con base en Weatherford Ltda.

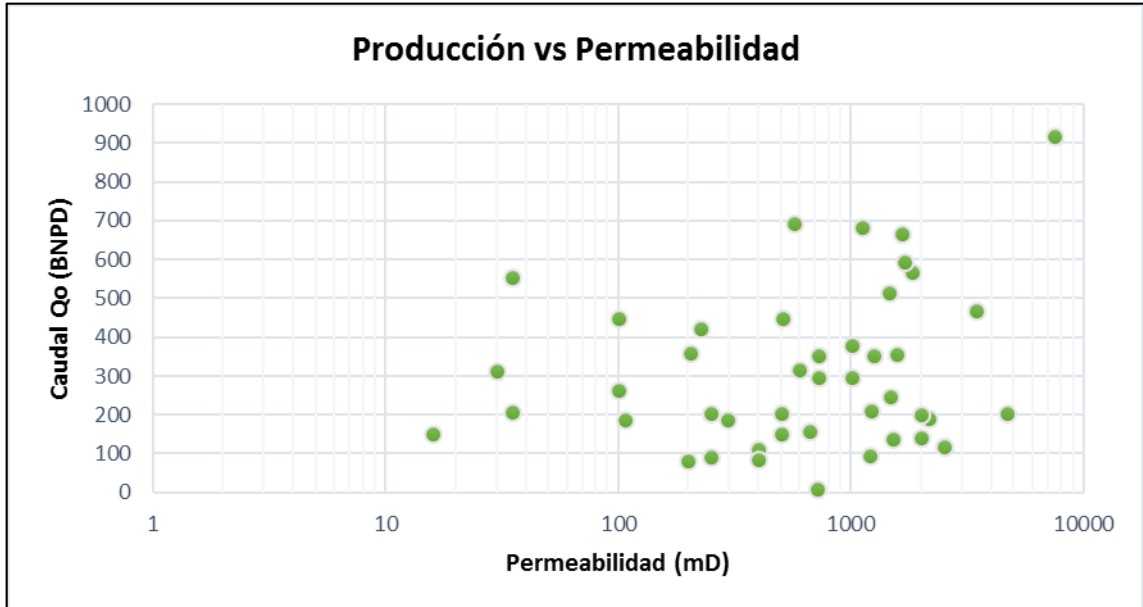
En la **Gráfica 3**, se puede observar que los valores de alto a partir de 100ft hasta 130ft representan el intervalo donde mejores resultados de producción se obtuvieron. Por ende, el diseño base tomara como punto de partida estos valores.

Hay que prestar especial atención en los valores más allá de 150ft, en la mayoría de los casos resulta inevitable controlar la propagación de la fractura verticalmente debido a la inexistencia de sellos no competentes, esto puede ocasionar el contacto de zonas con acuíferos aumentando el caudal de agua y haciendo ineficiente la fractura ahogando la producción de crudo y depletando ineficientemente la zona.

En todos los casos el crecimiento vertical de la fractura está controlado por consideraciones acerca de la mecánica de la roca o geomecánica, referentes a los esfuerzos “in-situ”, a los gradientes de esfuerzos o gradientes de fractura, diferencial de esfuerzos y tenacidades entre las diferentes capas.

**3.1.2. Estadística descriptiva de la permeabilidad.** A continuación, se presentarán las gráficas de dispersión que se realizaron a partir de los datos presentados en el **ANEXO A**. Se estableció que la variable dependiente en este caso será la producción y la variable independiente la permeabilidad efectiva, para esta última se implementó una escala logarítmica debido a su elevado rango de variación y así poder visualizar mejor los resultados. La **Gráfica 4** describe el comportamiento de la permeabilidad y la producción de una muestra de 45 pozos, a los cuales corresponde esta información. Actualmente en el campo no se corren registros de pozo y se estima un valor aproximado a partir de correlaciones con los pozos que sí tienen los valores.

**Gráfica 4.** Producción vs Permeabilidad efectiva.



**Fuente:** Elaboración propia con base en Weatherford Ltda.

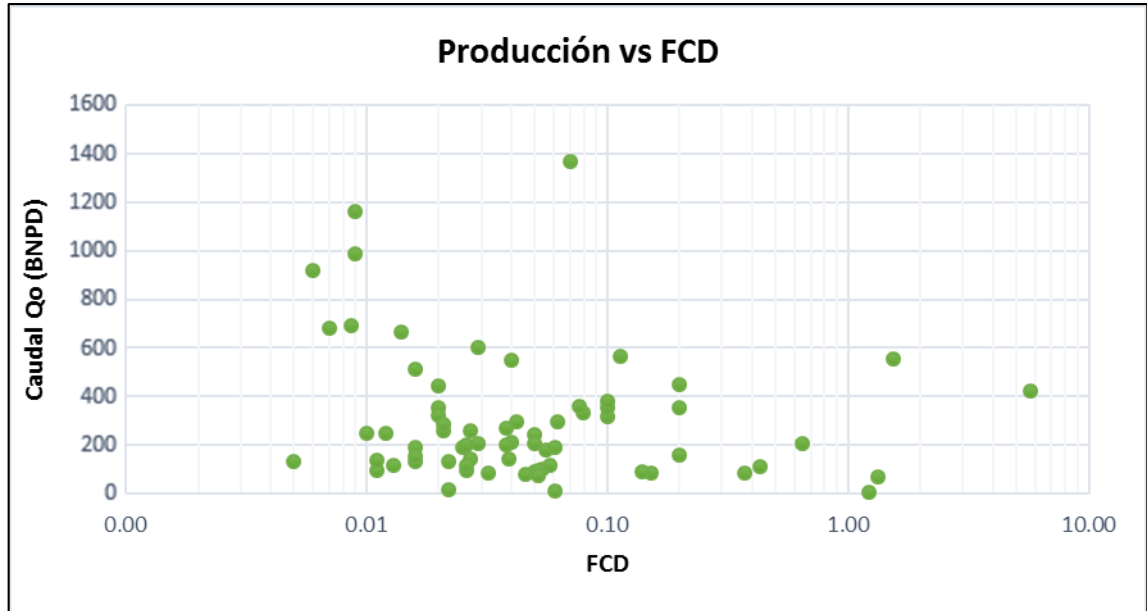
Se puede observar que los pozos con mayor producción de petróleo se encuentran por encima del valor de 400mD. De acuerdo a la información proporcionada se determinó que el crudo que produce este campo es pesado con una gravedad API promedio de 12.5 y, por ende, para que este logre un eficiente flujo de la formación al pozo se necesitan canales con mayor permeabilidad. Partiendo de esta información Navarro afirma que “Un valor bajo de permeabilidad o un valor grande de daño propiciarán una baja productividad del pozo.”<sup>42</sup>. Bajo esta premisa, se observan pozos por encima del valor de 400mD con tasas de producción muy bajas, esto es debido a la zona de baja presión en la que se ubican. Estos pozos en su gran mayoría se ubican en el yacimiento en presiones por debajo de los 1800psia por lo que responden de esta manera.

**3.1.3. Estadística descriptiva de las conductividades.** A continuación, se presentarán las gráficas de dispersión que se realizaron a partir de los datos presentados en el **ANEXO A**. Se estableció que la variable dependiente en este caso será la producción y la variable independiente las conductividades de formación, fractura y la conductividad adimensional (FCD), para esta última se implementó una escala logarítmica debido a su elevado rango de variación y así poder visualizar mejor los resultados. La **Gráfica 5** describe el comportamiento de la producción y la conductividad adimensional de una muestra de 69 pozos y la

<sup>42</sup> NAVARRO, Cristina. Teoría del Fracturamiento Hidráulico. Tesis profesional para obtener el título de Ingeniero de Petróleos. México D.F: Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería, 2017, p. 3.

**Gráfica 6 y 7** describe el comportamiento de la producción y las conductividades de una muestra de 43 pozos de los cuales se tuvo acceso a esta información.

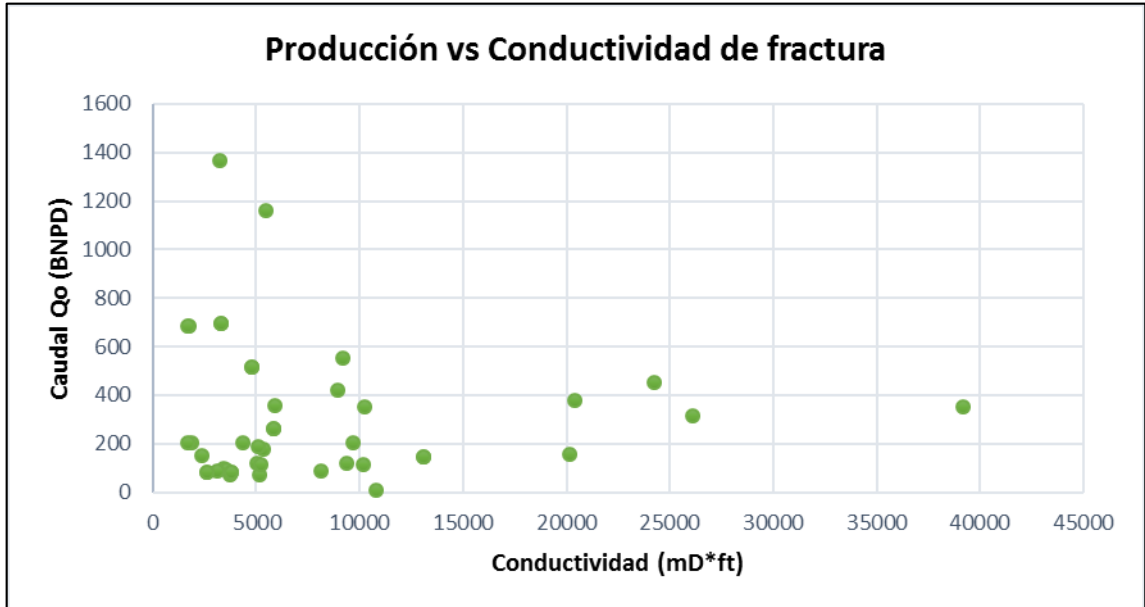
**Gráfica 5.** Producción vs FCD.



**Fuente:** Elaboración propia con base en Weatherford Ltda.

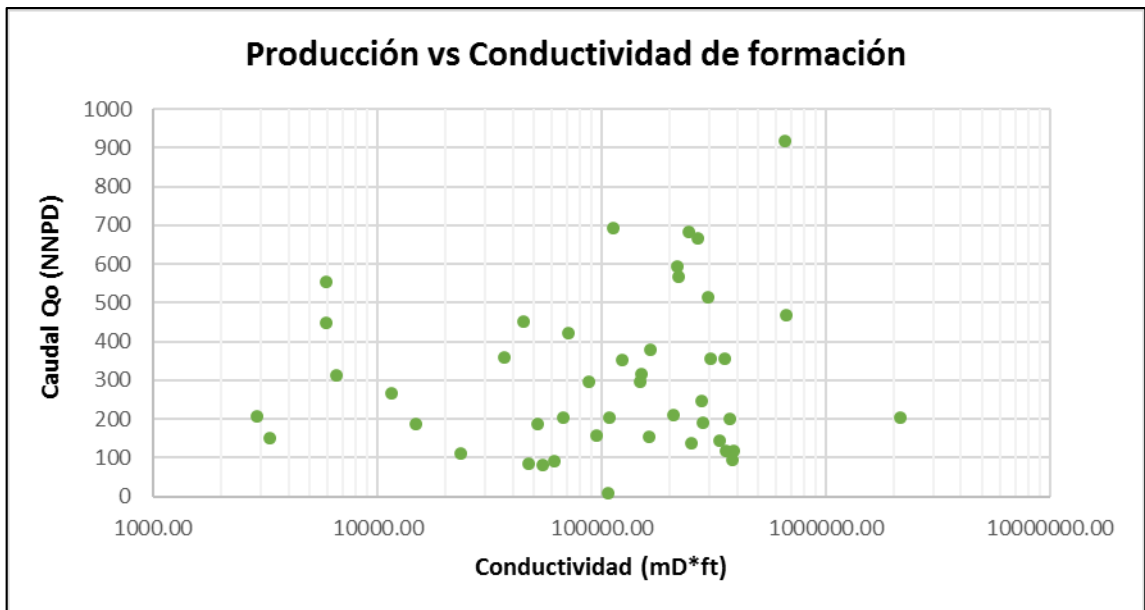
En la **Gráfica 5**, se puede observar que los valores de FCD a partir de 0.005 hasta 0.01 tienen un valor de producción por encima de los 683 BOPD, esto se debe al efecto de Skin Bypass que están generando estas fracturas. En general toda la muestra está por debajo de 0.1 debido a los altos valores de permeabilidad que presenta el campo. Esto demuestra que la relación entre conductividades de fractura y formación se encuentran muy alejadas entre sí, siendo esta última (conductividad de formación) mucho mayor que la conductividad de fractura. Esto se puede corroborar en los resultados de la **Gráfica 6** donde las conductividades de fractura en su gran mayoría no superan las magnitudes de los diez mil milidarcy pie (mD\*ft) en contraposición con los resultados de la **Gráfica 7** donde se evidencian valores de hasta 700000 milidarcy pie (mD\*ft).

**Gráfica 6.** Producción vs Conductividad de fractura.



**Fuente:** Elaboración propia con base en Weatherford Ltda.

**Gráfica 7.** Producción vs Conductividad de formación.



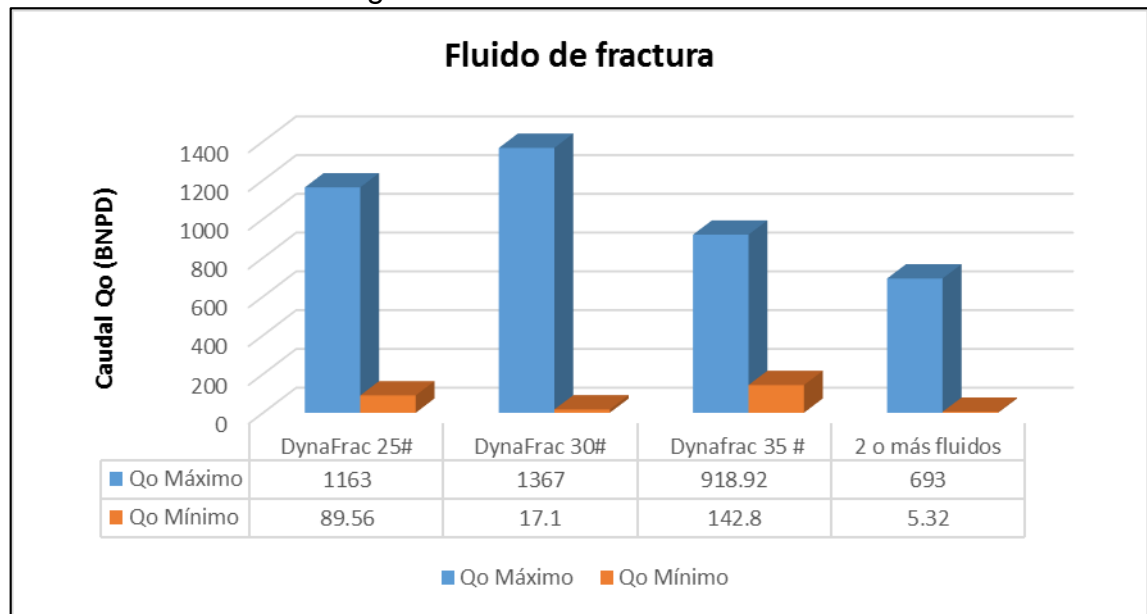
**Fuente:** Elaboración propia con base en Weatherford Ltda.

**3.1.4. Estadística descriptiva de fluidos de fractura y tipos propante.** A continuación, se presentarán los diagramas de barras que se realizaron a partir de los datos presentados en el **ANEXO A**. Se estableció que la variable dependiente en este caso será la producción y la variable independiente el tipo de fluido y de propante, esta estadística se realizó a partir de la productividad para los diferentes



tipos de fluido y propante, tomando el valor máximo y mínimo de caudal de petróleo que se obtuvo con cada uno en el total de la muestra. La **Gráfica 8** representan dichos valores de producción para los diferentes tipos de fluido utilizados por Weatherford en el campo y la **Gráfica 9** contiene la producción de petróleo para los diferentes propantes utilizados por Weatherford en el Campo, con una muestra total de 66 pozos a los cuales corresponde esta información.

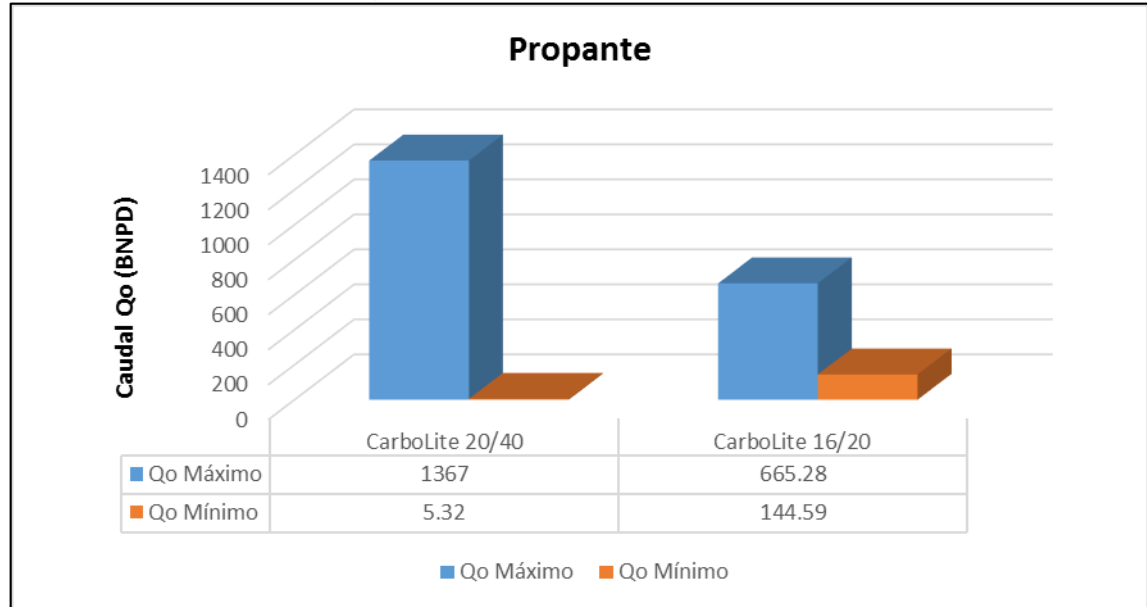
**Gráfica 8.** Producción según el fluido de fractura



**Fuente:** Elaboración propia con base en Weatherford Ltda.

En la **Gráfica 8** se puede observar que el tipo de fluido que mejores resultados obtuvo fue el fluido Dynafrac 30#. Este fluido contiene 30 libras de gel tipo Goma Guar por cada 1000 galones de fluido, y por ende posee una viscosidad mayor que influye en la velocidad y esfuerzo de corte. Teóricamente este fluido está generando fracturas con mayor longitud que es el efecto adverso que buscamos porque disminuye la conductividad. Para este escenario vamos a plantear que en el diseño se implementara un fluido con una carga polimérica menor, como lo es el DynaFrac 25 en mayor proporción con respecto al DynaFrac 30 que solo será bombeado en la etapa de pad. Este DynaFrac 25 ha demostrado una alta producción de petróleo, de hasta 1163BOPD.

**Gráfica 9.** Producción según el tipo de propante



**Fuente:** Elaboración propia con base en Weatherford Ltda.

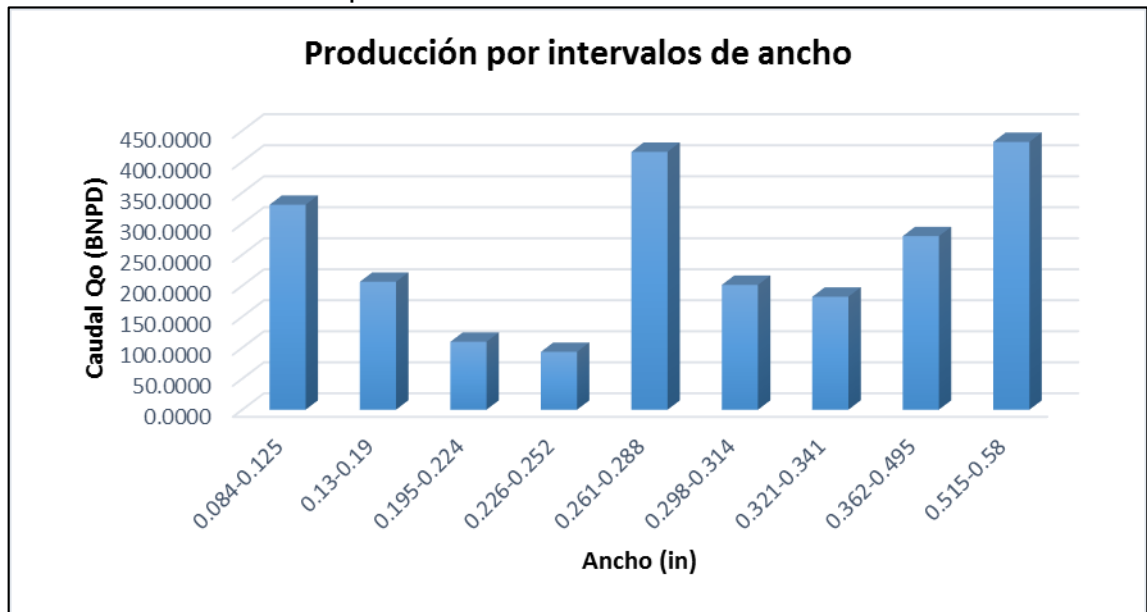
En la **Gráfica 9** se puede observar el comportamiento de la producción según el tipo de propante. La selección del apuntalante debe considerar la conductividad final que se desea alcanzar, en general, a mayor tamaño de apuntalante, mejor es la conductividad, pero menor resistencia a los esfuerzos de cierre. El propante CarboLite 20/40 es una arena que puede pasar por un mesh de 20 y la retiene uno de 40, según los datos, este ha sido el que mejor producción obtuvo en los procesos de fractura. Para la elaboración de nuestro diseño, al igual que en el análisis anterior, se propondrá la utilización de ambos apuntalantes.

En ninguna de las gráficas se pudo determinar una tendencia clara excepto para el estudio de los fluidos de fractura y tipo de propante, pero podemos partir de un primer análisis estadístico que nos conducirá al planteamiento del diseño base. De acuerdo a la metodología, se zonificará el campo como se muestra en la **Figura 4** y se planteará un estudio particular para cada una de esas zonas.

**3.1.5. Estadística descriptiva para las zonas del campo.** Para cada zona se desarrolló un estudio particular a partir de diagramas de barras, teniendo en cuenta promedios de producción y su respectiva relación con cada parámetro de impacto a manera de intervalos. Al zonificar el campo, se limita la muestra total de 95 pozos en dos grupos que permiten describir el comportamiento de dichos parámetros de manera más clara y para obtener los resultados que se desean.

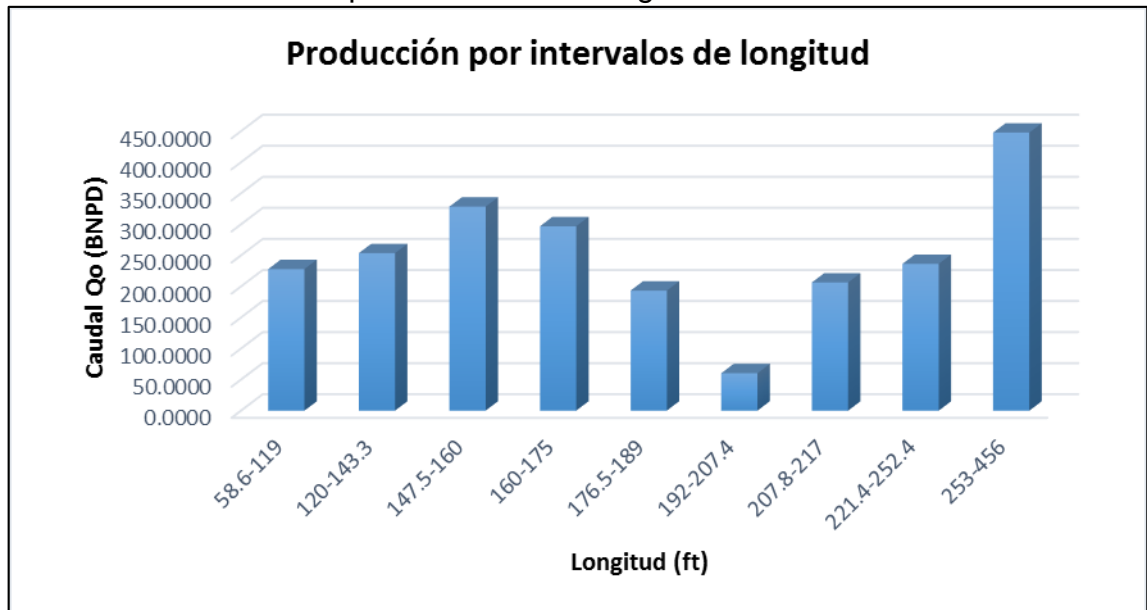
**3.1.5.1. Castilla Norte.** A continuación, se presentarán las **Gráficas 10, 11 y 12** en las cuales se muestran los diagramas de barras que describe el comportamiento de la producción promedio para cada uno de los intervalos de los parámetros pertenecientes a la configuración geométrica de la fractura para la zona de Castilla Norte.

**Gráfica 10.** Producción por intervalos de ancho de fractura Castilla Norte.



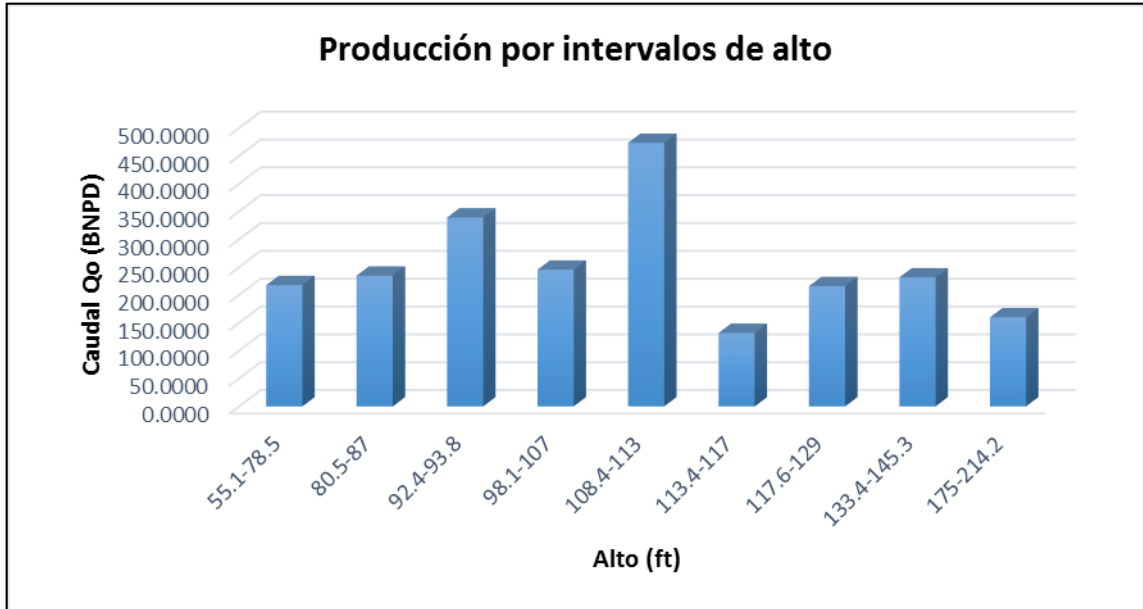
**Fuente:** Elaboración propia con base en Weatherford Ltda.

**Gráfica 11.** Producción por intervalos de longitud de fractura Castilla Norte.



**Fuente:** Elaboración propia con base en Weatherford Ltda.

**Gráfica 12.** Producción por intervalos de alto de fractura Castilla Norte.



**Fuente:** Elaboración propia con base en Weatherford Ltda.

A partir de esto se puede establecer que los valores para el diseño base se encuentran en los rangos de producción más altos obteniendo los siguientes resultados tal y como muestra la **Tabla 3**:

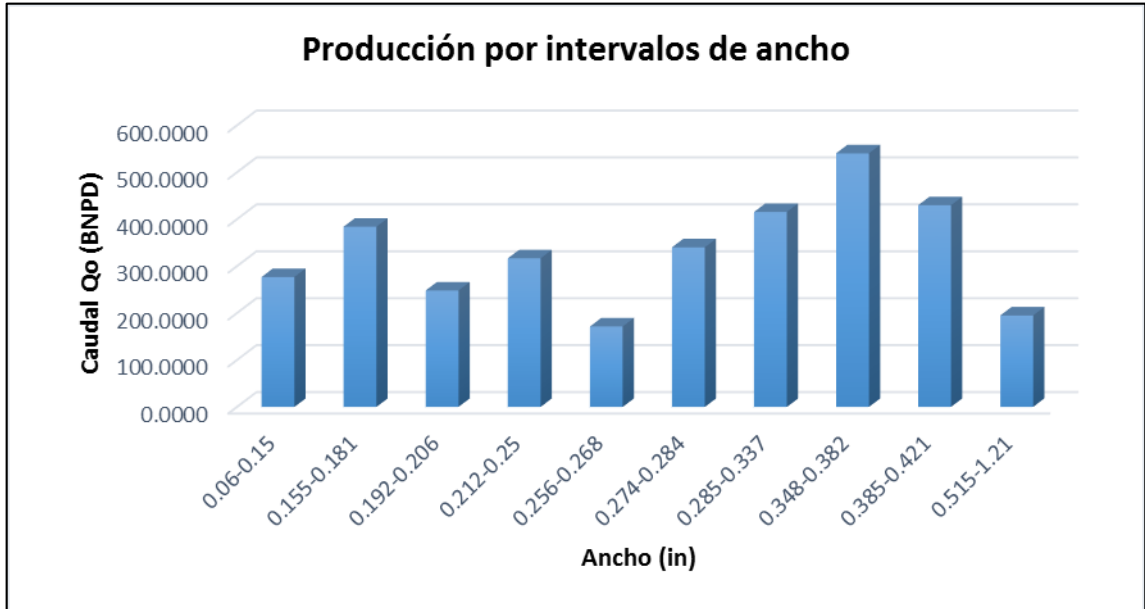
**Tabla 3.** Diseño base Castilla Norte.

| <u>Ancho</u> | <u>Largo</u> | <u>Alto</u> |
|--------------|--------------|-------------|
| 0.275        | 155          | 110         |

**Fuente:** Elaboración propia.

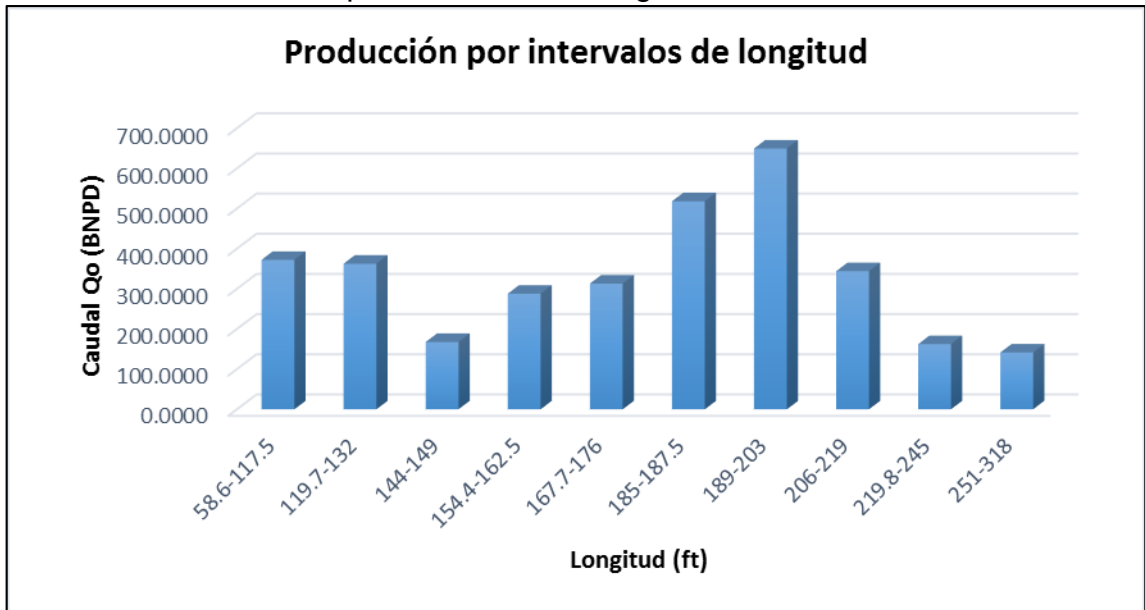
**3.1.5.2. Castilla.** A continuación, se presentarán las **Gráficas 13, 14 y 15** que muestran los diagramas de barras que describe el comportamiento de la producción promedio para cada uno de los intervalos de los parámetros pertenecientes a la configuración geométrica de la fractura para la zona de Castilla.

**Gráfica 13.** Producción por intervalos de ancho de fractura Castilla.



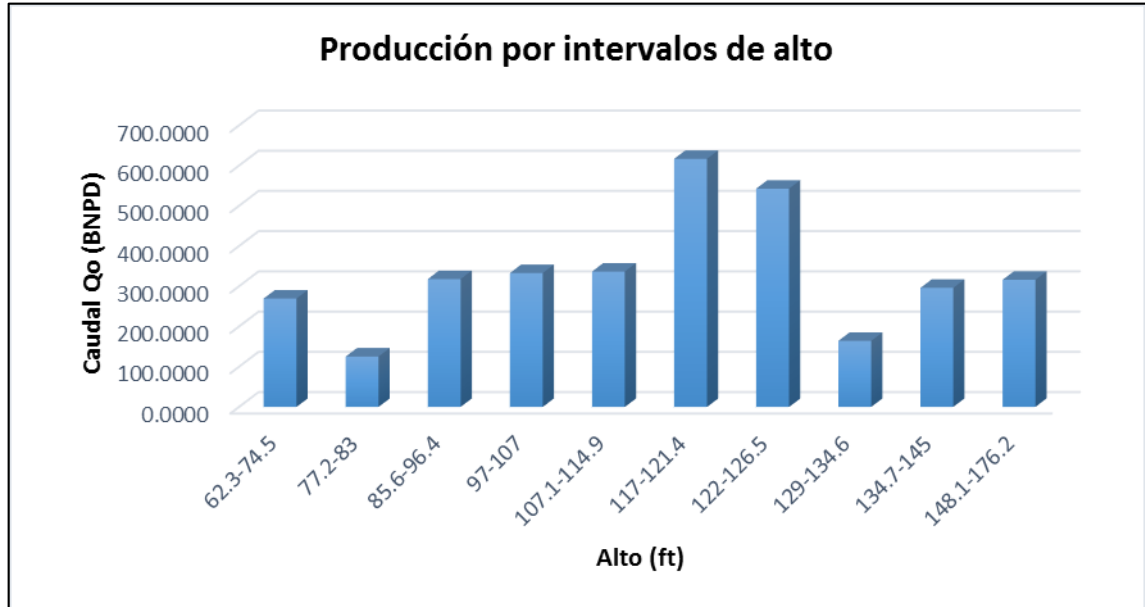
**Fuente:** Elaboración propia con base en Weatherford Ltda.

**Gráfica 14.** Producción por intervalos de longitud de fractura Castilla.



**Fuente:** Elaboración propia con base en Weatherford Ltda.

**Gráfica 15.** Producción por intervalos de alto de fractura Castilla.



**Fuente:** Elaboración propia con base en Weatherford Ltda.

A partir de estos elementos se puede establecer que los valores para el diseño base se encuentran en los rangos de producción más altos obteniendo los siguientes resultados que se muestran en la **Tabla 4**:

**Tabla 4.** Diseño base Castilla.

| Ancho | Largo | Alto |
|-------|-------|------|
| 0.37  | 187   | 120  |

**Fuente:** Elaboración propia.

### 3.2 POZOS CANDIDATOS A REFRACTURAR

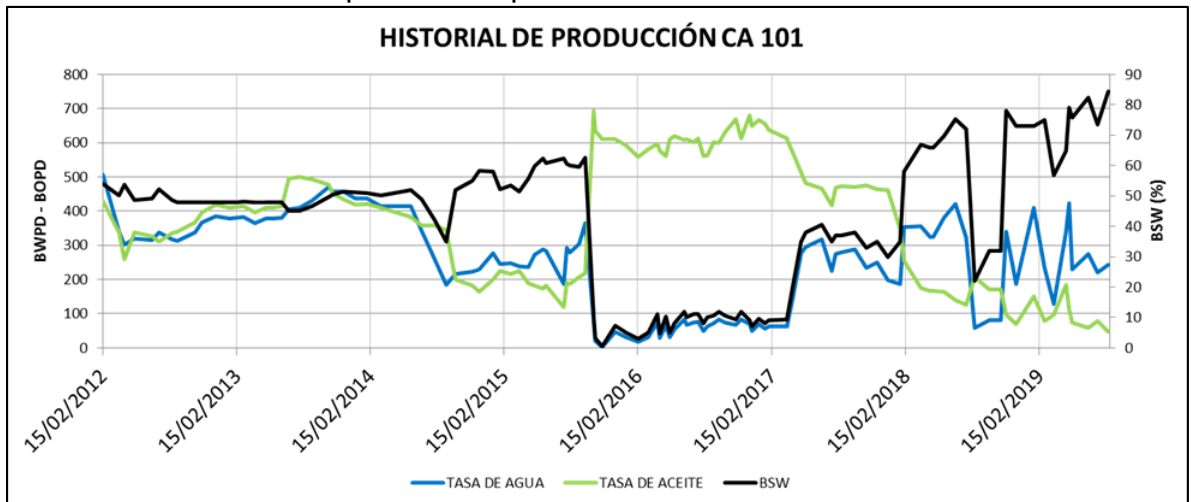
Para el proceso de selección de pozos fue necesario contar con el histórico de producción de cada uno de ellos hasta la actualidad. Con base en estas gráficas se analizó el comportamiento del caudal de agua, petróleo y finalmente el BSW a lo largo de toda la vida productiva de cada pozo. Además, a partir de esta información es posible también determinar el tiempo aproximado en el que la fractura pierde efecto, disminuyendo consigo los canales conductivos de la formación y cambiando el régimen de flujo en el pozo, de bilineal a radial. También se analizó la existencia de posibles intrusiones de agua en los pozos causadas por condiciones operativas o efectos propios del yacimiento, que conllevan a un aumento en la relación de movilidad entre el agua y el crudo a favor del fluido más pesado.

De acuerdo con las consideraciones planteadas en la metodología se pudieron obtener los siguientes candidatos a refracturar para cada grupo, de la manera que se describe a continuación.

### 3.2.1 Pozos candidatos por encima del promedio de producción (350BOPD).

Las **Gráficas 16 y 17** representan el historial de producción para los pozos CA 101 y CA 250. Las fechas de fracturamiento para estos pozos fueron, respectivamente, 8 de octubre de 2015 y 10 de noviembre de 2015; ambos trabajos de estimulación fueron realizados por la empresa contratista Weatherford Ltda.

**Gráfica 16.** Historial de producción pozo CA 101.

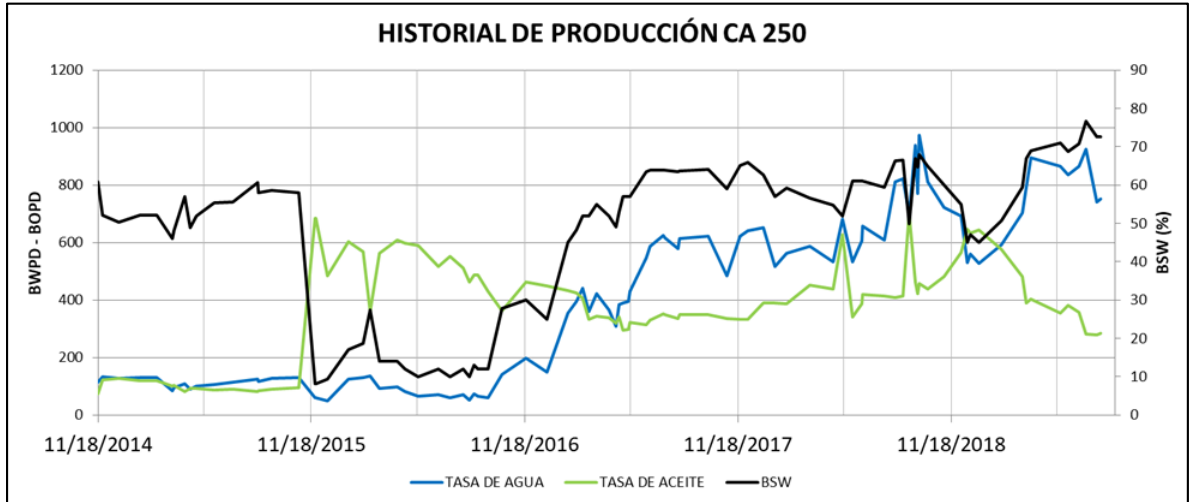


**Fuente:** Elaboración propia con base en Ecopetrol S.A.

El pozo Castilla 101 mostró un pico de producción de petróleo de casi 700 BOPD y se mantuvo casi constante en el tiempo por un poco más de un año, lo cual se dio gracias a los efectos adicionales de los fluidos de fractura, como son disminución de viscosidad y restauración de la mojabilidad de la formación. Durante este periodo el pozo mostró tasas de agua por debajo de los 100 BOPD, las cuales empezaron a aumentar paulatinamente hasta un valor aproximado de 300 BOPD, que era lo que producía antes de ser estimulado hidráulicamente. Este comportamiento es un indicativo de que el efecto de la fractura se empieza a perder desde el momento en el que el caudal de agua aumenta y la movilidad del crudo empieza a disminuir.

En la actualidad este pozo produce poco menos de 100 BOPD con un corte de agua de aproximadamente 80%; consideramos que el mismo es un buen candidato ya que mediante esta técnica se pretende recuperar los valores de productividad observados después de haber realizado la primera fractura mediante la reapertura de las fracturas existentes en los intervalos superiores de los cañoneos y la posible creación de nuevas fracturas en zonas distintas del yacimiento que actualmente no producen.

**Gráfica 17.** Historial de producción pozo CA 250.



**Fuente:** Elaboración propia con base en Ecopetrol S.A.

El pozo Castilla 250 también mostró un pico de producción de petróleo de casi 700 BOPD y se mantuvo constante en el tiempo con una producción media de 600 BOPD por alrededor de 6 meses después de haber realizado el fracturamiento hidráulico. De igual forma, durante este periodo las tasas de agua permanecieron bajas hasta cuando se presentó una posible intrusión de agua que generó un aumento progresivo en la producción de agua. A diferencia de Castilla 101 la fractura conserva el efecto parcialmente; sin embargo, se estima una disminución rápida de la producción de crudo en un corto tiempo.

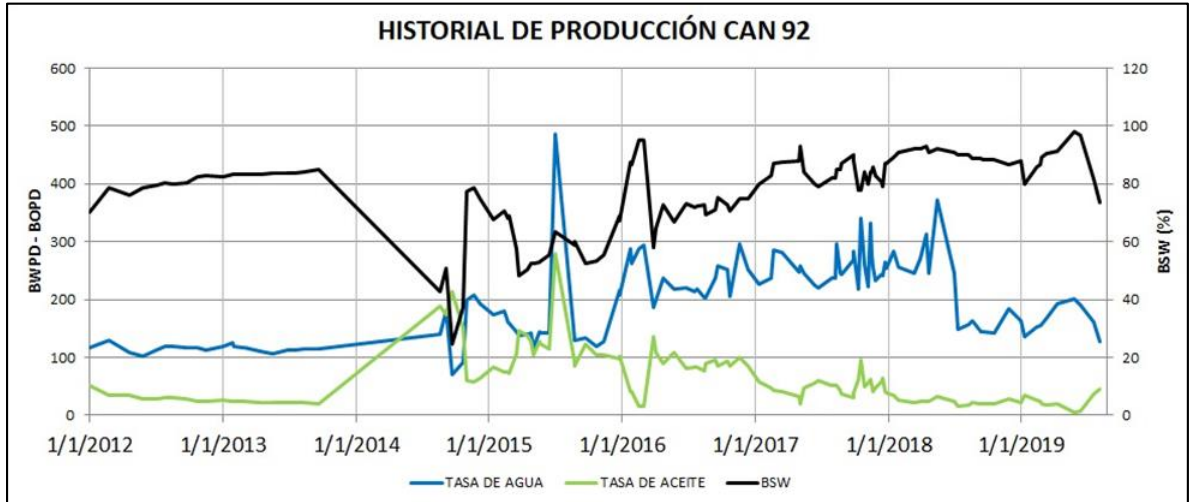
En la actualidad este pozo produce aproximadamente 280 BOPD con un corte de agua de 75%. Aunque es un pozo que aun presenta alto caudal de petróleo, sigue siendo un candidato para refracturar y aumentar su caudal recuperando el que obtuvo después de la primera fractura.

### **3.2.2 Pozos candidatos por debajo del promedio de producción (350BOPD).**

Las **Gráficas 18, 19 y 20** representan el historial de producción para los pozos CAN 92, CA 68 y CAN 148. La fecha de fracturamiento para estos pozos se realizó en agosto 8 de 2014, julio 17 de 2014 y agosto 27 de 2013 respectivamente, todos los trabajos de estimulación fueron realizados por la empresa contratista Weatherford Ltda.



**Gráfica 18.** Historial de producción pozo CAN 92.

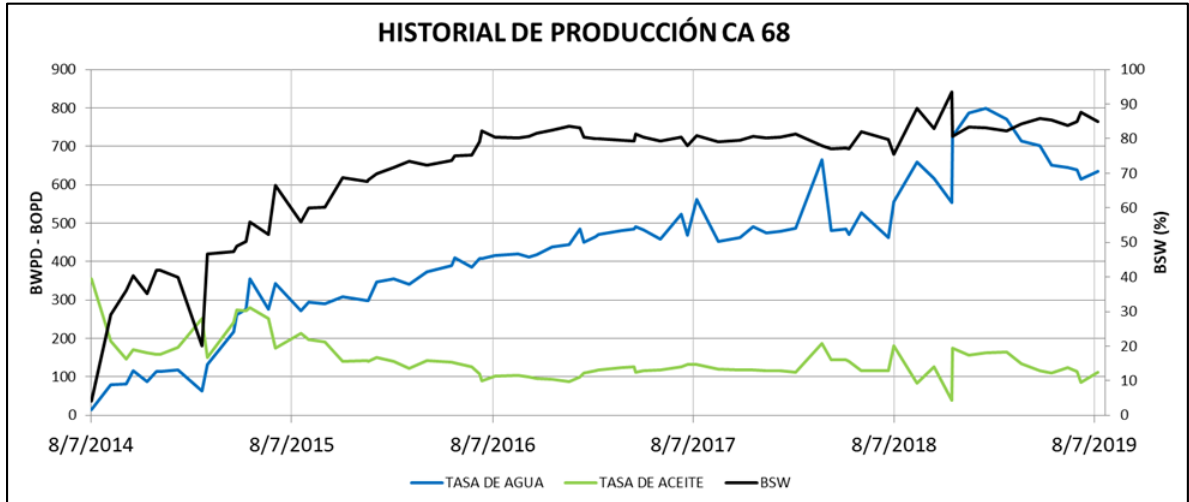


**Fuente:** Elaboración propia con base en Ecopetrol S.A.

Se observa que en el pozo Castilla Norte 92 el efecto de la fractura se encuentra por debajo del promedio productivo del campo y, a pesar de que disminuye levemente el BSW, el caudal máximo que alcanza postfractura es de poco más de 200 BOPD. En este caso el drenaje del pozo después de la fractura se pudo haber visto afectado por factores operacionales o por las condiciones del yacimiento y por ello la fractura no presenta un aumento considerable en su caudal; por el contrario, se termina de producir progresivamente el petróleo que queda y su saturación desciende, disminuyendo la tasa de este fluido hasta valores críticos de casi 0 BOPD, aumentando paulatinamente la movilidad del agua y con ello la producción de la misma.

Este pozo en la actualidad cuenta con una tasa de petróleo cercana a los 50 BOPD y una producción de agua por el orden de los 130 BWPD. El histórico de producción demuestra que dicho pozo no está bajo el posible efecto de una intrusión de agua, aunque no se descarta la posibilidad remota de esta. Refracturando dicho pozo se busca el contacto con zonas no drenadas y con un alto potencial de producción de crudo, alejándonos del acuífero y evitando a toda costa el contacto con zonas productoras de agua.

**Gráfica 19.** Historial de producción pozo CA 68.

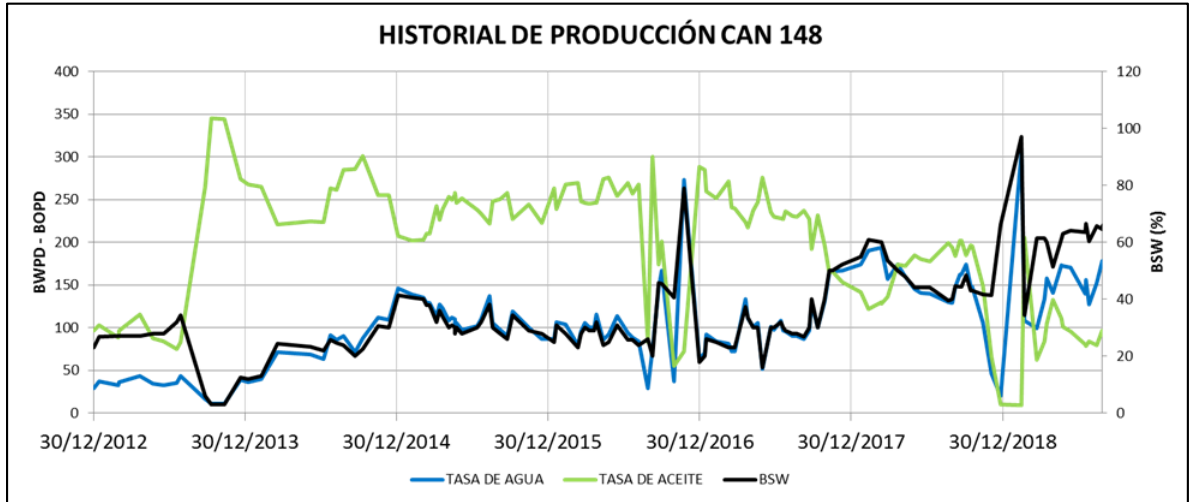


**Fuente:** Elaboración propia con base en Ecopetrol S.A.

Con referencia a este pozo es importante mencionar que su completamiento se realizó mediante la técnica de fracturamiento hidráulico. Presentó un pico de 350 BOPD y este caudal disminuyó de manera precipitada por debajo de los 200 BOPD. Presenta baja productividad de petróleo como consecuencia de los altos caudales de agua que tuvo durante todo el periodo productivo y de elevados cortes de agua. La respuesta de este pozo frente al fracturamiento indica que la fractura realizada contactó zonas cercanas al acuífero y fue completado muy cerca de la unidad productora K2.

Este pozo en la actualidad cuenta con una tasa de petróleo cercana a los 100 BOPD y una elevada producción de agua -por el orden de los 620 BWPD-; sin embargo, sigue siendo candidato al plantear la posibilidad de aislar zonas inferiores alejándonos del acuífero y refracturando con un diseño que se ajuste a la permeabilidad de este pozo.

**Gráfica 20.** Historial de producción pozo CAN 148.



**Fuente:** Elaboración propia con base en Ecopetrol S.A.

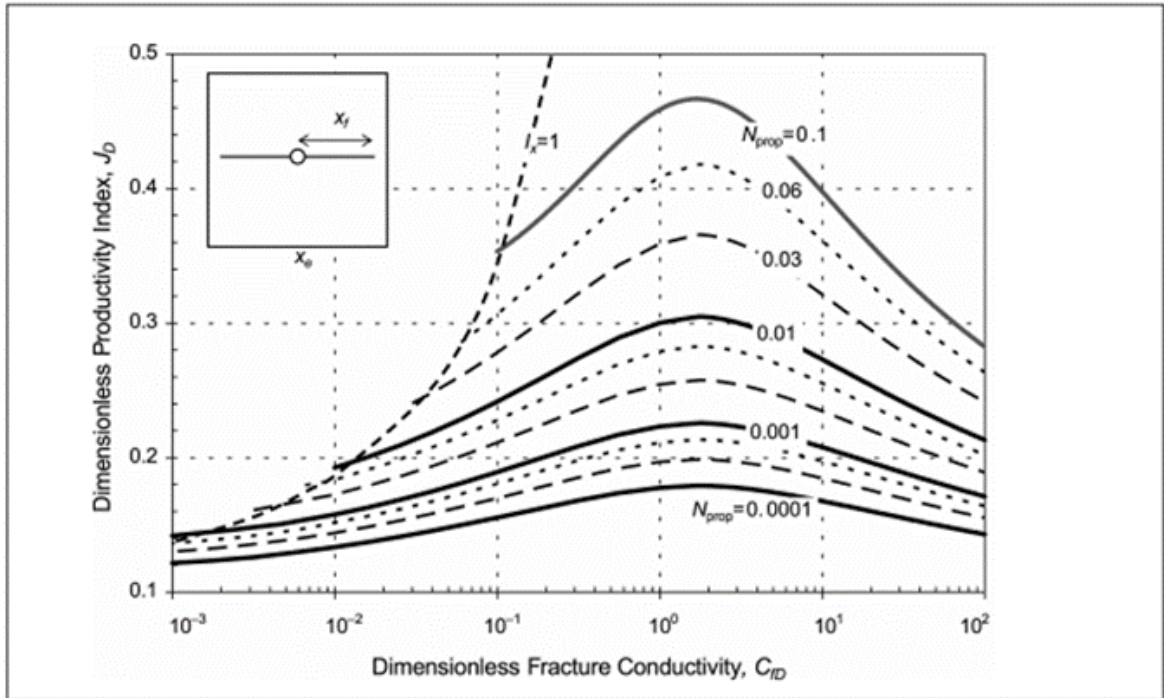
El historial de producción del pozo Castilla Norte 148 demuestra un evidente incremental de caudal de petróleo de casi 250 BOPD después de haber realizado el fracturamiento hidráulico. La productividad de agua en todo momento se encuentra controlada y no representa cambios significativos, con lo cual se pueda inferir que es un pozo con baja probabilidad de irrumpir en agua, efecto de una intrusión por el contacto de zonas cercanas al acuífero y la arena K2. Aparentemente el efecto de la fractura se conserva y muestra caudales constantes alrededor de los 250 BOPD y empieza a perder efecto después de cuatro años de haber sido estimulado o en su defecto, la zona ha sido drenada y la saturación de petróleo ha disminuido. En este periodo el caudal de agua aumenta levemente.

En la actualidad este pozo cuenta con una tasa de petróleo cercana a los 100 BOPD y una producción de agua por el orden de los 160 BWPD. A pesar de que es un candidato por debajo del promedio de producción del campo, es interesante observar la respuesta favorable que tuvo después de haber sido fracturado y las tasas de agua controladas que ha tenido durante toda la vida productiva.

### 3.3 ANÁLISIS DE PRODUCTIVIDAD

Los resultados del análisis de productividad se obtuvieron a partir de las ya mencionadas simulaciones en WellFlo. Para el escenario de refractura se implementó el diseño base obtenido en la estadística descriptiva independiente para cada pozo que se ubica en una zona diferente. Además, el input de conductividad (FCD) en todos los pozos se estipuló de acuerdo con **Figura 8**, en donde se puede apreciar la relación teórica del índice de productividad y la conductividad adimensional.

**Figura 8.** Rendimiento de pozo fracturado para números de propante medios y bajos.



**Fuente:** Romero, D. J., Valko, P. P., & Economides, M. J. (2003, February 1). Optimization of the Productivity Index and the Fracture Geometry of a Stimulated Well With Fracture Face and Choke Skins. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/81908-PA.

Se puede observar que el punto de inflexión en cada curva, que representa el índice de productividad máximo alcanzado bajo cualquier número de propante corresponde a los valores de FCD ubicados en 2. Alcanzar este valor de conductividad representa un reto operacional en campo debido a las altas permeabilidades que maneja el mismo, es por ello que se plantea un FCD teórico e ideal de 1 en todas las simulaciones, valor que resulta ser un escenario conservador y posible ante las propiedades petrofísicas que se manejan en el yacimiento.

En la **Tabla 5** se encuentra la data con la condición operativa de cada pozo candidato y el caudal de líquido que produce en la actualidad; estos valores deben ser representados en la IPR de la condición actual de cada pozo. Teniendo en cuenta esto, a continuación, se muestran los resultados del análisis de productividad para cada uno de los candidatos.

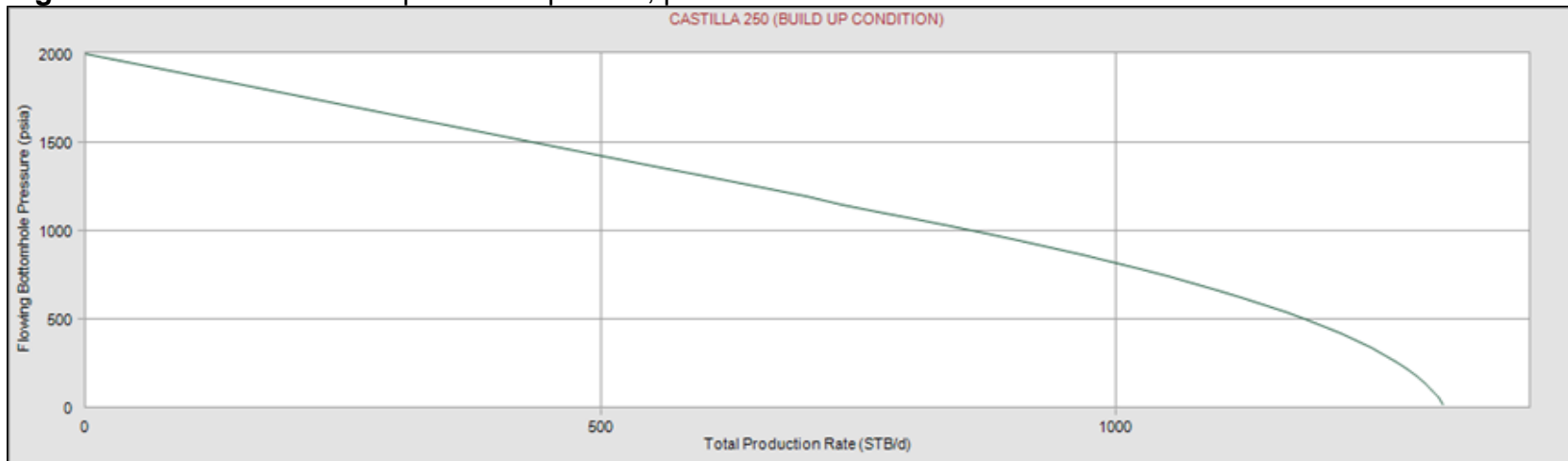
**Tabla 5.** Condición operativa y de producción actual de los pozos candidatos.

| Pozo    | Pwf(psi) | Producción de líquido |        |
|---------|----------|-----------------------|--------|
|         |          |                       | (BFPD) |
| CA 101  | 1600     |                       | 296    |
| CA 250  | 1380     |                       | 1036   |
| CAN 148 | 800      |                       | 270    |
| CAN 92  | 800      |                       | 190    |
| CA 68   | 1400     |                       | 835    |

**Fuente:** Elaboración propia con base en Ecopetrol S.A.

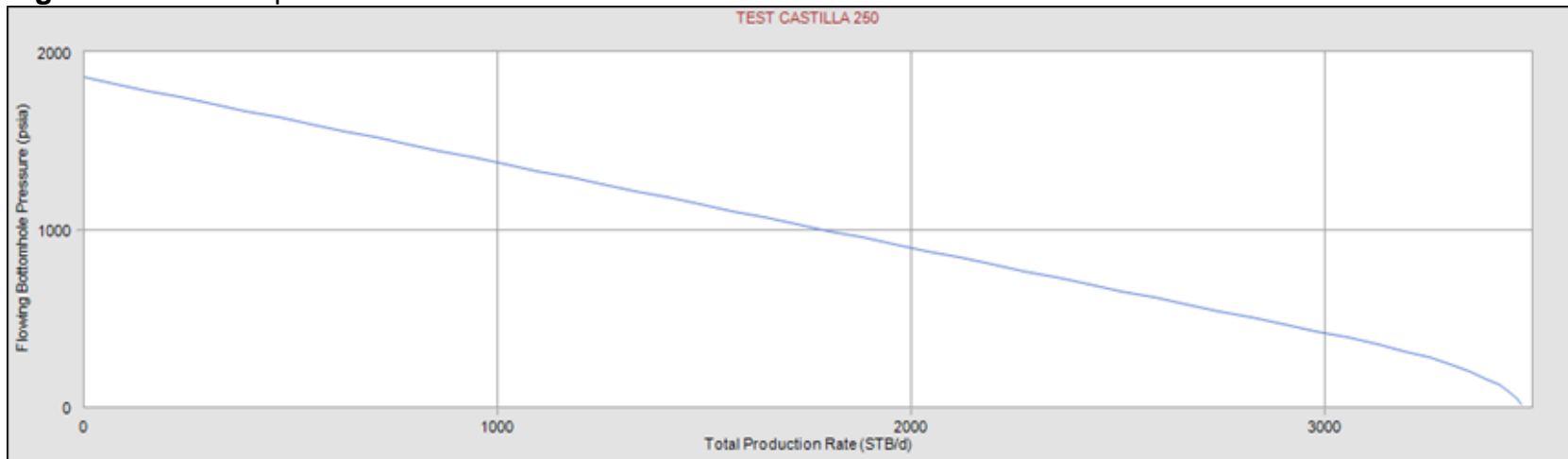
**3.3.1. Análisis de productividad pozo Castilla 250.** La **Figura 9** representa las condiciones de producción del pozo CA 250 bajo las cuales operaba al momento de realizar una prueba de presión (noviembre de 2015); esta prueba se realizó para determinar con mayor fiabilidad el dato de permeabilidad que se va a usar en el modelo y para darle soporte a las demás simulaciones que se realizaron para el desarrollo de este análisis. Ahora bien, en la **Figura 10** se puede observar el punto de prueba o curva test que se obtuvo a partir de los valores de presión de fondo fluyente y caudal de líquido actual, esta curva es una representación de la condición actual del pozo y es a lo que se debe llegar cuando ya se plantee el análisis de productividad general. Finalmente, en la **Figura 11** se aprecian los 3 escenarios que se plantean (actual, disminución del 50% y refracturado) y bajo los cuales se realizara el estudio correspondiente y cuyos resultados se encuentran resumidos en la **Tabla 6** con los caudales para cada fluido obtenido. Es válido mencionar que el punto de operación en este caso es de 1380 psi y el BSW es de 75%. La tabla de resumen de las condiciones de la prueba de presión se encuentra en el **Anexo B**.

**Figura 9.** IPR a condición de prueba de presión, pozo CA 250. Nov 2015.



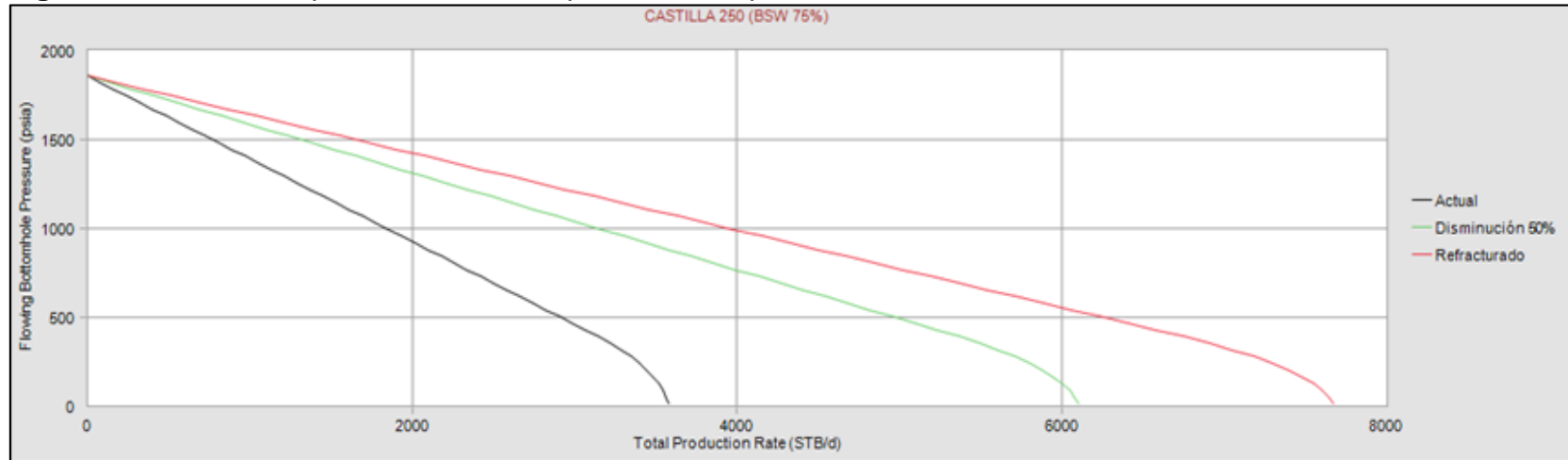
**Fuente:** Elaboración propia con base en el simulador WellFlo.

**Figura 10.** IPR test pozo CA 250 condición actual.



**Fuente:** Elaboración propia con base en el simulador WellFlo.

**Figura 11.** Análisis de productividad, IPR pozo CA 250 para un BSW de 75%.



**Fuente:** Elaboración propia con base en el simulador WellFlo.

**Tabla 6.** Resumen análisis de productividad pozo Castilla 250.

| Caudal de Petroleo (BOPD) |                         |              | Caudal de Agua (BWPD) |                         |              |
|---------------------------|-------------------------|--------------|-----------------------|-------------------------|--------------|
| Actual                    | Disminución<br>daño 50% | Refracturado | Actual                | Disminución<br>daño 50% | Refracturado |
| 261.0                     | 500.0                   | 651.5        | 777.0                 | 1500.0                  | 1954.5       |

**Fuente:** Elaboración propia.

En la **Figura 11** se observa claramente que, bajo cualquier de los dos escenarios planteados se presenta un incremental de fluido. Para el caso de la disminución del daño en un 50% el aumento de petróleo es del 91.6%, este valor representa un gran incremental a pesar de que la fractura no llega a su máximo potencial, pero es propensa a incurrir en daños de formación prematuros y cierres en su configuración que puedan disminuir su conductividad. Por otro lado, para el caso de la refractura, el caudal de petróleo muestra un aumento del 149.6% con respecto a la producción actual y en ambos casos el caudal de agua incrementa en promedio 1727.3 BWPD.

El proceso de reestimulación en este pozo resulta altamente prospectivo. Aunque presente un gran incremental de agua, es posible que, bajo el diseño planteado, se alcancen las tasas de petróleo que se obtuvieron después del primer fracturamiento. Específicamente en este caso habría que plantear un tratamiento para remediar los altos caudales de agua el cual se abordará más adelante.

**3.3.2. Análisis de productividad pozo Castilla 101.** Las representaciones de las curvas de oferta para este pozo se encuentran en el **Anexo B**. Cada una de ellas figura bajo el mismo esquema conceptual del pozo Castilla 250, es decir, parte de un punto de prueba o curva test, una representación de los diferentes escenarios productivos del pozo y para este caso, no se plantean condiciones de PBU ya que a este pozo no se le realizó dicha prueba y no cuenta con esa data. El resumen del análisis de productividad se encuentra en la **Tabla 7**. Es válido mencionar que el punto de operación en este caso es de 1600 psi y el BSW es de 80%.

**Tabla 7.** Resumen análisis de productividad pozo Castilla 101.

| Caudal de Petróleo (BOPD) |                         |              | Caudal de Agua (BWPD) |                         |              |
|---------------------------|-------------------------|--------------|-----------------------|-------------------------|--------------|
| Actual                    | Disminución<br>daño 50% | Refracturado | Actual                | Disminución<br>daño 50% | Refracturado |
| 59.2                      | 100.0                   | 134.0        | 236.8                 | 400.0                   | 536.0        |

**Fuente:** Elaboración propia.

En la **Tabla 7** se observa claramente que bajo cualquier de los dos escenarios planteados se presenta un incremental de fluido. Para el caso de la disminución del daño en un 50% el aumento de petróleo es del 68.9%, este valor representa un incremental donde la refractura no llega a su máximo potencial, remueve algo de daño, pero es posible que bajo esta producción de petróleo no sea financieramente rentable la realización del procedimiento de refractura. Por otro lado, para el caso de la refractura, el caudal de petróleo muestra un aumento del 126.4% con respecto a la producción actual y en ambos casos el caudal de agua incrementa en promedio 468 BWPD.

El proceso de reestimulación en este pozo resulta medianamente prospectivo ya que existe la posibilidad de llegar a escenarios en los cuales no sea rentable la realización de la refractura. De acuerdo con los resultados, podemos deducir que no es posible, bajo el diseño planteado, alcanzar las tasas de petróleo que se



obtuvieron después del primer fracturamiento, debido a la diferencia de las magnitudes en el skin en el momento de esa primera estimulación, lo cual demuestra que el pozo se encuentra más dañado en la actualidad que en ese entonces.

**3.3.3. Análisis de productividad pozo Castilla Norte 92.** Las representaciones de las curvas de oferta para este pozo se encuentran en el **Anexo B**. Cada una de ellas figura bajo el mismo esquema conceptual con el que se hizo el pozo Castilla 250, es decir, parte de un punto de prueba o curva test que lleva consigo la representación de la condición actual del pozo, la figura de los diferentes escenarios productivos del pozo y para este caso, no se plantean condiciones de PBU ya que a este pozo no se le realizó dicha prueba y no cuenta con esa data. El resumen del análisis de productividad se encuentra en la **Tabla 8**. El punto de operación bajo el cual se rige este pozo y todos los escenarios es de 800 psi y el BSW es de 88%.

**Tabla 8.** Resumen análisis de productividad pozo Castilla Norte 92.

| Caudal de Petroleo (BOPD) |                         |              | Caudal de Agua (BWPD) |                         |              |
|---------------------------|-------------------------|--------------|-----------------------|-------------------------|--------------|
| Actual                    | Disminución<br>daño 50% | Refracturado | Actual                | Disminución<br>daño 50% | Refracturado |
| 22.8                      | 43.7                    | 117.2        | 167.2                 | 320.4                   | 859.4        |

**Fuente:** Elaboración propia.

A partir de los resultados consignados en la **Tabla 8**, observamos que bajo cualquiera de los dos escenarios planteados se presenta un incremental de fluido. Para el caso de la disminución del daño en un 50% el aumento de petróleo es del 91.7%, aunque el incremental es casi del doble; numéricamente este porcentaje expresa una tasa de 20.9 BOPD más que el actual, por lo cual es posible que bajo esta producción de petróleo no sea financieramente rentable la realización del procedimiento de refractura. Por otro lado, para el caso de la refractura, el caudal de petróleo muestra un aumento del 413.9% con respecto a la producción actual y en ambos casos el caudal de agua incrementa en promedio 589.9 BWPD.

El proceso de reestimulación en este pozo resulta medianamente prospectivo ya que existe la posibilidad de llegar a escenarios en los cuales no sea rentable la realización de la refractura. De acuerdo con los resultados, podemos deducir que no es posible, bajo el diseño planteado, alcanzar las tasas de petróleo que se obtuvieron después del primer fracturamiento, debido, al igual que en el caso anterior, a la diferencia de las magnitudes en el skin en el momento de esa primera estimulación, lo cual demuestra que el pozo se encuentra más dañado en la actualidad que en ese entonces.

**3.3.4. Análisis de productividad pozo Castilla 68.** Las representaciones de las curvas de oferta para este pozo se encuentran en el **Anexo B**. Cada una de ellas figura bajo el mismo esquema conceptual con el que se hizo el pozo Castilla 250,

es decir, parte de la representación de las condiciones de PBU realizadas en julio de 2014, de un punto de prueba o curva test que lleva consigo el gráfico de la condición actual del pozo y la figura de los diferentes escenarios productivos del pozo. El resumen del análisis de productividad con los resultados se encuentra en la **Tabla 9**. El punto de operación bajo el cual se rige este pozo y todos los escenarios es de 1400 psi y el BSW es de 65%.

**Tabla 9.** Resumen análisis de productividad pozo Castilla 68.

| Caudal de Petróleo (BOPD) |                         |              | Caudal de Agua (BWPD) |                         |              |
|---------------------------|-------------------------|--------------|-----------------------|-------------------------|--------------|
| Actual                    | Disminución<br>daño 50% | Refracturado | Actual                | Disminución<br>daño 50% | Refracturado |
| 105.0                     | 191.0                   | 242.1        | 175.5                 | 191.5                   | 257.8        |

**Fuente:** Elaboración propia.

A partir de los resultados consignados en la **Tabla 9**, se puede establecer claramente que bajo cualquiera de los dos escenarios planteados se presenta un incremental de fluido. Para el caso de la disminución del daño en un 50% el aumento de petróleo es del 81.9%; este valor representa un gran incremental a pesar de que la fractura no llega a su máximo potencial y la conductividad está por debajo de la unidad esperada. Por otro lado, para el caso de la refractura, el caudal de petróleo muestra un aumento del 130.6% con respecto a la producción actual y en ambos casos el caudal de agua incrementa en promedio 224.7 BWPD.

El proceso de reestimulación en este pozo resulta ser altamente prospectivo. En este caso no se tiene un incremental de agua que requiera de especial atención y el caudal de petróleo es prometedor en cualquiera de los casos. Todo ello es un indicativo de que el daño de formación no ha aumentado significativamente a lo largo del tiempo y aunque no se alcancen las tasas observadas al momento del primer fracturamiento (Castilla 68 fue completado con fracturamiento) sigue siendo un pozo con un gran potencial para ser estimulado mediante esta técnica.

**3.3.5. Análisis de productividad pozo Castilla Norte 148.** Las representaciones de las curvas de oferta para este pozo se encuentran en el **Anexo B**. Cada una de ellas figura bajo el mismo esquema conceptual con el que se hizo el pozo Castilla 250, es decir, parte de la representación de las condiciones de PBU realizadas en agosto de 2013, de un punto de prueba o curva test que lleva consigo el gráfico de la condición actual del pozo y la figura de los diferentes escenarios productivos del pozo. El resumen del análisis de productividad con los resultados se encuentra en la **Tabla 10**. El punto de operación bajo el cual se rige este pozo y todos los escenarios es de 800 psi y el BSW es de 65%.

**Tabla 10.** Resumen análisis de productividad pozo Castilla Norte 148.

| Caudal de Petroleo (BOPD) |                         |              | Caudal de Agua (BWPD) |                         |              |
|---------------------------|-------------------------|--------------|-----------------------|-------------------------|--------------|
| Actual                    | Disminución<br>daño 50% | Refracturado | Actual                | Disminución<br>daño 50% | Refracturado |
| 94.5                      | 127.6                   | 195.5        | 175.5                 | 237.0                   | 363.0        |

**Fuente:** Elaboración propia.

A partir de los resultados consignados en la **Tabla 10**, se puede establecer claramente que bajo cualquiera de los dos escenarios planteados se presenta un incremental de fluido. Para el caso de la disminución del daño en un 50% el aumento de petróleo es del 35%; este es el pozo que peor responde frente a este planteamiento, lo cual se debe a que la remoción de daño es muy poca y por ello, bajo este escenario, puede que no resulte financieramente rentable realizar el proceso de reestimulación. Por otro lado, para el caso de la refractura, el caudal de petróleo muestra un aumento del 106.8% con respecto a la producción actual; para este escenario se muestra una disminución mayor de daño y por ello se obtienen tan buenos resultados. Finalmente, en ambos casos el caudal de agua incrementa en promedio 300 BWPD.

El proceso de reestimulación en este pozo resulta ser medianamente prospectivo. A pesar de que en este caso no se tiene un incremental de agua que requiera de especial atención, existe la posibilidad de llegar a escenarios en los cuales no sea rentable la realización de la refractura. De acuerdo con los resultados, podemos deducir que no es posible, bajo el diseño planteado, alcanzar las tasas de petróleo que se obtuvieron después del primer fracturamiento, debido, al igual que en los anteriores casos, a la diferencia de magnitudes en el skin en el momento de esa primera estimulación, lo cual demuestra que el pozo se encuentra más dañado en la actualidad que en ese entonces.

**3.3.6. Resumen análisis de productividad.** La **Tabla 11** muestra el resumen del análisis de productividad para los 5 pozos estudiados y los incrementales que se obtuvieron en cada caso para el escenario de refractura.

**Tabla 11.** Resumen análisis de productividad.

| Pozo    | Actual    |           | Refracturado |           | Incremental/ Disminucion |                     |
|---------|-----------|-----------|--------------|-----------|--------------------------|---------------------|
|         | Caudal pe | Caudal ag | Caudal pe    | Caudal ag | $\Delta Q_o$ (BOP)       | $\Delta Q_w$ (BWPD) |
| CA 101  | 59.2      | 236.8     | 134          | 536       | 74.8                     | 299.2               |
| CA 250  | 300       | 900       | 651.5        | 1954.5    | 351.5                    | 1054.5              |
| CAN 92  | 22.8      | 167.2     | 117.18       | 859.4     | 94.38                    | 692.2               |
| CAN 148 | 94.5      | 175.5     | 195.46       | 363       | 100.96                   | 187.5               |
| CA 68   | 105       | 175.5     | 242.1        | 257.8     | 137.1                    | 82.3                |
| TOTAL   |           |           |              |           | 758.74                   | 2315.7              |

**Fuente:** Elaboración propia.

El ganancial de petróleo total para la campaña de refracturamiento en el campo Castilla demuestra un total de 758.7 barriles de petróleo por día y también un aumento de 2315.7 barriles de agua por día. A pesar del gran incremento de agua, en general esta técnica demuestra gran prospectividad en el campo y en el escenario más optimista asegura gran rentabilidad.

### **3.4 MODELAMIENTO DE LAS REFRATURAS**

El modelamiento de las fracturas se realizó con el fin de lograr una concatenación de las consideraciones teóricas planteadas anteriormente y un acercamiento a estas desde el punto de vista operacional; sin embargo es necesario aclarar que, según la experiencia del campo, lograr conductividades adimensionales mayores es muy complejo, dado que las formaciones son sensibles a las altas concentraciones de propano y se requieren cantidades de propano de aproximadamente 40%-50%, debido a las pérdidas de fluido que presenta esta formación de alta permeabilidad y también a los problemas provenientes de arenamientos prematuros con propanos de mayor tamaño. Por lo tanto, a pesar de obtener resultados muy favorables, aún sigue siendo una aproximación teórica y es necesario revisar con más detalle cuál podría ser un modelo de refractura que aterrice a la realidad del campo.

Para las simulaciones, como ya se había estipulado en la metodología, se seleccionaron 2 pozos que representan los casos estimados para este trabajo: Un pozo por encima y por debajo del promedio de producción (350 BOPD). Basados en esto seleccionamos respectivamente los pozos Castilla 101 y Castilla Norte 92.

El principal objetivo de estos modelos fue demostrar la viabilidad operativa de las consideraciones teóricas asumidas anteriormente, esto se realizó sensibilizando tipo de fluido, propano y los volúmenes y concentraciones de propano acumulada.

Para los escenarios de refractura se plantea aislar intervalos inferiores entre 50 y 150 pies (dependiendo de cada pozo), esto con el fin de evitar contactar las zonas productoras de agua (K2). Bajo esta premisa, también se lograría contactar zonas que se asume aún no están fracturadas dada su baja permeabilidad, incrementando potencialmente la producción.

Por último, se procuró buscar un modelo de fractura tipo Tip Screen Out (TSO), ya que este es el tipo de modelo para lograr fracturas de menor longitud y mayor conductividad. Esta técnica es muy utilizada cuando se fracturan formaciones de permeabilidad alta a media donde alcanzar FCD mayores a uno es muy difícil por métodos convencionales.

**3.4.1 Modelo de fractura del pozo Castilla Norte 92.** Este pozo actualmente produce un total aproximado de 190 barriles de fluido, con una presión de fondo fluyente de 800 psi y un corte de agua de 85%. La fractura original se realizó en todos los intervalos de 8292 ft hasta 8560 ft. De acuerdo al reporte postjob, la cantidad de apuntalante para llevar a cabo la primera fractura de este pozo fue de 63000 lbs de carbolite 20/40.

Para lograr disminuir el corte de agua y controlar la propagación de la fractura se diseñó una refractura que solamente será realizada en los intervalos desde 8292 hasta 8468, reduciendo el intervalo fracturado en casi 100ft, para evitar contactar el acuífero ubicado en la formación K2 y eventualmente reducir la incertidumbre en el comportamiento de la fractura.

El aislamiento de los intervalos puede realizarse, de manera permanente, con un tapón mecánico, o de manera temporal, con un divergente químico, dependiendo de los requerimientos del pozo. La representación gráfica de este proceso puede observarse en el estado mecánico de dicho pozo en el **ANEXO C**. Ahora bien, en la **Tabla 12** se observan los resultados de los requerimientos para el programa de bombeo que mejor se ajusta para lograr el diseño de refractura propuesto, con un total de 10 etapas que se muestran a continuación.

**Tabla 12.** Programa de bombeo para el pozo CAN 92.

|    | Stage Type       | Flow Rate (bpm) | Prop Conc (ppg) | Clean Vol (gal) | Stage Length (min) | Cumul Prop (klbs) | Fluid Type     | Proppant Type   |
|----|------------------|-----------------|-----------------|-----------------|--------------------|-------------------|----------------|-----------------|
| 1  | Main frac pad    | 35.00           | 0.50            | 8,000           | 5.58               | 4.00              | DynaFrac HT 30 | 100 mesh        |
| 2  | Main frac slurry | 35.00           | 1.00            | 3,000           | 2.13               | 7.00              | DynaFrac HT 25 | CarboLite 20/40 |
| 3  | Main frac slurry | 35.00           | 3.00            | 4,000           | 3.08               | 19.00             | DynaFrac HT 25 | CarboLite 20/40 |
| 4  | Main frac slurry | 35.00           | 4.00            | 5,000           | 4.00               | 39.00             | DynaFrac HT 25 | CarboLite 20/40 |
| 5  | Main frac slurry | 35.00           | 5.00            | 4,000           | 3.32               | 59.00             | DynaFrac HT 25 | CarboLite 20/40 |
| 6  | Main frac slurry | 35.00           | 6.00            | 3,500           | 3.01               | 80.00             | DynaFrac HT 25 | CarboLite 16/20 |
| 7  | Main frac slurry | 35.00           | 7.00            | 3,000           | 2.67               | 101.00            | DynaFrac HT 25 | CarboLite 16/20 |
| 8  | Main frac slurry | 35.00           | 8.00            | 3,000           | 2.75               | 125.00            | DynaFrac HT 25 | CarboLite 16/20 |
| 9  | Main frac flush  | 35.00           | 0.00            | 4,000           | 2.72               | 125.00            | AquaVis 25G    |                 |
| 10 | Shut-in          | 0.00            | 0.00            | 0               | 20.00              | 125.00            | Shut-in        |                 |

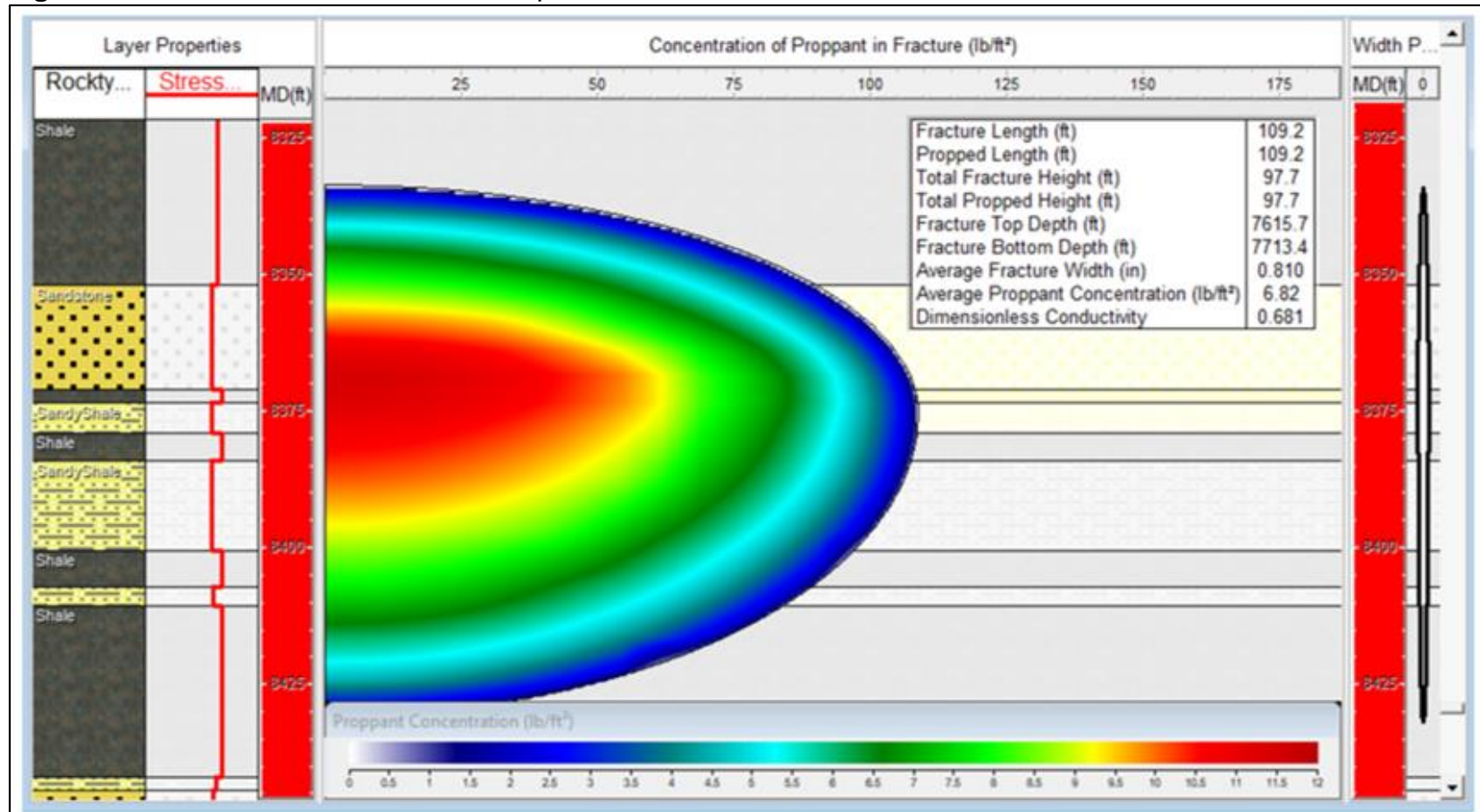
**Fuente:** Elaboración propia con base en el simulador FracPro.

Este programa de bombeo se planteó usando los fluidos y propantes que se utilizan comúnmente en el campo. Según las **Gráficas 8 y 9**, la principal diferencia de este programa de bombeo con respecto a la cantidad de propante acumulada es que esta aumentó casi el doble; con este incremento se logra aumentar la eficiencia de la refractura. Todas las etapas se bombearon a una tasa constante de 35 bpm para poder lograr el efecto buscado en la refractura. Por último se plantean las primeras etapas con carbolite 20/40 para que este apuntalante llegue a las puntas de la fractura, generando una concentración menor y haciendo que el propante 16/20 se ubique en la base de la fractura, produciendo así una conductividad de propante mayor en esta zona de la fractura.

Es interesante observar como el PAD que es el primer fluido que se bombea representa el 21.3% del volumen total del programa bombeado en este caso. Cuando el apuntalante alcanza la punta de la fractura, esta detiene su propagación en este sentido (longitud) y empieza a crecer hacia las demás direcciones. Usualmente el contenido de PAD utilizado en una operación rutinaria de fracturamiento en el Campo Castilla es de 30% a 40% y es por ello que se observan longitudes de las magnitudes contenidas en la estadística descriptiva, sin embargo, con este volumen de PAD planteado se logra la conductividad deseada y el diseño requerido.

La **Figura 12** muestra los resultados del modelamiento final de la refractura para el pozo Castilla Norte 92.

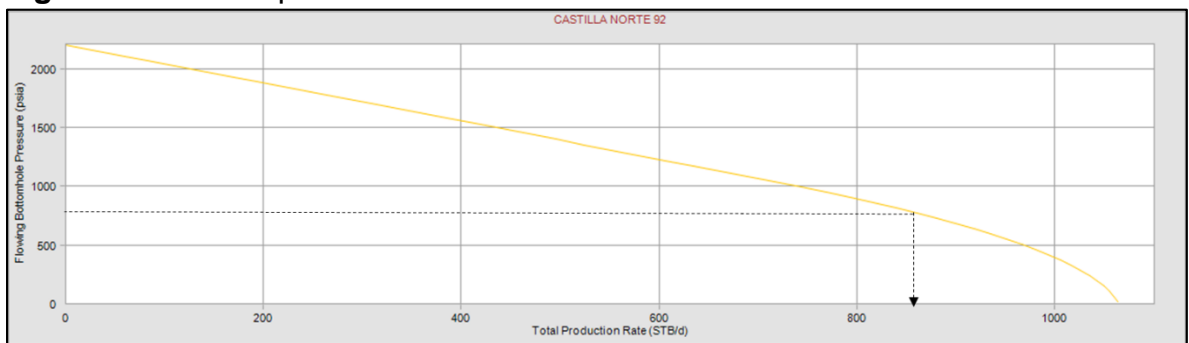
**Figura 12.** Modelamiento de la refractura pozo CAN 92.



**Fuente:** Elaboración propia con base en el simulador FracPro.

Este modelo de refractura presenta una configuración de fractura similar a la que presenta el campo según los gráficos de dispersión del diseño estadístico, sin embargo, el factor de conductividad adimensional es una propuesta diferente a lo que presenta el campo debido a las altas conductividades de formación que se tienen. En términos de concentración de propante se puede observar que en la base de la fractura se encuentra la zona de mayor concentración mientras que en la punta de la fractura se observan valores menores de este parámetro, estos valores tienen un promedio de 6.62 lb/ft<sup>2</sup>. Otro factor destacable de este modelo es que el intervalo fracturado es mucho menor y se puede tener un mayor control de la fractura, desde 8325 hasta 8435 ft aproximadamente y la parte de mayor concentración se localiza en la arena que representa la mayor productividad del pozo. Y por último también se plantea un posible contacto de formaciones que aún no están fracturadas y que por ende no están produciendo como lo son los “Shales” y “SandyShales” que se observan en el intervalo anteriormente mencionado ya que es muy probable que la fractura original no se haya extendido en estas formaciones. A continuación, en la **Figura 13**, se presenta el análisis de producción de este pozo con la configuración de fractura encontrada anteriormente.

**Figura 13.** IPR del pozo CAN 92 con base en el modelo de refractura.



**Fuente:** Elaboración propia con base en el simulador WellFlo.

Como se puede evidenciar en la curva IPR de este pozo la producción de crudo es de aproximadamente 100 BOPD y la variación con respecto al modelo anterior es muy poca, de alrededor de 15 BOPD y este análisis nodal confirma que se puede lograr un acercamiento operacional a las consideraciones anteriormente asumidas.



**3.4.2. Modelo de fractura del pozo Castilla 101.** Este pozo actualmente produce un total aproximado de 296 barriles de fluido, con una presión de fondo fluyente de 1600 psi y un corte de agua de 80%. La fractura original se realizó en los intervalos 7407 hasta 7580. De acuerdo al reporte postjob, la cantidad de apuntalante para llevar a cabo la primera fractura de este pozo fue de 112450 lbs de carbolite 20/40.

Para lograr disminuir el corte de agua y controlar la extensión de la fractura se diseñó una refractura que solamente será realizada en los intervalos desde 7407 hasta 7545, con el fin de evitar contactar el acuífero ubicado en la formación K2 y poder lograr la geometría de fractura planteada anteriormente.

El aislamiento de la zona inferior se realizará mediante un divergente químico que aislará temporalmente este intervalo productivo para poder realizar una refractura con mejor desempeño. En el **ANEXO C** se visualiza el cambio realizado a los intervalos a fracturar en el estado mecánico de este pozo. Ahora bien, en la **Tabla 13** se observan los resultados de los requerimientos para el programa de bombeo que mejor se ajusta para lograr el diseño de refractura propuesto con un total de 10 etapas que se muestran a continuación.

**Tabla 13.** Programa de bombeo para el pozo CA 101.

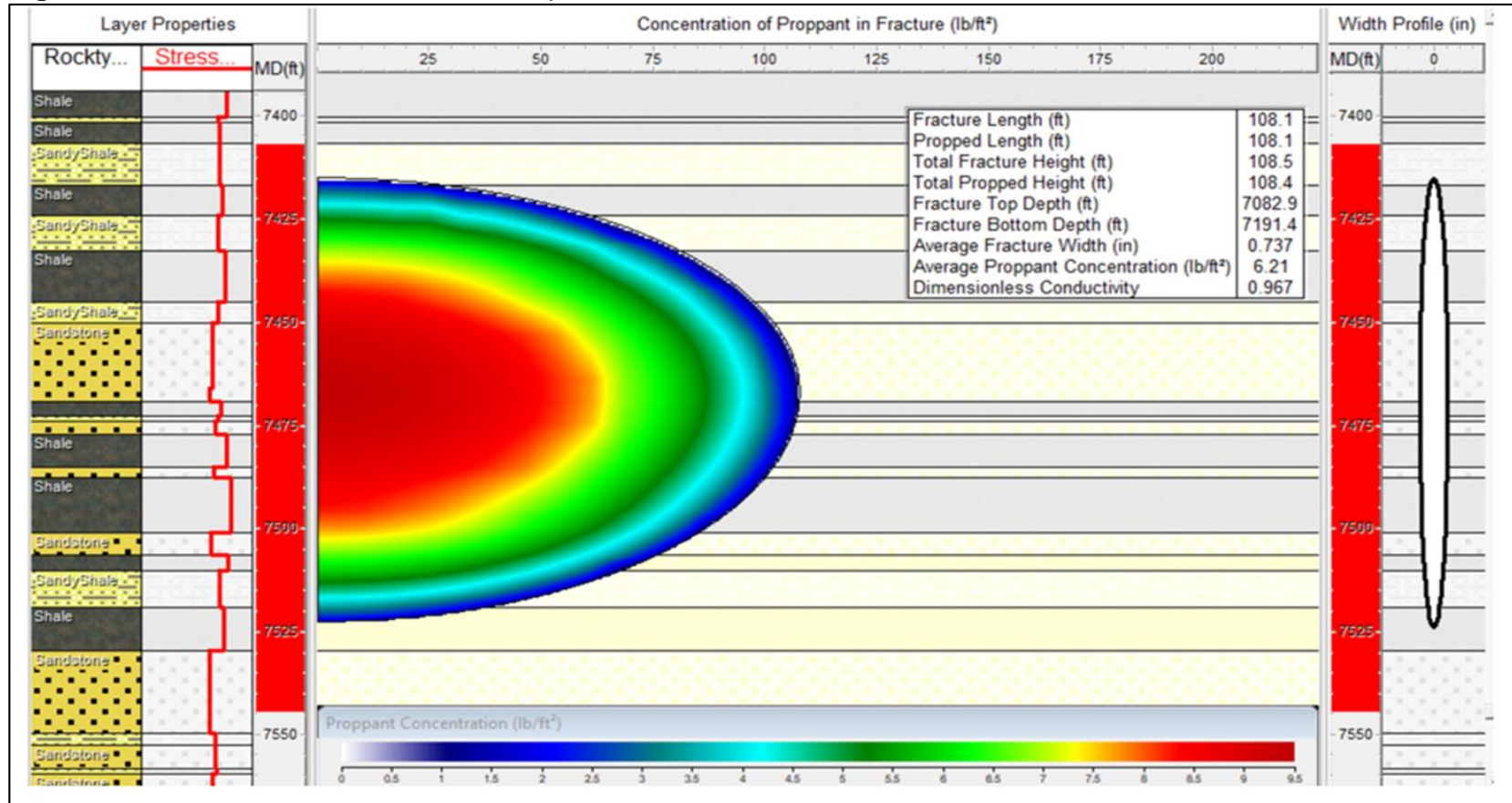
|    | Stage Type       | Flow Rate (bpm) | Prop Conc (ppg) | Clean Vol (gal) | Stage Length (min) | Cumul Prop (klbs) | Fluid Type     | Proppant Type   |
|----|------------------|-----------------|-----------------|-----------------|--------------------|-------------------|----------------|-----------------|
| 1  | Main frac pad    | 35.00           | 0.50            | 8,500           | 5.93               | 4.25              | DynaFrac HT 30 | 100 mesh        |
| 2  | Main frac slurry | 35.00           | 1.00            | 3,000           | 2.13               | 7.25              | DynaFrac HT 25 | CarboLite 20/40 |
| 3  | Main frac slurry | 35.00           | 2.00            | 3,000           | 2.22               | 13.25             | DynaFrac HT 25 | CarboLite 20/40 |
| 4  | Main frac slurry | 35.00           | 3.00            | 3,500           | 2.70               | 23.75             | DynaFrac HT 25 | CarboLite 20/40 |
| 5  | Main frac slurry | 35.00           | 4.00            | 5,000           | 4.00               | 43.75             | DynaFrac HT 25 | CarboLite 20/40 |
| 6  | Main frac slurry | 35.00           | 5.00            | 5,000           | 4.15               | 68.75             | DynaFrac HT 25 | CarboLite 20/40 |
| 7  | Main frac slurry | 35.00           | 6.00            | 4,000           | 3.44               | 92.75             | DynaFrac HT 25 | CarboLite 16/20 |
| 8  | Main frac slurry | 35.00           | 7.00            | 3,500           | 3.11               | 117.25            | DynaFrac HT 25 | CarboLite 16/20 |
| 9  | Main frac slurry | 35.00           | 8.00            | 3,000           | 2.75               | 141.25            | DynaFrac HT 25 | CarboLite 16/20 |
| 10 | Main frac flush  | 35.00           | 0.00            | 4,200           | 2.86               | 141.25            | AquaVis 30G    |                 |

**Fuente:** Elaboración propia con base en el simulador FracPro.

En esta tabla se presentan las tasas de bombeo, concentraciones de propante, tipos de fluido y de propante y sus cantidades para poder lograr un diseño de refractura eficaz. Primeramente, se eligieron los tipos de propante carbolite 20/40 y carbolite 16/20 en consecuencia con la experiencia del campo ya que estas formaciones son muy sensibles al tamaño del propante, y al aumentarlo se generan arenamientos tempranos. El tipo de fluido utilizado en el “main frac pad” es el Dynafrac HT 30 y tiene una proporción de 19.9% con respecto al volumen total de fluido, este valor es bajo con respecto a los porcentajes que requiere el campo que son de alrededor de 40% y 50%, sin embargo, este fue el valor requerido para lograr un acercamiento a las consideraciones teóricas planteadas anteriormente.

Este programa de bombeo generó como output el siguiente modelo de fractura

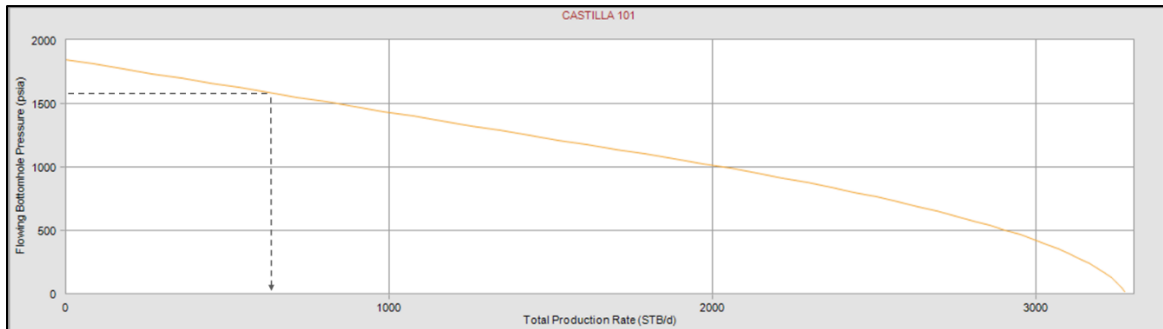
**Figura 14.** Modelamiento de la refractura pozo CA 101.



**Fuente:** Elaboración propia con base en el simulador FracPro.

En este modelo de fractura se puede apreciar la geometría de la fractura que tendrá aproximadamente un largo de 108.1 ft, altura de 108.5 ft y ancho de 0.7 in, y un FCD de 0.96, sin embargo, este valor podría ser un valor complicado de lograr en la práctica debido a las restricciones operacionales. Con estos valores de geometría de fractura se realizó el correspondiente análisis nodal para obtener la siguiente IPR representada en la **Figura 15**.

**Figura 15.** IPR del pozo CA 101 con base en el modelo de refractura.



**Fuente:** Elaboración propia con base en el simulador WellFlo.

Esta curva IPR representa el comportamiento del pozo con el modelo obtenido en FracPro, en ella se puede observar que el caudal de petróleo es de aproximadamente de 120 BOPD y en comparación con los 130 BOPD obtenidos previamente se puede determinar que la disminución no es significativa, esto se debe a que la diferencia es baja, esto ocurre porque no se alcanzó el fcd teórico de 1 considerado previamente en Wellflo ni tampoco se tiene la misma configuración de fractura.

### 3.5 ANALISIS FINANCIERO DE LA REFRACTURA

Para el indicador financiero de este trabajo ROI se tendrán en cuenta dos parámetros: Costo y beneficio. El primero hace referencia al costo de la refractura mediante un análisis de CAPEX y los costos operacionales del pozo OPEX. Y el segundo es el valor monetario que se obtendrá del incremental de producción correspondiente a la simulación del pozo CAN 92 en el capítulo de análisis de productividad. La **Ecuación 3** que corresponde a este indicador se encuentra a continuación.

**Ecuación 3.** Return Of Investment (ROI).

$$ROI = \frac{Beneficio - Costo}{Costo} * 100$$

**Fuente:** MEDINA, Concepción. Inversión de la Empresa en Formación, clave de la excelencia empresarial y análisis de su rentabilidad (predicción del ROI). Trabajo de grado doctoral. Madrid, España.: Universidad Nacional de Educación a Distancia, 2011. 337 p.

Para los costos de la inversión (CAPEX) se utilizaron los costos unitarios referenciados en la **Tabla 14** y las cantidades de propante encontradas en la simulación de FracPro. Este análisis se encuentra en la siguiente tabla.

**Tabla 14.** Costos totales de operación de refractura pozo CAN 92.

| DESCRIPCIÓN  | UNIDAD    | CANTIDAD | Vir. TOTAL \$USD      |
|--|-----------|----------|-----------------------|
| Movilización Set 8000 HHP (Tarifa base 10 km Meta-Meta)                    | Trayecto  | 2        | USD 5,401.62          |
| Movilización Set 8000 HHP (Meta-Meta)                                      | Km        | 70       | USD 3,630.20          |
| Movilización con Tractomula (Tarifa base 10 km Meta-Meta)                  | Trayecto  | 14       | USD 5,482.68          |
| Movilización con Tractomula (Meta-Meta)                                    | Km        | 490      | USD 1,568.00          |
| Servicio fracturamiento hasta 8000 HHP                                     | Operación | 1        | USD 44,028.00         |
| Servicio por potencia adicional hasta 2000 HHP                             | Operación | 3        | USD 14,676.00         |
| Cargo por batch mixer  | Operación | 1        | USD 3,913.60          |
| Servicio de iluminación (torre tipo estadio)                               | Día       | 4        | USD 861.00            |
| Servicio de carrotanque de 3000 galones o mayor                            | Día       | 8        | USD 10,958.08         |
| Transporte de fluidos  | Viaje     | 5        | USD 8,316.40          |
| Cargo de Frac-tank   | Día       | 9        | USD 1,849.14          |
| Tarifa de personal operativo - Fractura                                    | 12 Horas  | 7        | USD 7,876.12          |
| Disposición final de fluidos   | Barril    | 900      | USD 15,849.00         |
| Fluido de Fractura Base Agua Temp >180° F (<26 PPT de carga polimérica)    | GAL       | 42000    | USD 32,760.00         |
| Fluido de Fractura Base Agua Temp >180° F (26-30 PPT de carga polimérica)  | GAL       | 15000    | USD 12,000.00         |
| Gel Lineal Base Agua (No Crosslinkeado) de 15 a 20 PPT de carga polimérica | GAL       | 5000     | USD 2,200.00          |
| Gel Lineal Base Agua (No Crosslinkeado) de 21 a 30 PPT de carga polimérica | GAL       | 7000     | USD 3,290.00          |
| Aditivo para proppant flowback   | GAL       | 1000     | USD 68,490.00         |
| Carbolita, todas las mallas  | LBS       | 120000   | USD 99,600.00         |
| Sinterblast, todas las mallas  | LBS       | 16500    | USD 16,995.00         |
| Sustituto KCl  | GAL       | 19       | USD 501.98            |
| Químico para realizar pickling de tubería                                  | GAL       | 30       | USD 2,641.80          |
| Surfactante base agua 1  | GAL       | 5        | USD 156.55            |
| Surfactante base aceite 2  | GAL       | 25       | USD 1,565.50          |
| Metanol  | GAL       | 20       | USD 156.60            |
| Filtros (cartuchos) unidad de filtrado                                     | Unidad    | 29       | USD 1,276.87          |
| Bactericida  | GAL       | 11       | USD 538.12            |
| Soda caustica  | GAL       | 630      | USD 6,161.40          |
| XN-233   | GAL       | 588      | USD 34,574.40         |
| TBlockSure 7 LT  | LBS       | 1500     | USD 14,490.00         |
| TBlockSure 100 LT  | LBS       | 2500     | USD 47,950.00         |
| <b>Subtotal sin IVA:</b>   |           |          | <b>469,758.06 USD</b> |

**Fuente:** WEATHERFORD LTDA, Tiquete tipo de refracturamiento. [Informe archivo de Excel], Bogotá D.C, 2020.

Adicionalmente como ya se había estipulado en el capítulo de metodología y datos, el costo del taladro de workover para la operación se estima en USD 450,000 para un total de USD 919,758.06 referente a los costos de inversión de la operación (CAPEX).

Teniendo en cuenta la tasa de declinación de producción que se estipula como 2.37% mensual y a partir de los valores arrojados en el análisis de productividad con el incremental de petróleo para el pozo en cuestión se realiza la proyección de producción a dos años tal y como lo muestra la **Tabla 15**.

**Tabla 15.** Incremental acumulado de petróleo pozo CAN 92.

| <b>FECHA</b>                | <b>PRODUCCION DE ACEITE</b> |
|-----------------------------|-----------------------------|
| 01/01/2021                  | 2832                        |
| 01/02/2021                  | 2750.7216                   |
| 01/03/2021                  | 2671.77589                  |
| 01/04/2021                  | 2595.095922                 |
| 01/05/2021                  | 2520.616669                 |
| 01/06/2021                  | 2448.274971                 |
| <b>ACUMULADO SEMESTRE 1</b> | <b>15818.49</b>             |
| 01/07/2021                  | 2378.009479                 |
| 01/08/2021                  | 2309.760607                 |
| 01/09/2021                  | 2243.470478                 |
| 01/10/2021                  | 2179.082875                 |
| 01/11/2021                  | 2116.543196                 |
| 01/12/2021                  | 2055.798407                 |
| <b>ACUMULADO SEMESTRE 2</b> | <b>13282.67</b>             |
| 01/01/2022                  | 2007.075984                 |
| 01/02/2022                  | 1949.472904                 |
| 01/03/2022                  | 1893.523031                 |
| 01/04/2022                  | 1839.17892                  |
| 01/05/2022                  | 1786.394485                 |
| 01/06/2022                  | 1735.124964                 |
| <b>ACUMULADO SEMESTRE 3</b> | <b>11210.77</b>             |
| 01/07/2022                  | 1685.326877                 |
| 01/08/2022                  | 1636.957996                 |
| 01/09/2022                  | 1589.977301                 |

**Tabla 15.** Incremental acumulado de petróleo pozo CAN 92 (Continuación.)

| FECHA                       | PRODUCCIÓN DE ACEITE |
|-----------------------------|----------------------|
| 01/10/2022                  | 1544.344953          |
| 01/11/2022                  | 1500.022253          |
| 01/12/2022                  | 1456.971614          |
| <b>ACUMULADO SEMESTRE 4</b> | 9413.60              |
| <b>TOTAL ACUMULADO</b>      | 49725.52             |

**Fuente:** Elaboración propia.

También se incluyó el lifting cost y los costos de mantenimiento del pozo como valores monetarios operativos pertenecientes al OPEX. Estos valores son respectivamente 12 USD/bbl y 22,000 USD/semestre. Teniendo en cuenta la tabla anterior es posible calcular el valor acumulado del costo de llevar un barril a superficie para la proyección de dos años tal y como se muestra en la **Tabla 16**.

**Tabla 16.** Lifting cost acumulado pozo CAN 92.

| PERIODO           | PETROLEO ACUMULADO | LIFTING COST | TOTAL          |
|-------------------|--------------------|--------------|----------------|
| <b>Semestre 1</b> | 15818.49           | 12.00 USD    | 189,821.82 USD |
| <b>Semestre 2</b> | 13282.67           | 12.00 USD    | 159,391.98 USD |
| <b>Semestre 3</b> | 11210.77           | 12.00 USD    | 134,529.24 USD |
| <b>Semestre 4</b> | 9413.60            | 12.00 USD    | 112,963.21 USD |

**Fuente:** Elaboración propia.

Finalmente se realizó el análisis del beneficio monetario que se obtendría al realizar la refractura con la producción acumulada encontrada en la **Tabla 15** y evaluando los tres escenarios de precio de crudo que se plantearon previamente, esto debido a la volatilidad de los precios del barril en el transcurso de este año. Es importante tener en cuenta las regalías que se deben pagar por la explotación de hidrocarburos que exige la ley 756 del 2002 en su artículo 16 sobre el valor de producción del pozo que corresponde al 8%. Este análisis se encuentra plasmado en las **Tablas 17, 18 Y 19**.

**Tabla 17.** Ingresos acumulados por semestre a 30 USD.

| PERIODO    | PETROLEO  |               | TOTAL          |
|------------|-----------|---------------|----------------|
|            | ACUMULADO | REGALIAS (8%) |                |
| Semestre 1 | 15818.49  | 37,964.36 USD | 436,590.19 USD |
| Semestre 2 | 13282.67  | 31,878.40 USD | 366,601.56 USD |
| Semestre 3 | 11210.77  | 26,905.85 USD | 309,417.26 USD |
| Semestre 4 | 9413.60   | 22,592.64 USD | 259,815.39 USD |

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 18.** Ingresos acumulados por semestre a 40 USD.

| PERIODO    | PETROLEO  |               | TOTAL          |
|------------|-----------|---------------|----------------|
|            | ACUMULADO | REGALIAS (8%) |                |
| Semestre 1 | 15818.49  | 50,619.15 USD | 582,120.25 USD |
| Semestre 2 | 13282.67  | 42,504.53 USD | 488,802.07 USD |
| Semestre 3 | 11210.77  | 35,874.46 USD | 412,556.35 USD |
| Semestre 4 | 9413.60   | 30,123.52 USD | 346,420.52 USD |

Fuente: Elaboración propia.

**Tabla 19.** Ingresos acumulados por semestre a 45 USD.

| PERIODO    | PETROLEO  |               | TOTAL          |
|------------|-----------|---------------|----------------|
|            | ACUMULADO | REGALIAS (8%) |                |
| Semestre 1 | 15818.49  | 56,946.55 USD | 654,885.28 USD |
| Semestre 2 | 13282.67  | 47,817.59 USD | 549,902.33 USD |
| Semestre 3 | 11210.77  | 40,358.77 USD | 464,125.89 USD |
| Semestre 4 | 9413.60   | 33,888.96 USD | 389,723.08 USD |

Fuente: Elaboración propia.

Teniendo en cuenta estos resultados se puede realizar el respectivo análisis de beneficio/costo que se utilizara posteriormente en el indicador financiero planteado en el trabajo, sabiendo que cada uno de estos se expresa como un valor presente neto de la siguiente manera:

### **BENEFICIO**

$$\text{Beneficio (30 USD)} = \frac{436,590.19}{(1 + 0.0535)^1} + \frac{366,601.56}{(1 + 0.0535)^2} + \frac{309,417.26}{(1 + 0.0535)^3} + \frac{259,815.39}{(1 + 0.0535)^4}$$

$$\text{Beneficio (30 USD)} = 1,220,286.91 \text{ USD}$$

$$\text{Beneficio (40 USD)} = \frac{582,120.25}{(1 + 0.0535)^1} + \frac{488,802.07}{(1 + 0.0535)^2} + \frac{412,556.35}{(1 + 0.0535)^3} + \frac{346,420.52}{(1 + 0.0535)^4}$$

Beneficio (40 USD) = 1,627,049.21 USD

$$\text{Beneficio (45 USD)} = \frac{654,885.28}{(1 + 0.0535)^1} + \frac{549,902.33}{(1 + 0.0535)^2} + \frac{464,125.89}{(1 + 0.0535)^3} + \frac{389,723.08}{(1 + 0.0535)^4}$$

Beneficio (45 USD) = 1,830,430.37 USD

## **COSTO**

$$\begin{aligned} \text{Costo} = & 919758.06 + \frac{(22000 + 189,821.82)}{(1 + 0.0535)^1} + \frac{(22000 + 159,391.98)}{(1 + 0.0535)^2} \\ & + \frac{(22000 + 134,529.24)}{(1 + 0.0535)^3} + \frac{(22000 + 112,963.21)}{(1 + 0.0535)^4} \end{aligned}$$

Costo = 1,527,698.41 USD

Calculando el ROI para cada escenario:

$$\text{ROI (30 USD)} = \frac{1,220,286.91 - 1,527,698.41}{1,527,698.41} * 100$$

ROI (30 USD) = -25%

$$\text{ROI (40 USD)} = \frac{1,627,049.21 - 1,527,698.41}{1,527,698.41} * 100$$

ROI (40 USD) = 6%

$$\text{ROI (45 USD)} = \frac{1,830,430.37 - 1,527,698.41}{1,527,698.41} * 100$$

ROI (45 USD) = 17%

Teniendo en cuenta estos resultados, se puede establecer que el único escenario en el cual el refracturamiento hidráulico es viable en el Campo es cuando se considera un precio del barril de 45 USD, debido a que a este precio es el único escenario en el cual se podría obtener un ROI considerable, por ende, podemos establecer que la situación por la cual atraviesa la industria de hidrocarburos en la que el precio del barril de crudo está por debajo de los 35 USD no resulta rentable la ejecución de este proyecto.



## 4 CONCLUSIONES

- Los diferentes escenarios de refractura indicaron que se lograrían incrementales significativos de producción, de aproximadamente 758 BOPD (179%) para la totalidad de pozos estudiados.
- Según el análisis estadístico realizado, no se encontraron tendencias de producción debido a que yacimiento es altamente heterogéneo y presenta valores de permeabilidad muy variados (entre 16 y 8000 mD). Es por esto que para una misma configuración de fractura se obtienen resultados muy diferentes de producción.
- De acuerdo con la estadística se pudo determinar que la relación de conductividades presenta valores bajos para el caso de las conductividades de fractura 10000 mD.ft; por su parte, las conductividades de formación tienen valores de hasta 700000 mD.ft.
- El modelamiento de las refracturas en los pozos CA 101 y CAN 92 representa el comportamiento de estas teniendo en cuenta las restricciones operativas del campo y logrando una optimización en el FCD de 0.967 y 0.681.
- Las restricciones operativas del campo impiden que algunas consideraciones del diseño se puedan cumplir; sin embargo, el análisis nodal realizado a los modelos de fractura demuestra que su disminución será de aproximadamente 15%.
- El único escenario en el cual resulta rentable la realización del proyecto, es aquel en el cual el precio de barril se cotice por encima de los 40 USD en donde se recupera la inversión y se obtiene un ingreso de aproximadamente el 6% de la inversión realizada.

## 5 RECOMENDACIONES

- Realizar registros de producción PLT con el fin de evaluar como es el flujo de fluidos en el pozo y de esta manera inferir en que intervalos está produciendo el pozo y determinar si existen zonas que no están fluyendo y tienen altos potenciales de aceite.
- Integrar las curvas de oferta planteadas con las curvas de demanda de las bombas con el fin de establecer un nuevo punto óptimo de operación de la bomba, ya que al disminuir el BSW en el pozo se podría aumentar potencialmente la presión de succión de la bomba.
- Se recomienda utilizar la tecnología de fractura con divergentes químicos para refracturar ya que esta podría ser una buena alternativa para contactar nuevas zonas en el yacimiento que no fueron fracturadas originalmente.
- Analizar la viabilidad de bombear propantes de una sola malla y la utilización de fluidos con mayor permeabilidad remanente, con el fin de optimizar las fracturas.
- Revisar la viabilidad de ampliar la data petrofísica existente en los pozos, con el fin de realizar estimaciones más acertadas para futuros estudios.

## BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos, Cuenca de los Llanos Orientales. Bogotá D.C. diciembre de 2012, p. 48.

AL-MUNTASHERI, G. Al-Muntasheri. A critical review of hydraulic fracturing fluids over the last decade. Society of Petroleum Engineers. 17 de abril de 2014. Doi:10.2118/169552-MS.

ÁLVAREZ, Rogelio. Aplicación del análisis nodal para incrementar la productividad de un pozo. Tesis profesional para obtener el título de Ingeniero de Petróleos. México D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería, 2008, p. 8.

CAMACHO, Juan Sebastián. Evaluación de los efectos del fracturamiento hidráulico sobre el comportamiento de producción en cuatro pozos del Campo Castilla Norte mediante registros de producción, test de laboratorio y pruebas de productividad. Trabajo de grado. Bogotá. D.C.: Universidad de América, 2018. 44-48 p.

CARBO. FRACPRO: fracture design and analysis software. [sitio web] [consultado 21 octubre de 2019]. Disponible en: <https://carboceramics.com/products/software-platforms-data-management/fracpro-software/fracpro>

CASTAÑO RÍOS, C.E., *et al*, (enero – junio, 2016). Rendimiento financiero en empresas productoras de cemento, cal y yeso de Antioquia en el periodo 2008 al 2013 y su relación con el PIB del sector manufacturero. Revista Science Of Human Action, 1(1), 8-36.

CRAIG, D. y EAST, L. “Refracturing technology increases production in previously fractured single and multiple zone wells experiencing production declines”, Halliburton, p. 200.

DURÁN, Danna y CALVO, Laura. Evaluación de la evolución del daño de formación en pozos representativos del Campo Castilla en el periodo de tiempo del año 2014 al año 2018. Trabajo de grado. Bogotá. D.C.: Universidad de América, 2019. 29 p.

FERRE, Joan & RIUS, Xavier. Introducción al diseño estadístico de experimentos. Departamento de Química Analítica y Química Orgánica: Universidad Rovira i Virgili. 2020, ISSN 0371-5728.

FRENCH, S., RODGERSON, J. & FEIK, C. Re-fracturing horizontal shale wells: case history of a Woodford Shale Pilot Project. Society of Petroleum Engineer. 4 de febrero de 2014. Doi:10.2118/168607-MS.

KONG, Lingyun et al. Refracturing: well selection, treatment design, and lessons learned—a review. En: Arabian Journal of Geosciences [en línea]. Saudi Society for Geosciences. 25 de enero de 2019. <https://doi.org/10.1007/s12517-019-4281-8>.

MA, Y. Z., SOBERNHEIM, D., & GARZON, J. R. Glossary for unconventional oil and gas resource evaluation and development. Unconventional Oil and Gas Resources Handbook, 513–526 (2016). Doi:10.1016/b978-0-12-802238-2.00019-5.

MOLINA, Juan Luis. Metodología para la selección de pozos potencialmente candidatos a refracturamiento en la Gerencia de Operaciones de Desarrollo y Producción Huila-Tolima. Tesis profesional para obtener el título de Ingeniero de Petróleos. Neiva-Huila: Universidad Surcolombiana, Facultad de Ingeniería, 2017, p. 33.

NAVARRO, Cristina. Teoría del Fracturamiento Hidráulico. Tesis profesional para obtener el título de Ingeniero de Petróleos. México D.F: Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería, 2017, p. 3.

ROMERO J. Diego et al. Optimization of the productivity index and the fracture geometry of a stimulated well with fracture face and choke skins. Society of Petroleum Engineers. Abril de 2013. DOI: 10.2118/73758-MS

ROUSSEL, Nicolas & SHARMA, Mukul. Selecting candidate wells for refracturing using production data. Society of Petroleum Engineers. 1 de febrero de 2013. SPE-146103-PA.

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary [En línea] [consultado el 6 de junio de 2020]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/>.

SCHUMBERGER. Oilfield Glossary [Sitio Web] [consultado 21 de octubre de 2019]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/s/stimulation.aspx>

WEATHERFORD. WellFlo™ Software de Ingeniería Petrolera. Houston, Texas, 2008. 5944.00

FAJARDO VACA, L.M. *et al.* Valor Actual Neto Y Tasa Interna De Retorno Como Parámetros De Evaluación De Las Inversiones. Milagro, Ecuador. 2019. VOL. 40, NO. 4, 469-474, 2019.

## **ANEXOS**

## ANEXO A

### DATOS DE CONFIGURACIÓN DE FRACTURAS, PERMEABILIDAD, FLUIDOS Y PROPANTES.<sup>43</sup>

**Tabla 20.** Datos de configuración geométrica de fractura.

| Pozo    | Ancho de la fractura (in) | Longitud de la fractura (ft) | Altura de la fractura (ft) | Qo Postfract (BOPD) |
|---------|---------------------------|------------------------------|----------------------------|---------------------|
| CA 132  | 0.15                      | 203.00                       | 97.00                      | 409.3               |
| CA 132  | 0.14                      | 187.00                       | 117.00                     | 493.76              |
| CAN 85  | 0.13                      | 170.00                       | 117.60                     | 210.91              |
| CAN 79  | 0.13                      | 120.00                       | 113.00                     | 567                 |
| CA 156  | 0.28                      | 132.00                       | 80.00                      | 192.08              |
| CA 170  | 0.18                      | 119.70                       | 74.50                      | 296                 |
| CA 141  | 0.29                      | 115.00                       | 62.30                      | 200.87              |
| CAN 87  | 0.32                      | 213.00                       | 116.00                     | 94.77               |
| CA 170  | 0.38                      | 147.00                       | 107.00                     | 296                 |
| CAN 98  | 0.21                      | 189.00                       | 129.00                     | 246.28              |
| CA 168  | 0.16                      | 160.00                       | 90.00                      | 665.28              |
| CAN 94  | 0.27                      | 185.00                       | 99.00                      | 138.19              |
| CA 135  | 0.19                      | 251.00                       | 142.00                     | 122.94              |
| CAN 99  | 0.36                      | 160.00                       | 107.00                     | 100.32              |
| CA 137  | 0.37                      | 87.00                        | 122.00                     | 918.92              |
| CAN 86  | 0.58                      | 153.00                       | 92.40                      | 243.59              |
| CA 68   | 0.25                      | 225.70                       | 134.70                     | 355.2               |
| CA 84   | 0.27                      | 162.50                       | 83.00                      | 144.59              |
| CAN 92  | 0.12                      | 138.90                       | 109.20                     | 188.62              |
| CAN 149 | 0.32                      | 119.00                       | 82.70                      | 133.65              |
| CA 71   | 0.40                      | 189.00                       | 124.50                     | 986.58              |
| CA 402  | 0.56                      | 155.50                       | 96.20                      | 131.04              |
| CA 59   | 0.42                      | 176.00                       | 118.90                     | 320.24              |
| CAN 78  | 0.53                      | 160.00                       | 101.60                     | 604.58              |
| CA 131  | 0.39                      | 185.00                       | 94.00                      | 444.98              |
| CAN 58  | 0.24                      | 192.00                       | 113.40                     | 89.56               |
| CAN 45  | 0.50                      | 161.00                       | 84.60                      | 271.92              |

<sup>43</sup> Elaboración propia con base a la información proporcionada por Ecopetrol S.A y Weatherford Ltda.

**Tabla 20.** Datos de configuración geométrica de fractura (Continuación).

| Pozo    | Ancho de la fractura (in) | Longitud de la fractura (ft) | Altura de la fractura (ft) | Qo Postfract (BOPD) |
|---------|---------------------------|------------------------------|----------------------------|---------------------|
| CAN 10  | 0.25                      | 318.00                       | 109.80                     | 94.53               |
| CA 224  | 0.26                      | 215.00                       | 129.00                     | 299.83              |
| CAN 61  | 0.30                      | 186.00                       | 103.00                     | 36.41               |
| CA 99   | 0.33                      | 194.00                       | 125.00                     | 689                 |
| CA 169  | 0.26                      | 207.00                       | 126.50                     | 17.1                |
| CAN 29  | 0.16                      | 159.80                       | 179.00                     | 247.22              |
| CA 166  | 0.26                      | 172.00                       | 82.00                      | 195                 |
| CA 457  | 0.38                      | 185.00                       | 117.00                     | 1163                |
| CA 139  | 1.21                      | 130                          | 63                         | 366                 |
| CAN 94  | 0.52                      | 147.50                       | 93.80                      | 548                 |
| CAN 156 | 0.43                      | 175.00                       | 137.00                     | 2.88                |
| CAN 156 | 0.55                      | 124.90                       | 77.80                      | 2.88                |
| CA 135  | 0.29                      | 192.00                       | 113.00                     | 469                 |
| CAN 84  | 0.29                      | 253.00                       | 110.00                     | 1367                |
| CAN 44  | 0.13                      | 140                          | 190                        | 96                  |
| CAN 93  | 0.33                      | 84                           | 175                        | 179.03              |
| CA 139  | 1.21                      | 130                          | 63                         | 366                 |
| CA 101  | 0.17                      | 199                          | 171                        | 693                 |
| CA 250  | 0.28                      | 219                          | 145                        | 683.91              |
| CA 317  | 0.35                      | 144                          | 129                        | 118.44              |
| CA 317  | 0.28                      | 154.4                        | 72                         | 118.44              |
| CA 147  | 0.26                      | 186                          | 103                        | 201                 |
| CA 418  | 0.23                      | 206                          | 119                        | 514.36              |
| CA 94   | 0.13                      | 167.7                        | 96                         | 142.8               |
| CA 216  | 0.34                      | 169.3                        | 102                        | 554.4               |
| CAN 426 | 0.21                      | 58.6                         | 115                        | 112                 |
| CA 599  | 0.35                      | 82.3                         | 86                         | 205.8               |
| CAN 48  | 0.29                      | 230.1                        | 94                         | 69.12               |
| CAN 197 | 0.31                      | 217                          | 87                         | 314.3               |
| CAN 36  | 0.32                      | 207.8                        | 108                        | 149.76              |
| CAN 142 | 0.23                      | 207.4                        | 117                        | 5.32                |
| CA 111  | 0.24                      | 187.5                        | 115                        | 287.97              |
| CA 236  | 0.40                      | 117.5                        | 79                         | 85.68               |

**Tabla 20.** Datos de configuración geométrica de fractura (Continuación).

| Pozo    | Ancho de la fractura (in) | Longitud de la fractura (ft) | Altura de la fractura (ft) | Qo Postfract (BOPD) |
|---------|---------------------------|------------------------------|----------------------------|---------------------|
| CA 57   | 0.16                      | 272                          | 169                        | 81.33               |
| CA 424  | 0.11                      | 268                          | 129                        | 205.09              |
| CAN 128 | 0.19                      | 215.2                        | 92                         | 332.76              |
| CAN 273 | 0.22                      | 193.4                        | 78                         | 84.03               |
| CAN 282 | 0.15                      | 324                          | 136                        | 152.49              |
| CAN 308 | 0.22                      | 245.7                        | 122                        | 92.34               |
| CA 449  | 0.20                      | 216.6                        | 98                         | 204.74              |
| CA 508  | 0.21                      | 238.3                        | 135                        | 84.7                |
| CAN 185 | 0.30                      | 176.5                        | 79                         | 188.1               |
| CA 264  | 0.52                      | 148.4                        | 77                         | 10.1                |
| CAN 301 | 0.31                      | 178.8                        | 115                        | 357.88              |
| CA 303  | 0.28                      | 219.8                        | 133                        | 113.68              |
| CA 30   | 0.06                      | 318                          | 139                        | 134                 |
| CA 305  | 0.24                      | 245                          | 150                        | 74                  |

**Tabla 21.** Datos de permeabilidad efectiva.

| Pozo   | Permeabilidad (mD) | Qo Postfract (BOPD) |
|--------|--------------------|---------------------|
| CA 132 | 2326 a 5675        | 409.3               |
| CA 132 | 371 a 1109         | 493.76              |
| CAN 85 | 1220.0             | 210.91              |
| CAN 79 | 1821.0             | 567                 |
| CA 156 | 2150.0             | 192.08              |
| CA 170 | 729.0              | 296                 |
| CA 141 | 469 a 2722         | 200.87              |
| CAN 87 | 682 a 3370         | 94.77               |
| CA 170 | 1009.0             | 296                 |
| CAN 98 | 1483.0             | 246.28              |
| CA 168 | 1664.0             | 665.28              |
| CAN 94 | 575 a 1985         | 138.19              |
| CA 135 | 392 a 7793         | 122.94              |
| CAN 99 | 788 a 1948         | 100.32              |
| CA 137 | 7500.0             | 918.92              |
| CAN 86 | 146 a 2035         | 243.59              |



**Tabla 21.** Datos de la permeabilidad efectiva (Continuación).

| <b>Pozo</b> | <b>Permeabilidad (mD)</b> | <b>Qo Postfract (BOPD)</b> |
|-------------|---------------------------|----------------------------|
| CA 68       | 1320 a 3106               | 355.2                      |
| CA 84       | 146 a 3270                | 144.59                     |
| CAN 92      | 480 a 1610                | 188.62                     |
| CAN 149     | 1401 a 2631               | 133.65                     |
| CA 71       | 2010 a 3176               | 986.58                     |
| CA 402      | 2476 a 3086               | 131.04                     |
| CA 59       | 332 a 3281                | 320.24                     |
| CAN 78      | 1121 a 2428               | 604.58                     |
| CA 131      | 337 a 1902                | 444.98                     |
| CAN 58      | 3 a 1375                  | 89.56                      |
| CAN 45      | 169 a 3223                | 271.92                     |
| CAN 10      | 1198.0                    | 94.53                      |
| CA 224      | 702 A 1367                | 299.83                     |
| CAN 61      | 9 A 2390                  | 36.41                      |
| CA 99       | 63 a 1377                 | 689                        |
| CA 169      | 225 a 1140                | 17.1                       |
| CAN 29      | 356 a 2091                | 247.22                     |
| CA 166      | 821 a 3467                | 195                        |
| CA 457      | 1050 a 2671               | 1163                       |
| CA 139      | 1213 a 3670               | 366                        |
| CAN 94      | 677 a 1639                | 548                        |
| CAN 156     | 2000 a 3000               | 2.88                       |
| CAN 156     | 2000 a 3000               | 2.88                       |
| CA 135      | 3472.0                    | 469                        |
| CAN 84      | 74 a 2308                 | 1367                       |
| CAN 44      | 6 a 2626                  | 96                         |
| CAN 93      | 436 a 4082                | 179.03                     |
| CA 139      | 1213 a 3670               | 366                        |
| CA 101      | 1604 a 2253               | 693                        |
| CA 250      | 186 a 1119                | 683.91                     |
| CA 317      | 2500                      | 118.44                     |
| CA 317      | 2500                      | 118.44                     |
| CA 147      | 2000                      | 201                        |
| CA 418      | 1452                      | 514.36                     |
| CA 94       | 2000.0                    | 142.8                      |
| CA 216      | 35.0                      | 554.4                      |

**Tabla 21.** Datos de la permeabilidad efectiva (Continuación).

| <b>Pozo</b> | <b>Permeabilidad (mD)</b> | <b>Qo Postfract (BOPD)</b> |
|-------------|---------------------------|----------------------------|
| CAN 426     | 400.0                     | 112                        |
| CA 599      | 35.0                      | 205.8                      |
| CAN 48      | 5 - 50                    | 69.12                      |
| CAN 197     | 30.0                      | 314.3                      |
| CAN 36      | 16.0                      | 149.76                     |
| CAN 142     | 30 - 2000                 | 5.32                       |
| CA 111      | 50 - 2500                 | 287.97                     |
| CA 236      | 400                       | 85.68                      |
| CA 57       | 200                       | 81.33                      |
| CA 424      | 250                       | 205.09                     |
| CAN 128     | 50 - 500                  | 332.76                     |
| CAN 273     | 50 - 500                  | 84.03                      |
| CAN 282     | 500                       | 152.49                     |
| CAN 308     | 250                       | 92.34                      |
| CA 449      | 500                       | 204.74                     |
| CA 508      | 50 - 500                  | 84.7                       |
| CAN 185     | 294                       | 188.1                      |
| CA 264      | 720                       | 10.1                       |
| CAN 301     | 204                       | 357.88                     |
| CA 303      | 100 - 500                 | 113.68                     |
| CA 30       | 1 - 193                   | 134                        |
| CA 305      | 0.4 - 132                 | 74                         |

**Tabla 22.** Datos de fluidos y propante de fractura.

| <b>Pozo</b> | <b>Fluido de fractura</b> | <b>Propante</b> | <b>Qo Postfract (BOPD)</b> |
|-------------|---------------------------|-----------------|----------------------------|
| CA 132      | DynaFrac 30#              | CarboLite 20/40 | 409.3                      |
| CA 132      | DynaFrac 25#              | Bauxite 16/30   | 493.76                     |
| CAN 85      | DynaFrac 30#              | CarboLite 16/20 | 210.91                     |
| CAN 79      | DynaFrac 30#              | CarboLite 16/20 | 567                        |
| CA 156      | DynaFrac 30#              | CarboLite 12/18 | 192.08                     |
| CA 170      | DynaFrac 25#              | CarboLite 16/20 | 296                        |
| CA 141      | DynaFrac 25#              | CarboLite 16/20 | 200.87                     |
| CAN 87      | DynaFrac 30#              | CarboLite 20/40 | 94.77                      |
| CA 170      | DynaFrac 25#              | CarboLite 16/20 | 296                        |

**Tabla 22.** Datos de fluidos y propante de fractura (Continuación).

| <b>Pozo</b> | <b>Fluido de fractura</b> | <b>Propante</b> | <b>Qo<br/>Postfract<br/>(BOPD)</b> |
|-------------|---------------------------|-----------------|------------------------------------|
| CAN 98      | DynaFrac 30#              | CarboLite 16/20 | 246.28                             |
| CA 168      | DynaFrac 30#              | CarboLite 16/20 | 665.28                             |
| CAN 94      | DynaFrac 30#              | CarboLite 20/40 | 138.19                             |
| CA 135      | DynaFrac 30#              | CarboLite 20/40 | 122.94                             |
| CAN 99      | DynaFrac 30#              | CarboLite 20/40 | 100.32                             |
| CA 137      | DynaFrac 35#              | CarboLite 20/40 | 918.92                             |
| CAN 86      | DynaFrac 25#              | CarboLite 16/20 | 243.59                             |
| CA 68       | DynaFrac 25#              | CarboLite 16/20 | 355.2                              |
| CA 84       | DynaFrac 25#              | CarboLite 16/20 | 144.59                             |
| CAN 92      | DynaFrac 25#              | CarboLite 16/20 | 188.62                             |
| CAN 149     | DynaFrac 25#              | CarboLite 20/40 | 133.65                             |
| CA 71       | DynaFrac 30#              | CarboLite 20/40 | 986.58                             |
| CA 402      | DynaFrac 25#              | CarboLite 20/40 | 131.04                             |
| CA 59       | DynaFrac 25#              | CarboLite 20/40 | 320.24                             |
| CAN 78      | DynaFrac 25#              | CarboLite 20/40 | 604.58                             |
| CA 131      | DynaFrac 25#              | CarboLite 20/40 | 444.98                             |
| CAN 58      | DynaFrac 25#              | CarboLite 20/40 | 89.56                              |
| CAN 45      | DynaFrac 25#              | CarboLite 20/40 | 271.92                             |
| CAN 10      | DynaFrac 25#              | CarboLite 20/40 | 94.53                              |
| CA 224      | DynaFrac 30#              | CarboLite 16/20 | 299.83                             |
| CAN 61      | DynaFrac 30#              | Powerprop 20/40 | 36.41                              |
| CA 99       | DynaFrac 30#              | Powerprop 20/40 | 689                                |
| CA 169      | DynaFrac 30#              | CarboLite 20/40 | 17.1                               |
| CAN 29      | DynaFrac 30#              | Carbolite 20/40 | 247.22                             |
| CA 166      | DynaFrac 30#              | Carbolite 20/40 | 195                                |
| CA 457      | DynaFrac 25#              | Carbolite 20/40 | 1163                               |
| CA 139      | DynaFrac 30#              | Carbolite 20/40 | 366                                |
| CAN 94      | DynaFrac 25#              | Carbolite 20/40 | 548                                |
| CAN 156     | DynaFrac 40#              | Carbolite 20/40 | 2.88                               |
| CAN 156     | DynaFrac 40#              | Carbolite 20/40 | 2.88                               |
| CA 135      | DynaFrac 40# y<br>35#     | Carbolite 20/40 | 469                                |
| CAN 84      | DynaFrac 30#              | Carbolite 20/40 | 1367                               |
| CAN 44      | DynaFrac 30#              | Carbolite 20/40 | 96                                 |

**Tabla 22.** Datos de fluidos y propante de fractura (Continuación).

| <b>Pozo</b> | <b>Fluido de fractura</b>  | <b>Propante</b>  | <b>Qo<br/>Postfract<br/>(BOPD)</b> |
|-------------|----------------------------|------------------|------------------------------------|
| CAN 93      | DynaFrac 35#               | Carbolite 20/40  | 179.03                             |
| CA 139      | DynaFrac 30#               | Carbolite 20/40  | 366                                |
| CA 101      | DynaFrac 35# y<br>30#      | Carbolite 20/40  | 693                                |
| CA 250      | DynaFrac 45#, 35#<br>y 30# | Carbolite 20/40  | 683.91                             |
| CA 317      | Dynafrac 35 #              | Carbolite 20/40  | 118.44                             |
| CA 317      | Dynafrac 45-35 #           | Carbolite 20/40  | 118.44                             |
| CA 147      | Dynafrac 35 #              | Carbolite 16/20  | 201                                |
| CA 418      | Dynafrac 35 #              | Carbolite 20/40  | 514.36                             |
| CA 94       | Dynafrac 35 #              | Carbolite 20/40  | 142.8                              |
| CA 216      | Dynafrac 35 - 25 #         | Carbolite 20/40  | 554.4                              |
| CAN 426     | Dynafrac 30 - 20 #         | Carbolite 20/40  | 112                                |
| CA 599      | Dynafrac 35 - 25 #         | Carbolite 20/40  | 205.8                              |
| CAN 48      | DynaFrac 35 - 30#          | Carbolite 20/40  | 69.12                              |
| CAN 197     | Dynafrac 35 - 30 #         | Carbolite 20/40  | 314.3                              |
| CAN 36      | Dynafrac 35 - 30 #         | Carbolite 20/40  | 149.76                             |
| CAN 142     | Dynafrac 35 - 30 #         | Carbolite 20/40  | 5.32                               |
| CA 111      | Dynafrac 35 - 30 #         | Carbolite 20/40  | 287.97                             |
| CA 236      | DynaFrac 30#               | Carbolite 20/40  | 85.68                              |
| CA 57       | DynaFrac 35 - 30#          | CarboLITE 20/40  | 81.33                              |
| CA 424      | DynaFrac 35 - 30#          | CarboLITE 20/40  | 205.09                             |
| CAN 128     | DynaFrac 40, 35 -<br>30#   | CarboLITE 20/40  | 332.76                             |
| CAN 273     | DynaFrac 30 - 25#          | CarboLITE 20/40  | 84.03                              |
| CAN 282     | DynaFrac 40 - 35#          | CarboLITE 20/40  | 152.49                             |
| CAN 308     | DynaFrac 30 - 25#          | Kryptoshere 25LD | 92.34                              |
| CA 449      | DynaFrac 35 - 30#          | CarboLITE 20/40  | 204.74                             |
| CA 508      | DynaFrac 35 - 30#          | Kryptoshere 25LD | 84.7                               |
| CAN 185     | DynaFrac 30 - 25#          | CarboLITE 20/40  | 188.1                              |
| CA 264      | DynaFrac 30 - 25#          | CarboLITE 20/40  | 10.1                               |
| CAN 301     | DynaFrac 30 - 25#          | CarboLITE 20/40  | 357.88                             |
| CA 303      | DynaFrac 30#               | CarboLITE 20/40  | 113.68                             |
| CA 30       | DynaFrac 30#               | CarboLITE 20/40  | 134                                |

**Tabla 23.** Datos de conductividad adimensional de fractura.

| <b>Pozo</b> | <b>Fcd</b> | <b>Qo Postfract (BOPD)</b> |
|-------------|------------|----------------------------|
| CAN 85      | 0.04       | 210.91                     |
| CAN 79      | 0.114      | 567                        |
| CA 156      | 0.025      | 192.08                     |
| CA 170      | 0.042      | 296                        |
| CA 141      | 0.038      | 200.87                     |
| CAN 87      | 0.011      | 94.77                      |
| CA 170      | 0.062      | 296                        |
| CAN 98      | 0.012      | 246.28                     |
| CA 168      | 0.014      | 665.28                     |
| CAN 94      | 0.011      | 138.19                     |
| CAN 99      | 0.054      | 100.32                     |
| CA 137      | 0.006      | 918.92                     |
| CAN 86      | 0.05       | 243.59                     |
| CA 68       | 0.02       | 355.2                      |
| CA 84       | 0.027      | 144.59                     |
| CAN 92      | 0.016      | 188.62                     |
| CAN 149     | 0.016      | 133.65                     |
| CA 71       | 0.009      | 986.58                     |
| CA 402      | 0.022      | 131.04                     |
| CA 59       | 0.02       | 320.24                     |
| CAN 78      | 0.029      | 604.58                     |
| CA 131      | 0.02       | 444.98                     |
| CAN 58      | 0.05       | 89.56                      |
| CAN 45      | 0.038      | 271.92                     |
| CAN 10      | 0.026      | 94.53                      |
| CA 169      | 0.022      | 17.1                       |
| CAN 29      | 0.01       | 247.22                     |
| CA 457      | 0.009      | 1163                       |
| CAN 94      | 0.04       | 548                        |
| CAN 156     | 0.021      | 260.06                     |
| CAN 156     | 0.027      | 260.06                     |
| CAN 84      | 0.07       | 1367                       |
| CAN 44      | 0.052      | 96                         |
| CAN 93      | 0.056      | 179.03                     |
| CA 101      | 0.0086     | 693                        |
| CA 250      | 0.007      | 683.91                     |

**Tabla 23.** Datos de conductividad adimensional de fractura (Continuación).

| <b>Pozo</b> | <b>Fcd</b> | <b>Qo Postfract (BOPD)</b> |
|-------------|------------|----------------------------|
| CA 317      | 0.026      | 118.44                     |
| CA 317      | 0.013      | 118.44                     |
| CA 147      | 0.026      | 201                        |
| CA 418      | 0.016      | 514.36                     |
| CA 94       | 0.039      | 142.8                      |
| CA 216      | 1.548      | 554.4                      |
| CAN 426     | 0.433      | 112                        |
| CA 599      | 0.642      | 205.8                      |
| CAN 48      | 1.331      | 69.12                      |
| CAN 142     | 1.217      | 5.32                       |
| CA 111      | 0.021      | 287.97                     |
| CA 236      | 0.374      | 85.68                      |
| CA 57       | 0.046      | 81.33                      |
| CA 424      | 0.029      | 205.09                     |
| CAN 128     | 0.079      | 332.76                     |
| CAN 273     | 0.152      | 84.03                      |
| CAN 282     | 0.016      | 152.49                     |
| CAN 308     | 0.14       | 92.34                      |
| CA 449      | 0.05       | 204.74                     |
| CA 508      | 0.032      | 84.7                       |
| CAN 185     | 0.061      | 188.1                      |
| CA 264      | 0.061      | 10.1                       |
| CAN 301     | 0.077      | 357.88                     |
| CA 303      | 0.058      | 113.68                     |
| CAA 30      | 0.005      | 134                        |
| CA 305      | 0.052      | 74                         |
| CAN 77      | 0.2        | 156.4                      |
| CAN 14      | 0.2        | 354.05                     |
| CAN95       | 0.1        | 317.15                     |
| CA 167      | 0.1        | 352.56                     |
| CA 459      | 0.1        | 380                        |
| CAN 24      | 5.7        | 421.02                     |
| CAN 410     | 0.2        | 450                        |

**Tabla 24.** Datos de conductividad de fractura.

| <b>Pozo</b> | <b>Conductividad de fractura (mD*ft)</b> | <b>Qo postfrac (BOPD)</b> |
|-------------|--|---------------------------|
| CA 457      | 5442                                     | 1163                      |
| CAN 156     | 5860                                     | 260.06                    |
| CAN 84      | 3247                                     | 1367                      |
| CAN 44      | 3400                                     | 96                        |
| CAN 93      | 5342                                     | 179.03                    |
| CA 101      | 3293.80086                               | 693                       |
| CA 250      | 1715.427                                 | 683.91                    |
| CA 317      | 9360                                     | 118.44                    |
| CA 317      | 5018                                     | 118.44                    |
| CA 147      | 9672                                     | 201                       |
| CA 418      | 4785.792                                 | 514.36                    |
| CA 94       | 13080.6                                  | 142.8                     |
| CA 216      | 9172.674                                 | 554.4                     |
| CAN 426     | 10149.52                                 | 112                       |
| CA 599      | 1849.281                                 | 205.8                     |
| CAN 48      | 5160                                     | 69.12                     |
| CA 236      | 8110                                     | 85.68                     |
| CA 57       | 2633                                     | 81.33                     |
| CA 424      | 1675                                     | 205.09                    |
| CAN 273     | 3768                                     | 84.03                     |
| CAN 282     | 2380                                     | 152.49                    |
| CAN 308     | 3550                                     | 92.34                     |
| CA 449      | 4357                                     | 204.74                    |
| CA 508      | 3083                                     | 84.7                      |
| CAN 185     | 5124                                     | 188.1                     |
| CA 264      | 10798                                    | 10.1                      |
| CAN 301     | 5911                                     | 357.88                    |
| CA 303      | 5198                                     | 113.68                    |
| CA 305      | 3733                                     | 74                        |
| CAN 156     | 5860                                     | 260.06                    |
| CAN 77      | 20141                                    | 156.4                     |
| CAN 273     | 3768                                     | 84.03                     |
| CAN 418     | 4786                                     | 514.36                    |
| CAN 14      | 39160                                    | 354.05                    |
| CAN 95      | 26078                                    | 317.15                    |
| CAN 410     | 24266                                    | 450                       |

**Tabla 24.** Datos de conductividad de fractura (Continuación).

| <b>Pozo</b> | <b>Conductividad de fractura (mD*ft)</b> | <b>Qo postfrac (BOPD)</b> |
|-------------|--|---------------------------|
| CAN 24      | 8931                                     | 421.02                    |
| CA 167      | 10233                                    | 352.56                    |
| CA 459      | 20373                                    | 380                       |
| CA 101      | 3294                                     | 693                       |
| CA 94       | 13081                                    | 142.8                     |
| CA 250      | 1715                                     | 683.91                    |
| CA 57       | 2633                                     | 81.33                     |

**Tabla 25.** Datos de conductividad de formación.

| <b>Pozo</b> | <b>Conductividad de formación</b> | <b>Qo Postfrac (BOPD)</b> |
|-------------|-----------------------------------|---------------------------|
| CAN 85      | 207400                            | 210.91                    |
| CAN 79      | 218520                            | 567                       |
| CA 156      | 283800                            | 192.08                    |
| CA 170      | 87261.3                           | 296                       |
| CA 170      | 148323                            | 296                       |
| CAN 98      | 280287                            | 246.28                    |
| CA 168      | 266240                            | 665.28                    |
| CA 137      | 652500                            | 918.92                    |
| CA 68       | 352994.8                          | 355.2                     |
| CAN 92      | 14862.3                           | 188.62                    |
| CAN 10      | 380964                            | 94.53                     |
| CA 135      | 666624                            | 469                       |
| CA 101      | 112804.8                          | 693                       |
| CA 250      | 245061                            | 683.91                    |
| CA 317      | 360000                            | 118.44                    |
| CA 317      | 386000                            | 118.44                    |
| CA 147      | 372000                            | 201                       |
| CA 418      | 299112                            | 514.36                    |
| CA 94       | 335400                            | 142.8                     |
| CA 216      | 5925.5                            | 554.4                     |
| CAN 426     | 23440                             | 112                       |
| CA 599      | 2880.5                            | 205.8                     |
| CAN 197     | 6510                              | 314.3                     |
| CAN 36      | 3324.8                            | 149.76                    |
| CA 236      | 47000                             | 85.68                     |



**Tabla 25.** Datos de conductividad de formación (Continuación).

| <b>Pozo</b> | <b>Conductividad de formación</b> | <b>Qo Postfract (BOPD)</b> |
|-------------|-----------------------------------|----------------------------|
| CA 57       | 54400                             | 81.33                      |
| CA 424      | 67000                             | 205.09                     |
| CAN 282     | 162000                            | 152.49                     |
| CAN 308     | 61425                             | 92.34                      |
| CA 449      | 108300                            | 204.74                     |
| CAN 185     | 51891                             | 188.1                      |
| CA 264      | 106848                            | 10.1                       |
| CAN 301     | 36475.2                           | 357.88                     |
| CAN 77      | 95033.694                         | 156.4                      |
| CAN 417     | 251049.6                          | 137                        |
| CAN 14      | 303750                            | 354.05                     |
| CAN 95      | 150961.853                        | 317.15                     |
| CAN 97      | 2139096                           | 203.43                     |
| CAN 148     | 11550                             | 265.08                     |
| CA 167      | 122920.75                         | 352.56                     |
| CA 459      | 164112.48                         | 380                        |
| CA 426      | 5860                              | 449                        |
| CA 48       | 216110.7                          | 593.17                     |
| CAN 24      | 70483.58                          | 421.02                     |
| CAN 410     | 44889.19                          | 450                        |

## ANEXO B

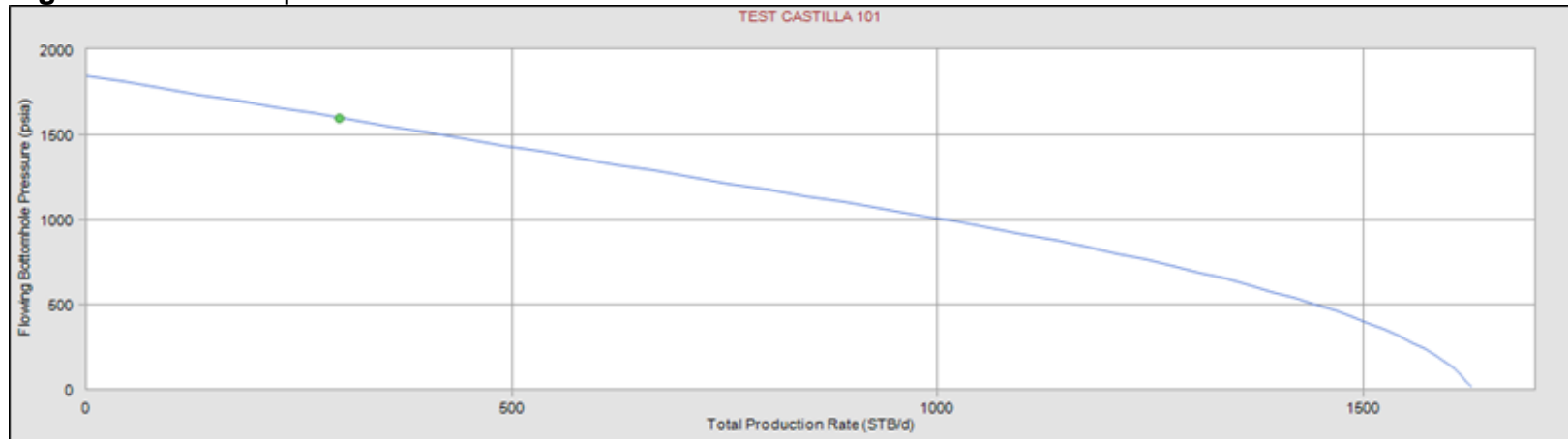
### FIGURAS Y TABLAS DE LOS ANALISIS DE PRODUCTIVIDAD.

**Tabla 26.** Datos de la prueba de presión CA 250.

| Condiciones BuildUp CA 250  |       |
|-----------------------------|-------|
| Parámetro                   | Valor |
| Permeabilidad relativa (mD) | 2838  |
| Skin                        | 29    |
| Pwf (PSI)                   | 1160  |
| Bsw %                       | 8     |

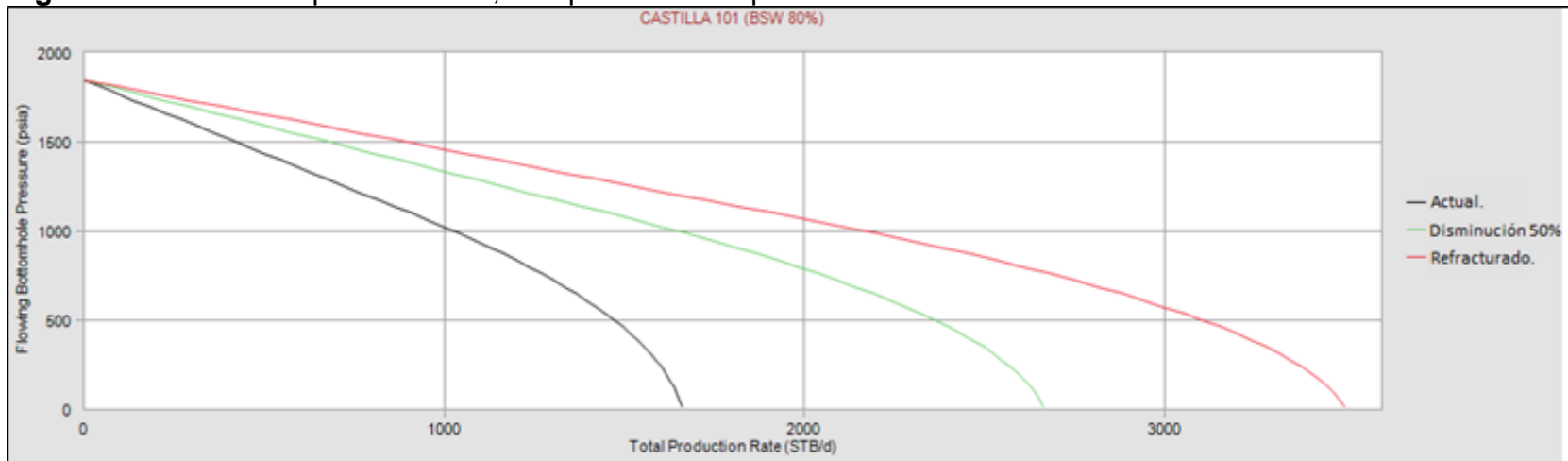
**Fuente:** Ecopetrol S.A.S, “Análisis Desempeño Fracturamiento Hidráulico Campo Castilla Campañas 2012- 2018”, modificado por los autores, 2020.

**Figura 16.** IPR test pozo CA 101 condición actual.



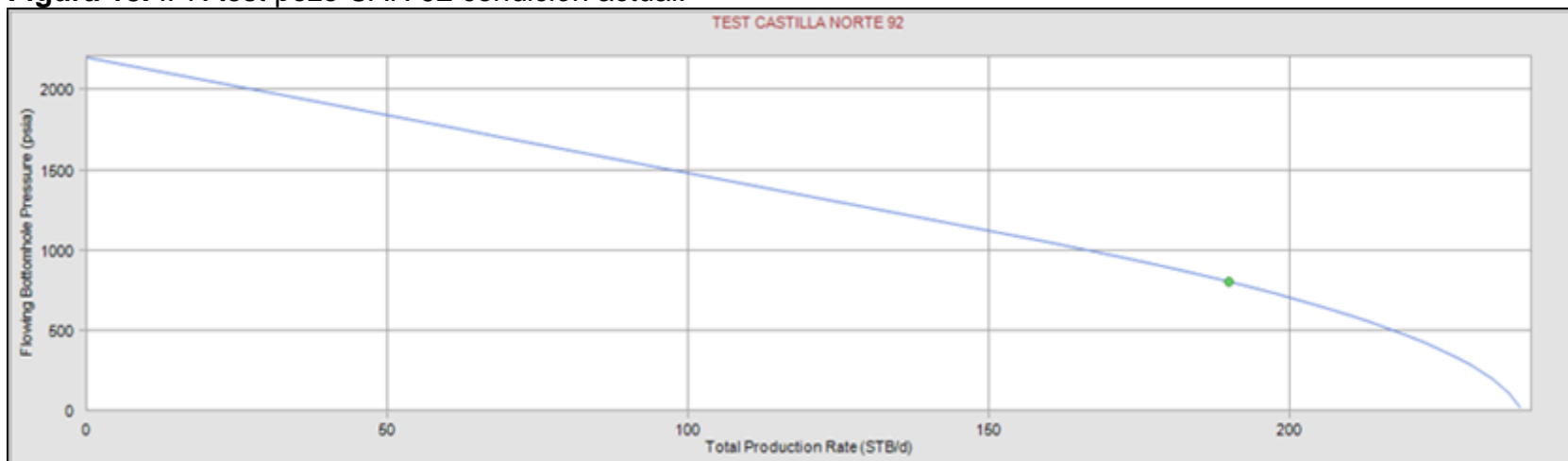
**Fuente:** Elaboración propia con base en el simulador WellFlo.

**Figura 17.** Análisis de productividad, IPR pozo CA 101 para un BSW de 80%.



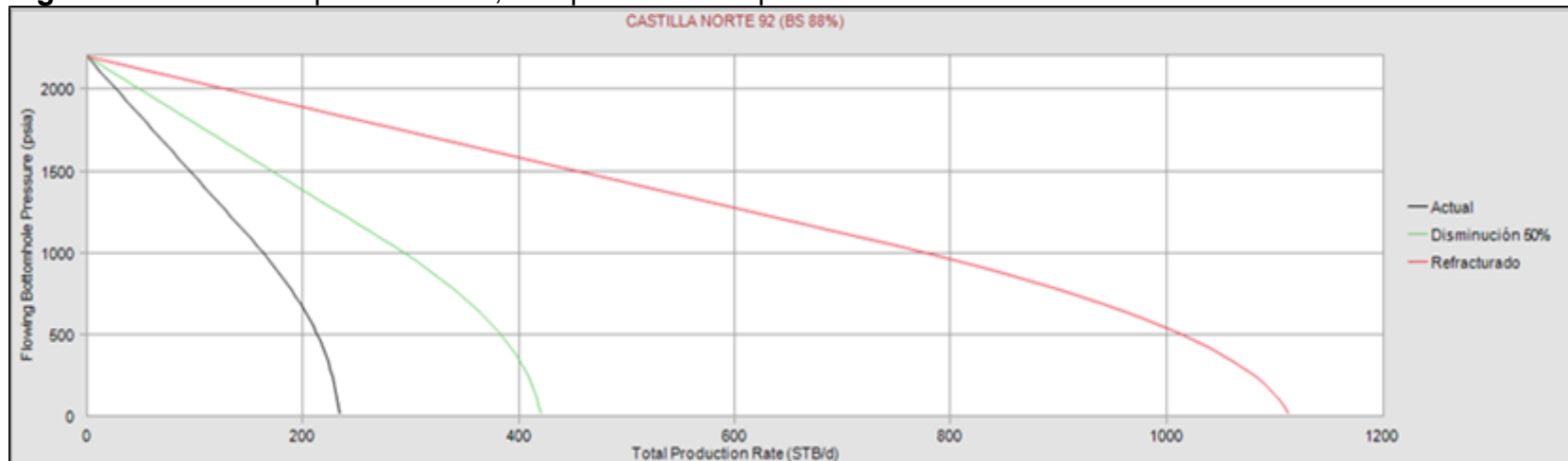
**Fuente:** Elaboración propia con base en el simulador WellFlo.

**Figura 18.** IPR test pozo CAN 92 condición actual.



**Fuente:** Elaboración propia con base en el simulador WellFlo.

**Figura 19.** Análisis de productividad, IPR pozo CAN 92 para un BSW de 88%.



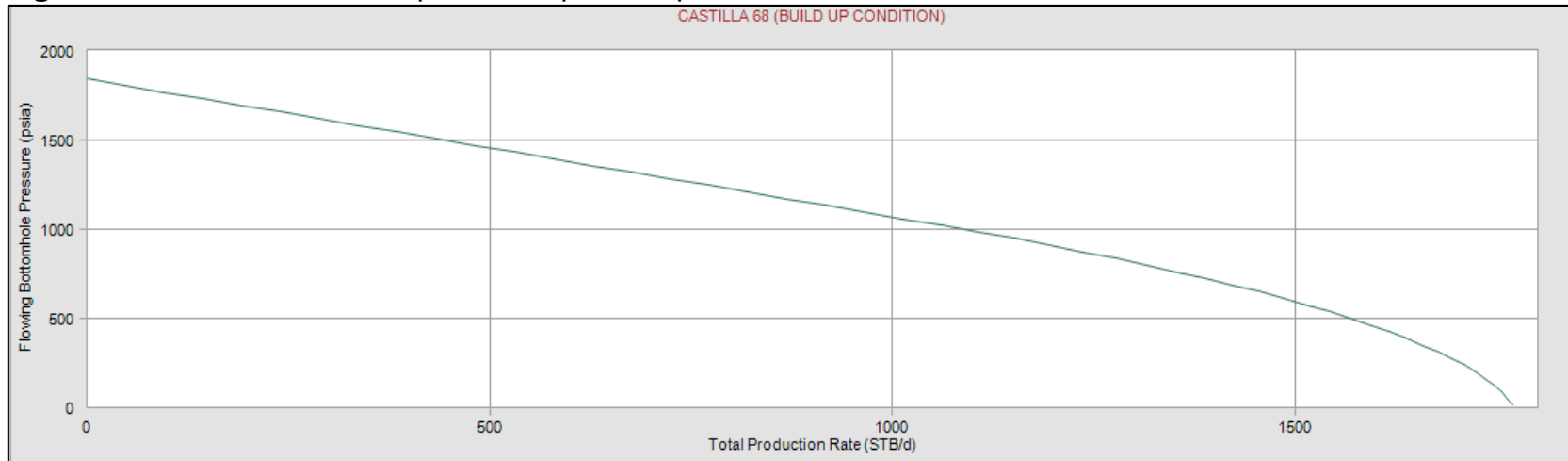
**Fuente:** Elaboración propia con base en el simulador WellFlo.

**Tabla 27** Datos de la prueba de presión CA 68.

| <b>Condiciones BuildUp CA 68</b> |              |
|----------------------------------|--------------|
| <b>Parámetro</b>                 | <b>Valor</b> |
| Permeabilidad relativa (mD)      | 1564         |
| Skin                             | -2.91        |
| Pwf (PSI)                        | 1500         |
| Bsw %                            | 4            |

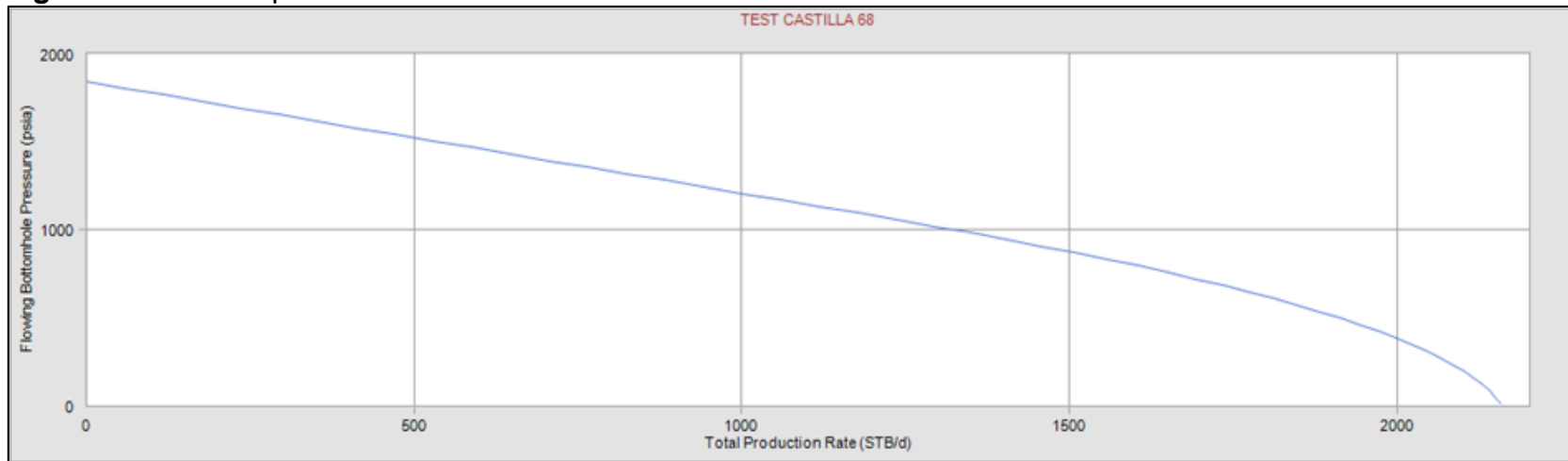
**Fuente:** Ecopetrol S.A.S, “Análisis Desempeño Fracturamiento Hidráulico Campo Castilla Campañas 2012- 2018”, modificado por los autores, 2020.

**Figura 20.** IPR a condición de prueba de presión, pozo CA 68. JUL 2014.



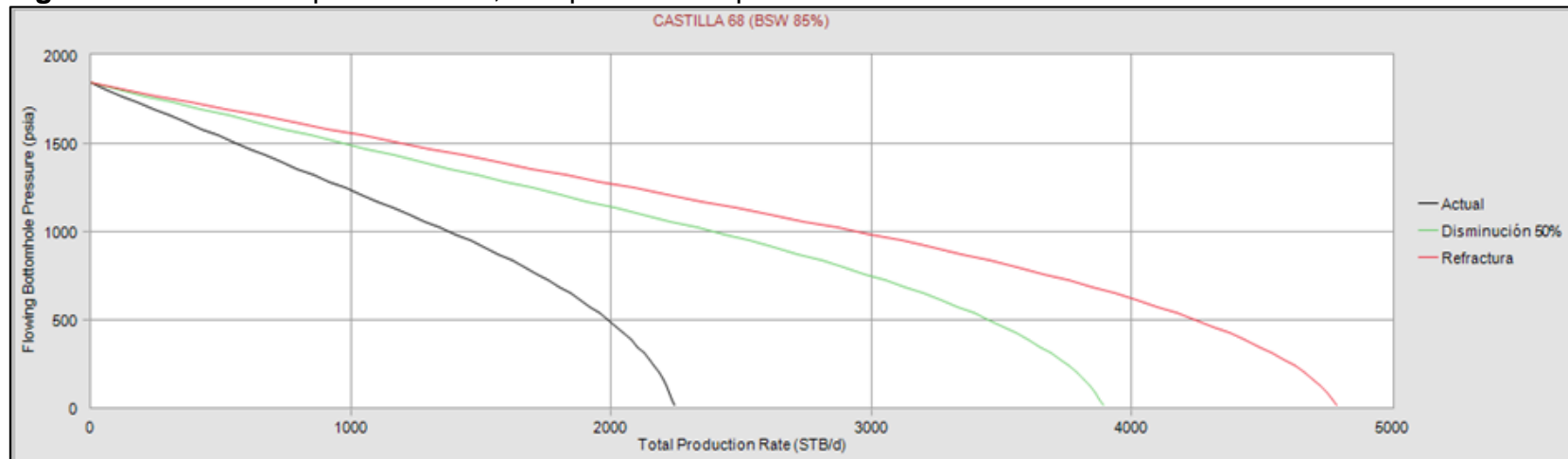
**Fuente:** Elaboración propia con base en el simulador WellFlo.

**Figura 21.** IPR test pozo CA 68 condición actual.



**Fuente:** Elaboración propia con base en el simulador WellFlo.

**Figura 22.** Análisis de productividad, IPR pozo CA 68 para un BSW de 85%.



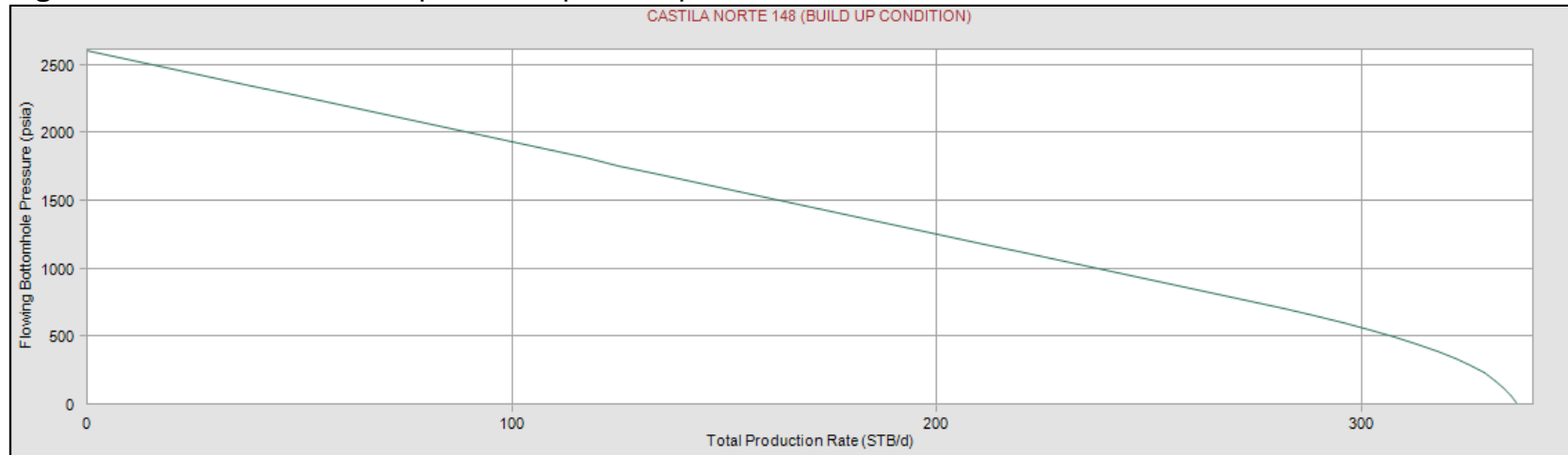
**Fuente:** Elaboración propia con base en el simulador WellFlo.

**Tabla 28.** Datos de la prueba de presión CAN 148.

| <b>Condiciones BuildUp CAN 148</b> |              |
|------------------------------------|--------------|
| <b>Parámetro</b>                   | <b>Valor</b> |
| Permeabilidad relativa (mD)        | 86.3         |
| Skin                               | -0.62        |
| Pwf (PSI)                          | 800          |
| Bsw %                              | 5            |

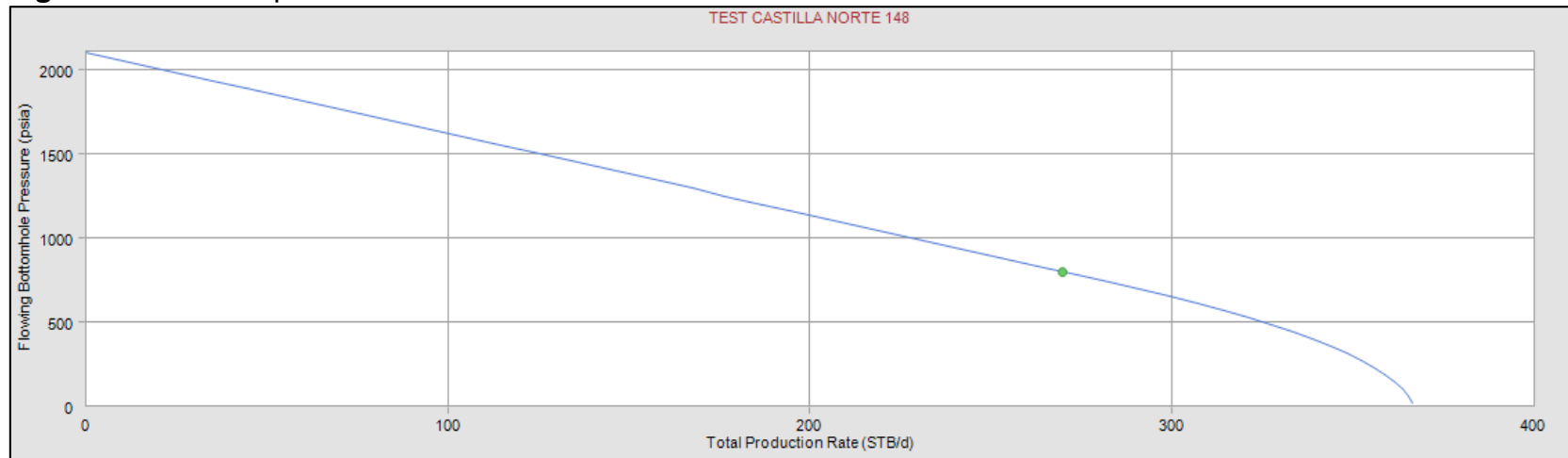
**Fuente:** Ecopetrol S.A.S, “Análisis Desempeño Fracturamiento Hidráulico Campo Castilla Campañas 2012- 2018”, modificado por los autores, 2020.

**Figura 23.** IPR a condición de prueba de presión, pozo CAN 148. AGO 2013.



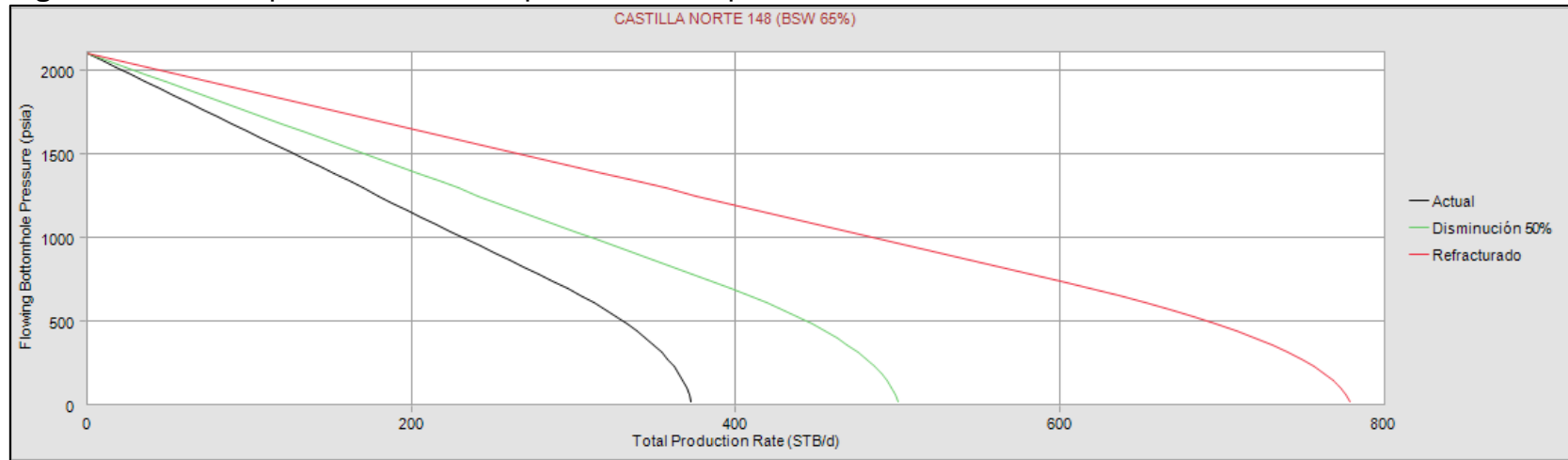
**Fuente:** Elaboración propia con base en el simulador WellFlo.

**Figura 24.** IPR test pozo CAN 148 condición actual.



**Fuente:** Elaboración propia con base en el simulador WellFlo.

**Figura 25.** Análisis productividad, IPR pozo CAN 148 para un BSW de 65%.



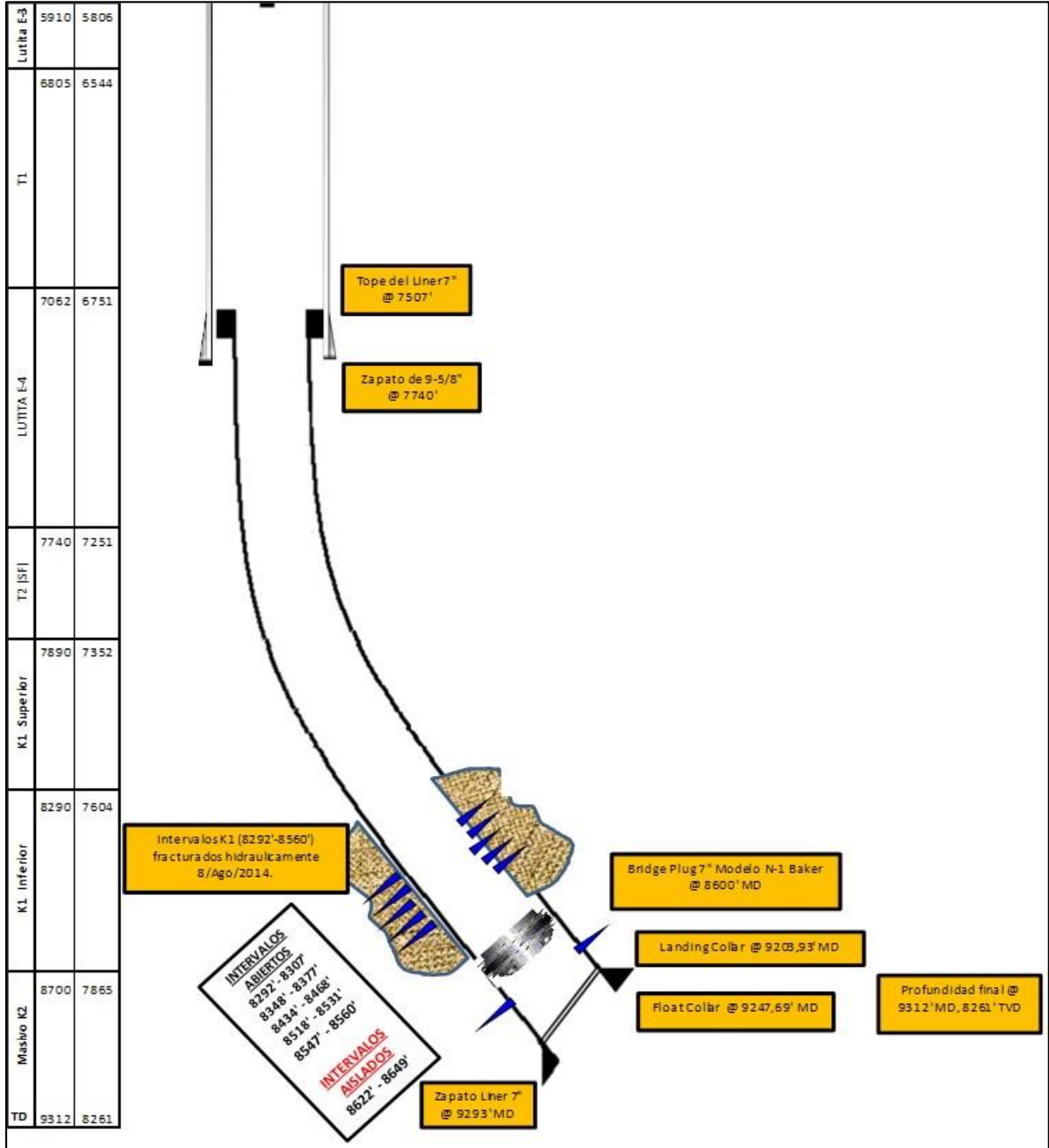
**Fuente:** Elaboración propia con base en el simulador WellFlo.



## ANEXO C

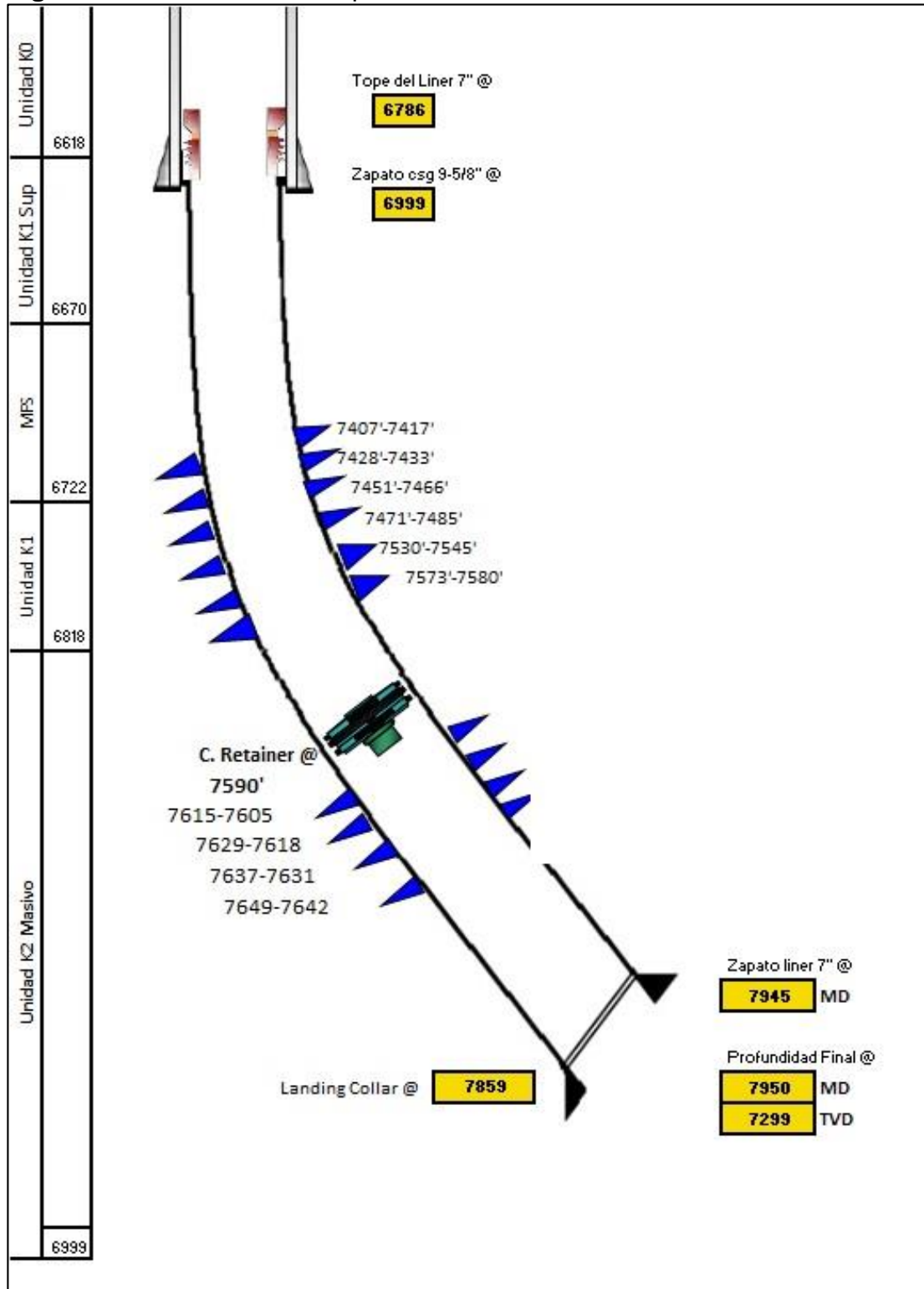
### ESTADOS MECANICOS DE LOS POZOS EVALUADOS EN EL MODELAMIENTO DE REFRACTURA.<sup>44</sup>

**Figura 26.** Estado mecánico pozo CAN92.



<sup>44</sup> Información proporcionada por Ecopetrol S.A

**Figura 27.** Estado mecánico pozo CA 101.



**Tabla 29. Intervalos cañoneados pozo CAN 92.**

| INTERVALOS CAÑONEADOS |           |              |           |           |                      |           |                 |
|-----------------------|-----------|--------------|-----------|-----------|----------------------|-----------|-----------------|
| Fecha                 | Formación | Tiro por pie | Tope (ft) | Base (ft) | Tipo Carga           | Condición | Intervalos (ft) |
| 19-may-11             | K1 Inf.   | 12           | 8292      | 8307      | 4 1/2" PowerJet 4512 | ACTIVO    | 15              |
| 18-may-11             | K1 Inf.   | 12           | 8348      | 8377      | 4 1/2" PowerJet 4512 | ACTIVO    | 29              |
| 18-may-11             | K1 Inf.   | 12           | 8434      | 8468      | 4 1/2" PowerJet 4512 | ACTIVO    | 34              |
| 18-may-11             | K1 Inf.   | 12           | 8518      | 8531      | 4 1/2" PowerJet 4512 | ACTIVO    | 13              |
| 18-may-11             | K1 Inf.   | 12           | 8547      | 8560      | 4 1/2" PowerJet 4512 | ACTIVO    | 13              |
| 18-may-11             | K1 Inf.   | 12           | 8622      | 8649      | 4 1/2" PowerJet 4512 | ASILADO   | 27              |

**Tabla 30. Intervalos cañoneados pozo CA 101.**

| INTERVALOS CAÑONEADOS |           |              |           |           |                         |           |                 |
|-----------------------|-----------|--------------|-----------|-----------|-------------------------|-----------|-----------------|
| Fecha                 | Intervalo | Tiro por pie | Tope (ft) | Base (ft) | Tipo Carga              | Condición | Intervalos (ft) |
| 12-ago-10             | K2        | 12           | 7605      | 7615      | Deep penetration, 4-1/2 | Inactivo  | 10              |
| 13-ago-10             | K2        | 12           | 7618      | 7629      | Deep penetration, 4-1/2 | Inactivo  | 11              |
| 14-ago-10             | K2        | 12           | 7631      | 7637      | Deep penetration, 4-1/2 | Inactivo  | 6               |
| 15-ago-10             | K2        | 12           | 7642      | 7649      | Deep penetration, 4-1/2 | Inactivo  | 7               |
| 20-jul-11             | K1        | 5            | 7573      | 7580      | Deep penetration, 4-1/2 | Activo    | 7               |
| 20-jul-11             | K1        | 5            | 7530      | 7545      | Deep penetration, 4-1/2 | Activo    | 15              |
| 21-jul-11             | K1        | 5            | 7471      | 7485      | Deep penetration, 4-1/2 | Activo    | 14              |
| 06-oct-15             | K1        | 6            | 7451      | 7466      | Big Hole, 4-1/2         | Activo    | 15              |
| 06-oct-15             | K1        | 6            | 7428      | 7433      | Big Hole, 4-1/2         | Activo    | 5               |
| 21-jul-11             | K1        | 5            | 7407      | 7417      | Deep penetration, 4-1/2 | Activo    | 10              |