

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

JUAN SEBASTIAN CAMACHO PÁEZ

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ, D.C.
2018

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

JUAN SEBASTIAN CAMACHO PÁEZ

Proyecto integral de grado para optar al título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ, D.C.
2018

Nota de Aceptación:

Adriangela Romero

Andrés Felipe Suarez

Diego Araque

Bogotá D.C. Octubre de 2018

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUÍS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectoría Académica y de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA

Decano de la Facultad de Ingenierías

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

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 al autor.

DEDICATORIA

Agradezco a Dios por ser mi guía, por llevarme a situaciones de aprendizaje permitiéndome obtener la capacidad para conquistar mis miedos y la culminación de este proyecto, por cada día de mi vida, por bendecirme con el apoyo de mi familia especialmente a mi Madre Lyana Páez Bermúdez y a mi Abuela Carmen Bermúdez a lo largo de mi vida hasta el día de hoy, donde las metas se convierten en realidades, donde la tenacidad, la constancia, y la disciplina se juntan para engrandecer los más altos estándares de valores infundados desde mi niñez, este esfuerzo es para ellas. Por dejarme ser ejemplo a seguir para mi hermano David Santiago Camacho Páez

JUAN SEBASTIAN.

AGRADECIMIENTOS

El autor expresa sus agradecimientos a:

ECOPETROL S.A., por auspiciar, patrocinar y dar soporte a la creación, desarrollo y finalización del presente proyecto.

Ing. Jorge Italo Bahamon Pedraza, Profesional Especialista en Estimulación, ECOPEOTROL y Director del trabajo de grado, por el direccionamiento y asesoría continúa a lo largo del proyecto, sin el cual no se hubiera logrado la realización del proyecto. Por compartirme su inmenso conocimiento en área de yacimientos y estimulación hidráulica de la manera más sencilla e incondicional.

Ing. Alex José Cuadrado Salazar, Ingeniero de Yacimientos, ECOPEOTROL y Codirector, por proporcionarme la oportunidad de realizar el trabajo de grado en la empresa con su supervisión, apoyo y consejo diariamente en el transcurso del proyecto. Por permitirme trabajar con él, facilitando los procesos internos en la empresa, ayudándome a cumplir con los requerimientos de la universidad.

Ing. Yuly Peña, Ingeniera de Yacimientos, ECOPEOTROL, por contribuir a la ejecución del presente proyecto en el área de simulación técnica y financiera.

Ing. Adriangela Romero, Orientadora Técnica Universidad de América, por la incansable labor de acompañamiento, supervisión y consejo en todo el desarrollo del proyecto, sin el cual no hubiera sido posible llevar a cabo. Por brindarme su apoyo incondicional durante toda la carrera.

Geo. Rosa Amelia Parra, Orientadora Geológica Universidad de América, por la excelente disposición para acompañar la elaboración del documento. Por compartirme su conocimiento a lo largo de la carrera.

Ing. Vicente Emilio Calad, Orientador Financiero universidad de América, por brindar su apoyo en la realización del presente trabajo.

A las Directivas, Cuerpo Docente y Personal Administrativo de la Universidad América por el apoyo y la capacitación recibida durante la carrera.

CONTENIDO

	pág
INTRODUCCIÓN	27
OBJETIVOS	28
1. GENERALIDADES DEL CAMPO CASTILLA	29
1.1 HISTORIA DEL CAMPO CASTILLA	29
1.2 LOCALIZACIÓN	30
1.3. MARCO GEOLÓGICO	31
1.3.1 Estratigrafía.	31
1.3.1.1 Formación Une	32
1.3.1.2 Formación Gachetá.	32
1.3.1.3 Formación Guadalupe.	32
1.3.1.4 Formación Barco.	32
1.3.1.5 Formación Los Cuervos (E4).	32
1.3.1.6 Formación Mirador	33
1.3.1.7 Formación Carbonera	33
1.3.1.8 Formación León.	34
1.3.1.9 Formación Guayabo.	34
1.3.1.10 Formación Necesidad	34
1.3.2 Columna estratigráfica.	35
1.3.3 Geología estructural	36
1.3.4 Geología del petróleo.	36
1.3.4.1 Roca Generadora	37
1.3.4.2 Roca Reservorio	37
1.3.4.3 Migración	37
1.3.4.4 Roca Sello	37
1.3.4.5 Trampas	37
1.3.4.6 Caracterización crudo Castilla	37
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE CAMPO CASTILLA.	38
1.4.1 Método de producción	38
1.4.2. Tiempo de producción	39
1.4.3 Número de pozos	39
1.4.4 Producción acumulada	39
1.4.5 Reservas del Campo Castilla	39
1.4.6 Características de Yacimiento	40
1.4.7 Curvas de producción acumulada.	40
2. GENERALIDADES DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	42
2.1. DISEÑO DE FRACTURA	43
2.1.1. Mecánica de rocas.	43
2.1.2 PRESIONES DURANTE LA FRACTURA	49
2.1.2.1. PRESION NETA	51
2.1.2.2. GRADIENTES DE PROPAGACIÓN Y CIERRE	52

2.1.3. FLUIDOS, INYECCION Y DISPOSICION DEL AGUA	53
2.1.3.1. Selección del agente sostén	53
2.1.3.2 TIPOS DE FLUIDOS DE FRACTURA	55
2.1.3.3. Aditivos	56
2.1.3.4 INYECCION Y DISPOSICIÓN DEL FLUIDO DE FRACTURA	56
3. PRUEBAS DE PRODUCTIVIDAD PREVIAS A LOS FRACTURAMIENTOS HIDRÁULICOS	60
3.1 Análisis nodal	60
3.1.2 Proceso de producción.	60
3.1.2.1 Transporte en el yacimiento	61
3.1.2.2 Transporte en las perforaciones	62
3.1.2.3 Transporte en el pozo.	63
3.1.2.4 Transporte en la línea de flujo superficial	63
3.2 DESCRIPCIÓN DE LOS POZO	64
3.2.1 Pozo CAN 95 Campo Castilla Ecopetrol	64
3.2.2 Pozo CAN 417 Campo Castilla Ecopetrol	66
3.2.3 Pozo CA 133 Campo Castilla Ecopetrol	69
3.2.4 Pozo CA 101 Campo Castilla Ecopetrol	71
4. REGISTROS DE PRODUCCIÓN Y PRUEBAS DE LABORATORIO	74
4.1 Registros de producción pozo CAN 95	75
4.1.1 Análisis de resultados comparativa entre CAN 97 Y CAN 95	78
4.2 Registros de producción pozo CAN 417	78
4.2.1 Análisis de resultados comparativa entre CAN 417 Y CAN 162	81
4.3 Registros de producción pozo CA 133	82
4.3.1 Análisis de resultados comparativa entre CA 133 Y CA 26	85
4.4 Registros de producción pozo CA 101	86
4.4.1 Análisis de resultados comparativa entre CA 101 Y CA 229	88
5. SIMULACIONES DE LAS PRUEBAS DE PRODUCTIVIDAD POSTERIORES AL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	91
5.1 SIMULACION INTEGRATED FORMATION DAMAGE MODEL (IFDM)	91
5.2 Pozo CAN 95 Campo Castilla Ecopetrol	94
5.3 Pozo CAN 417 Campo Castilla Ecopetrol	96
5.4 Pozo CA 133 Campo Castilla Ecopetrol	97
5.5 Pozo CA 101 Campo Castilla Ecopetrol	99
6. ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LAS SIMUALCIONES PREVIAS Y POSTERIORES AL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	100
6.1 Análisis de resultados para el pozo CAN 95	100
6.2 Análisis de resultados para el pozo CAN 417	101
6.3 Análisis de resultados para el pozo CA 133	101
6.4 Análisis de resultados para el pozo CA 101	102
7. ANÁLISIS FINANCIERO	104
7.1 COSTOS DE OPERACIÓN	104

7.1.1 Escenario 1. Desde el yacimiento	105
7.1.2 Escenario 2. Desde el completamiento	107
7.2 SIMULACIÓN DEL VPN	109
7.2.1 Simulación Pre Fracturamiento Hidráulico	116
7.2.1.1 Simulación del Valor Presente Neto pre fractura del pozo CAN 95	117
7.2.1.2 Simulación del Valor Presente Neto pre fractura del pozo CAN 417	118
7.2.1.3 Simulación del Valor Presente Neto pre fractura del pozo CA 133	119
7.2.1.4 Simulación del Valor Presente Neto pre fractura del pozo CA 101	120
7.2.2 Simulación Post Fracturamiento Hidráulico	121
7.2.2.1 Simulación del Valor Presente Neto post fractura del pozo CAN 95	122
7.2.2.2 Simulación del Valor Presente Neto post fractura del pozo CAN 417	123
7.2.2.3 Simulación del Valor Presente Neto post fractura del pozo CA 133	124
7.2.2.4 Simulación del Valor Presente Neto post fractura del pozo CA 101	125
7.3 EVALUACIÓN FINANCIERA	126
7.3.1 Evaluación Financiera pozo CAN 95	126
7.3.2 Evaluación Financiera pozo CAN 417	126
7.3.3 Evaluación Financiera pozo CA 133	126
7.2.4 Evaluación financiera pozo CA101	126
7.4 FLUJO DE CAJA	126
7.4.1 Pozo CAN 95 pos fracturamiento.	127
7.4.2 Pozo CAN 417 post fracturamiento	127
7.4.3 Pozo CA 133 post fracturamiento.	128
7.4.4 Pozo CA 101 post fracturamiento.	128
7.5 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA	129
8.CONCLUSIONES	131
9.RECOMENDACIONES	133
BIBLIOGRAFÍA	134
ANEXOS	137

LISTA DE TABLAS

	pág
Tabla 1. Pozos Productores Campo Castilla	39
Tabla 2. Reservas probadas grupo Ecopetrol 2015-2017	39
Tabla 3. Propiedades de Roca y Fluido	40
Tabla 4. Resultados de obtenidos registro PLT CAN 97.	76
Tabla 5. Resultados de obtenidos registro PLT pozo CAN 95	77
Tabla 6. Resultados de obtenidos registro PLT CAN 162	80
Tabla 7. Resultados de obtenidos registro PLT CAN 417	81
Tabla 8. Resultados de obtenidos registro PLT CA 26	84
Tabla 9. Resultados de obtenidos registro PLT CA 133	85
Tabla 10. Resultados de obtenidos registro PLT CA 229	87
Tabla 11. Resultados de obtenidos registro PLT CA 101	88
Tabla 12. Cuadro comparativo de resultados del fracturamiento hidráulico pozo CAN 95	101
Tabla 13. Cuadro comparativo de resultados del fracturamiento hidráulico pozo CAN 417	101
Tabla 14. Cuadro comparativo de resultados del fracturamiento hidráulico pozo CA 133	102
Tabla 15. Cuadro comparativo de resultados del fracturamiento hidráulico pozo CA 101	102
Tabla 16. Resultados financieros del fracturamiento hidráulico en un pozo antiguo.	106
Tabla 17. Tipos de inversión de un fracturamiento hidráulico en un pozo antiguo.	107

Tabla 18. Resultados financieros del fracturamiento hidráulico en un pozo nuevo.	108
Tabla 19. Producción acumulada Post fractura CAN 95	130
Tabla 20. Producción acumulada Post fractura CAN 417	130
Tabla 21. Producción acumulada Post fractura CA 133	130
Tabla 22. Producción acumulada Post fractura CA 101	130

LISTA DE FIGURAS

	pág
Figura 1. Localización Campo Castilla Cuenca de Los Llanos Orientales - Colombia	31
Figura 2. Columna estratigráfica de la Cuenca de Los Llanos Orientales	35
Figura 3. Mapa estructural del Campo Castilla al tope de Unidad K2	36
Figura 4. Proceso de un Fracturamiento Hidráulico	43
Figura 5. Esfuerzo de corte.	45
Figura 6. Deformación específica.	45
Figura 7. Relación de Poisson (ν)	47
Figura 8. Módulo de Young (E)	48
Figura 9. Esfuerzo vs. Deformación unitaria.	49
Figura 10. Comportamiento de fractura y agente sostén	51
Figura 11. Creación de una fractura	52
Figura 12. Gradiente de propagación y cierre.	53
Figura 13. Ancho mínimo para transportar el agente sostén	54
Figura 14. Ciclo del agua de inyección para el Fracturamiento Hidráulico.	57
Figura 15. Flujo de fluidos en el pozo y el yacimiento.	58
Figura 16. Componentes del sistema completo de producción.	61
Figura 17. Transporte en el yacimiento	62
Figura 18. Transporte en las perforaciones	62
Figura 19. Transporte en el pozo	63
Figura 20. Transporte en la línea de flujo superficial.	63
Figura 21. Registro eléctrico previo al fracturamiento hidráulico pozo CAN 95	64

Figura 22. Estado mecánico pozo CAN 95	66
Figura 23. Registro eléctrico previo al fracturamiento hidráulico pozo CAN 417	68
Figura 24. Estado mecánico pozo CAN 417	69
Figura 25. Estado mecánico pozo CA 133	71
Figura 26. Estado mecánico pozo CA 101	73
Figura 27. Convenciones de los PLT	74
Figura 28. Ubicación pozo CAN 95 Y CAN 97 Campo Castilla	75
Figura 29. Registro de producción previo a la fractura pozo CAN 97	76
Figura 30. Registro de producción posterior a la fractura pozo CAN 95	77
Figura 31. Ubicación pozo CAN 162 Y CAN 417 Campo Castilla.	79
Figura 32. Registro de producción previo a la fractura pozo CAN 162	80
Figura 33. Registro de producción posterior a la fractura pozo CAN 417	81
Figura 34. Ubicación pozo CA 26 Y CA 133 Campo Castilla.	83
Figura 35. Registro de producción previo a la fractura pozo CA 26	83
Figura 36. Registro de producción posterior a la fractura pozo CA 133	84
Figura 37. Ubicación pozo CA 101 Y CA 229 Campo Castilla	86
Figura 38. Registro de producción previo a la fractura pozo CA 229	87
Figura 39. Registro de producción posterior a la fractura pozo CA 101	88
Figura 40. Geometría de Fractura según diseño para pozo CAN 95	94
Figura 41. Geometría de Fractura según diseño para pozo CAN 417	96
Figura 42. Geometría de Fractura según diseño para pozo CA 133	97

LISTA DE GRAFICAS

	pág
Gráfica 1. Producción de petróleo Campo Castilla vs. Campo Rubiales.	41
Gráfica 2. Taponamiento en perforados.	55
Gráfica 3. Análisis nodal previo al fracturamiento hidráulico pozo CAN 95	65
Gráfica 4. Análisis nodal previo al fracturamiento hidráulico pozo CAN 417	67
Gráfica 5. Análisis nodal previo al fracturamiento hidráulico pozo CA 133	70
Gráfica 6. Análisis nodal previo al fracturamiento hidráulico pozo CA 101	72
Gráfica 7. Análisis nodal posterior al fracturamiento hidráulico pozo CAN 95	95
Gráfica 8. Análisis nodal posterior al fracturamiento hidráulico pozo CAN 417	96
Gráfica 9. Análisis nodal posterior al fracturamiento hidráulico pozo CA 133	98
Gráfica 10. Análisis nodal posterior al fracturamiento hidráulico pozo CA 101	99
Gráfica 11. Costos de Operación del fracturamiento hidráulico en el yacimiento	105
Gráfica 12. Costos de Operación del fracturamiento hidráulico en el completamiento	108
Gráfica 13. Valor Presente Neto pre fractura del pozo CAN 95	117
Gráfica 14. Declinación de producción pozo CAN 95	118
Gráfica 15. Valor Presente Neto pre fractura del pozo CAN 417	118
Gráfica 16. Declinación de producción pozo CAN 417	118
Gráfica 17. Valor Presente Neto pre fractura del pozo CA 133	119
Gráfica 18. Declinación de producción pozo CA 133	119
Gráfica 19. Valor Presente Neto pre fractura del pozo CA 101	120
Gráfica 20. Declinación de producción pozo CA 101	120

Gráfica 21. Valor Presente Neto post fractura del pozo CAN 95	122
Gráfica 22. Declinación de producción pozo CAN 95	122
Gráfica 23. Valor Presente Neto post fractura del pozo CAN 417	123
Gráfica 24. Declinación de producción pozo CAN 417	123
Gráfica 25. Valor Presente Neto post fractura del pozo CA 133	124
Gráfica 26. Declinación de producción pozo CA 133	124
Gráfica 27. Valor Presente Neto post fractura del pozo CA 101	125
Gráfica 28. Declinación de producción pozo CA 101	125
Gráfica 29. Flujo de Caja pozo CAN 95	127
Gráfica 30. Flujo de caja pozo CAN 417	128
Gráfica 31. Flujo de caja pozo CA 133	128
Gráfica 32. Flujo de caja pozo CA 101	129

LISTA DE ECUACIONES

	pág
Ecuación 1. Presión de fractura	49
Ecuación 2. Presión de fractura con respecto a la presión hidrostática	50
Ecuación 3. Valor Presente Neto	117

LISTA DE ANEXOS

	pág
Anexo A. Estado mecánico pozo CAN 95	138
Anexo B. Estado mecánico pozo CAN 417	139
Anexo C. Estado mecánico pozo CA 133	140
Anexo D. Estado mecánico pozo CA 101	141

ABREVIATURAS

ANH: Agencia Nacional de hidrocarburos

API: American Petroleum Institute

BES: Bombeo Electrosumergible

BFPD: Barriles Fluido Por Día

BHP: Bottom Hole Pressure

BOPD: Barrels Oil Per Day

BPD: Barriles Por Día

BPPD: Barriles de Petróleo por Día

BSW: Basic Sediment and Water

CA: Castilla Norte zona Sur

CAN: Castilla Norte

Ft: Pies.

HI: Índice de Hidrógeno

K: Permeabilidad

KBPD: Millones de barriles por día

Km: Kilómetros

MBBL: Miles de barriles

mD: MiliDarcys

PCP: Progressing Cavity Pump

PLT: Production Logging Tool

Ps: Presión de saturación

Psep: presión del separador

Pwfs: Presión de cara de pozo

Pwh: Presión en el cabezal

Pws: Presión de yacimiento

Qo: Caudal de petróleo

Qt: Caudal de fluido total

Qw: Caudal de Agua

Re: Radio de Drenaje

Rw: Radio de Pozo

TOC: Carbón Orgánico Total

USD: United State Dólar

VNA: Valor Neto Actual

VPN: Valor Presente Neto

GLOSARIO

AMBIENTE DELTAICO: se localiza en las desembocaduras fluviales, donde descarga la mayor parte del sedimento transportado, provocando un avance de las zonas que se rellenan con sedimentos sobre el mar.

AMBIENTE LACUSTRE: son estructuras más duraderas y sus aguas tranquilas son excelentes trampas para los sedimentos.

AMBIENTE SEDIMENTARIO: un ambiente deposicional o ambiente sedimentario es simplemente un punto geográfico donde se acumulan los sedimentos. Cada lugar se caracteriza por una combinación particular de procesos geológicos (procesos sedimentarios) y condiciones ambientales (físicas, químicas y biológicas) que la diferencian de zonas adyacentes.

ANTICLINAL: en las formas geológicas plegadas producidas por orogenias, sería el pliegue convexo hacia arriba. Es decir, es la ondulación de una capa de amplitud y forma variable, en la que los estratos más antiguos se encuentran en el núcleo del pliegue. Lo contrario es un sinclinal. Puede ser recto, inclinado o acostado. Pliegue de la corteza terrestre que presenta los estratos más antiguos en su núcleo. Se forman por los efectos tectónicos de la dinámica terrestre.

ARCILLA: tierra constituida por agregados de silicatos de aluminio hidratados; es de color blanco en estado puro, y mezclada con el agua forma una materia muy plástica que se endurece al cocinarla.

ARCILLOLITA: roca sedimentaria clástica producto de la diagénesis de la arcilla

ARENISCA: roca sedimentaria de tipo detrítico, de color variable, que contiene clastos de tamaño arena. Tras las lutitas son las rocas sedimentarias más comunes en la corteza terrestre. Las areniscas contienen espacios intersticiales entre sus granos. En rocas de origen reciente estos espacios están sin material sólido mientras que en rocas antiguas se encuentran rellenos de una matriz de cemento de sílice o carbonato de calcio.

BARRIL: es el nombre de varias unidades de volumen usadas en el Reino Unido y en los Estados Unidos. Unidad de volumen usada para la medida de petróleo equivalente a 158.98 litros.

BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE: es un sistema de levantamiento artificial que emplea la energía eléctrica convertida en energía mecánica para levantar una columna de fluido desde un nivel determinado hasta la superficie, descargándolo a una determinada presión.

CALCÁREA: una roca sedimentaria compuesta mayoritariamente por carbonato de calcio (CaCO_3), generalmente calcita, aunque frecuentemente presenta trazas de magnesita (MgCO_3) y otros carbonatos.

CAMPO: es una zona con abundancia de pozos de los que se extrae hidrocarburos del subsuelo. Además, puede haber pozos exploratorios que investigan los límites, tuberías para transportar el petróleo a cualquier lugar y locales de apoyo.

CHERT: es una roca sedimentaria rica en sílice de grano fino micro cristalina, criptocristalina o micro fibrosa que pueden contener pequeños fósiles.

COLUMNA ESTRATIGRAFICA: es una formación en la que está presente una concentración estadísticamente anómala de minerales (depósitos minerales) presentes en la corteza terrestre o litosfera.

CONCORDANTE: serie de estratos que representan un período de sedimentación continuo.

CONGLOMERADO: es una roca sedimentaria formada a partir de fragmentos de rocas grandes, redondeadas en una matriz de sedimentos de grano fino. Aunque no es tan ampliamente utilizada como otras rocas, el conglomerado tiene algunas aplicaciones en el proceso de construcción de un edificio

CONTRATO DE ASOCIACIÓN: es un contrato por el cual una persona concede a otros que le aportan bienes o servicios, una participación en las utilidades y en las pérdidas de una negociación mercantil o de una o varias operaciones de comercio.

CONTRATO DE CONCESIÓN: es aquel contrato entre dos personas con el objeto de otorgar a una persona llamada concesionario, la prestación, operación, explotación, organización y/o gestión, total o parcial, de un producto, marca o servicio, o la construcción, explotación o conservación de una obra o bien destinados al servicio o uso público como en el caso de las concesión que hace el estado para la construcción y administración de una autopista, puerto, aeropuerto, etc.

CRETÁCEO: como Cretácico o Cretáceo se denomina el tercer y último periodo geológico de la Era Mesozoica, cuyo fin está marcado por la extinción masiva de los dinosaurios. Se extendió desde hace 144 millones de años hasta hace aproximadamente 65 millones de años.

CUARZO: es un mineral compuesto de sílice (SiO_2). Tras el feldespato es el mineral más común de la corteza terrestre estando presente en una gran cantidad de rocas ígneas, metamórficas y sedimentarias. Destaca por su dureza y resistencia a la meteorización en la superficie terrestre.

CUARZOARENITA: esta arenisca es mineralógicamente sencilla, contiene el 90 por ciento o más, de granos de arena de cuarzo detrítico.

CUENCA: una depresión de la corteza terrestre, formada por la actividad tectónica de las placas, en la que se acumulan sedimentos. Las cuencas sedimentarias, o simplemente cuencas, pueden tener forma de cubeta o de fosa alargada.

DISCORDANTE: término utilizado para describir una roca eruptiva que aparece en corte transversal seccionando la estratificación o foliación.

EOCENO: es una división de la escala temporal geológica, es una época geológica de la Tierra, la segunda del período Paleógeno en la Era Cenozoica. Comprende el tiempo entre el final del Paleoceno (hace $55,8 \pm 0,2$ millones de años) y el principio del Oligoceno.

ESTRATIGRAFIA: rama de la Geología que trata del estudio e interpretación, así como de la identificación, descripción y secuencia tanto vertical como horizontal de las rocas estratificadas; también se encarga de la cartografía y correlación de estas unidades de roca, determinando el orden y el momento de los eventos en un tiempo geológico determinado, en la historia de la Tierra.

ESTUARIOS: en geografía, un estuario es la desembocadura, en el mar, de un río amplio y profundo, e intercambia con esta agua salada y agua dulce, debido a las mareas. La desembocadura del estuario está formada por un solo brazo ancho en forma de embudo ensanchado.

EXPLORACIÓN: exploración es el término utilizado en la industria petrolera para designar la búsqueda de petróleo o gas. Los métodos empleados son muy variados: desde el estudio geológico de las formaciones rocosas que están aflorando en superficie hasta la observación indirecta, a través de diversos instrumentos y técnicas de exploración.

EXPLOTACIÓN: incluye procesos globales de exploración, extracción, refinado, transporte frecuentemente a través de buques petroleros y oleoductos y mercadotecnia de productos del petróleo. Los productos de mayor volumen en la industria son combustibles fueloil y gasolina.

FALLA: es una grieta en la corteza terrestre. Generalmente, las fallas están asociadas con, o forman, los límites entre las placas tectónicas de la Tierra. En una falla activa, las piezas de la corteza de la Tierra a lo largo de la falla, se mueven con el transcurrir del tiempo.

FORMACIÓN: unidad litoestratigráfica formal que define cuerpos de rocas caracterizados por unas propiedades litológicas comunes composición y estructura

que las diferencian de las adyacentes. Es la principal unidad de división litoestratigráfica.

INFRAYACENTE: roca o formación que yace por encima de otra.

LIMOLITA: roca sedimentaria clástica o detrítica. Como su nombre indica, está compuesta principalmente (más de 2/3) de limo, partículas de tamaño definidos como granos de 1/16 - 1/256 mm o de 4 a 8 en la escala phi (ϕ) de Krumbein. Las limolitas difieren significativamente de las areniscas debido a sus poros más pequeños y una mayor propensión a contener una significativa fracción de arcilla.

LITOLOGIA: es la parte de la Geología que trata de las rocas el tamaño de grano, de las partículas y sus características físicas y químicas. es la parte de la geología que estudia las características de las rocas que aparecen constituyendo una determinada formación geológica, es decir una unidad litoestratigráfica, en la superficie del territorio, o también la caracterización de las rocas de una muestra concreta. Se distingue de la petrología, que estudia y describe (petrografía) en todos sus aspectos lo que caracteriza a los diversos tipos de rocas que existen, aunque en castellano y en francés litología se usó antiguamente como sinónimo de petrología.

LUTITA: roca clástica de grano muy fino, textura pelítica, variopinta; es decir, integrada por detritos clásticos constituidos por partículas de los tamaños de la arcilla y del limo. En las Lutitas negras el color se debe a existencia de materia orgánica. Si la cantidad de ésta es muy elevada se trata de lutitas bituminosas.

NEOGENO: abarca desde los 23 a los 2,6 millones de años El término Neógeno es relativamente reciente y se refiere a lo que se conocía como Terciario Superior. Actualmente el término Terciario está en desuso, agrupándose Paleógeno, Neógeno y Cuaternario en el Cenozoico.

OLIGOCENO: es una división de la escala temporal geológica que pertenece al periodo Paleógeno; dentro de este, el Oligoceno ocupa el tercer y último lugar siguiendo al Eoceno.

PALEOZOICO: la era Paleozoica, Paleozoico o era Primaria es una división de la escala temporal geológica que pertenece al eón Fanerozoico; dentro de este, el paleozoico precede al Mesozoico. Durante la mayor parte de la era, la superficie de la Tierra se divide en un número relativamente pequeño de continentes.

POZO: es una obra de ingeniería encaminada a poner en contacto un yacimiento de hidrocarburos con la superficie. Es una perforación efectuada en el subsuelo con barrenas de diferentes diámetros y con revestimiento de tuberías, a diversas profundidades, para la prospección o explotación de yacimientos.

PRODUCCIÓN: proceso que implica la buena factibilidad que poseen los diferentes yacimientos para ser explotados, por el hecho de que a partir de esta (producción) se explota y se obtiene realmente el hidrocarburo a comercializar, manejando gerencias que permiten organizar y llevar a cabo las buenas técnicas para conseguir el objetivo.

REGRESIVO: es un evento geológico por el cual el mar ocupa un terreno continental, desplazándose la línea costera tierra afuera. El proceso opuesto a transgresión es regresión, cuando el nivel del mar desciende relativamente, exponiendo terrenos antes sumergidos.

ROCA GENERADORA: se denomina roca madre, base rocosa, sustrato rocoso u horizonte D, a la roca consolidada bajo las zonas recubiertas por materiales alterados o disgregados, suelos o regolitos, de la superficie de un planeta terrestre, por lo general de la Tierra. Es el horizonte basal de la estructura de un suelo.

ROCA RESERVORIO: un yacimiento, depósito o reservorio petrolífero, es una acumulación natural de hidrocarburos en el subsuelo, contenidos en rocas porosas o fracturadas. Los hidrocarburos naturales, como el petróleo crudo y el gas natural, son retenidos por formaciones de rocas supra yacentes con baja permeabilidad.

SELLO: una roca relativamente impermeable, normalmente lutita, anhidrita o sal, que forma una barrera o una cubierta sobre y alrededor de la roca yacimiento, de manera que los fluidos no pueden migrar más allá del yacimiento. Un sello es un componente crítico de un sistema petrolero completo.

TRAMPA: es una estructura geológica o un rasgo estratigráfico capaz de retener hidrocarburos. Las trampas de hidrocarburos resultantes de cambios en el tipo de roca o de acuñamientos, discordancias u otros rasgos sedimentarios, tales como los arrecifes o las acumulaciones, se denominan trampas estratigráficas.

TRANSGRESIÓN: es un evento geológico por el cual el mar ocupa un terreno continental, desplazándose la línea costera tierra adentro. Estas inundaciones (a veces denominadas ingresiones se pueden producir por hundimiento de la costa y/o por la elevación del nivel del mar por fusión de glaciares.

YACIMIENTO: es una formación en la que está presente una concentración estadísticamente anómala de minerales (depósitos minerales) presentes en la corteza terrestre o litosfera.

INTAKE: presión de entrada a la bomba de fondo de un bombeo electrosumergible.

VPN: el Valor Presente Neto es una herramienta central en el descuento de flujos de caja, empleado en el análisis fundamental para la valoración de empresas cotizadas en bolsa.

RESUMEN

En el presente proyecto se realiza una evaluación de los posibles efectos de las fracturas, por parte de la estimulación hidráulica o fracturamiento hidráulico en el comportamiento de producción del yacimiento, teniendo en cuenta el historial de producción y las propiedades petrofísicas de los cuatro pozos propuestos. Para lograr los objetivos planteados y los resultados esperados, se toman los registros de producción PLT, pruebas de pozos con el historial y condiciones de producción, con los que se procede a simular los análisis de producción, con el software de análisis nodales. Adicionalmente se realiza una evaluación financiera que permite la toma de decisiones con respecto a la implementación de la operación.

Puesto que, la situación actual de producción del Campo Castilla radica en la extraña condición post fractura, donde se observa una disminución del corte de agua y un aumento de la producción de petróleo, teniendo en cuenta que se espera después de la operación un incremento importante en la producción de los pozos en los primero tres meses de estabilización en la obtención de fluidos en superficie. El proyecto se desarrolla en un ambiente enfocado al análisis de producción y yacimientos, elaborando la recopilación de la información previa y posterior de los pozos candidatos, incluyendo estados mecánicos, registros eléctricos y de producción, pruebas de laboratorio, análisis nodales, y diseños de fractura que arrojan la data necesaria para el correspondiente estudio del efecto del fracturamiento hidráulico.

Palabras Claves

Campo Castilla
Fracturamiento hidráulico
IFDM
Crudo Pesado
Análisis nodal

INTRODUCCIÓN

Por medio de la evaluación de los efectos de las fracturas en cuatros pozos candidatos a observación, previamente estimulados con fracturamiento hidráulico, pertenecientes a un yacimiento convencional como el Campo Castilla, se pretendió realizar los respectivos análisis propuestos haciendo énfasis en el comportamiento de producción. Todo esto mediante la planificación de recopilación de información generalizada por pozo, con la cual se logró describir las condiciones iniciales de producción, se precisó el caudal de crudo diario, el porcentaje de BSW, presión de yacimiento, presión de fondo, presión de saturación, permeabilidad, porosidad, net pay, entre otras. Esta información se obtuvo de estados mecánicos y pruebas de pozo. Adicionalmente se hizo el requerimiento de los análisis nodales de los cuatro pozos con el fin de identificar los daños previos al fracturamiento.

Acto seguido se recurrió a los registros de producción previo a la operación, con el fin de reconocer las unidades productoras en el yacimiento, los volúmenes y tipos de fluidos aportados por cada formación, lo que se identificó con precisión y dio paso a la selección de los registros PLT posteriores al estimulación, buscando la nuevas zonas de paquetes de arenas activados que generen cambios en el patrón de producción. Con eso dicho se continuó con el análisis comparativo de los resultados previos y posteriores al fracturamiento hidráulico.

Seguidamente se realizaron las simulaciones de los análisis nodales de los cuatros pozos pos fractura, demostrando la variación de daño y propiedades petrofísicas encontradas en los registros de producción y pruebas de pozo, buscando diferencias en el patrón de producción de fluidos en superficie. Creando una evaluación de los escenarios partiendo de la comparativa de resultados.

Finalmente se elaboró un análisis financiero basado en los dos escenarios planteados previo y posterior a la implementación del fracturamiento hidráulico, donde se evaluó el valor presente neto para cada uno. Adicionalmente se agregó una distinción entre la ejecución de la operación desde el completamiento y desde el yacimiento, dando lugar a la toma de decisiones económicas del proyecto.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar los efectos del fracturamiento hidráulico sobre el comportamiento de producción en cuatro pozos de la zona norte del Campo Castilla mediante registros de producción, test de laboratorio y pruebas de productividad.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades y la geología del Campo Castilla.
2. Explicar las generalidades del fracturamiento hidráulico.
3. Describir cómo los efectos del fracturamiento hidráulico influyen en la productividad en los pozos de crudo pesado.
4. Analizar los registros de producción y pruebas de laboratorio por cada pozo evaluado.
5. Simular escenarios de las pruebas de productividad posteriores al fracturamiento hidráulico para los cuatro pozos del Campo Castilla Norte mediante el software IFDM (Intergrated Formation Damage Model).
6. Analizar los resultados obtenidos de los escenarios simulados previos al fracturamiento hidráulico en los cuatro pozos del Campo Castilla y compararlos con los resultados de las simulaciones posteriores al fracturamiento hidráulico.
7. Evaluar la factibilidad en la aplicación del análisis de productividad basado en el indicador financiero de valor presente neto (VPN), en los pozos del Campo Castilla.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO CASTILLA

El desarrollo de este capítulo se compone de las generalidades geológicas del Campo Castilla, la historia del campo, localización, marco geológico, estratigrafía, geología estructural y del petróleo, finalizando con la historia de producción de dicho campo, donde se realizó este proyecto.

1.1 HISTORIA DEL CAMPO CASTILLA

Los indicios de hallazgo de crudo en el municipio Castilla La Nueva se identifican a mediados del año 1945 en la Cuenca de Los Llanos Orientales, por medio de campañas de exploración, pero el desarrollo de este proyecto se dio en el año 1969 donde hasta el momento no se había descubierto el Campo Castilla.¹

En el año 1945 la compañía Chevron Petroleum Company descubrió el campo y con ella desarrolló el piloto de perforación Pozo Castilla 1, bajo el contrato de Concesión Cubarral N°1820, el cual tuvo que ser explotado en el año 1947 debido, a inconvenientes presentados con el tipo de fluido pesado que contenía el yacimiento y a la falta de facilidades de transporte.²

La caracterización del yacimiento que se logró con la perforación del "Pozo Castilla 1" a una profundidad de 7347 pies, arrojó un cálculo de reservas de 320 millones de barriles, que son aportados por las Formaciones Mirador y Guadalupe, las cuales contienen crudo de 10°API y la formación Une 13,7 °API, categorizándolo como un crudo pesado, y una extensión de área de yacimiento de 11000 acres.³

Para el año 1975 se firma el contrato de Asociación entre la empresa Chevron Petroleum Company y Ecopetrol S.A. por un tiempo de 25 años cumpliéndose el mismo contrato, el 30 de enero del 2000, para 1988 Ecopetrol perfora el "Pozo Castilla Norte 1", durante ese tiempo se logró extraer el 4% de las reservas estimadas. En 1993 se realiza un estudio integrado de yacimientos, que dio como resultado una reevaluación geológica para el año 2004.

Por la inminente crisis petrolera que inició en el año 2014, se vieron afectadas las operaciones de perforación en un 100%, sin embargo, en el año 2015 para el mes de agosto se ve un incremento de producción en más de 17 mil barriles de petróleo crudo diarios con respecto al año anterior, y se logra retomar los proyectos de exploración en el año 2016 gracias a la subida del precio del crudo.⁴

¹ TOVAR GANADOS, Juliana Lizeth y BOTERO GALINDO, Sebastian. Evaluación Técnico- Financiera De La Implementación De Las Mallas Piramidales En El Sistema De Control De Sólidos Primario Durante La Perforación De Un Pozo En La Sección 12 ¼" En El Campo Castilla. Bogotá D.C: fundacion universidad de america, 2017. p. 31

² Agencia Nacional de Hidrocarburos Colombia. Cuenca Llano Orientales Estudio Integrados - Crudos Pesados. [Electronic(1)]: Agencia Nacional de Hidrocarburos Colombia. bogota: ANH, 2016. p. 2

³ RW.ERROR - Unable to find reference:25

⁴ Indupetrol Colombia. CAMPO CASTILLA. [Electronic(1)]. Bogotá. [Consultado el Agosto 82018]. Disponible en: <http://200.116.42.67/blogsuts/indupetrolcolombia/files/2014/05/CAMPO-CASTILLA-1.pdf>

Actualmente en el año 2018, se presenta un aumento de producción debido a las campañas de fracturamiento hidráulico implementadas desde el año 2012. Añadiendo un promedio diferencial de 170.000 barriles gracias a este método de estimulación a yacimiento.⁵

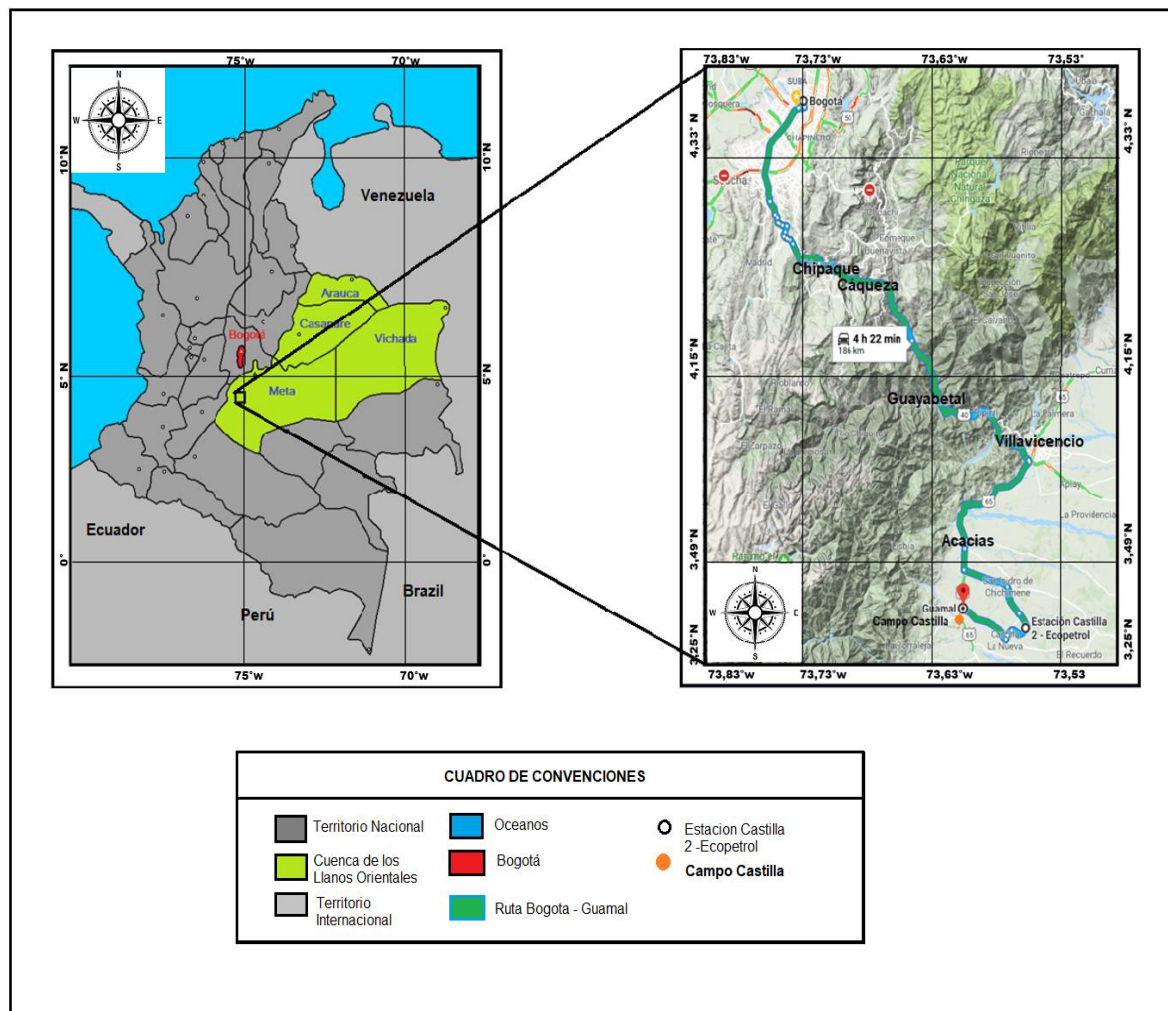
1.2 LOCALIZACIÓN

El Campo Castilla se encuentra ubicado en la República de Colombia, Cuenca de Los Llanos Orientales adyacente al piedemonte andino, en el departamento del Meta, entre los municipios de Acacias y Castilla la Nueva, a 30 km al Sur de Villavicencio y a 156 km de Bogotá, para acceder al campo es necesario tomar la ruta 40 desde Bogotá hacia Villavicencio. Con un recorrido de 90 km, pasando por los municipios de Chipaque, Cárquez Guayabetal. Al llegar a Villavicencio se toma la ruta 65 vía Acacias-Guamal, se toma el desvío al Oriente que conduce hasta el municipio de Castilla La Nueva y la entrada principal al Campo Castilla en el municipio de Guamal⁶. **Figura 1**

⁵ Jorge Italo bahamon Pedrosa. **Análisis Desempeño Fracturamiento Hidráulico Campo Castilla Campañas 2012- 2017.** [Electronic(1)]: Bogota: 2012. p. 10

⁶ Google Maps. Ruta Bogota- Campo Castilla la Nueva. [Electronic(1)]. [Consultado el Agosto 212018]. Disponible en: <https://www.google.com/maps/dir/bogota/Castilla,+Castilla+La+Nueva,+Meta/@4.2694746,-74.4557396,9z/data=!3m1!4b1!4m13!4m12!1m5!1m1!1s0x8e3f9bfd2da6cb29:0x239d635520a33914!2m2!1d-74.072092!2d4.7109886!1m5!1m1!1s0x8e3e17314dc799cb:0x32185b3ff0b2b803!2m2!1d-73.683333!2d3.833333>

Figura 1. Localización Campo Castilla Cuenca de Los Llanos Orientales - Colombia



Fuente: Gáleo hispavista. Departamentos de la región Orinoquia. [En Línea]. Disponible en: <http://galeon.hispavista.com/regionorinoquia/img/metast.gif>. [Consultado el 22 de Agosto de 2018] Modificado por el autor.

1.2 MARCO GEOLÓGICO

En esta sección se describe la geología, estratigrafía, columna estratigráfica, la geología estructural y geología del petróleo en la Cuenca de Los Llanos Orientales, enmarcados en el Campo Castilla.

1.3.1 Estratigrafía. En orden geocronológico se describen brevemente las formaciones geológicas perforadas en el Campo Castilla, definiendo aspectos como: edad, litología, espesor, ambiente de deposición, y contacto.

1.3.1.1 Formación Une. La edad a la que corresponde ésta formación, está comprendida en el periodo Cretáceo inferior, litológicamente está constituida por una combinación de areniscas cuarzosas de granos gruesos con lutitas y limolitas; con una variación de 50 a 350 pies de espesor, ambiente de deposición marino somero a estuario, teniendo en cuenta que hacia el sentido Este la base de la formación puede contener depósitos fluviales, se registra una sedimentación de alta energía continental interna, tiene contacto discordante con el basamento que la infrayace y un contacto concordante con la Formación Gacheta que la suprayace.⁷

1.3.1.2 Formación Gachetá. Operacionalmente es denominada formación K1, representa la máxima transgresión del Cretáceo en dirección Oriente y Sureste, sobre el Escudo de la Guyana, constituida por una secuencia de lutitas y areniscas, presentando pequeños niveles calcáreos, con un espesor de 600 pies. Al momento de la depositación ocurrió un proceso transgresivo que posicionó areniscas de grano fino con lutitas y chert, generando una roca arcillosa con altos niveles de saturación de agua y bajo porcentaje de materia orgánica, luego se llevó a cabo un proceso de regresión donde se incrementó el porcentaje de areniscas arcillosas de grano fino. A esta formación la infrayace la Formación Une concordantemente y la suprayace la Formación Guadalupe, siendo uno de los reservorio del Campo Castilla.⁸

1.3.1.3 Formación Guadalupe. Operacionalmente reconocida como Formación K1 superior, pertenece al periodo Cretáceo superior en la época del Campaniano, compuesta por cuarzoarenitas de grano fino a medio, y areniscas con arcillolitas y lutitas, y algunas capas de carbón. El espesor es de 600 pies al Oriente de la cuenca,⁹ la depositación corresponde a un ambiente marino por canales estuarios, infrayace con la Formación Gacheta concordantemente y la suprayace la Formación Barco con un contacto discordante. Esta es la formación productora de la cuenca.

1.3.1.4 Formación Barco. Operacionalmente es conocida como Unidad T2, pertenece al Paleógeno, entre el Eoceno inferior y medio. Litológicamente está compuesta por arena cuarzosa de grano fino y limolitas café en el tope. 180 pies de espesor. Presenta un ambiente de depositación continental fluvial, contactándose discordantemente con la formación Guadalupe que la infrayace.¹⁰

1.3.1.5 Formación Los Cuervos (E4). Operacionalmente conocida como Formación Lutita E4 perteneciente al Paleógeno, entre el Eoceno Medio y Oligoceno inferior. Litológicamente constituida por lutitas y limolitas, con 290 pies de espesor aproximadamente. El ambiente de depositación es continental fluvial. Está en

⁷ Agencia Nacional de Hidrocarburos Colombia. Cuenca Llanos Orientales Integración Geológica de la digitalización y Análisis de Núcleos. [Print(0)]. Bogotá. [Consultado el 23 Agosto 2018]. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/5.%20Informe%20Final%20Llanos.pdf> p47

⁸ Ibid., p. 48

⁹ Ibid., P.48

¹⁰ Ibid., p.49

contacto concordantemente con la Formación Barco que la infrayace y discordantemente con la Formación Mirador que la suprayace.

1.3.1.6 Formación Mirador. Según VAN DER HAMMEN (1958) ésta corresponde al Paleógeno inferior en la época del Eoceno.¹¹ Conformada por una litología de areniscas masivas de diversas granulometrías, adicionalmente cuarzo, materia orgánica y feldespatos. Con 950 pies de espesor, tiene un ambiente sedimentológico marino somero, deltaico y continental. Esta formación se encuentra en forma infrayacente discordante con la Formación Los Cuervos y la Formación Carbonera lo suprayace de forma concordantemente.¹²

1.3.1.7 Formación Carbonera. Según la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) es perteneciente al Paleógeno entre las épocas del Oligoceno al Mioceno, dividida en ocho unidades operacionales que contemplan desde el C1 hasta el C8. La secuencia litológica arroja una alteración de rocas arcillosas, limosas y de areniscas, con un espesor de 6000 pies. El ambiente sedimentario de depositación indica procesos transgresivos y regresivos por un mar epicontinental de poca profundidad, variando de un ambiente marino transicional o continental. Se encuentra concordantemente con la Formación Mirador que lo infrayace y con la Formación León que lo suprayace.¹³

- **Unidad C8 (Unidad E4).** Compuesto litológicamente por capas de rocas arcillosas, areniscas y limolitas, con un espesor de 50 pies, presenta un ambiente de depositación de transgresión del mar, presentando en el tope contacto con la Formación Mirador.¹⁴
- **Unidad C7 (Unidad T1).** Conformada por areniscas de grano medio y fino y arcillolitas, alcanzando un espesor de 250 a 280 pies. Depositadas en un ambiente marino somero, deltaico continental. Roca productora de hidrocarburos de la Cuenca de Los Llanos Orientales¹⁵
- **Unidad C6 (Lutita E3).** Unidad arcillosa que se encuentra en el sector de Cumaral-1, con 600 pies de espesor máximo, disminuyendo hasta tener de 100 a 150 pies en la zona central de la cuenca. Se generó mediante un evento transgresivo del mar.
- **Unidad C5.** Contiene arcillolita y arenisca de granos medio, poco consolidado. Con un espesor de 50 a 350 pies promedio, depositada en un ambiente regresivo del mar.

¹¹ DE PORTA J., Amérique Latine, Vol 5, Decima parte, Paris, 1974, p. 81

¹² Ibid., p. 333 – 368.

¹³ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, Op., Cit., p. 49

¹⁴ Ibid., p.50

¹⁵ Ibid., p. 51

- **Unidad C4.** Litológicamente conformada por areniscas, limolitas y lutitas, con un espesor de 150 a 300 pies, presentando una depositación con un evento de transgresión del mar.
- **Unidad C3.** Presenta contenido de areniscas de grano fino, arcillolitas y limolitas de color azul verdoso, con un promedio de 150 pies de espesor y va incrementando a 700 pies hacia el sureste de la cuenca, presenta un ambiente sedimentario de depositación producido por un evento regresivo del mar. Roca productora de hidrocarburo de la Cuenca de los Llanos Orientales.
- **Unidad C2 (Lutita E).** litología conformada por lutitas y limolitas compuestas por un espesor de 100 a 200 pies promedio, aumentando rápidamente hacia el borde suroccidental, alcanzó un espesor de 900 pies, ambiente de deportación posiblemente deltaico en el sector. Después de la Formación León es el sello mejor desarrollado de la Cuenca de Los Llanos Orientales. ¹⁶
- **Unidad C1 (Areniscas Superiores de Carbonera.)** Secuencia de arenas que se encuentra sellada por las lutitas de la Formación León, compuesta de cuerpos arenosos y niveles delgados de limolitas. 2000 pies de espesor antes del piedemonte llanero. Ambiente de depositación generado por la regresión del mar que creó canales de estuarios.

1.3.1.8 Formación León. Perteneciente al Neógeno en el Mioceno inferior. Descripción litológica compuesta por lutitas grises con capas delgadas de areniscas y láminas carbonáceas, con 2500 pies de espesor, la depositación se ve presentada en un ambiente lacustre, contactándose con la Formación Carbonera que la infrayace concordantemente y con la Formación Guayabo que la suprayace. Es la roca sello más joven de la Cuenca de Los Llanos Orientales. ¹⁷

1.3.1.9 Formación Guayabo. Perteneciente al Neógeno Mioceno entre el Langhaiano – Messiniano. Construcción litológica alternada por arcillolitas y areniscas de tamaño de grano grande, presencia de conglomerado y cuerpos carbonosos. 2000 pies promedio de espesor de la formación, contactándose concordantemente con la Formación León que la infrayace y con la Formación Necesidad que la suprayace.

1.3.1.10 Formación Necesidad. Procedente del Neógeno, Plioceno, constituida por areniscas de grano grueso y arcillolita, 13.000 pies espesor, depositación fluvial como ambiente de depositación, contactándose con la Formación Guayabo que la infrayace. ¹⁸

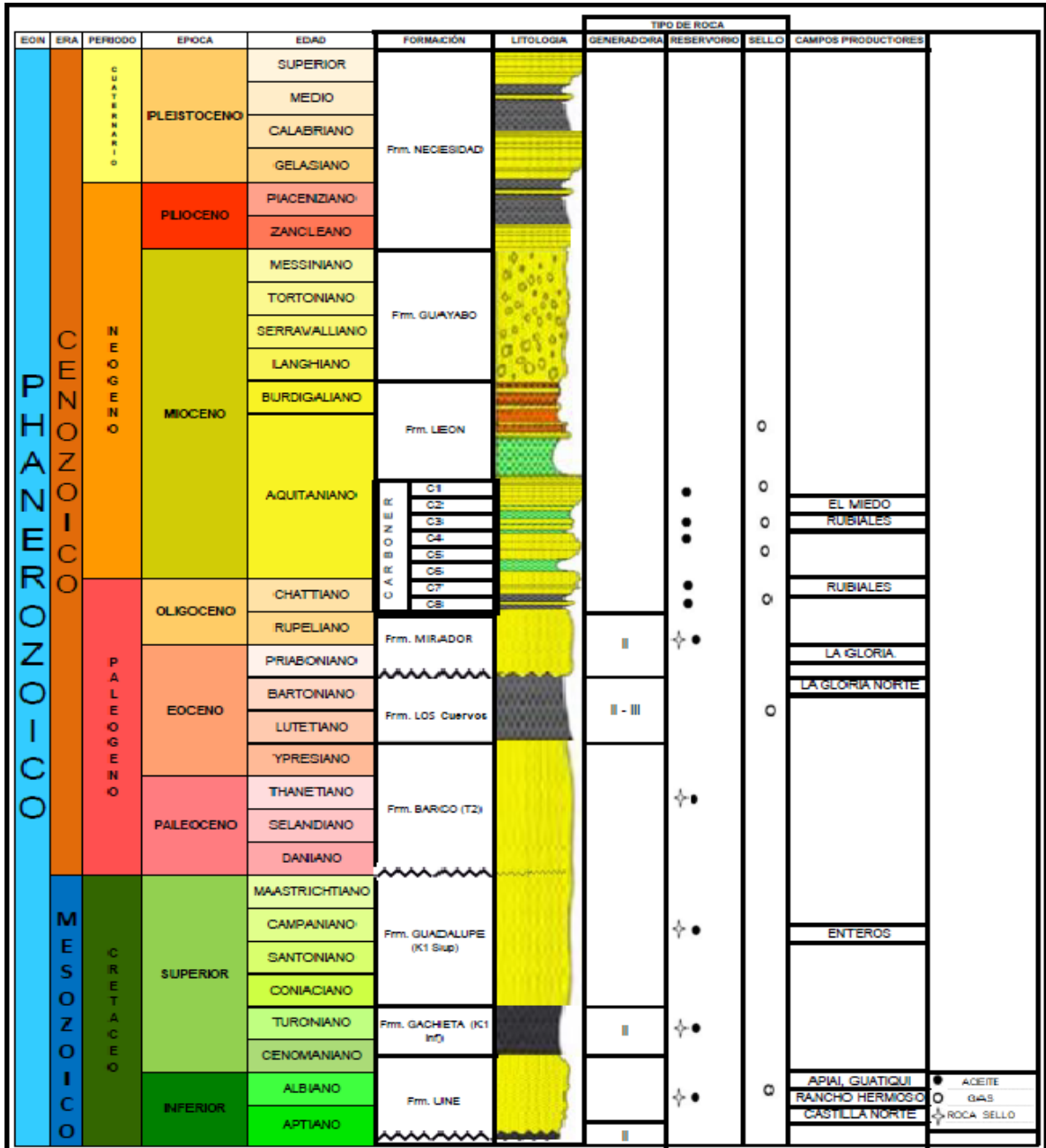
¹⁶ Ibid., p.52

¹⁷ MORALES JIMÉNEZ, DIANA ALEXANDRA y DE LA TORRE SANTAMARÍA, JORGE ENRIQUE. **Evaluación De La Saturación Promedio De Los Fluidos Del “pozo a” Con Los Datos Obtenidos De La Herramienta Rst, En El Área Sur Del Campo Castilla.** <http://hdl.handle.net/20.500.11839/6682>. Bogotá: Fundación Universidad de América, 2017. p. 11

¹⁸ TOVAR GANADOS, Juliana Lizeth y BOTERO GALINDO, Sebastián. **Evaluación Técnico- Financiera De La Implementación De Las Mallas Piramidales En El Sistema De Control De Sólidos Primario Durante La Perforación De Un Pozo En La Sección 12 ¼” En El Campo Castilla.** Bogotá D.C.: fundacion universidad de america, 2017. p. 31

1.3.2 Columna estratigráfica. En la **figura 2** se describe gráficamente la continuidad geológica que componen a las Formaciones presentes de la Cuenca de Los Llanos Orientales, donde se encuentra la representación de las rocas desde el periodo Cretáceo al Neógeno.

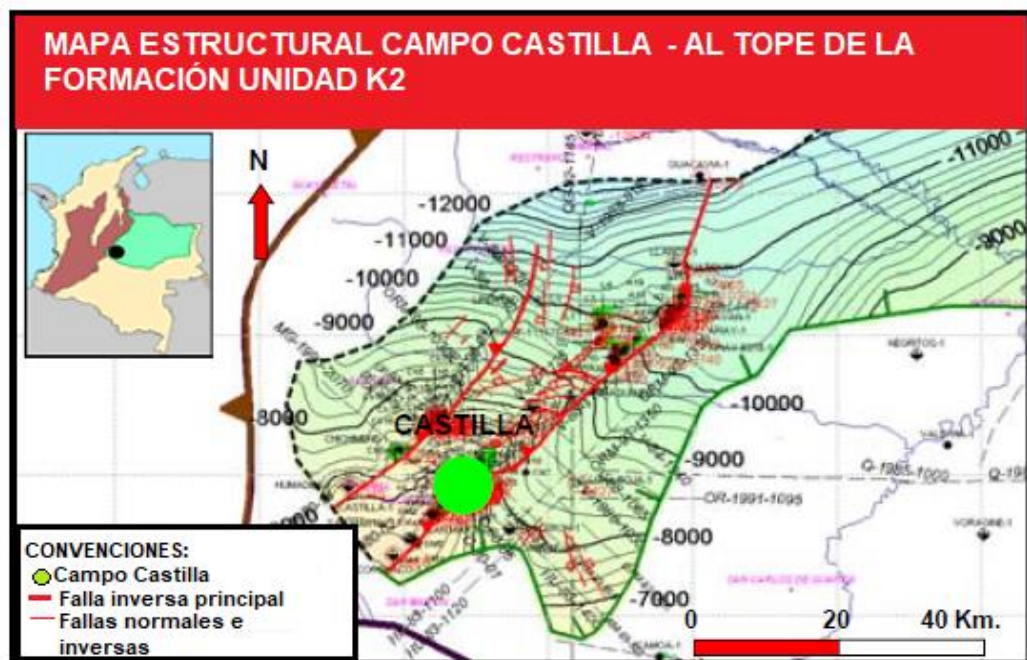
Figura 2. Columna estratigráfica de la Cuenca de Los Llanos Orientales



Fuente: Agencia Nacional de hidrocarburos, International Commission on Stratigraphy. International Chronostratigraphic Chart. 2017. Modificada por el autor. Febrero 2018.

1.3.3 Geología estructural. El Campo Castilla está conformado por un anticlinal asimétrico curvado con una orientación NE-SW, ésta depresión estructural asimétrica elongada, posee unas dimensiones de 10 kilómetros de largo por 4 kilómetros de ancho aproximadamente, y un sistema de fallas. Formado al Este por una falla inversa, y a lo largo del yacimiento afectado por fallas normales e inversas. La magnitud de las fallas normales que contiene el campo varía entre 30 y 120 pies, y para las fallas inversas los saltos son menores pues oscilan de 30 a 50 pies. No se evidencia cambios representativos en el contacto agua-petróleo en las cercanías de las fallas, no se encuentra características sellantes en la estructura interna del yacimiento, mostrando la misma inclinación hasta los límites del campo. En la siguiente figura se puede evidenciar el mapa estructural del Campo Castilla al tope de la formación Guadalupe

Figura 3. Mapa estructural del Campo Castilla al tope de Unidad K2



Fuente. Agencia Nacional de Hidrocarburos, Reseña Campos Crudos Pesados, 2016. Modificado por el autor.

1.3.4 Geología del petróleo. Sección dedicada a la descripción de parámetros como roca generadora, roca reservorio, roca sello, migración y trampa que interviene en el sistema petrolífero en la Cuenta de Los Llanos Orientales.¹⁹

¹⁹ Agencia Nacional de Hidrocarburos Colombia. PETROLEUM GEOLOGY OF COLOMBIA. [Electronic(1)]. Medellín Colombia. [Consultado el Agosto 232018]. Disponible en: http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Metodos-de-Visualizacion/PETROLEUM%20GEOLOGY%20OF%20COLOMBIA/VOLUMEN_9_LLANOS_BASIN.pdf

1.3.4.1 Roca Generadora. La constituye la Formación Gachetá por debajo del flanco Oriental de la Cordillera Oriental, correspondiente a lutitas del Cretácico Superior, está identificada como la principal roca generadora de la Cuenca de Los Llanos Orientales, asociada con un espesor promedio de 755 pies y un máximo de 2100 pies. Conformada por lutitas con kerógeno tipo II y III, rango de Carbón Orgánico Total (TOC) que oscila entre 1 y 3 %. La materia orgánica de la roca generadora aporta un índice de hidrógeno entre (HI) 200 mg y 400 mg HC /g TOC, lo cual indica que son portadoras de petróleo crudo. Con respecto a la ventana de generación de hidrocarburos (0.6% Ro 1,2%) en la sección central de la Cuenca de Los Llanos Orientales.²⁰

1.3.4.2 Roca reservorio. Las areniscas que se encuentran en la Formación Mirador y Carbonera, están entre los rangos del Cretáceo Medio hasta el Mioceno tardío y son definidas como las rocas reservorio con las siguientes unidades de arenas: C7, C5, C3 Y C1 para las Formaciones Carbonera, Guadalupe, Gacheta y Mirador. Específicamente la Formación Mirador contiene la Unidad T2 y la Formación Guadalupe las Unidades K1 y K2, siendo la roca reservorio para el Campo Castilla. La Formación Mirador tiene un espesor de 580 pies, con su respectiva porosidad de 27% y una permeabilidad de 1.18 mD.

1.3.4.3 Migración. Se cuenta con dos pulsos de migración registrados, el primero se produjo durante el Eoceno Superior-Oligoceno y el segundo inició en el Mioceno reportándose hasta la actualidad.

1.3.4.4 Roca sello. La Formación Carbonera aporta al sistema petrolífero del Campo Castilla con las Unidades (C4, C6, C8) los sellos locales. Para toda la Cuenca de Los Llanos Orientales se adiciona la Formación León como sello regional Gacheta con la sección de arcillolitas y la Formación Guadalupe sello intraformacionales.

1.3.4.5 Trampas. Se establece la conexión del yacimiento por medio de fallas normales antitéticas, para los anticlinales asociados a fallas inversas y estructurales de bajo relieve, incluyendo trampas estratigráficas volviéndose un objetivo exploratorio, que puede llegar a ser alguna estructura de inversión.

1.3.4.6 Caracterización crudo Castilla. En el Campo Castilla se produce un crudo pesado de composición de cemento asfáltico (83%), solventes (17%), asfalto residual de 360°C, asfaltenos (23.4) y maltenos (76.6). Este crudo está caracterizado con 0.978 de peso específico, una densidad 13.5 °API, punto de combustión de 91°C, punto de inflamación de 61°C.

²⁰ Ibid., p 62

1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE CAMPO CASTILLA

El historial de producción para el Campo Castilla se inicia con la comercialidad del campo en el año 1975, la compañía Chevron Petroleum Company por medio del contrato de asociación con Ecopetrol generó la exitosa extracción de 94 millones de barriles aproximadamente con un promedio de 20.000 BOPD (Barriles de Petróleo por día) durante un periodo de 25 años.

Para el año 1999 Ecopetrol S.A perfora los pozos Castilla Norte 1, Castilla Norte 2 y Castilla Este 1, los cuales reportaron un promedio de producción de 2.296 barriles diarios. Para el año 2000 se finaliza el contrato de asociación y Ecopetrol asume la gerencia del campo operando Campo Castilla, Castilla Norte y Castilla Este desarrollados a lo largo del contrato. Al mando de Ecopetrol se incrementa la producción a 21.200 barriles por día.

Posteriormente se proponen campañas de reacondicionamiento de pozo viejos y campañas de perforación, instalando sistemas de levantamiento artificial por Bombeo Electrosumergible (BES). Con todos estos esfuerzos generados por Ecopetrol dentro de los años 2004 y 2007 se evidenció un incremento en la producción por más de 340.000 BPD, lo que por causa y efecto generó el respectivo aumento de reservas, posicionando a Campo Castilla como un objetivo de inversión y fuertes ingresos para el país y empresas extranjeras prestadoras de servicios. Para el año 2009 la producción bajo este mismo régimen de pozos, se incrementó la producción a 91.000 BPPD.

Un evento inesperado en el año 2011 se presenta como contingencia a un fuerte efecto al daño mecánico producido en las operaciones de perforación, des cubriéndose así otros daños como emulsiones , incrustaciones, escamas orgánicas, para lo cual y como consecuencia se plantea el fracturamiento hidráulico. Al ser un reservorio de alta permeabilidad (6–7 Darcys), generó excelentes resultados y permitió el incremento de la producción y a la adhesión de reservas.

Durante el año 2015, Campo Castilla se promulga como el campo con mayor producción de la empresa Ecopetrol, proporcionando 12% de la producción del país y directamente con el 21 % para Ecopetrol S.A.

1.4.1 Método de producción. El mecanismo de producción está soportado en el Campo Castilla por un empuje hidráulico también conocido como acuífero activo, que dobla en tamaño al yacimiento que contiene hidrocarburos pesados, con un API de 12° a 18° lo que favorece a las altas temperaturas de reservorio y mantenimiento de presión estática gracias a la gran variedad de fallas del terreno. En cuanto al sistema de levantamiento artificial se tiene dos opciones, la primera Bombeo por Cavidades Progresivas y la segunda Bombeo Electro Sumergible, debido a las características del crudo pesado.

1.4.2. Tiempo de producción. Teniendo en cuenta el inicio de producción del campo en 1975 por el contrato de asociación entre Ecopetrol y Chevron Petroleum Company culminado en el año 2000, y la toma del control por parte de la Gerencia de Ecopetrol desde el mismo año en adelante hasta la actualidad, se completan 41 años de producción del Campo Castilla.

1.4.3 Número de pozos. El Campo Castilla se compone de 368 pozos perforados, los cuales 362 son productores de 103.043 barriles por día los cuales aportan fluido a las tres estaciones de tratamiento: Estación Castilla Uno, Estación Castilla Dos y Estación Acacias. Contiene 4 pozos monitores registradores de presión de y temperatura, y finalmente 2 pozos inyectores.

Tabla 1. Pozos Productores Campo Castilla

Campo	Tipo de Pozo	Cantidad
Castilla	Perforados	368
Castilla	Monitores	4
Castilla	Productores	362
Castilla	Inyectores	2

Fuente. ECOEPTROL S.A. Producción anual de petróleos para los pozos del 2015. Área de producción p.13. Modificado por el autor.

1.4.4 Producción acumulada. El corte de producción mensual de petróleo crudo de febrero de 2018 fue de 860.000 BPD (Miles de Barriles por Día) con un promedio anual de producción de crudo de 850.000 BPD.

1.4.5 Reservas del Campo Castilla. A la actualidad se calcula que las reservas estimadas son de 1.659.000 barriles de petróleo pesado de 18^aAPI, lo que nos asegura tener reservas para un promedio de 60 años.

Tabla 2. Reservas probadas grupo Ecopetrol 2015-2017

	2015	2016	2017
Probadas	2,084	1,849	1,598
Revisiones	-25	-54	175
Recobro Mejorado	16	11	73
Compras de minerales	0	0	4
Extensiones y descubrimientos	24	27	44
Ventas	0.0	0.0	0.0
Producción	-251	-235	-234
Reservas netas probadas a Dic 31	1,849	1,598	1,659

Fuente. Revista Valor analítico, 2016, en línea:

<http://www.valoraanalitik.com/2018/02/19/vida-media-de-reservas-de-ecopetrol-subio-de-6-8-anos-a-7-1-anos/>. 2018. Modificado por el autor.

1.4.6 Características de Yacimiento. La respectiva caracterización de yacimiento para el Campo Castilla se ve descrita a continuación en la **tabla 2**.

Tabla 3. Propiedades de Roca y Fluido

Propiedades	Campo
Porosidad (%)	10
Permeabilidad (mD)	6874
Gravedad API ($^{\circ}$ API)	12.5-18
Espesor de Interes (Ft)	25-40
Presión Yacimiento @ Yacimiento (psi)	2830
Temperatura Yacimiento @ Yacimiento ($^{\circ}$ F)	198
Reservas (BBL)	800.000-1.000.000
OOIP (BBL)	6.000.000-7.000.000
Índice de Productividad	0.1 -2
Mecanismo de producción	Empuje Hidráulico

Fuente. ECOPETROL S.A. Datos generales de Campo Castilla 2017. Modificado por el autor. Febrero 2018

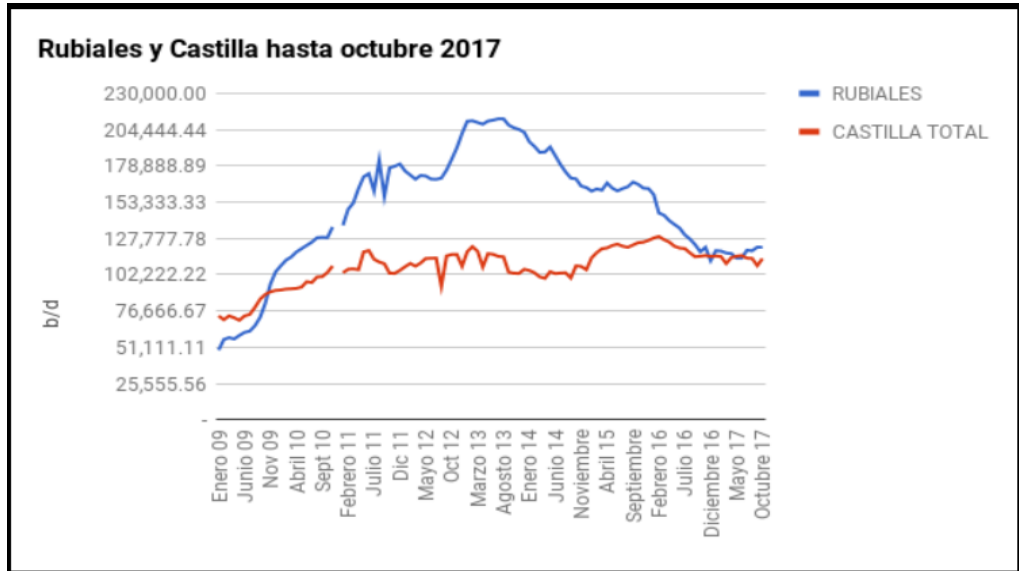
1.4.7 Curvas de producción acumulada. La producción de hidrocarburos en el Campo Castilla ha tenido un incremento a través de los años, que es comparado con Campo Rubiales debido a la similitud que tienen con respecto a pozos y capacidad productiva, sin embargo, Campo Rubiales no ha tenido el mismo pronóstico por diversas razones, entre ellas la implementación del fracturamiento hidráulico. A continuación, se representa el aumento de producción de petróleo anual de los últimos nueve años del Campo Castilla con respeto a Campo Rubiales.

Las curvas de producción acumulada son reflejo de las buenas prácticas de los ingenieros en campo, al optimizar los pozos buscando evitar el proceso de declinación de producción prematuro del campo.

La línea roja en la gráfica representa el comportamiento de producción del campo castilla, donde la producción aumenta desde enero del año 2009 hasta septiembre del año 2010, es aquí donde se propone diseñar e implementar fracturamientos hidráulicos como solución a la baja producción generada por los daños descritos anteriormente, pero la implementación de la primera campaña de fracturamiento hidráulico se inicia en el año 2012 después de una súbita caída de producción en

mayo del mismo año. Después de la estimulación el campo logra estabilizar producción a través de los años desde el año 2013 hasta la actualidad. Ver **Grafica 1**

Gráfica 1. Producción de petróleo Campo Castilla vs. Campo Rubiales.



Fuente: <https://peakoilcolombia.wordpress.com/tag/campo-rubiales/>. 2017. Modificado por el autor.

2. GENERALIDADES DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

A continuación, se presenta el capítulo referente a los conceptos básicos concernientes al desarrollo y factores del fracturamiento hidráulico. Esta técnica de estimulación a yacimiento es ampliamente usada en infinitas condiciones en diversos campos del mundo, obteniendo excelentes resultados como forma de recobro mejorado para incrementar producción por medio de la reducción del daño presentado en pozo. Ya que su mayor objetivo es la disminución del daño es muy importante tener en cuenta las propiedades roca fluido para no incurrir en daños colaterales a la operación. Para llevar a cabo una operación idónea se deben conocer datos como la presión de yacimiento, con qué tipo de formación se cuenta, la determinación del fluido de fractura correcto para el caso a tratar, y el gradiente de fractura con el fin de que el procedimiento genere ganancias económicas al proyecto y resultado rentables para la empresa.

Es necesario describir la operación en la cual radica el fracturamiento hidráulico, pues al explicar el proceso se debe aclarar que para fracturar o fallar se debe tener ciertos parámetros fijos para el éxito del mismo.

El fracturamiento hidráulico consiste, en fracturar o fallar la roca del reservorio con una cantidad definida de agua, la cual a altas presiones logra vencer el gradiente de fractura de la formación, el cual está determinado anteriormente y utilizado continuamente en el diseño de la fractura. Es la técnica más conocida para fracturar la roca, logrando sobrepasar la zona de daño aledaña al pozo incrementando el área de drenaje, y con esto aumentar la producción de hidrocarburos.²¹

Tiene como objetivo romper la formación para crear un canal de alta conductividad desde el pozo hasta una cierta distancia dentro del reservorio. Entonces son tratamientos que se hacen a alta presión y alto caudal.²²

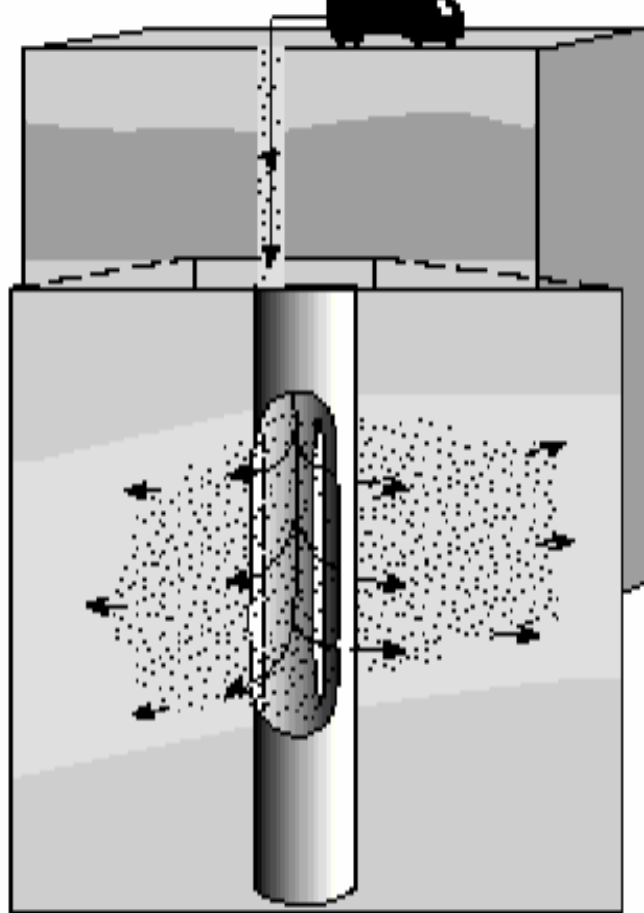
Existe otro método dentro de la rama de la estimulación a yacimiento llamada tratamientos matriciales, que tienen por objetivos modificar la permeabilidad de la matriz en la vecindad del pozo. Entonces son tratamientos a baja presión y bajo caudal.²³

²¹ PAZMIÑO URQUIZO, Jorge. Fundamentos Teóricos. Fundamentos De La Teoría Del Fracturamiento Hidráulico. 2004. p. 3-45.

²² P, Magdalena. Clasificación De Los Yacimientos De Hidrocarburos. Fundamentos De Ingeniería De Yacimientos Petrolíferos. segunda ed. Las Playitas Maracaibo: Astro Data, 2007.

²³ PAZMIÑO URQUIZO Ob. Cit., p10

Figura 4. Proceso de un Fracturamiento Hidráulico



Fuente: Curso de fracturamiento hidráulico, Gloria Castellanos, Capítulo 4, slide 9, 2016.

2.1 DISEÑO DE FRACTURA

2.1.1 Mecánica de rocas. Para realizar un diseño de fractura de un fracturamiento hidráulico es necesario, crear un proceso que permita optimizar y balancear el incremento de producción con su costo de inversión asociado. Estos diseños son exclusivamente de operatividad para el pozo en cuestión, debido a que es necesario crear un diseño para caso en particular.

Los parámetros detallados de la caracterización de yacimiento y la litología que este contiene, es de vital importancia ya que con esta información de primera mano es posible calcular variables del proceso, que pueden alterar los costos de la operación, la selección del sistema de fluidos aplicables a la formación se le atribuye a la información de yacimiento adquirida en esta etapa del diseño, así mismo, la selección del apuntalante o agente sostén, la determinación del volumen a bombear, el modelo apropiado de la propagación de la fractura y conductividad para las

características de la formación, la entrada de datos requeridos para el modelo geométrico a seleccionar, la determinación de la penetración y conductividad de la fractura para el diseño del tamaño de la fractura y concentración del apuntalante por medio de la simulación del escenario de fractura, la determinación del gasto de producción y recuperación acumulada en un determinado período, cálculo del valor presente neto de los ingresos de la producción basada en un gasto discontinuo y por último el costo total de la operación incluyendo los costos asociados con los fluidos y el propante.²⁴

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 utilizada para predecir la geometría final de las mismas, estimando su conductividad y futura producción.²⁵

A continuación, se describirá cada uno de los parámetros necesarios para el diseño de fractura. Se debe tener en cuenta, la litología y mineralogía de la formación, geometría de la fractura, fluidos y energía de yacimiento y configuración física del pozo.

Es importante definir los conceptos con los cuales es posible describir la operación

- **Esfuerzo (Stress):**

Es la fuerza ejercida sobre el área, que represente la superficie de un material. La fuerza puede ser perpendicular o tangencial al área.

- **Esfuerzo de compresión (Compressive stress):**

Es el esfuerzo que se realiza en dirección perpendicular, o normal a la superficie.

- **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.²⁶

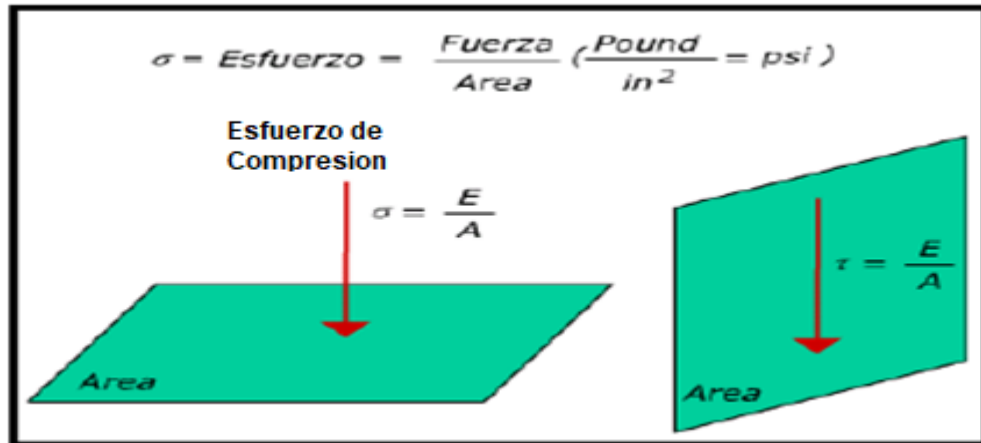
Estos esfuerzos pueden ser positivos o negativo, los esfuerzos de compresión son categorizados como positivos y los esfuerzos de corte como negativos. **Ver. Figura 5.**

²⁴ GILBERT, Matthew T. y FERGUSON, Spencer. Hydraulic Fracturing and Shale Gas Production : Issues, Proposals and Recommendations. New York, N.Y.: Nova Science Publishers, Inc, 2013. 9781622576722; 9781622576739

²⁵ Schlumberger Oilfield Services. Mecanica De Rocas. En: [Anónimo]Fracturamiento Hidráulico. 2015. p. 2-21.

²⁶ Ibid., p.3

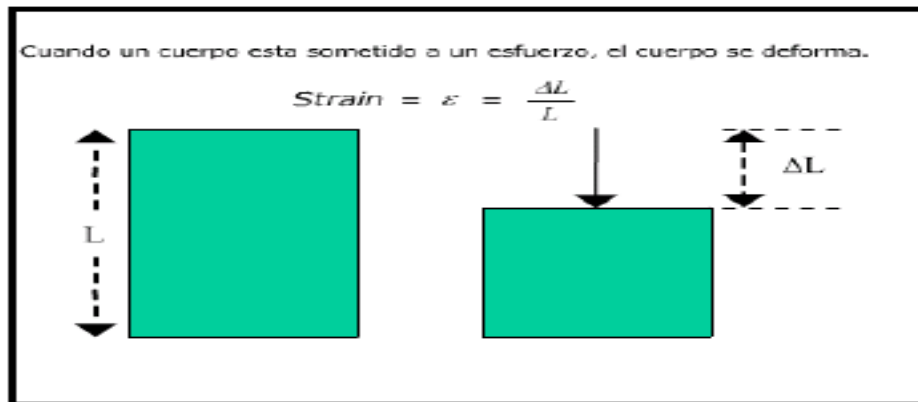
Figura 5. Esfuerzo de corte.



Fuente: Curso de fractura Schlumberger, Cap. Mecánica de rocas, slide 2. 2013

- **Deformación Específica (Strain):** 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. Por norma se considera que el acortamiento es positivo y la expansión como negativo.²⁷

Figura 6. Deformación específica.



Fuente: Curso de fractura Schlumberger, Cap. Mecánica de rocas, slide 3. 2013

- **Esfuerzo in situ:** Son los esfuerzos contenidos en el reservorio, que puede ser representados en 3 ejes, el esfuerzo vertical, el esfuerzo horizontal que puede ser máximo o mínimo. Cuando se propaga una fractura, siempre el esfuerzo mínimo gobernara la dirección de la misma, venciendo el esfuerzo in situ perpendicular a la cara de la roca, creciendo perpendicularmente al menor esfuerzo. En la

²⁷ Ibid., p.4

literatura es conocido como PFP (Preferred Fracture Plan) o Plano Preferido de Fractura.²⁸

- **Esfuerzo vertical:** Donde el esfuerzo vertical es la suma de todos los pesos de las diferentes capas superiores al reservorio estudiado, el cual está en un rango de 0.98 – 1.2 psi/ft según la mecánica de rocas y análisis de laboratorio. Este esfuerzo tiende a deformar la roca horizontalmente la roca generando esfuerzos horizontales.
- **Esfuerzo Horizontal:** Los esfuerzos horizontales son menores a los esfuerzos verticales, por ende, las fracturas tienden a crecer en su mayoría en dirección vertical. Estos esfuerzos varían según el tipo de formación. Existen casos en pozos poco profundos con menos de 300 metros de profundidad donde es posible que los esfuerzos verticales sean menores y la fractura crezca en dirección horizontal. Las fallas son determinantes en la orientación de las fracturas cuando se presentan en la roca a fracturar.²⁹

La intensidad de los esfuerzos logra determinar la altura de la fractura, pues los esfuerzos in situ depende del tipo de roca, por ejemplo, las arcillas tienen esfuerzos mayores horizontales que las arenas, el crecimiento de la fractura se limitará por la presencia de capas con mayores valores de esfuerzos por arriba o por debajo de la capa que se desea fracturar.

El ancho de la fractura es también dependiente de los esfuerzos con una relación inversa, a mayor esfuerzo hay un menor ancho de fractura.

Los esfuerzos también van a afectar la conductividad del empaque del agente sostén, con una relación inversamente proporcional, se tiene que a mayor esfuerzo menor conductividad.

- **Esfuerzo efectivo:** Es el esfuerzo real que debe soportar el agente soporte ejercido por la roca, parte de este esfuerzo total es soportado por el fluido en el medio poroso. La presión poral es aquella que es definida como la presión del fluido y es afectada por la cementación, difusión y deformación entre los granos para soportar la carga aplicada a la formación. Esto indica que si existen cambios en la presión poral existirán cambios sobre el agente sostén.
- **Esfuerzos según la Formación:** La diferencia entre los esfuerzos verticales y horizontales depende de si la formación es más o menos plástica, entre más plástica se presente entonces la deformación será mayor, generando un empuje en cadena a las formaciones aledañas en dirección horizontal. Se tiene una

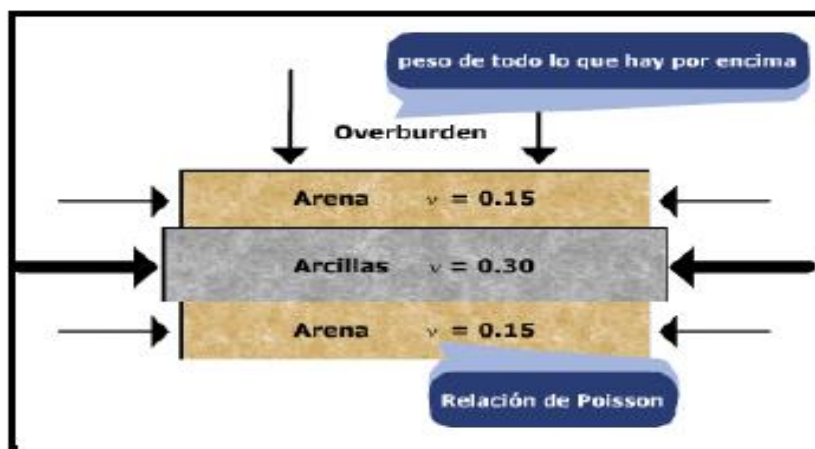
²⁸Ibid., p.5

²⁹ Ibid., p.6

relación directamente proporcional debido a que a mayor plasticidad mayores esfuerzos tangenciales horizontales se ejercerán en la formación.³⁰

- **Relación de Poisson (ν):** 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). Las deformaciones con mayores relaciones de Poisson, son aquellas que tenderán a deformarse más en el plano horizontal que otras como lo es la arcilla. Para un diseño de fractura este valor no tiene mucha importancia debido a que es un valor teórico de deformación lateral y sirve para calcular esfuerzos in situ teóricos, la deformación de las caras de la fractura es perpendicular al esfuerzo de la presión neta y es mejor representada por el módulo de Young. Sin embargo, las rocas con altas relaciones de Poisson son aquellas que transfieren mayor cantidad de esfuerzos verticales en la dirección horizontal o sea resultan mayores valores de esfuerzo horizontales.³¹

Figura 7. Relación de Poisson (ν)



Fuente: Curso de fractura Schlumberger, Cap. Mecánica de rocas, slide 6. 2013

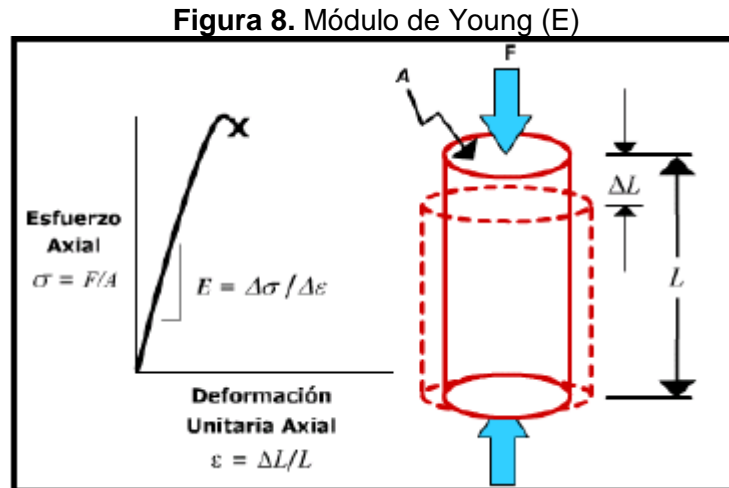
- **Concentración de esfuerzos en la vecindad del pozo:** Al construir un pozo se perfora a una profundidad deseada, donde ya es alterada la formación por la operación, esta modificación de las condiciones iniciales del yacimiento se ven representadas en las zonas vecinas del pozo, esto lleva a que exista un desequilibrio de la zona. La distancia a la cual se generan nuevas condiciones por la alteración previa es equivalente a una o dos veces el diámetro del pozo perforado, aquí se evidencian los mayores esfuerzos, las paredes de pozo soportan los mayores esfuerzos por los disturbios creados por la operación. Esta concentración de esfuerzos recargados en las paredes de pozo, pueden afectar el inicio de la fractura, si esta zona de concentración es menor a dos veces el diámetro del pozo no tendría ninguna afectación con la fractura debido a que esta

³⁰ Ibid., p. 7

³¹ Ibid., p. 8

distancia simularía los mismos efectos que tiene el cañoneo en operaciones de producción.³²

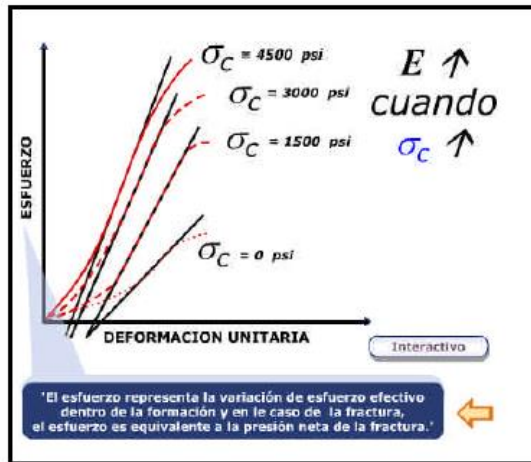
- **Módulo de Young (E):** Es la relación entre el esfuerzo que se aplica perpendicularmente al material y la deformación axial del mismo material. Al aplicar una fuerza F se obtiene una longitud ΔL . un alto valor del módulo de Young E representa un material muy duro lo que significa un alto esfuerzo equivalente a una alta presión que es necesario para deformar la roca.



A medida que aumenta el módulo de Young disminuye la deformación, o sea a menor movimiento de la cara de la fractura, implica menor ancho de fractura. Al inverso a menor módulo de Young mayor deformación o sea mayor ancho de fractura.

³² [Anónimo]Characterisation of hydraulic parameters of the Permian cover over the Carboniferous deposits of la Camocha Mine: J. L. Areces, J. L. Tenajas, A. J. Torano, A. P. Pieren, F. Pendas & R. Rodríguez Diez, Boletín Geológico y Minero, 105(2), 1994, pp 190–203. En: International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts. 4. vol. 32, no. 3, p. A106

Figura 9. Esfuerzo vs. Deformación unitaria.



Fuente: Curso de fractura Schlumberger, Cap. Mecánica de rocas, slide 9. 2013

La importancia del módulo de Young sobre la geometría de fractura radica en que al fracturar formaciones duras no se podrá esperar crecimiento vertical de las fracturas, así mismo si la fractura trasciende por varias capas de roca el ancho de la fractura no será uniforme ni la altura. En consecuencia, podría crearse zonas donde el ancho no es suficiente para el paso del agente sostén provocando un arenamiento en la zona. Estas zonas son llamadas Pinch Point.³³

2.1.2 Presiones durante la fractura En superficie es posible medir el caudal de inyección, la densidad de la lechada, la presión en la línea de bombeo y cuando se puede la presión en el casing. Generalmente la presión de fondo es calculada en función a datos anteriores, pues para bajar medidores de fondo en tiempo real no está al alcance de todas las compañías.

Para evaluar la operación y hallar la presión de fractura, se debe interpretar la presión de fondo ya sea medida o calculada, pero si es necesario calcularla es se debe teniendo los datos de presión hidrostática, la presión en superficie menos todas las fricciones del sistema. Ver **Ecuación 1**.

Ecuación 1. Presión de fractura

$$P_{frac} = P_{Sup} + P_{hyd} - P_{fric.tub} - P_{Wellbore}$$

Fuente: Curso de fractura Schlumberger, Cap. Mecánica de rocas, slide 18. 2013

³³ GILBERT, Matthew T. y FERGUSON, Spencer. Hydraulic Fracturing and Shale Gas Production : Issues, Proposals and Recommendations. New York, N.Y.: Nova Science Publishers, Inc, 2013. 9781622576722; 9781622576739

En el grafico que se muestra abajo se tiene la presión de fondo al iniciar el bombeo al comenzar la operación de Fracturamiento hidráulico, y la presión aumenta hasta que logra romper la formación a lo cual se le denomina Presión de Ruptura (ruptura pressure).³⁴

Este momento la presión de propagación o de extensión de fractura (P_{ext}) se estabiliza, y una vez se detiene el bombeo de agua al yacimiento por medio del pozo no hay fricciones en el sistema y la presión de fondo es equivalente a la presión de superficie más la presión hidrostática. Este es el resultado que se le da a la presión dentro de la fractura y se denomina ISIP (Instant Shut in Pressure). **Ver Ecuación 2.**

Ecuación 2. Presión de fractura con respecto a la presión hidrostática

$$P_{Frac} = ISIP_{superficie} + P_{hyd}$$

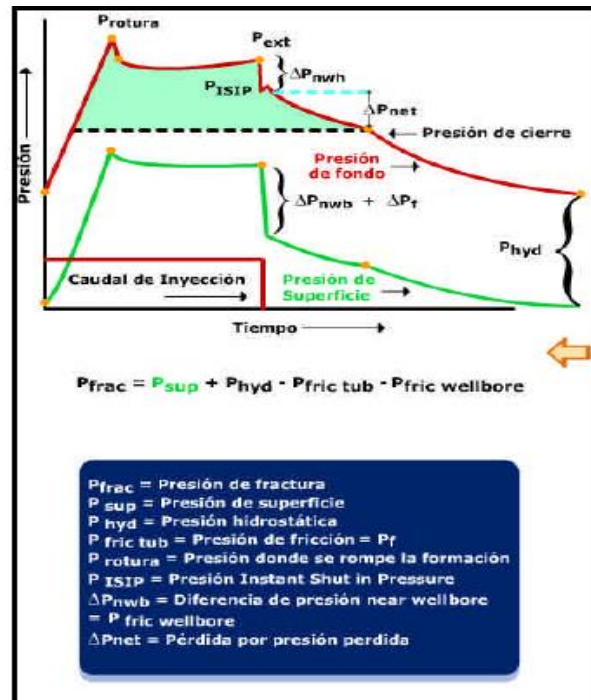
Fuente: Curso de fractura Schlumberger, Cap. Mecánica de rocas, slide 18. 2013

Al suspender el bombeo de agua a los canales de flujo, la fractura aún sigue abierta y el fluido que se encuentra adentro pasa lentamente en la formación por efecto de la perdida de flujo (Leak off), evidenciando una disminución en la presión.³⁵ Una vez que el fluido de fractura se filtró a la matriz las dos caras de la roca empiezan a tocarse, y a esto se le denomina el punto de cierre de fractura. Durante este periodo el fluido sigue invadiendo la vecindad de la fractura difundiéndose en el reservorio y la presión continúa disminuyendo hasta que finalmente se logra estabilizar el yacimiento.

³⁴ ABBIE,M. y BEDFORD,J. S. Rock Mechanics : New Research. New York: Nova Science Publishers, Inc, 2009. 9781606924594; 9781617280177

³⁵ ABBIE,M. y BEDFORD,J. S. Rock Mechanics : New Research. New York: Nova Science Publishers, Inc, 2009. 9781606924594; 9781617280177

Figura 10. Comportamiento de fractura y agente sostén



Fuente: Curso de fractura Schlumberger, Cap. Mecánica de rocas, slide 18. 2013

Este comportamiento de fractura y agente sostén se puede identificar en la gráfica como un quiebre en la pendiente de la presión. Si contiene el agente sostén la fractura las dos caras de la fractura se apoyarán sobre el agente sostén antes del cierre. Lo que sugiere que la determinación de la presión de cierre debe hacerse con un bombeo sin agente sostén.

2.1.2.1 PRESION NETA. Es la presión diferencial entre la presión de cierre y la presión dentro de la fractura, en otras palabras, es la presión de fractura medida en el fondo, físicamente es la presión necesaria para que la fractura quede abierta y propagada. Si la presión neta es cero significa que la fractura quedo cerrada³⁶. **Ver Figura 11**

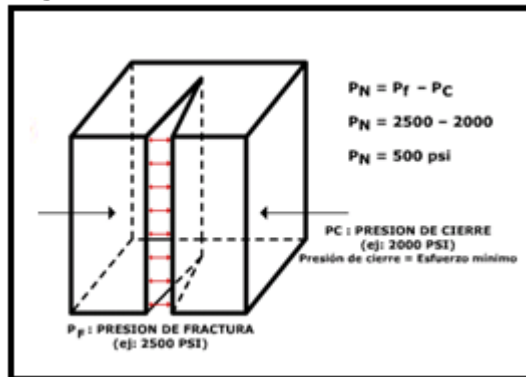
Si la presión del fluido en la fractura es de 2500 psi, la presión correspondiente al esfuerzo de la formación que tiende a cerrar la fractura (σ_{min}) es de 2000 psi, teniendo en cuenta lo anterior la presión neta sería:

$$2500\text{ psi} - 2000\text{psi} = 500\text{ psi}$$

³⁶ GABRIELIANTZ, G. A. Geología De Los Yacimientos De Petróleo Y Del Gas Natural. Moscú: Mir, 1987.

De otra manera el resultado de 500 psi se refiere a que esa es presión utilizada para la propagación de la fractura y los otros 2000 psi son para impedir que se cierre. La determinación de la presión neta es utilizada para estimar el comportamiento del crecimiento de la fractura permite estimar si la fractura crece longitudinalmente, verticalmente o si hay arenamiento.

Figura 11. Creación de una fractura



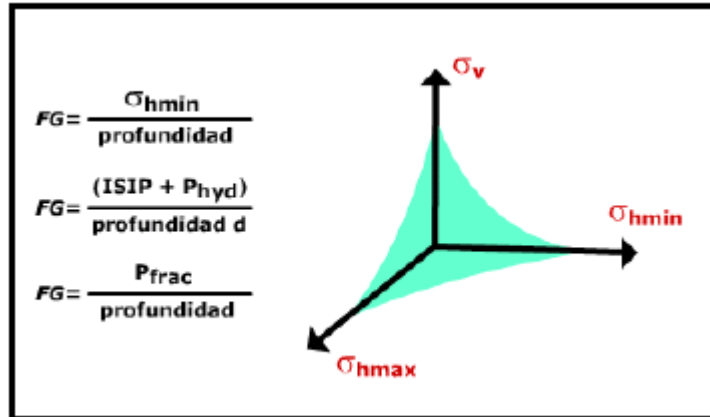
Fuente: Curso de fractura Schlumberger, Cap. Mecánica de rocas, slide 19. 2013

2.1.2.2 Gradientes de propagación y cierre. Debido a lo variables que son las condiciones de los yacimientos se crea el término gradiente de fractura GF, con el fin de relacionar las presiones independientes a la profundidad del reservorio, este gradiente se expresa en psi/pie.

Si lo que se requiere es determinar el gradiente de fractura en el campo se mide el ISIP como el tiempo de parada es muy corto del orden de los segundos no se determina la presión de cierre si no solamente la presión de propagación. En este caso se toma como gradiente fractura a la presión de fractura ($P_{sup} + P_{hyd}$) dividido por la profundidad. Aquí el gradiente de fractura no representa el esfuerzo mínimo si no el esfuerzo mínimo más la presión neta.³⁷ **Ver Figura 12.**

³⁷ Schlumberger Oilfield Services. Mecanica De Rocas. En: [Anónimo]Fracturamiento Hidráulico. 2015. p. 2-21.

Figura 12. Gradiente de propagación y cierre.



Fuente: Curso de fractura Schlumberger, Cap. Mecánica de rocas, slide 20. 2013

2.1.3 Fluidos, inyección y disposición del agua

2.1.3.1 Selección del agente sostén. El agente sostén o propante como es llamado comúnmente es el contenido sólido que es transportado por el fluido fracturante hasta la formación.

La arena es el agente sostén más utilizado desde los inicios de la implementación del fracturamiento hidráulico, teniendo en cuenta que es muchas menos costosa que otros apuntalantes, tiene propiedades de forma y tamaño cuando está recubierta por resina, pues esta lo que hace es mejorar la resistencia de la arena común, este tipo de agente se suele utilizar en reservorio profundos que requieren propante con soporte entre 5.000 psi y 10.000 psi. Este tipo de propante es utilizado en pozos con altos avances de arena.

Sin embargo, para yacimientos donde las exigencias de presión de cierre de fracturas están en los 10.000 psi, con profundidades altas, es mejor utilizar propantes artificiales como lo es la bauxita que es clasificada como agente sostén de alta resistencia (HSP: High Strength Proppant).

La selección del agente sostén depende de cuatro aspectos importantes para el éxito de la operación, la cantidad, granulometría, tipo, y costo, donde no solo se está evaluando la efectividad del propante si no también la eficiencia económica para el proyecto al seleccionar su costo y su proveedor.³⁸

- Cantidad: funciones de la longitud, ancho, altura que se desean en el diseño de fractura. Dependerá del volumen de fractura que se quiere lograr.

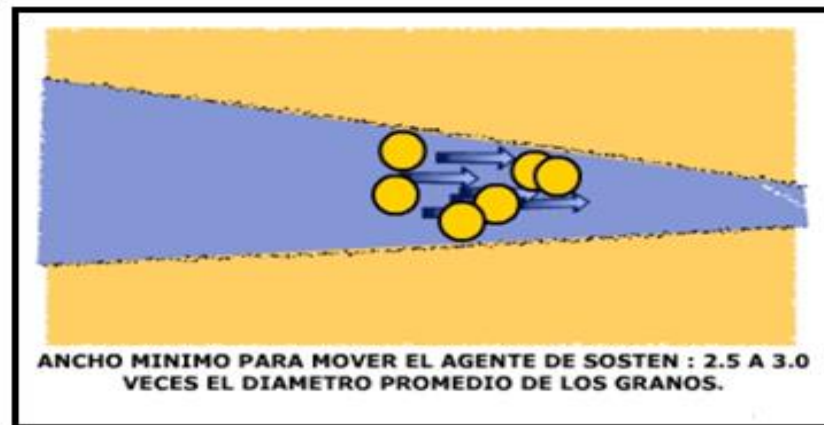
³⁸ AMBROSIO, Jacquelyn. Handbook on Oil Production Research. New York: Nova Science Publishers, Inc, 2014. 9781633218567; 9781633218758

- Granulometría: función de la resistencia y de la relación permeabilidad formación/ fractura. La granulometría dependerá de la presión de confinamiento a la cual será sometida dentro de la matriz, y de la conductividad para la cual fue diseñado.
- Tipo: Función de la presión de confinamiento y conductividad deseada.
- Costo: A mayor calidad, mayor costo. Se deberá analizar la conveniencia del sobre costo haciendo un análisis VPN.

Durante el bombeo del fluido fracturante que lleva el agente soporte se requiere que este llegue hasta el fondo de la fractura, para que esto suceda el agente soporte debe ser menor que la fractura, esto indica que el tamaño de la fractura debe ser dos veces y medio veces más grande que el grano del agente soporte.

De no ser posible conseguir este ancho de fractura se podrían crear puentes en la misma fractura que impida el flujo del gel, llevando al fracaso la operación, en este caso se debe cambiar la granulometría.

Figura 13. Ancho mínimo para transportar el agente sostén



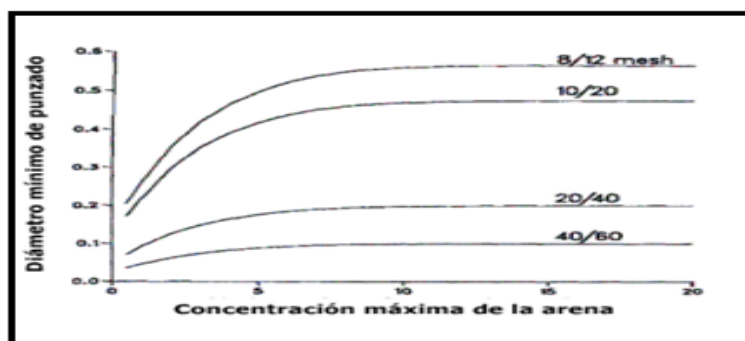
Fuente: Curso de fractura Schlumberger, Cap. Agente Sosten, slide 16. 2013

Existen tipos de fracturamiento especializados que están buscando la formación de estos puentes en lugares específicos de la fractura, esta técnica es llamada "Tip Screen Out".

Los granos tienen dificultades para pasar por los perforados en el fondo del pozo, pues es de vital importancia calcular una granulometría 6 veces menor al diámetro de los cañoneados, de esta manera se previene un taponamiento en la cara de la formación. En la gráfica se puede evidenciar como a medida que se incrementa el diámetro de los punzados o cañoneos aumenta la concentración del agente sostén.

Ver gráfica 2.

Gráfica 2. Taponamiento en perforados.



Fuente: Curso de fractura Schlumberger, Cap. Agente Sosten, slide 17. 2013

2.1.3.2 Tipos de fluidos de fractura. Existen básicamente cuatro tipos de fluido de fractura base agua, base aceite, polímeros o viscosificantes y los geles.

Base agua: Entre sus ventajas esta su bajo costo, alto desempeño, fácil manejo de tratamiento en superficie, minimiza la fricción por la tubería de producción en la inyección y en el casing al regreso hacia la superficie, al ser un fluido en base de agua se reduce los riesgos por incendios, es más sencillo utilizar polímeros solubles en agua. Sin embargo, no favorece mucho a la viscosidad por sus mínimos índices de viscosidad y no es fácil ubicar el agente sostén dentro de la formación.³⁹

Base aceite: Previene que el propante decante al fondo de las fracturas, evitando que al posicionarlo no quede en el lugar deseado, minimiza las pérdidas de fluido, no genera ningún tipo de daño a la formación ya que es compatible con el fluido a desplazar, tiene excelentes valores de movilidad lo indica que su viscosidad es alta, el flujo de retorno o también llamado Flow Back se puede incorporar directamente a la producción posterior a la inyección del fluido. Teniendo en cuenta que es un fluido aceitoso es mucho más complicado darle un buen tratamiento en la superficie lo que conlleva a un impacto ambiental severo, se incurre en altos índices de riesgo por los incendios que se pudieran ocasionar, no genera una alta conductividad en la fractura y transporta arenas a bajas concentraciones.⁴⁰

Polímeros: Para los polímeros existen varios tipos:

- Hidroxietil celulosa (HES)
- Hidroxipropil celulosa (HPC)
- Goma Guar
- Carboximetilhidroxietil celulosa (CMHEC)
- Fluidos de nueva generación

³⁹ HALLIBURTON ENERGY SERVICES INC. Water Based Frac Fluids Borate Fluid System Technology. En: [Anónimo]Hydraulic Fracturing, Fracturing Treatment Fluids. 2016. p. 9-49.

⁴⁰ Ibid., p.10

- Hidroxipropil Guar (HPG)
- Carboximetilhidroxipropil Guar (CMHPG)

Geles: son ideales para mejorar la eficiencia de barrido en la roca donde se inyectan bajos volúmenes de fluido con una mínima concentración llamadas microgeles. Pero para situaciones en las que se debe corregir la fractura o los canales de alta permeabilidad es indispensable incrementar la concentración de los polímeros.⁴¹

2.1.3.3 Aditivos Los aditivos son componentes adicionales como su nombre lo indica que tienen como función potencializar y activar los efectos de cada uno de los tipos de fluidos de fractura, usados como controlador del pH del fluido de fractura, minimizador del daño de formación, controlador de pérdidas de fluido y controlador bacteriano. Estos vienen en diversas categorías con variedad de funciones según las circunstancias y lo que se desee.

- **Amortiguadores.** Tiene como función ajustar el pH en fluidos acuosos, ayuda a la deshidratación de los polímeros.
- **Bactericidas.** Estos previenen la pérdida de la viscosidad en fluidos a base de agua o acuosos por degradación bacteriana.
- **Estabilizadores.** Previene la degradación de los geles polisacáridos a temperaturas por encima de los 200°F.
- **Interruptores.** Elimina el gel polímero donde la temperatura de pozo es baja.
- **Surfactantes.** Crea burbujas estables dentro de las espumas. Ayuda como agente reductor de tensión superficial. Realiza el proceso de limpieza en la fractura del fluido de fracturación. Sirve como bactericida y agente controlador de arcillas.
- **Estabilizador de arcillas.** Controla el arenamiento manteniendo deshidratadas las arcillas inhibiendo la migración.
- **Control de pérdida de fluido.** Tapona los poros de la formación evitando la pérdida de fluido a través de la misma.
- Los activadores más usados son el borato, titanato, zirconato y el aluminato.
- **2.1.3.4 Inyección y disposición del fluido de fractura.** Esta inyección de agua se realiza desde la superficie del pozo con equipos bastante robustos, y son necesarios varios para poder completar los requerimientos de presión de

⁴¹ Ibid., p. 11

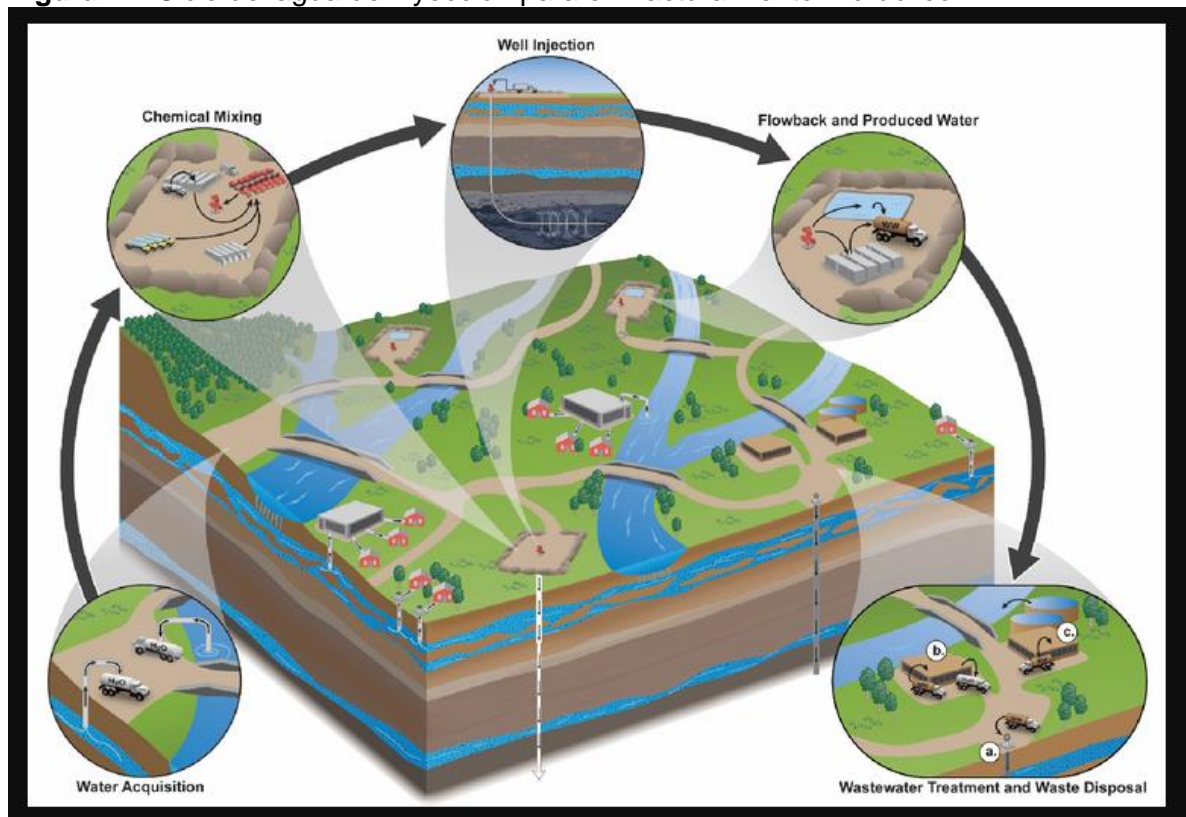
inyección y de empaquetamiento de la fractura con los propantes a utilizar. El éxito de la inyección se le atribuye en gran parte al tipo de formación y la profundidad.

El ciclo de tratamiento del agua es vital para esta operación, debido a que las autoridades ambientales son muy insistentes con el tema y las comunidades vecinas a los campos petroleros se podrían ver afectadas si se hace mal uso de estas aguas y su recirculación.⁴²

En este ciclo básicamente tiene un programa que consta de:

- Adquisición del agua.
- Mezcla química.
- Inyección a pozo.
- Retorno y flujo de agua.
- Tratamiento y eliminación de residuos.

Figura 14. Ciclo del agua de inyección para el Fracturamiento Hidráulico.



Fuente: Revista Tysmagazine, 2017, en línea: <http://www.tysmagazine.com/evaluacion-depositos-impactos-por-fracking-en-los-recursos-hidricos/>. Modificada por el autor.

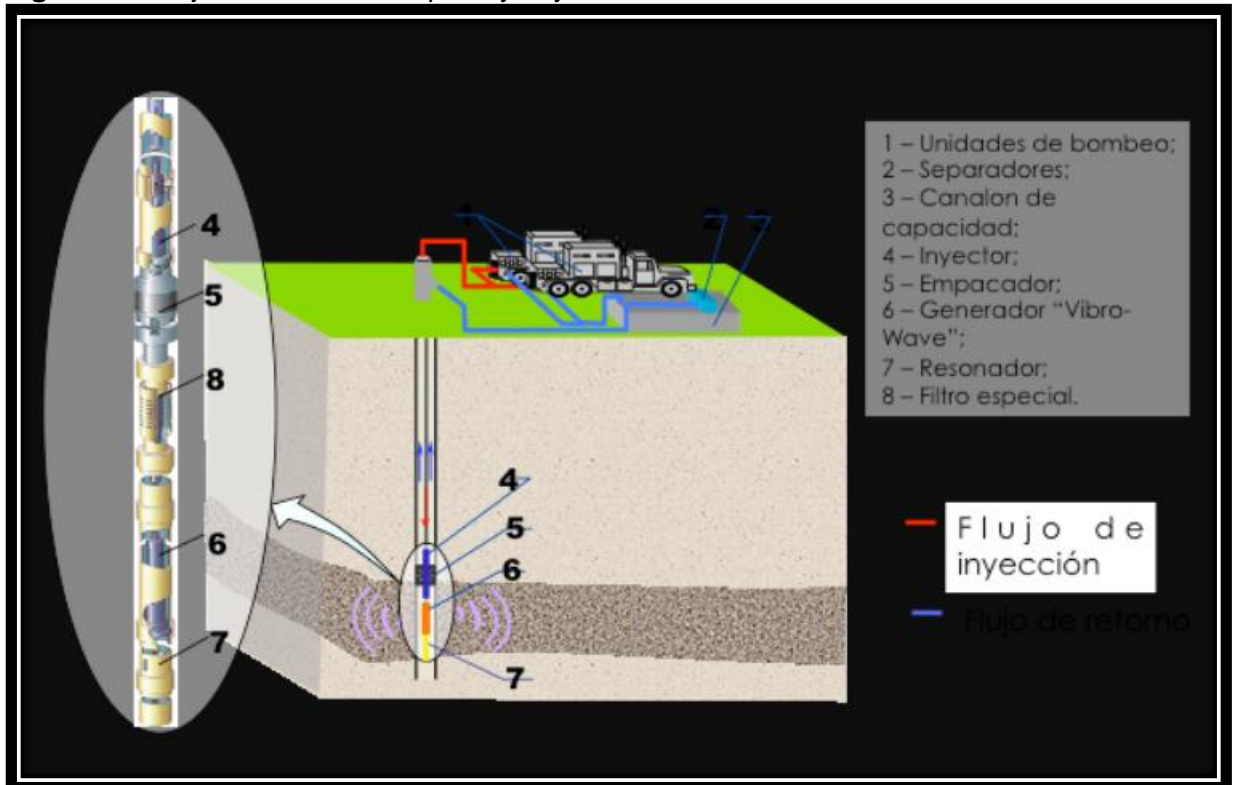
La selección del fluido que se debe inyectar debe estar determinado por el tipo de formación, ya que no se quiere incurrir en otro daño para la formación. Es de vital

⁴² Ibid., p. 12

importancia no solo seleccionar el fluido si no también el agente sostén, ya que gracias a este será posible crear una fractura abierta y conductiva por mucho más tiempo haciendo que el fracturamiento hidráulico sea mucho más rentable.⁴³

La trayectoria del fluido inicia en cabeza de pozo al ser inyectado desde los equipos de superficie, atravesando las tuberías de completamiento del pozo y llegando finalmente a contactar la zona de daño, la zona virgen y la formación. Al bajar y estimular la formación el fluido debe regresar a la superficie por la misma vía de ingreso hasta los equipos y facilidades de tratamiento de fluido.

Figura 15. Flujo de fluidos en el pozo y el yacimiento.



Fuente. https://es.slideshare.net/gabosocorro/fracturamientoocoprimesa.com/images/oil_00.png.
 Modificado por el autor.

Estos fluidos de fractura deben cumplir ciertos requerimientos para cumplir su función para reaccionar con la formación y se enumeran a continuación:

⁴³ AUGUSTO MOREIRA, César, et al. Geological and geophysical data integration for delimitation of mineralized areas in a supergene manganese deposits. En: Geofísica Internacional. 0. vol. 53, no. 2, p. 199-210

1. Debe controlar la pérdida de fluido o eficiencia de fluido,
2. Debe ser compatible con la formación y el fluido de la formación.
3. El gel incorporado al fluido de fractura debe ser capaz de transportar el propante durante toda la operación.
4. El gel de fractura debe generar las especificaciones de ancho y largo diseñados en el escenario de fracturamiento hidráulico.
5. El gel debe romperse cambiando sus propiedades y volviéndose similar al fluido a desplazar.
6. Se requieren fluidos económicos debido a su alto costo.

Las variables indispensables para el éxito de la implementación de un fracturamiento hidráulico son:

- Base del fluido
- Fricción de la tubería
- Viscosidad del fluido
- Propiedades de pérdidas de filtrado
- Volumen del fluido
- Gastos de inyección
- Propiedades físicas de la formación
- Temperatura del fluido de fractura

3. PRUEBAS DE PRODUCTIVIDAD PREVIAS A LOS FRACTURAMIENTOS HIDRÁULICOS

En el siguiente capítulo se presenta la información de las simulaciones de las pruebas de productividad previas, a la implementación de los fracturamientos hidráulicos, para cada uno de los cuatro pozos anteriormente escogidos para el desarrollo del proyecto. Conceptos y definiciones acordes a la explicación del análisis nodal. Finalizando con la descripción de cada pozo.

3.1 ANÁLISIS NODAL

Las pruebas de productividad o análisis nodal, se definen como la segmentación de un sistema de producción en puntos o nodos donde se identifican cambios de presión, donde están caracterizados por diferentes ecuaciones o correlaciones. Su fin se ve representado en el diagnóstico del comportamiento de pozo, optimizando la producción, mediante la variación de parámetros.⁴⁴

El análisis nodal es de vital importancia para evaluar efectivamente un sistema completo de producción, tomando en consideración todos y cada uno de los componentes del sistema desde la presión de yacimiento hasta la presión del separador, pues esta última es la presión a la cual se necesita llevar el fluido para luego ser intervenido por bombas de compresión que ayuden al flujo de fluidos por las líneas de producción en las facilidades de superficie.

Todos los flujos antes del separador son tomados en cuenta, incluyendo el flujo a través del medio poroso, de las perforaciones de terminación, la tubería de producción con sus posibles restricciones de fondo, la línea horizontal pasando por el estrangulador en superficie.⁴⁵

Para poder utilizar el análisis nodal y entender cómo funciona primero se debe tener en cuenta el sistema de producción y sus diferentes componentes, pues, el sistema de producción está formado por el yacimiento, el completamiento, el pozo, y las líneas de flujo en superficie, donde el yacimiento es la unidad geológica que está interconectada naturalmente, el completamiento hace referencia a las perforaciones o el cañoneo, el pozo, y las facilidades de superficie referente a toda la infraestructura construida para la extracción, control, medición, tratamiento y transporte de los fluidos provenientes del yacimientos.⁴⁶

3.1.2 Proceso de producción. Para entender como es el comportamiento de los fluidos en el pozo, se debe hablar del recorrido o proceso de producción de los hidrocarburos a través de las líneas de flujo desde el yacimiento hasta las

⁴⁴ MONTES PÁEZ, Erik Giovany. Métodos De Producción: Análisis Nodal. [Electronic(1)]: 2017. p. 1-33

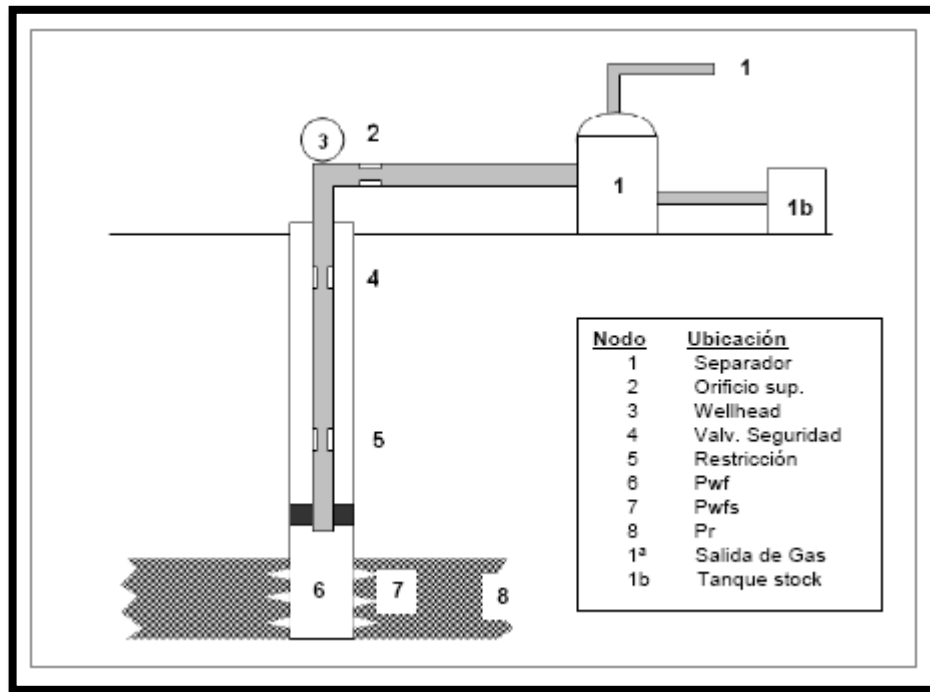
⁴⁵Ibid., p 2.

⁴⁶ HISCHELDT, Marcelo. Análisis de un sistema de producción y Análisis NODAL. [Print(0)]. Argentina. [Consultado el septiembre 32018]. Disponible en: <http://www.oilproduction.net>

facilidades de superficie.

El proceso de producción en un pozo comprende el recorrido de los fluidos desde el radio extremo de drenaje en el yacimiento hasta el separador de producción en las estaciones de flujo, como se puede observar en la **figura 16** los componentes del sistema completo de producción.⁴⁷

Figura 16. Componentes del sistema completo de producción.



Fuente. Revista oil Production, 2016, en Línea: www.oilproduction.net, 2017, Modificado por el auto. Marzo 2018.

El sistema de producción está compuesto por cuatro componentes los cuales se dividen en Transporte en el yacimiento, Transporte en las perforaciones, Transporte en el pozo y Transporte en las líneas de flujo superficial.

3.1.2.1 Transporte en el yacimiento. El movimiento de los fluidos comienza en el reservorio a una distancia r_e del pozo, donde se puede identificar una presión P_{ws} , de aquí el fluido viaja a través del medio poroso, hasta llegar a la cara de la arena o el también llamada cara de la formación, también se puede identificar el radio del pozo r_w con una presión P_{wfs} .

⁴⁷ HISCHELDT, Marcelo. Análisis de un sistema de producción y Análisis NODAL. [Print(0)]. Argentina. [Consultado el septiembre 32018]. Disponible en: <http://www.oilproduction.net3>

Este recorrido corresponde a un nodo, donde se pierda energía por la despresurización o depletamiento del yacimiento con las perforaciones del pozo o cañoneos, otras de las causas por las cuales el fluido pierde energía es por la baja capacidad de flujo que presente el yacimiento producidos por los daños mecánicos de perforación, o permeabilidades bajas por naturaleza del mismo reservorio. Si no es el medio de transporte el que genere obstrucción al flujo, puede ser el mismo fluido y su composición, como ejemplo se tiene el difícil flujo y por consiguiente extracción del petróleo crudo pesado y extra pesado, que presentan yacimientos desde que se generó el crudo en fondo. ⁴⁸

Figura 17. Transporte en el yacimiento



Fuente. Mansarovar Energy Colombia LTD. Explotación del gas y Optimización de la Producción, Slide 5, 2013. Modificado por el autor.

3.1.2.2 Transporte en las perforaciones. Este es el nodo donde los hidrocarburos sobrepasan la barrera entre el yacimiento y la conexión directa con el pozo, atravesando la completación que puede ser un revestidor de producción cementado, o ranurado cuando la formación es consolidada entre otros. Normalmente se usan empaques con grava cuando la formación es poco consolidada, esta área debe tener suficiente exposición al flujo para no tener una pérdida de energía tan alta. Si, la producción de arena y finos es alta, y la longitud de penetración en la perforación, es decir los disparos del cañoneo no fueron suficientemente profundos se perderá mayor cantidad de energía. En este nodo se identifica la presión de fondo de pozo como P_{wf} .⁴⁹

Figura 18. Transporte en las perforaciones



Fuente. Mansarovar Energy Colombia LTD. Explotación del gas y Optimización de la Producción Slide 7, 2013. Modificado por el autor.

⁴⁸ Mansarovar Energy Colombia LTD. Explotación De Gas Y Optimización De La Producción. [Electronic(1)]: Bogotá: 2013. p. 1-544

⁴⁹Idib., p. 7

3.1.2.3 Transporte en el pozo. Estando dentro del pozo los fluidos ascienden a través de la tubería de producción venciendo la fuerza de gravedad y la fricción producida por las paredes internas de la tubería, esta acción hace que pierda cierta cantidad de energía para poder llegar al cabezal de producción donde allí se identifica la presión del nodo como P_{wh} .⁵⁰

Figura 19. Transporte en el pozo



Fuente. Explotación del gas y Optimización de la Producción, Mansarovar Energy Colombia LTD. Slide 9, 2013. Modificado por el autor.

3.1.2.4 Transporte en la línea de flujo superficial. Ya en el cabezal se experimente un caída de presión procedente del tamaño del diámetro interno del reductor de flujo que existe en cabeza, el cual está dispuesto a controlar cualquier subida o bajada de presión como una preventora de pozo, luego el fluido atraviesa la línea de flujo llegando al separador en la estación de flujo, con una presión igual a la del separador llamada P_{sep} donde se debería separar la mayor cantidad de gas del petróleos o crudo.⁵¹

Figura 20. Transporte en la línea de flujo superficial.



Fuente. Explotación del gas y Optimización de la Producción, Mansarovar Energy Colombia LTD. Slide 10, 2013. Modificado por el autor.

⁵⁰ Ibid., p.9

⁵¹ Ibid., p.10

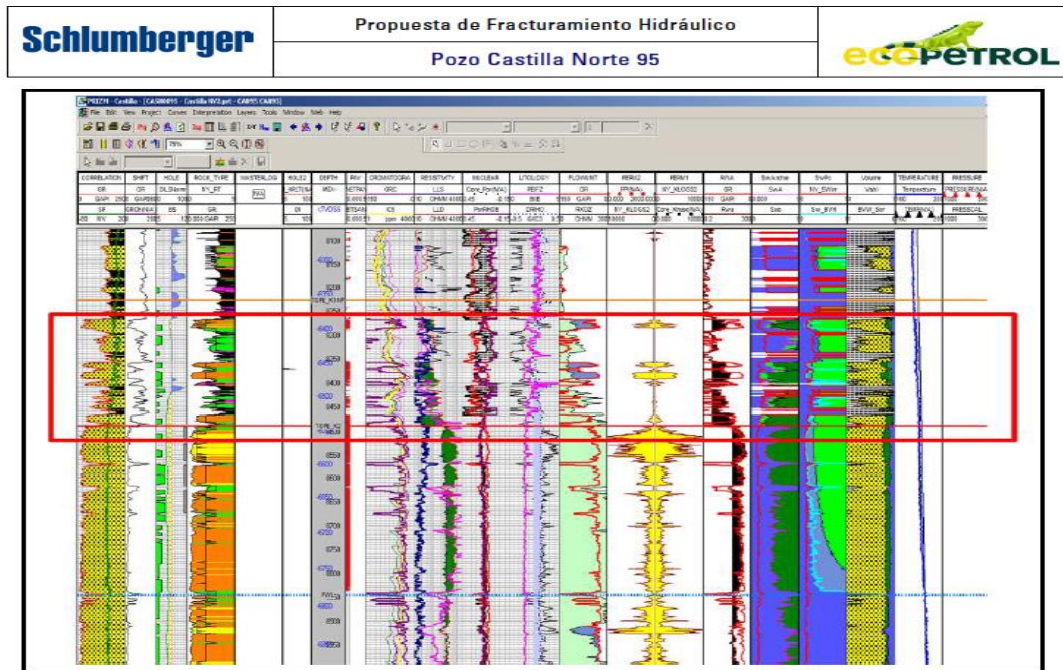
3.2 DESCRIPCIÓN DE LOS POZO

Los cuatro pozos escogidos, se describirán a continuación con el fin de analizar el estado inicial de cada uno, y el resultado de los análisis nodales, que contienen la información de la productividad del pozo real sin ningún tipo de estimulación a yacimiento. Con esto se puede buscar una comparación de los índices de productividad previos con los posteriores al fracturamiento hidráulico.

No todos los pozos contienen los mismos análisis, algunos presentarán registros eléctricos de producción, simulaciones de análisis nodales y pruebas de laboratorio, mientras que otros no. Sin embargo la información presentada es suficiente para desarrollar el proyecto, ya que se pueden realizar análisis comparativos con dicha información descrita en los dos próximos capítulos.

3.2.1 Pozo CAN 95 Campo Castilla Ecopetrol. Pozo productor de petróleo con 63 BOPD, alto corte de agua, alrededor de 98 %. El pozo fue calibrado por medio de registros eléctricos con una profundidad de 8522 pies, BES (Bombeo Electrosumergible) como sistema de levantamiento artificial, regulado a 48 Hz. Se realiza una corrida de registros eléctricos open hole, donde se observa presencia de hidrocarburos con alto potencial de producción, que no se había observado anteriormente.

Figura 21. Registro eléctrico previo al fracturamiento hidráulico pozo CAN 95

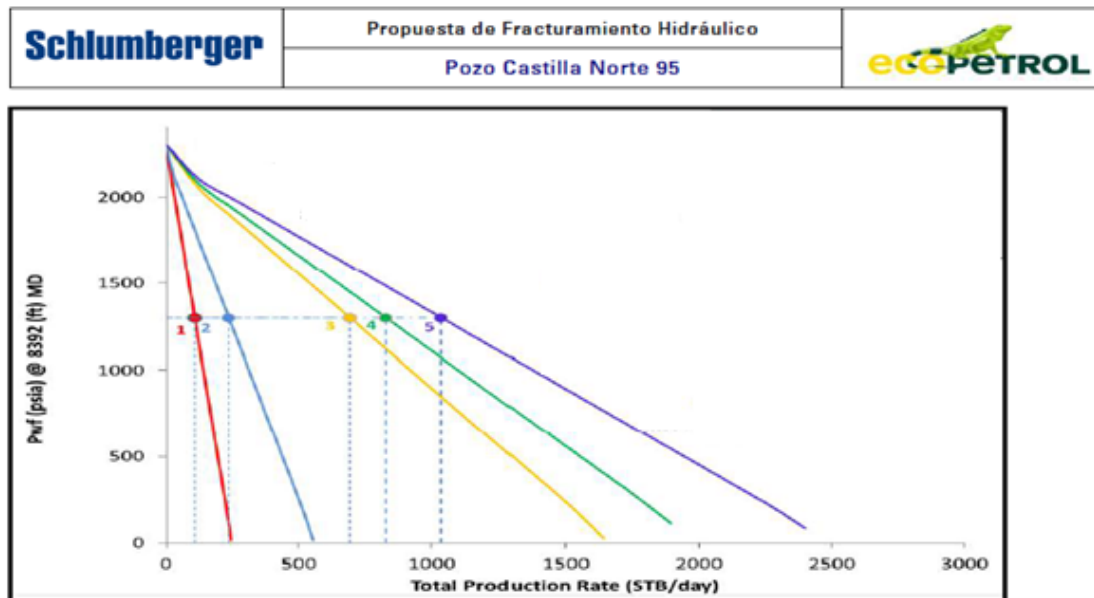


Registros eléctricos – Castilla Norte 95

Fuente. Reporte de Schlumberger diseño del fracturamiento hidráulico para ECOPETROLI S.A. año 2015.

Para efectos del Análisis Nodal, se utilizó el registro eléctrico que se tiene para el pozo del 05 de Febrero de 2012. Para construir la IPR actual del pozo (Línea Roja) se usó la producción que mostró el eléctrico para los intervalos de 8490'-8517' en TOPE K2, debido a que el pozo se aislara en la Unidad K2 (desde 8522' hacia abajo). Según esto, este intervalo (8490'-8517') aporta una producción aproximada de 108 BFPD, 56 BOPD, 47% BSW. Para estas condiciones de producción estos ciclos se encuentran produciendo a un SKIN de 25. Además, en el Análisis Nodal se presenta el incremental esperado Post Fracturamiento Hidráulico; se presentan Sensibilidades al BSW del 47%, 57%, 67%, donde como escenario más probable se espera un incremental de hasta 305 BOPD. Además se presenta la producción esperada Post Cañoneo de la Unidad K1 inf (8267'-8452').

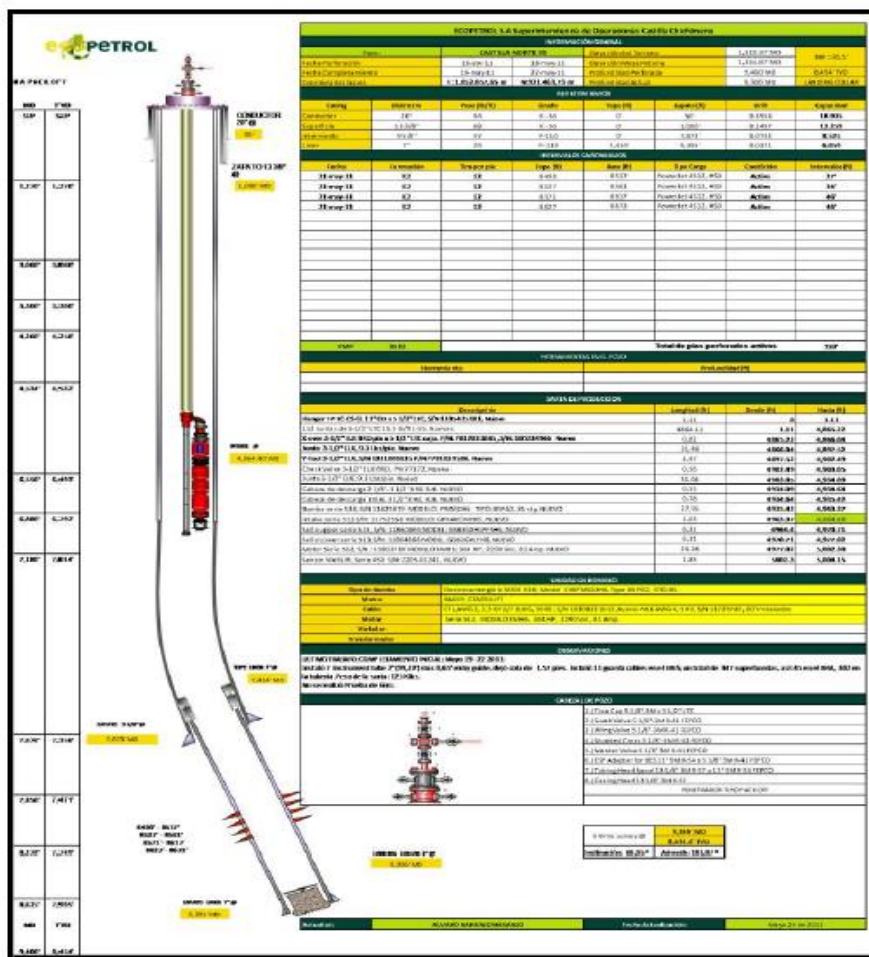
Gráfica 3. Análisis nodal previo al fracturamiento hidráulico pozo CAN 95



Fuente. Reporte de Schlumberger diseño del fracturamiento hidráulico para ECOPETROL S.A. año 2015. Modificado por el autor.

Los resultados de este análisis nodal se representan con líneas de colores para cada sensibilidad. La presión de fondo fluente (Pwf) es 1300 psi. La línea roja indica la situación actual de pozo con un skin o daño de 25, la línea azul representa las condiciones de esperadas del pozo con un daño de 25 pero con un corte de agua del 47 %, la línea amarilla muestra un caso de post fractura con un skin 0 y un BSW del 47%, la línea verde las condiciones post fractura con un skin de 0 y un BSW del 57%, y por último la línea de color morado con condiciones post fractura de un skin 0 y un BSW del 67%.

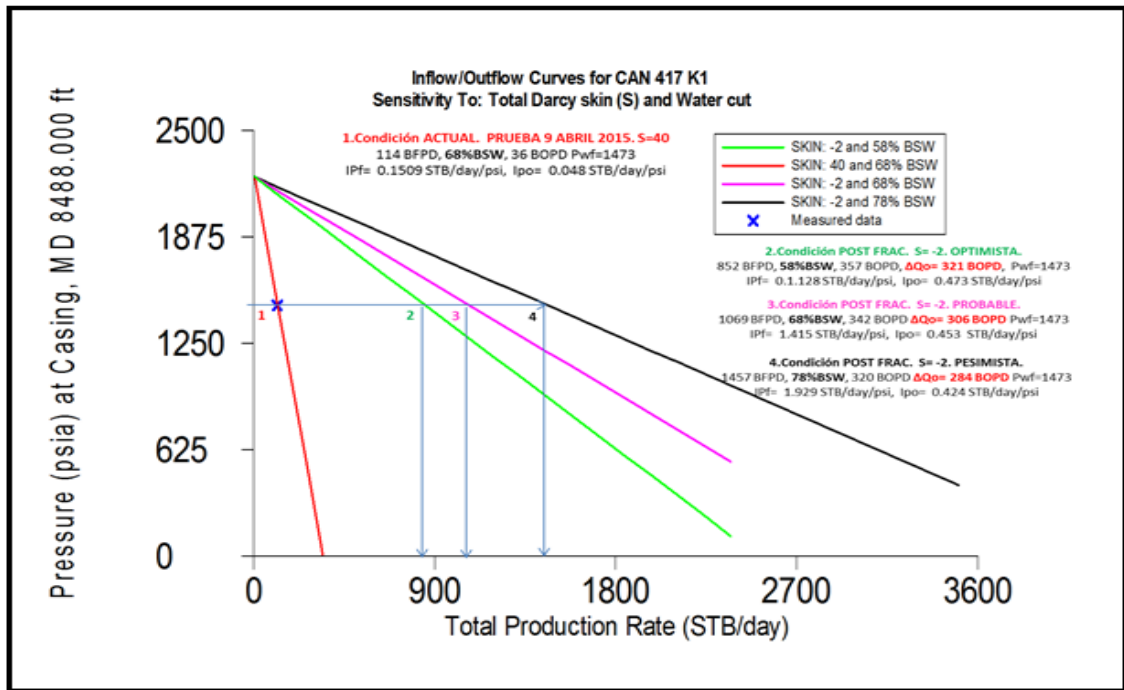
Figura 22. Estado mecánico pozo CAN 95



Fuente. Reporte de Schlumberger diseño del fracturamiento hidráulico para ECOPETROL I S.A. año 2017.

3.2.2 Pozo CAN 417 Campo Castilla Ecopetrol. Pozo productor de petróleo que se encuentra produciendo 114 BFPO, 36 BOPD. 68% BSW, con una presión de fondo fluvente de 1473 psi. Bajo estas condiciones se encuentra produciendo a un skin (daño) de 40. Se desea realizar un fracturamiento hidráulico para alcanzar una producción estimada de hasta 1069 BFPD, 342 BOPD, 68% BSW.

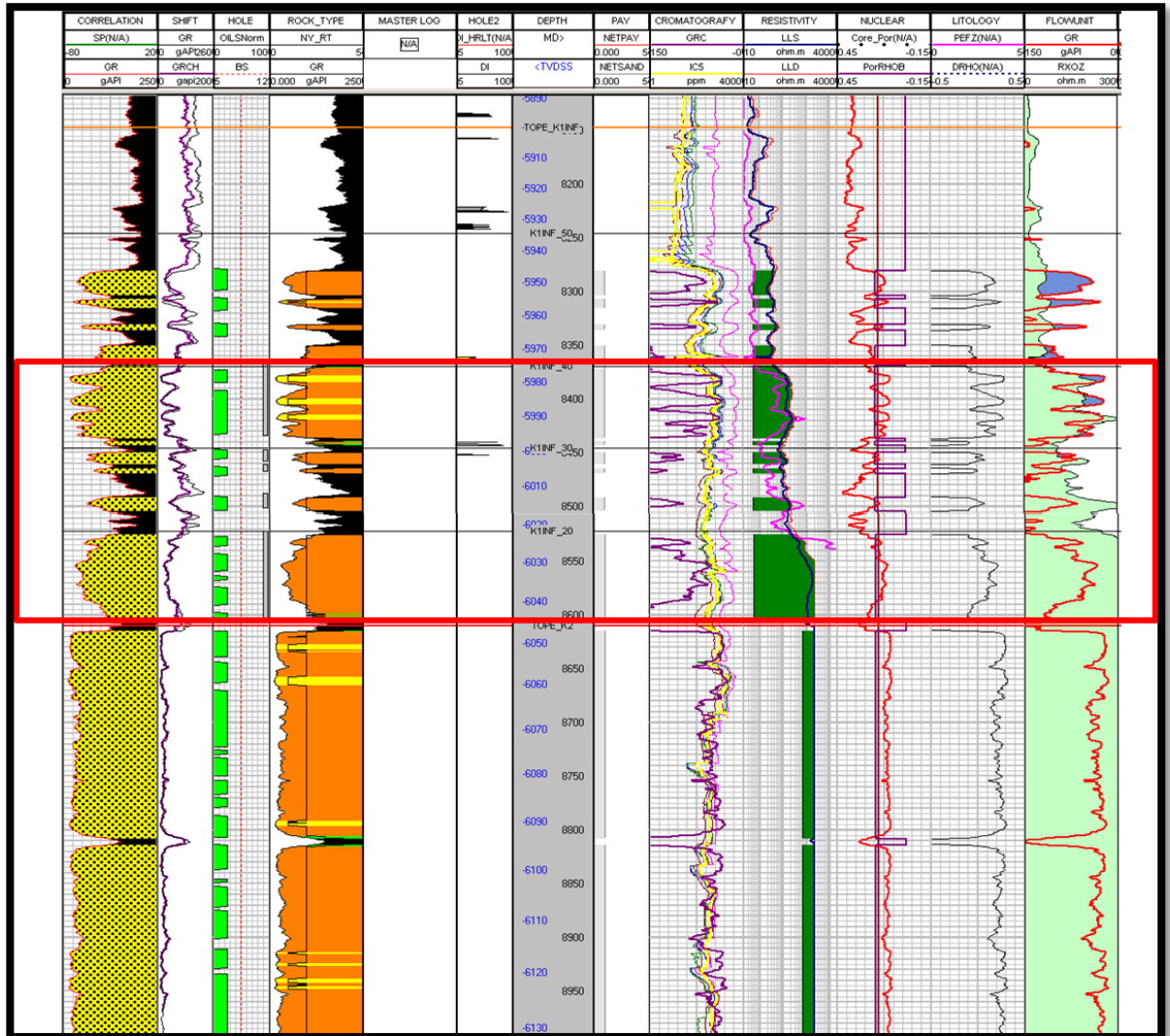
Gráfica 4. Análisis nodal previo al fracturamiento hidráulico pozo CAN 417



FORMACION	TOPE MD	BASE MD	PMP MD	CONDICION	h (MD)	h (TVD)	K (m d)	Porosidad	Net sand (ft) TVD	Net Sand Total TVD	(K'h)/h total	K
K1 INF 40	8370	8437	8404	ACTIVO	67	21	2055.31524	0.2	21	53	814	1733
	8450	8461	8456	ACTIVO	11	3	1311.6165	0.2	3		74	
K1 INF 30	8464	8470	8467	ACTIVO	6	2	1112.41791	0.2	2		42	
	8491	8504	8498	ACTIVO	13	4	1236.74117	0.2	4		93	
K1 INF 20	8525	8607	8566	ACTIVO	82	23	1634.12655	0.2	23	709		

Fuente: Lista de chequeo pozo seleccionado a intervención por optimización de producción. 2015. Modificado por el autor.

Figura 23. Registro eléctrico previo al fracturamiento hidráulico pozo CAN 417

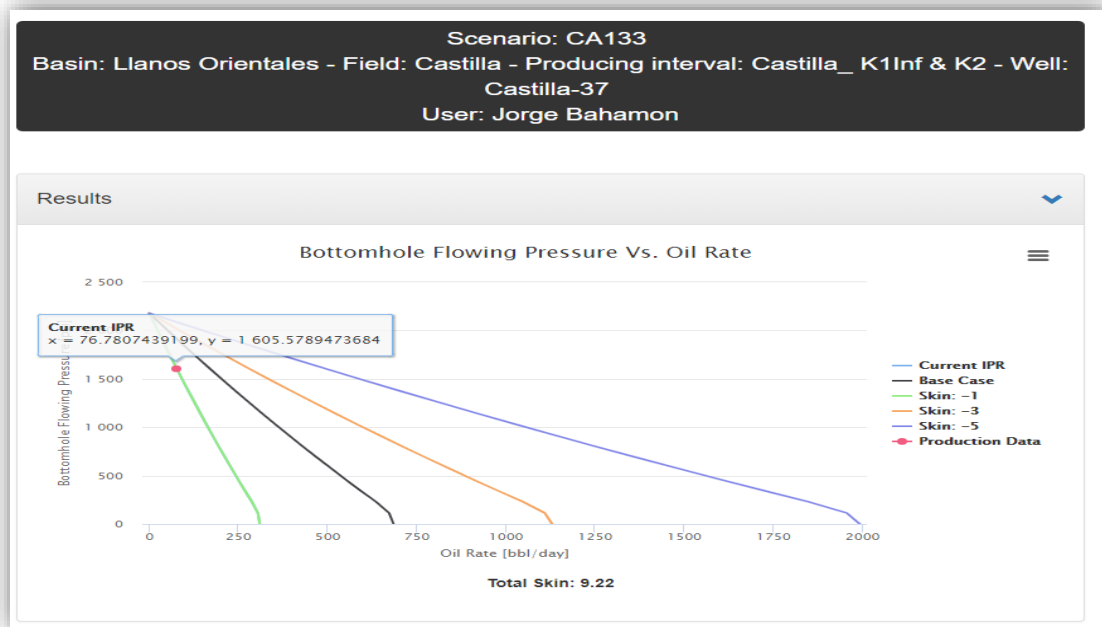


Fuente: Lista de chequeo pozo seleccionado a intervención por optimización de producción. 2015. –modificado por el autor.

En el registro de eléctrico previo al fracturamiento hidráulico presentado anteriormente, está señalado con un recuadro rojo que indica la zona de interés, donde se debe realizar la implementación. Mostrando la unidad K1 inferior de la Formación Guadalupe.

máxima alcanzada fue de 80 BOPD. En Julio de 2016 el pozo mostró 90 % BSW por lo cual se propone activar la producción en los horizontes de K2. El objetivo principal del fracturamiento hidráulico en este pozo es Mejorar el índice de productividad del pozo CASTILLA CA 133 generando un bypass al daño en la cara de la formación mediante la tecnología de fracturamiento hidráulico con fluido de baja carga polimérica Ultrabor 20# y Preflujo orgánico N-Ver-Sperse-O.

Gráfica 5. Análisis nodal previo al fracturamiento hidráulico pozo CA 133



Fuente. Elaboración propia

En el análisis de producción inmediatamente anterior muestras cuatro líneas las cuales representa un caso diferente cada una. La línea verde muestra el caso actual del pozo, la siguiente línea de negra muestra el pozo con un caso ideal al que debería estar produciendo el pozo una sensibilidad de daño de 0, la línea amarilla presenta un daño de -3 y por último la línea de color morado la cual expone el caso al que se desea llevar la producción del pozo después del fracturamiento hidráulico a un daño de - 5. El resultado del nodal indica que se tiene un daño de 9.22 y un caudal de crudo de 77 barriles de petróleo diarios.

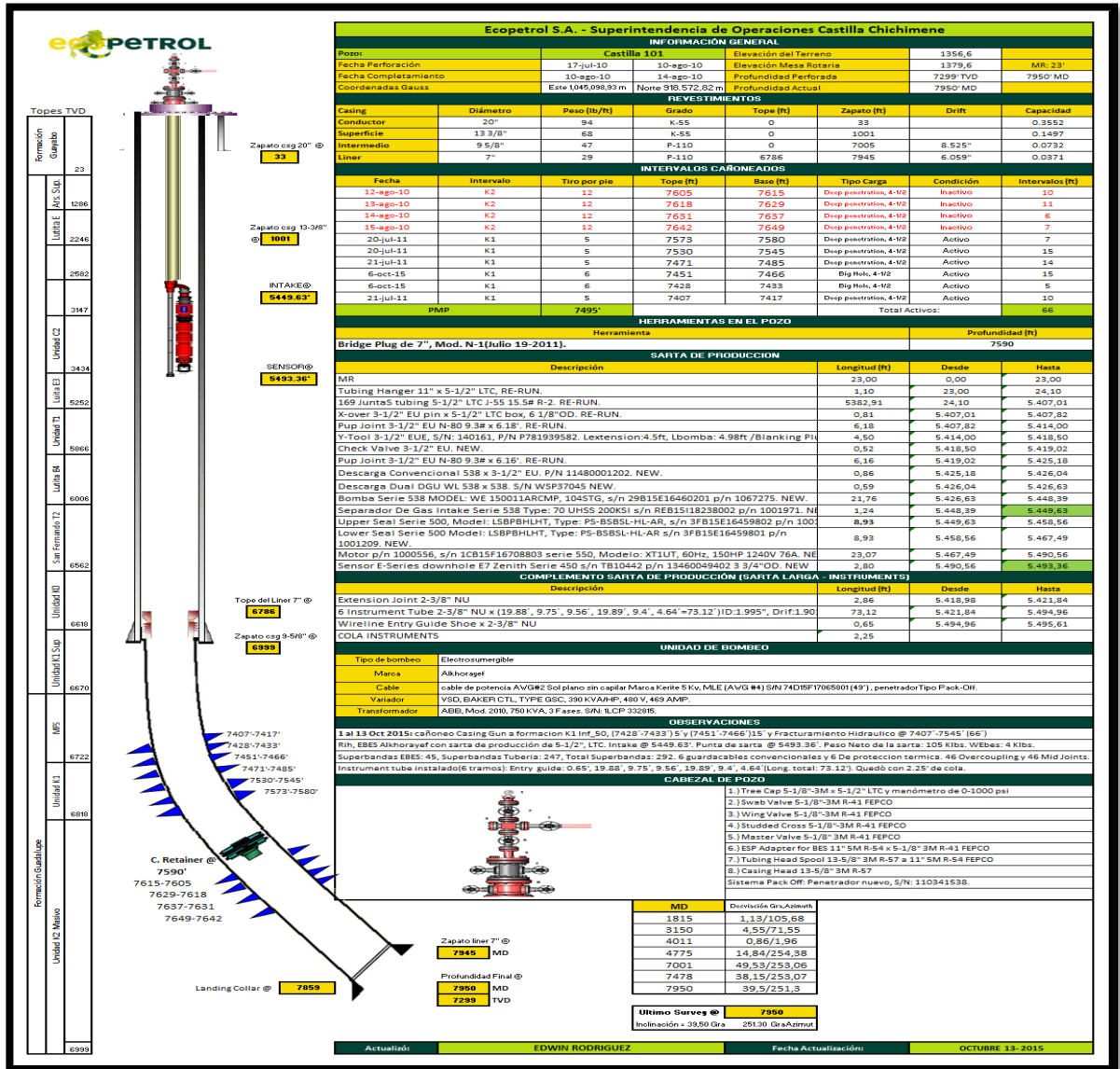
Gráfica 6. Análisis nodal previo al fracturamiento hidráulico pozo CA 101



Fuente. Elaboración propia

En el análisis de producción anterior expone cuatro líneas de colores. La línea verde caso actual del pozo, línea de negra muestra el pozo con daño de 0, la línea amarilla presenta un daño de -3 y por último la línea de color morado la cual expone el caso al que se desea llevar la producción del pozo después del fracturamiento hidráulico a un daño de -5. El resultado del nodal indica que se tiene un daño de 12.43 y un caudal de crudo de 120 barriles de petróleo diarios.

Figura 26. Estado mecánico pozo CA 101



Fuente. Reporte de Weatherford diseño del fracturamiento hidráulico para ECOPETROL S.A. año 2017

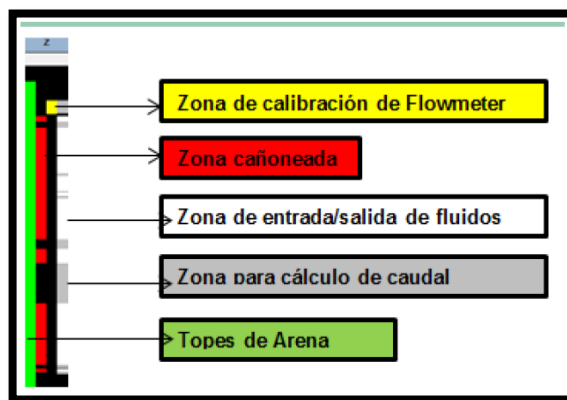
4. REGISTROS DE PRODUCCIÓN Y PRUEBAS DE LABORATORIO

En el presente capítulo se procede a analizar los registros de productividad (PLT) previos y posteriores al fracturamiento hidráulico, evaluando el comportamiento de producción en la Formación Guadalupe en las unidades K1 inferior y el tope de K2. Debido a la falta de información por pozo propuesto a evaluación, solo se tiene un registro, ya sea previo o posterior a la operación, por consiguiente fue necesario tomar los registros faltantes de pozo aledaños con propiedades petrofísicas similares, perforados o estimulados en la misma unidad, con el fin de realizar correlaciones que aporten una estimación a nivel de yacimiento, y genere información del comportamiento de producción de las arenas involucradas. Las pruebas de laboratorio incluidas en este capítulo, fueron las pruebas de pozo realizadas mensualmente, utilizadas en las simulaciones previas y posteriores al fracturamiento hidráulico. Estas pruebas de pozo arrojaron información necesaria como el BSW, caudal de petróleo.

Los registros de producción fueron corridos bajo el identificador de fluidos single-face el cual es un registro que se basa en la metodología cualitativa ya que no identifica los tipos de fluidos, pues los pozos evaluados presentan un valor de BSW mayor al 80% excepto el pozo CA 26 que fue corrido con registro de productividad cuantitativo y cualitativo.

A continuación se presentan las convenciones necesarias para la lectura correcta de los registros de producción PLT. Ver figura 26

Figura 27. Convenciones de los PLT

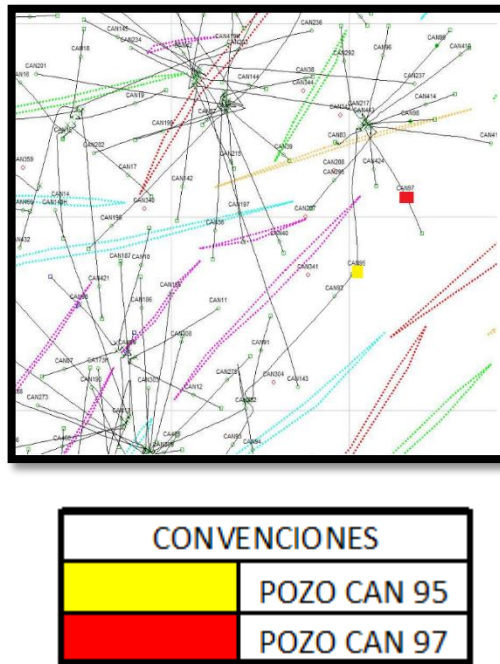


Fuente: Resultados Registro de Producción pozo Castilla Norte 97, Halliburton 2017.

4.1 REGISTROS DE PRODUCCIÓN POZO CAN 95

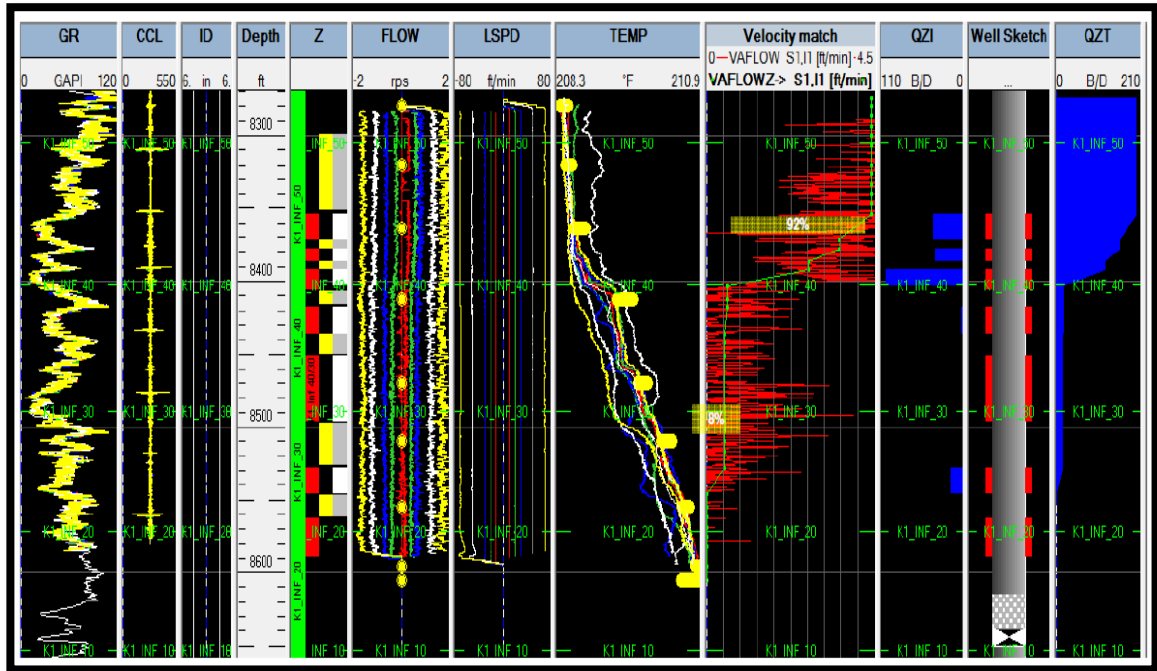
El pozo CAN 95 presenta un registro de producción PLT posterior a la fractura, para estimar la afectación de las fracturas en el comportamiento de producción del mismo, fue necesario involucrar el pozo CAN 97 que contiene un registro de producción PLT previo a ser estimulado. Estos pozos son compatibles para desarrollar la correlación, ya que poseen características similares.

Figura 28. Ubicación pozo CAN 95 Y CAN 97 Campo Castilla



Fuente: Ecopetrol S.A. Modificado por el autor.

Figura 29. Registro de producción previo a la fractura pozo CAN 97



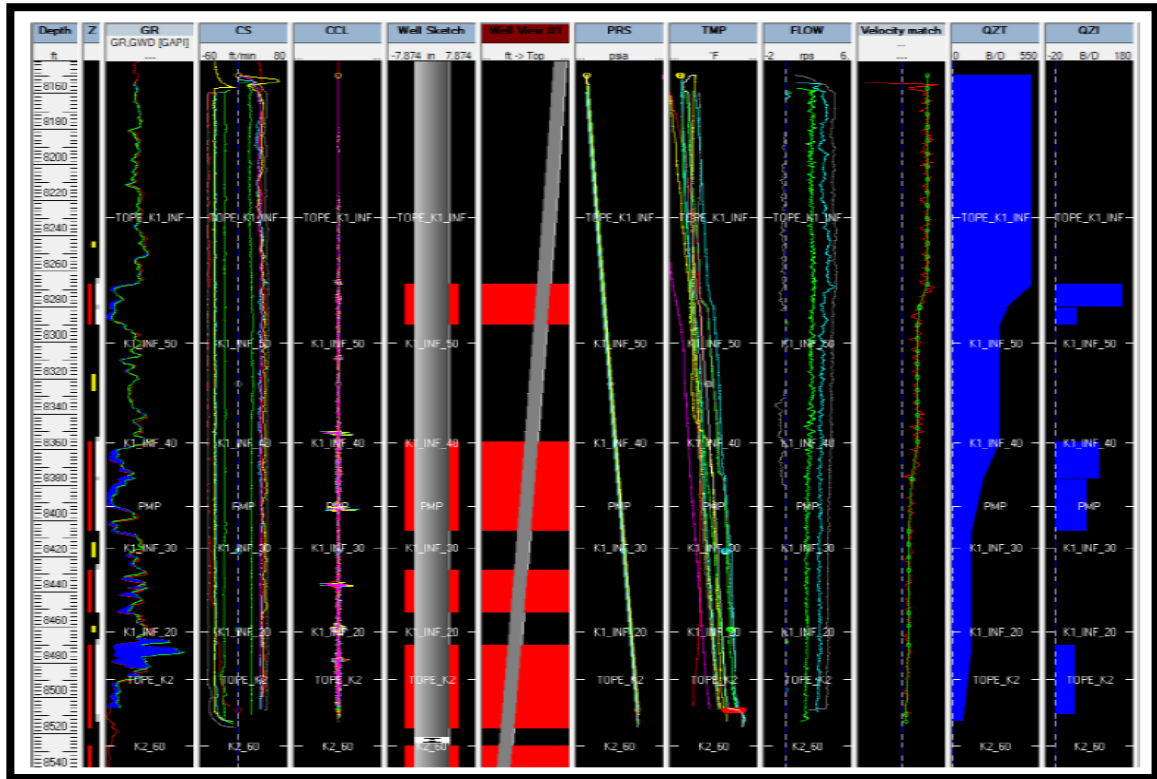
Fuente: Resultados Registro de Producción pozo Castilla Norte 97, Waetherford 2018.

Tabla 4. Resultados de obtenidos registro PLT CAN 97.

Formación	Intervalo (pies)		Estátus	dQf (STBPD)	dQf/Qf (%)	Twf (°F)	Pwf (psi)	Yo	Yw	QI/Qt (%)
	Tope	Base								
K1_INF_50	8354	8372	Open	39.16	20.19%	208.5	1287.9	ND	ND	20.19%
	8378	8387	Open	36.62	18.88%	208.61	1300.1	ND	ND	18.88%
	8392	8402	Open	100.58	51.86%	208.73	1303.5	ND	ND	51.86%
K1_INF_40	8418	8436	Open	1.92	0.99%	209.2	1308.8	ND	ND	0.99%
K1_INF_40 (K1_INF_30 8489'-8496')	8451	8496	Open	0	0.00%	209.41	1316.5	ND	ND	0.00%
K1_INF_30	8528	8546	Open	15.66	8.07%	210.05	1332.8	ND	ND	8.07%
Caudal Total (STBPD)				200.81						
Producción Total (RBPD)				193.94						

Fuente: Resultados Registro de Producción pozo Castilla Norte 97, Weatherford 2018.

Figura 30.Registro de producción posterior a la fractura pozo CAN 95



Fuente: Resultados Registro de Producción pozo Castilla Norte 95, Halliburton 2018

Tabla 5.Resultados de obtenidos registro PLT pozo CAN 95

RESULTADOS REGISTRO MPLT DINAMICO CN95				FECHA: 30/03/2018				
DATOS DE LA PRUEBA DEL POZO								
Datos de Producción		Datos de los Líquidos		HALLIBURTON				
Qt (bfpd)	531,00	API petróleo (°API)	12,00					
Qo (bopd)	21,00	Densid. Petróleo (gr/cc)	0,99					
Qw (bwpd)	510,00	Densid. Agua (gr/cc)	1,00					
BS&W (%)	96%	Salinid. Agua (ppm)	500,00					
RESULTADOS REGISTRO MPLT DINAMICO CN95								
RESULTADOS DEL REGISTRO A CONDICIONES DE FONDO								
Topes	Perforaciones (ft)		Subdivisiones (ft)		Qt	Q/Qt	P	T
	Topo	Base	Topo	Base	bfpd	%	psia	°F
TOPE_K1_INF	8267,00	8290,00	8267,00	8279,80	155,43	31%	1915,60	209,50
			8280,20	8290,00	51,33	10%	1920,10	209,55
K1_INF_40	8356,00	8406,00	8356,00	8376,20	101,83	20%	1942,90	209,64
			8376,50	8406,00	73,25	15%	1949,90	209,68
K1_INF_30	8428,00	8452,00			0,00	0%	1965,60	209,73
K1_INF_20 / TOPE_K2	8470,00	8517,00			121,56	24%	1978,90	209,78
TOTALES					503,40	100%		

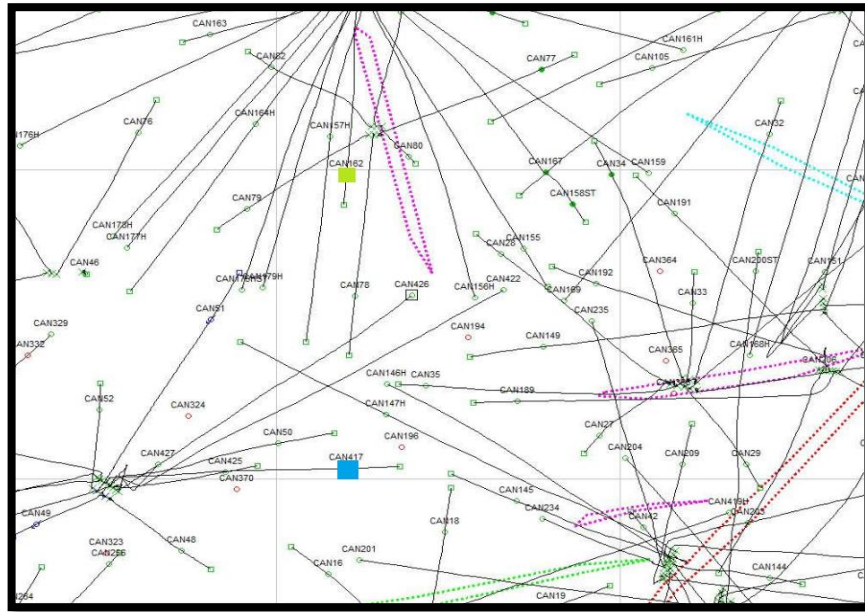
Fuente: Resultados Registro de Producción pozo Castilla Norte 95, Halliburton 2018

4.1.1 Análisis de resultados comparativa entre CAN 97 Y CAN 95. Partiendo de las condiciones de los pozos, donde el pozo CAN 97 presenta el registro de producción PLT previo a la fractura, compuesto por la unidad K1 Inferior completa, con intervalos desde 8402 ft hasta 8528 ft, con aportes de caudales especialmente bajos en los paquetes de arenas desde K1 INF 20 hasta K1 INF 40, en estos paquete de arenas existe un intervalo que genera producción desde 8528 ft a 8546 ft correspondientes a 21 ft, entre K1 INF 40 y K1 INF 30 con un porcentaje bajo de 8.07% equivalente a 15.66 barriles de fluido total aportado por la formación. Al estudiar el registro PLT posterior a la fractura se encuentra que gracias a la estimulación se evidenció la activación de zonas nuevas de la unidad K1 inferior específicamente en el Tope de dicha formación. Este PLT fue corrido en la misma formación en el pozo CAN 95 el cual, ya permanecía fracturado al momento de hacer la corrida. Los intervalos de este registro incluyen profundidades desde 8474.80 ft hasta 8270 ft y presencia de hidrocarburos. Para el paquete de arenas del Tope de K2 hasta K1 INF 20 se observa un incremento del 24% del fluido total que corresponde a 124.56 barriles adicionales, un aumento en el porcentaje de K1 INF 40 en el intervalo de 8376 ft a 8406ft de 15% equivalente a 73.25 barriles de fluido total. Otro paquete de arenas de 8356 ft a 8376 de la misma unidad K1 INF 40 con aporte del 20% es decir 101.863 barriles. Por último se tiene la unidad K1 INF 50 y el Tope de K1 Inferior que aportó en total el 41% del fluido total entre dos paquetes de arenas con 10% entre 8280.20 ft a 8290 ft y el 31% entre 8267 ft y 8274.80 ft. Con esto dicho se concluye que el fracturamiento hidráulico contactó paquetes de arenas nuevos que aportan nuevos caudales al acumulado total de fluido producido por el pozo, por esta razón se infiere que la baja del BSW posterior a la operación, sea ocasionada por el aumento de caudal de las nuevas zonas productoras.

4.2 REGISTROS DE PRODUCCIÓN POZO CAN 417

El pozo CAN 417 presenta un registro de producción PLT posterior a la fractura, para estimar la afectación de las fracturas en el comportamiento de producción del mismo, fue necesario involucrar el pozo CAN 162 que contiene un registro de producción PLT previo a ser estimulado. Estos pozos son compatibles para desarrollar la correlación, ya que poseen características similares.

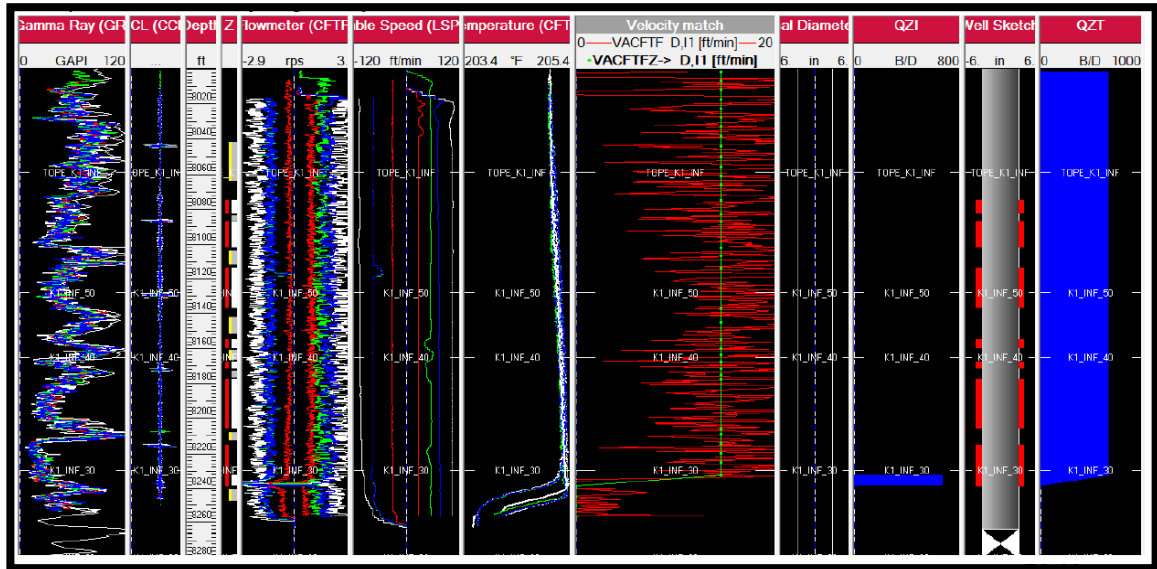
Figura 31. Ubicación pozo CAN 162 Y CAN 417 Campo Castilla.



CONVENCIONES	
	POZO CAN 162
	POZO CAN 417

Fuente: Ecopetrol S.A. Modificado por el autor

Figura 32. Registro de producción previo a la fractura pozo CAN 162



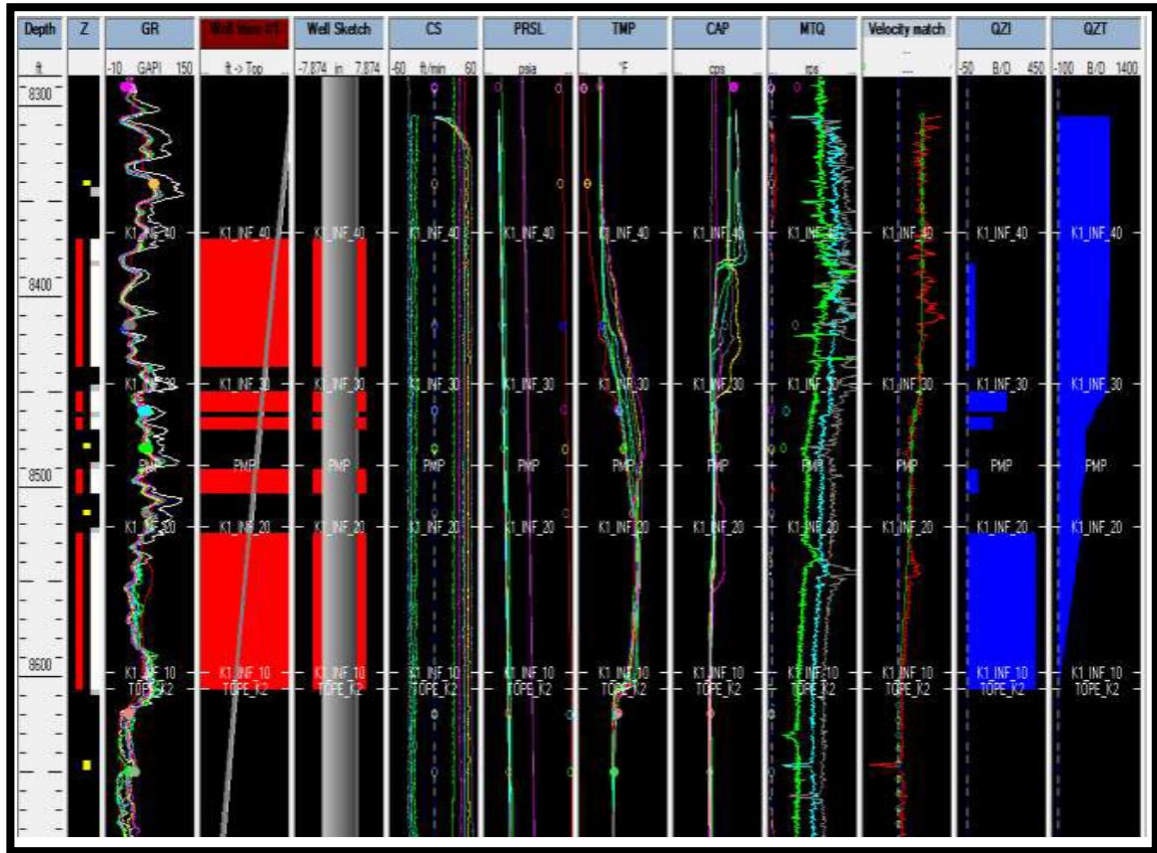
Fuente: Resultados Registro de Producción pozo Castilla Norte 162, Weatherford 2018

Tabla 6. Resultados de obtenidos registro PLT CAN 162

Sub-unidad	Intervalo de Aporte (pies)		Estátus	dQf (STBPD)	dQf/Qf (%)	Twf (°F)	Pwf (psi)	Yo	Yw	Qf/Qt (%)	Comentarios
	Tope	Base									
TOPE_K1_INF	8075	8083	Open	0	0.00%	205.04	1134.4	N/A	1.0	0.0%	
	8087	8102	Open	0	0.00%	205.07	1142.9	N/A	1.0	0.0%	
	8114	8137	Open	0	0.00%	205.12	1148.8	N/A	1.0	0.0%	
K1_INF_50	8155	8160	Open	110.2	14.64%	205.18	1159.0	N/A	1.0	14.6%	
K1_INF_40	8168	8172	Open	14.23	1.89%	205.21	1163.6	N/A	1.0	1.9%	Principal zona productora
	8178	8206	Open	1.14	0.15%	205.23	1166.6	N/A	1.0	0.2%	
	8215	8239	Open	627.27	83.32%	205.27	1175.9	N/A	1.0	83.3%	
Caudal Total (RBDP)				778.86							
Producción Total (STBPD)				752.84							

Fuente: Resultados Registro de Producción pozo Castilla Norte 162, Weatherford 2018

Figura 33. Registro de producción posterior a la fractura pozo CAN 417



Fuente: Resultados Registro de Producción pozo Castilla Norte 417, Weatherford 2018.

Tabla 7. Resultados de obtenidos registro PLT CAN 417

Formación	Intervalo de Aporte (pies)		Estátus	dQf (STBPD)	dQf/Qft (%)	Twf (°F)	Pwf (psi)	Yo	Yw	Qf/Qft (%)	Comentarios
	Tope	Base									
K1_INF_40	8370.00	8383.00	Open	0.00	0.00%	203.53	1203.10	N/A	1.0	0.00%	Perforacion Subdividida de acuerdo a sus propiedades de flujo
	8383.10	8437.00	Open	49.78	5.80%	203.53	1208.90			5.80%	
K1_INF_30	8450.00	8461.00	Open	223.52	26.06%	203.75	1218.40			26.06%	
K1_INF_30	8464.00	8470.00	Open	144.15	16.81%	203.94	1220.40			16.81%	
K1_INF_30	8491.00	8504.00	Open	63.05	7.35%	204.35	1224.30			7.35%	
K1_INF_20 / K1_INF_10	8525.00	8607.00	Open	377.11	43.97%	204.81	1229.20	43.97%			
Caudal Total (RBPD)				857.61							
Producción Total (STBPD)				857.61							

Fuente: Resultados Registro de Producción pozo Castilla Norte 417, Weatherford 2018

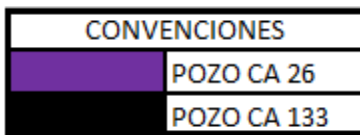
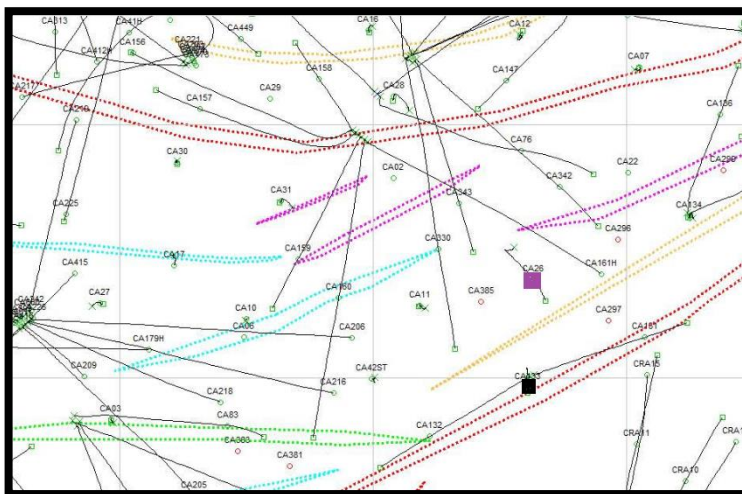
4.2.1 Análisis de resultados comparativa entre CAN 417 Y CAN 162. Este análisis parte del comparativo entre los paquetes de arenas contemplados en la unidad K1 inferir de tope a base, de los pozos CAN 417 Y CAN 162. las arenas de

baja producción en el pozo CAN 162 se encuentran en K1 INF 30, se tiene en cuenta estos intervalos ya que este pozo no ha sido fracturado y es de vital importancia realizar seguimiento al detalle de la formación productora, con el fin de identificar los aumentos de caudal de arenas no activas. El caudal total de fluido del PLT de este pozo es 778.86 barriles, aportados por la formación K1 INF 40 en el intervalo de 8168 ft hasta 8239 ft, con un porcentaje del 85.36% y el 14.64% de la formación K1 INF 50 ubicada en el intervalo desde 8155 ft hasta 8160 ft. Los demás paquetes de arenas desde el tope de K2 hasta K1 INF 30 no presentaron presencia de fluidos. Para el PLT corrido en el pozo CAN 417 el cual presenta fractura, se evidencia una distribución completamente diferente al PLT previo a la fractura, debido a que los aportes ahora se reportan en paquetes de arenas desde K1 INF 10 hasta K1 INF 30, teniendo mayor existencia de fluidos. En los intervalos de 8525 ft a 8607 ft se encuentran K1INF 10 y K1 INF 20 con un aporte total de 377.11 barriles correspondientes a 43.97% del fluido total. El 50.22% equivalente a 430.72 barriles de fluido fueron aportados desde K1 INF 30, lo que deja a K1INF con un porcentaje de 5%. La variación de porcentajes de producción por zona, confirma los alcances de los efectos de la fractura en formaciones consolidadas, en este caso se evidencia como la formación K1 INF 40 pasa de generar el 85.36% a solo entregar el 5%, mientras el PLT posterior muestra como la nueva zona productora del 50.22% es K1INF 30 y del 43.97% es K1 INF 20 y K1 INF 10. Se puede afirmar que la fractura tuvo una desviación hacia estas formaciones formando un canal preferencial de áreas cercanas al tope de K2. Para este segundo PLT se registro 857.61 barriles de fluido total.

4.3 REGISTROS DE PRODUCCIÓN POZO CA 133

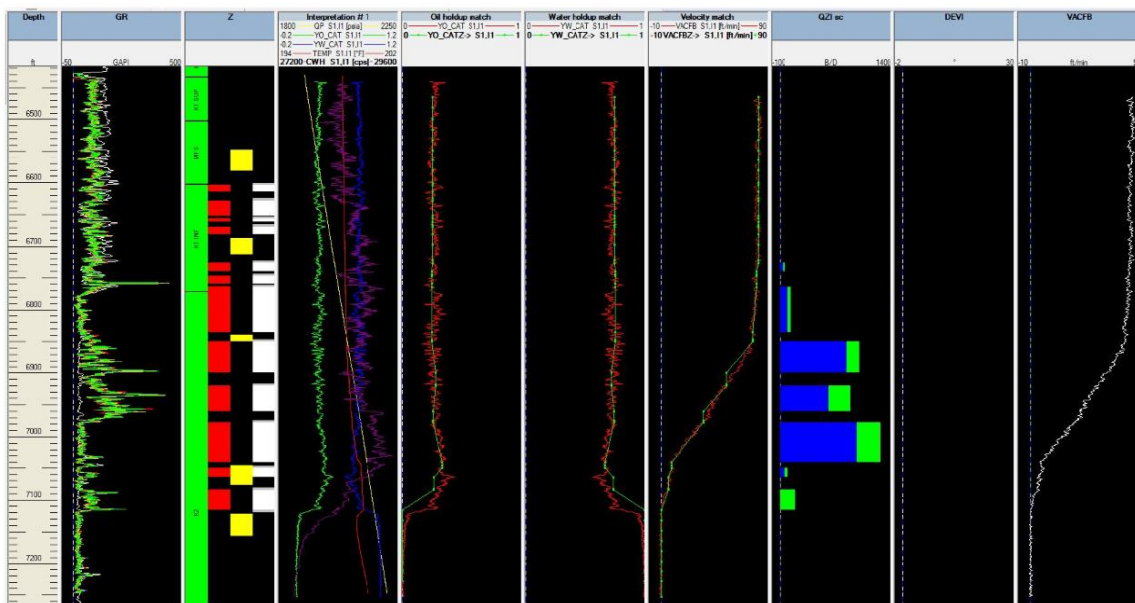
El pozo CA 133 presenta un registro de producción PLT posterior a la fractura, para estimar la afectación de las fracturas en el comportamiento de producción del mismo, fue necesario involucrar el pozo CA 26 que contiene un registro de producción PLT previo a ser estimulado. Estos pozos son compatibles para desarrollar la correlación, ya que poseen características similares.

Figura 34. Ubicación pozo CA 26 Y CA 133 Campo Castilla.



Fuente: Ecopetrol S.A. Modificado por el autor.

Figura 35. Registro de producción previo a la fractura pozo CA 26



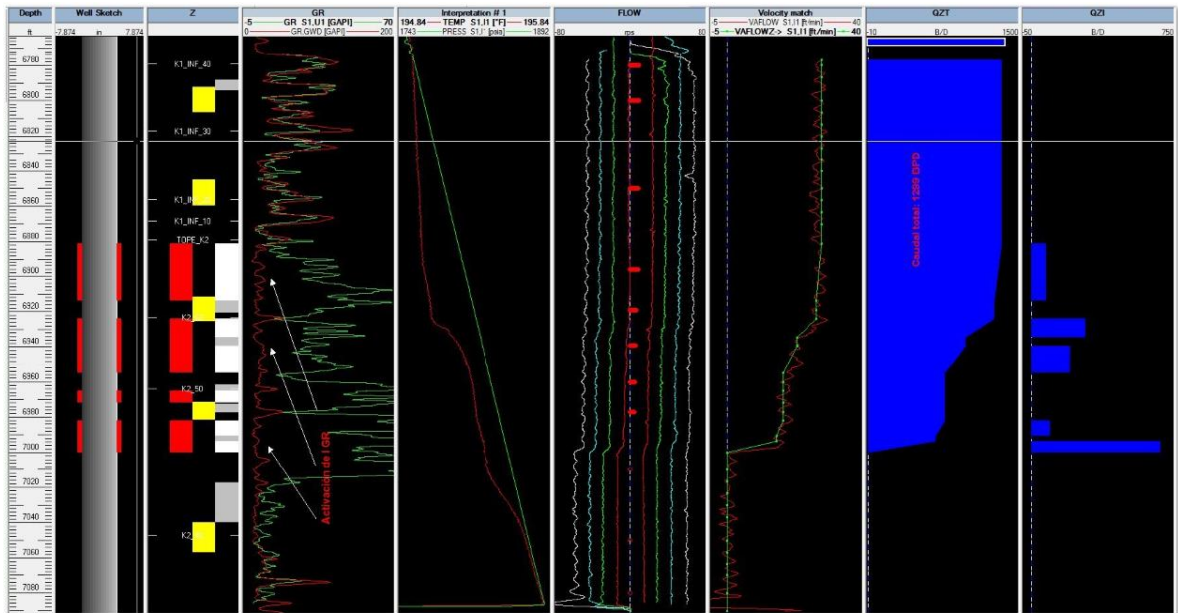
Fuente: Informe Registro de Producción pozo Castilla 26 Production Testing Services Colombia PTS, 2018

Tabla 8. Resultados de obtenidos registro PLT CA 26

Formación	Intervalo		Qt	Qi/Qt	Qo	Qo/Qt	Qw	Qw/Qt	Corte agua
	Pies	BFPD	%	BOPD	%	BWPD	%	%	
K1 INF	6604 - 6614	0	0%	0	0%	0	0%	0%	
	6628 - 6652	0	0%	0	0%	0	0%	0%	
	6656 - 6661	0	0%	0	0%	0	0%	0%	
	6669 - 6681	0	0%	0	0%	0	0%	0%	
	6727 - 6740	67	2%	28	3%	39	1%	58%	
6747 - 6760	0	0%	0	0%	0	0%	0%		
K1 INF - K2	6764 - 6834	145	4%	47	5%	97	4%	67%	
	6850 - 6900	996	27%	158	15%	839	32%	84%	
K2	6920 - 6960	887	24%	271	26%	616	24%	69%	
	6978 - 7040	1265	35%	294	26%	971	37%	77%	
	7050 - 7065	104	3%	48	5%	56	2%	54%	
	7084 - 7116	196	5%	196	19%	0	0%	0%	

Fuente: Informe Registro de Producción pozo Castilla 26 Production Testing Services Colombia PTS, 2018

Figura 36. Registro de producción posterior a la fractura pozo CA 133



Fuente: Resultados Registro de Producción pozo Castilla 133, Weatherford 2018.

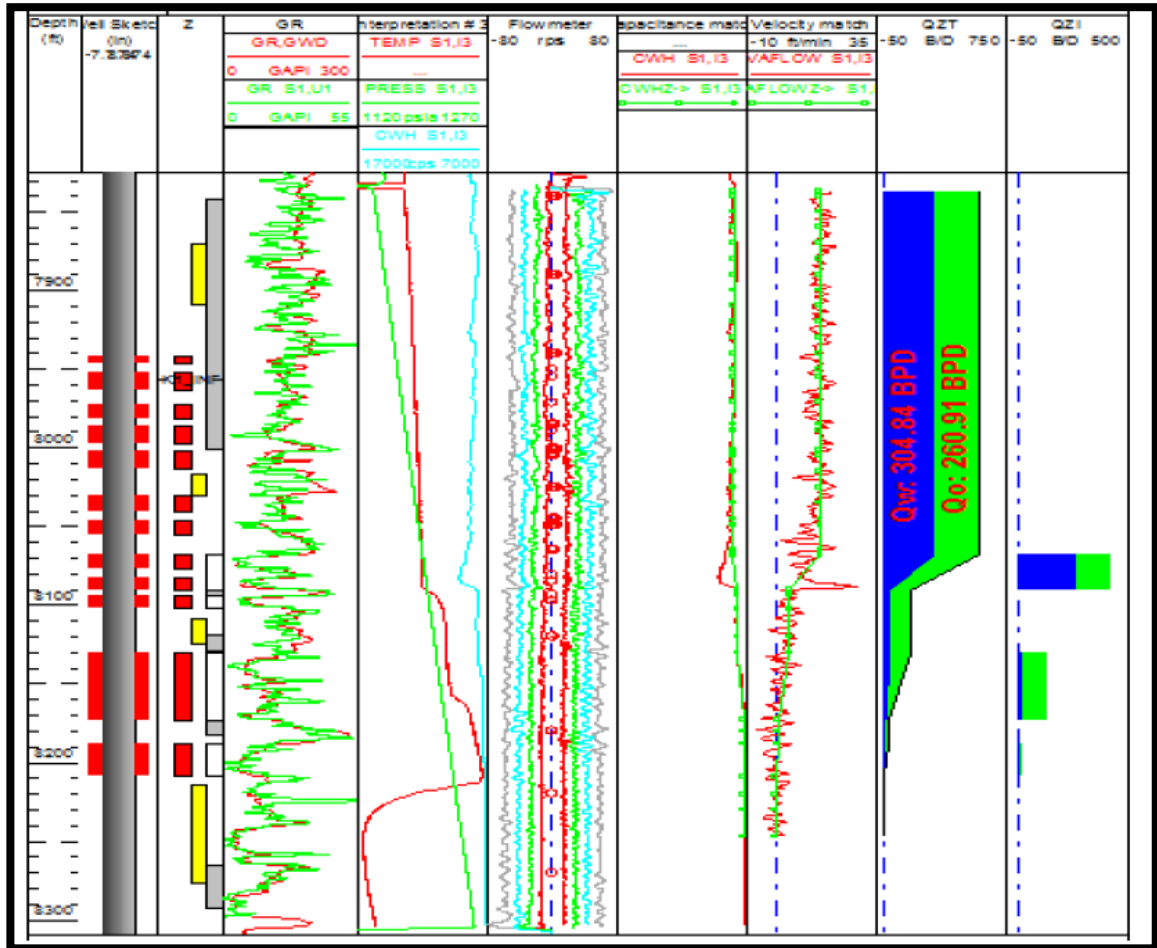
Tabla 9. Resultados de obtenidos registro PLT CA 133

Formación	Intervalo de Aporte (pies)		dQf (STBPD)	dQf/Qft (%)	Twf (°F)	Pwf (psi)	Yo	Yw	QI/Qt (%)	Comentarios
	Tope	Base								
TOPE_K2	6881	6914	72,12	5,55%	195,04	1805,98	0,000	1,000	5,6%	
K2_60	6924	6935	275,65	21,22%	195,30	1823,18			21,2%	Intervalo subdividido
	6940	6955	195,72	15,07%					15,1%	
K2_50	6965	6972	0,00	0,00%	195,35	1835,07			0,0%	
	6982	6991	94,25	7,26%	195,42	1844,32			7,3%	Intervalo subdividido
	6994	7000	660,97	50,89%					50,9%	
Caudal Total (RBPD)			1335,90							
Producción Total (STBPD)			1298,71							

Fuente: Resultados Registro de Producción pozo Castilla 133, Weatherford 2018.

4.3.1 Análisis de resultados comparativa entre CA 133 Y CA 26. La evaluación realizada para este caso está enfocada en la Formación Guadalupe, en la unidad K2 y parte de K1 inferior. Los dos pozos presentes fueron perforados en la formación K2, tanto CA 26 como CA 133, estos están ubicados en zona sur del campo castilla norte, he aquí la razón de por qué alcanzan a la formación K2, pues el yacimiento en el Campo Castilla hacia el sur tiende hacerse más profundo debido al sistema de fallas normales e inversas que lo componen. El PLT previo a la fractura presente en el pozo CA 26, asegura que entre 6764 ft y 6834 ft se está generando el menor aporte con 6% del fluido total, teniendo en cuenta que está ubicado en el Tope de K2 y K1 INF 10. Mientras que para el resto de la formación K2 comprendida entre 6850 ft y 7116 ft es responsable de la producción del 94% de los 3658 barriles de fluido diario reportados. Por otra parte se tiene el PLT posterior a la fractura tomando en el pozo CA 133 que reporta producción dividida en tres unidades diferentes, para el intervalo 6881 ft a 6914 ft ubicado en el Tope de K2 se interpreta un 5.55% correspondiente a 72 barriles de fluido, el intervalo 6924 ft – 6955 ft le corresponden 471.37 barriles de fluido equivalente al 36.29% del fluido total ubicado en la unidad K2 60 y por último la formación K2 50 que produce 755.22 barriles de fluido equivalentes a 58.15 % del fluido total, conformado por el intervalo desde 6965 ft hasta 7000 ft. Con esto se comprueba nuevamente que la baja del BWS está ligada a la formación que las fracturas logren contactar, en este caso la formación K1 INF 10 no aportó caudal de fluido después de la fractura, pero se aumentó el caudal de fluido en K2. Por otra parte se debe tener en cuenta que el PLT del CA 133 fue tomado de forma cuantitativa, lo que impide la evaluación del comportamiento de producción por zona detalla. Por esta razón no se puede definir con exactitud que cantidad del caudal total es de crudo y que cantidad de agua, por el diferencial de fluido total en cada PLT se ve una disminución después de la fractura lo que puede sugerir una baja del BSW y un aumento en la producción de petróleo.

Figura 38. Registro de producción previo a la fractura pozo CA 229



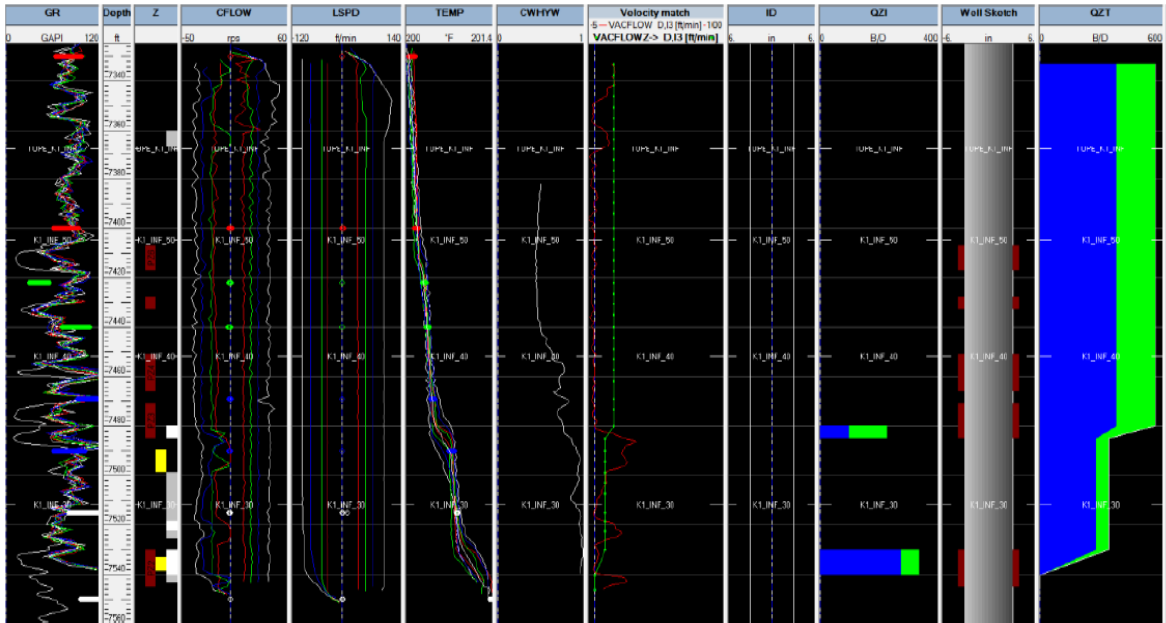
Fuente: Informe Final Registro de Producción, Lupatech, 2018

Tabla 10. Resultados de obtenidos registro PLT CA 229

Formación	Intervalo (pies)		Estátus	dQw (STBPD)	dQw/Qwt (%)	dQo (STBPD)	dQo/QoT (%)	Twf (°F)	Pwf (psi)	Yo	Yw	Ql/Qt (%)
	Topo	Base										
K1_INF	8068	8090	Open	260,29	85,39%	151,42	58,04%	196,87	1197	0,193	0,807	72,77%
	8094	8102	Open	0,00	0,00%	0,00	0,00%	197,16	1203	0,099	0,901	0,00%
	8130	8173	Open	30,63	10,05%	101,01	38,71%	197,32	1216	0,099	0,901	23,27%
	8188	8209	Open	13,92	4,57%	8,48	3,25%	197,79	1230	0,008	0,992	3,96%
Caudales Totales por Fase				304,84		260,91						
Producción Total (STBPD)				565,75								

Fuente: Informe Final Registro de Producción, Lupatech, 2018

Figura 39. Registro de producción posterior a la fractura pozo CA 101



Fuente: Resultados Registro de Producción pozo Castilla 101, Weatherford 2018.

Tabla 11. Resultados de obtenidos registro PLT CA 101

Sub-unidad	Punzados (pies)		Intervalo de Aporte (pies)		Estátus	dQw(STBPD)	dQo(STBPD)	dQt(STBPD)	dQt/Qft (%)
	Tope	Base	Tope	Base					
K1 INF-50	7407	7417	7407	7417	Open	0.0	0.0	0.0	0.00%
	7428	7433	7428	7433	Open	0.0	0.0	0.0	0.00%
K1 INF-40	7451	7466	7451	7466	Open	0.0	0.0	0.0	0.00%
	7471	7485	7471	7485	Open	0.0	0.0	0.0	0.00%
K1INF_30	7530	7545	7530	7540.3	Open	266.5	59.9	326.3	59.62%
	7573	7580	7480	7485	Open	97.8	123.2	221.0	40.38%
Caudal Total (RBPD)						364.3	183.1	547.3	

Fuente: Resultados Registro de Producción pozo Castilla 101, Weatherford 2018.

4.4.1 Análisis de resultados comparativa entre CA 101 Y CA 229. En este caso el pozo CA 229 posee el PLT previo a la fractura hidráulica que muestra los resultados obtenidos en la corrida la cual fue desarrollada con identificador de fluidos two face, lo que permite reconocer cantidad y tipo de fluido.

A una profundidad de 8068 ft hasta 8209 ft, se presenta la formación K1 Inferior, la cual se dividió en tres paquetes de arenas que portan fluidos y una nula. El intervalo 8060 ft a 8090 ft presenta el 72.77 % del fluido total, el 58.04 % del petróleo correspondiente a 151.42 barriles y el 85.39% de agua equivalente a 260.29 barriles. El segundo intervalo está comprendido entre 8094 ft y 8102 ft no evidencia

presencia de hidrocarburos. El tercer intervalo se encuentra entre 8130 ft y 8173 ft con el 23.27% del fluido total, el 38.71% de petróleo equivalente a 101.01 barriles y 10.05% de agua concerniente a 30.63 barriles. Y por último el cuarto intervalo conformado desde 8188 ft hasta 8209 ft, con presencia de 3.96% del fluido total, 4.57% de producción petróleo equivalente a 13.92 barriles y 3.25 % de producción de agua equivalente a 8.48 barriles.

El PLT posterior al fracturamiento hidráulico se tomó en el pozo CA 229, este se encuentra ubicado en la unidad K1 inferior registra un intervalo de tope a base desde 7530 ft hasta 7545 ft con un aporte total por zona de 326.3 barriles de fluido correspondientes al 59.6%, compuesto por 266.5 barriles de agua y 59.9 barriles de petróleo. El segundo intervalo que reconoce presencia de crudo está ubicado entre 7573 ft y 7580 ft, conformado por 221 barriles de fluido total equivalente al 40.38% del fluido total que aporta la zona K1 INF 30, y por último 97.8 barriles de agua y 123.2 barriles de petróleo.

En conclusión se obtiene que en cuanto a la producción de fluidos, el PLT posterior presenta una disminución después del fracturamiento hidráulico y una disminución de la producción de hidrocarburos, paralelamente se evidencia un aumento en el caudal de agua producida por la zona, lo que sugiere que el efecto de las fracturas en el comportamiento de producción está definido también por la cercanía que se tenga con el acuífero activo del yacimiento en el Campo Castilla. La producción después de la fractura se ve orientada a solo la unidad K1INF 30, que está más cerca al tope de K2 donde se ubica el acuífero activo. Previo al fracturamiento hidráulico se muestra toda la formación K1 inferior con diversos porcentajes de aporte a producción, lo que indica que al producir solo por K1 INF 30 se tiene menor presión en el área llevando a la posible filtración del agua por las fracturas, gobernando el mecanismo de producción.

4.5 TEST DE LABORATORIO

Las pruebas de laboratorio existentes en el proyecto fueron realizadas previas a los fracturamientos hidráulicos, las cuales consistieron en análisis de fractura y desplazamiento en núcleos, buscando las dimensiones del diseño de la fractura, basado en las propiedades de la roca, tomando como principio la identificación del Leakoff de la fractura, donde se mide que tan bien empaquetada queda la fractura en el yacimiento, teniendo en cuenta que la alta permeabilidad favorece la ubicación del propante, se monitorea la presión en un determinado tiempo, donde si antes de completarse dicho tiempo esta tiende a disminuir, se puede observar una falla en la operación de fractura, o un mal empaquetamiento de la fractura en el yacimiento. Se realizaron las pruebas en varios pozos del campo, debido a la lejanía existente con los pozos evaluados no se puede establecer una relación directa con el proyecto, por otra parte las pruebas fueron solo desarrolladas en zonas saturadas con aceite y en el yacimiento se tienen tres fases las cuales crean una dinámica de fluidos

diferente, lo cual no fue concluyente para el estudio de los efectos de la fractura en el comportamiento de producción del campo.

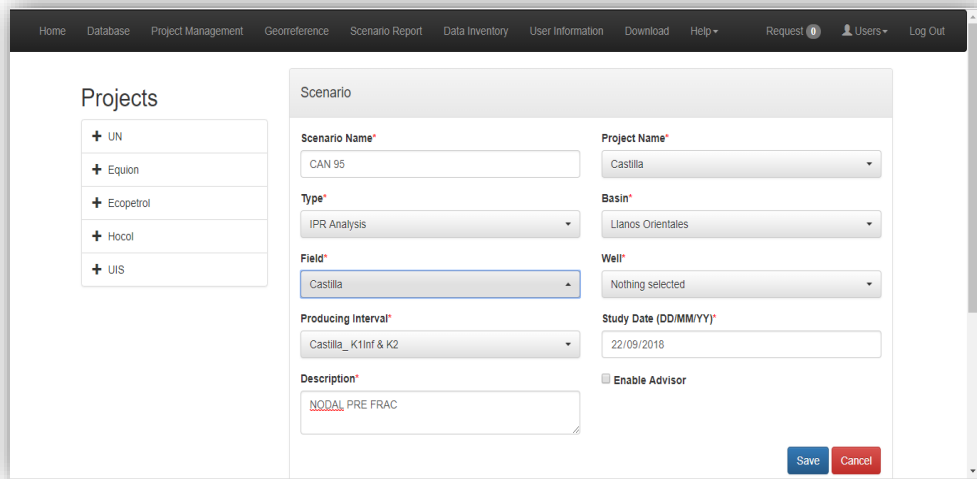
5. SIMULACIONES DE LAS PRUEBAS DE PRODUCTIVIDAD POSTERIORES AL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Capítulo dedicado a la presentación de los resultados de los análisis nodales posteriores a la implementación de la operación del fracturamiento hidráulico, en cuatro pozos del campo castilla mediante el uso del simulador IFDM (Integrated Formation Damage Model). El simulador está enfocado en el cálculo del daño presentado en la formación, partiendo de variables como la permeabilidad geométrica (K), caudales de producción de petróleos tomados de los PLT posteriores a la operación, presión de fondo fluuyente (BHP), porosidad promedio del yacimiento (Φ) y radio de drenaje (Re). Con la información descrita anteriormente se procede a realizar las respectivas sensibilidades de daño que dan como resultado posibles volúmenes de producción futuro. Daño que será removido por efecto de las fracturas del fracturamiento hidráulico. Con el fin de entender los resultados del análisis nodal de cada pozo se exponen los diseños de fractura de cada pozo.

5.1 SIMULACION INTEGRATED FORMATION DAMAGE MODEL (IFDM)

A continuación se presenta la guía de pasos para crear las pruebas de productividad por pozo, con el simulador IFDM (Integrated Formation Damage Model) proporcionado por la empresa Ecopetrol S.A. es pertinente tener los datos necesarios para la simulación como: permeabilidad (k), porosidad del yacimiento (Φ), presión de yacimiento (Pws), presión de fondo fluuyente (Pwf), presión de saturación (Ps), caudal de petróleo, BSW, espesor de la arena productora (Net pay), tipo de fluido, radio del pozo (Rw) y radio de drenaje (Re). Toda la data anterior debe corresponder a la información posterior al fracturamiento hidráulico, para generar las curvas de producción resultantes a la operación.

1. Ingreso de la información general del pozo. Sección Escenario



The screenshot displays the 'Scenario' configuration form within the IFDM software. The interface includes a top navigation bar with options like Home, Database, Project Management, Georeference, Scenario Report, Data Inventory, User Information, Download, Help, Request, Users, and Log Out. On the left, there is a 'Projects' sidebar with expandable sections for UN, Equion, Ecopetrol, Hocol, and UIS. The main 'Scenario' form contains the following fields:

- Scenario Name***: CAN 95
- Project Name***: Castilla
- Type***: IPR Analysis
- Basin***: Llanos Orientales
- Field***: Castilla
- Well***: Nothing selected
- Producing Interval***: Castilla_K1Inf & K2
- Study Date (DD/MM/YY)***: 22/09/2018
- Description***: NODAL PRE FRAC
- Enable Advisor

At the bottom right of the form, there are 'Save' and 'Cancel' buttons.

2. Ingreso de la información del fluido y del yacimiento del pozo. Sección Well Data.

The screenshot shows a web application interface for entering well data. On the left, there is a 'Projects' sidebar with a list of project names: UN, Equion, Ecopetrol, Hocol, and UIS, each with a plus sign icon. The main content area has a dark header bar with the following text: 'Scenario: CAN_95', 'Basin: Llanos Orientales - Field: Castilla - Producing interval: Castilla_ K1Inf & K2 - Well: Castilla-37', and 'User: Jorge Bahamon'. Below the header, there are four tabs: 'Well Data', 'Production Data', 'Rock Properties', and 'Fluid Properties'. The 'Well Data' tab is active, and its content is displayed in a light gray box. The 'Well Data' section includes a 'Fluid*' dropdown menu set to 'Black Oil'. Below this, there are three input fields: 'Well Radius*' with the value '0.58' and unit 'ft', 'Reservoir Drainage Radius*' with the value '2500' and unit 'ft', and 'Reservoir Pressure*' with the value '1775' and unit 'psi'. A red 'Cancel' button is located at the bottom right of the form.

3. Ingreso de la información concerniente a la producción del pozo. Sección Production Data.

The screenshot shows the same web application interface, but now the 'Production Data' tab is active. The header bar and sidebar are identical to the previous screenshot. The 'Production Data' section is displayed in a light gray box and includes three input fields: 'Oil Rate*' with the value '63' and unit 'bbl/day', 'BHP*' with the value '1895' and unit 'psi', and 'BSW*' with the value '0.98' and unit 'Fraction'. A red 'Cancel' button is located at the bottom right of the form. At the bottom of the page, there are four logos: 'UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA', 'equion' (Energía para la vida), 'ecopetrol' (ENERGÍA PARA EL FUTURO), and 'HOCOL'.

4. Ingreso de la información petrofísica del pozo. Sección Rock properties.

Scenario: CAN_95
 Basin: Llanos Orientales - Field: Castilla - Producing interval: Castilla_K1Inf & K2 - Well: Castilla-37
 User: Jorge Bahamon

Well Data Production Data **Rock Properties** Fluid Properties

Rock Properties

Basic Petrophysics

Initial Reservoir Pressure* 2792 psi Absolute Permeability At Initial Reservoir Pressure* 2060 md

Net Pay* 250 ft

Use Permeability Module

Calculate Permeability Module

Absolute Permeability* 2060 md Porosity* 0.22 Fraction

Rock Type* Consolidated

5. ingreso de la presión de saturación y puesta en marcha del simulador en la opción RUN IPR. Sección Fluid properties

Scenario: CAN_95
 Basin: Llanos Orientales - Field: Castilla - Producing interval: Castilla_K1Inf & K2 - Well: Castilla-37
 User: Jorge Bahamon

Well Data Production Data Rock Properties **Fluid Properties**

Fluid properties

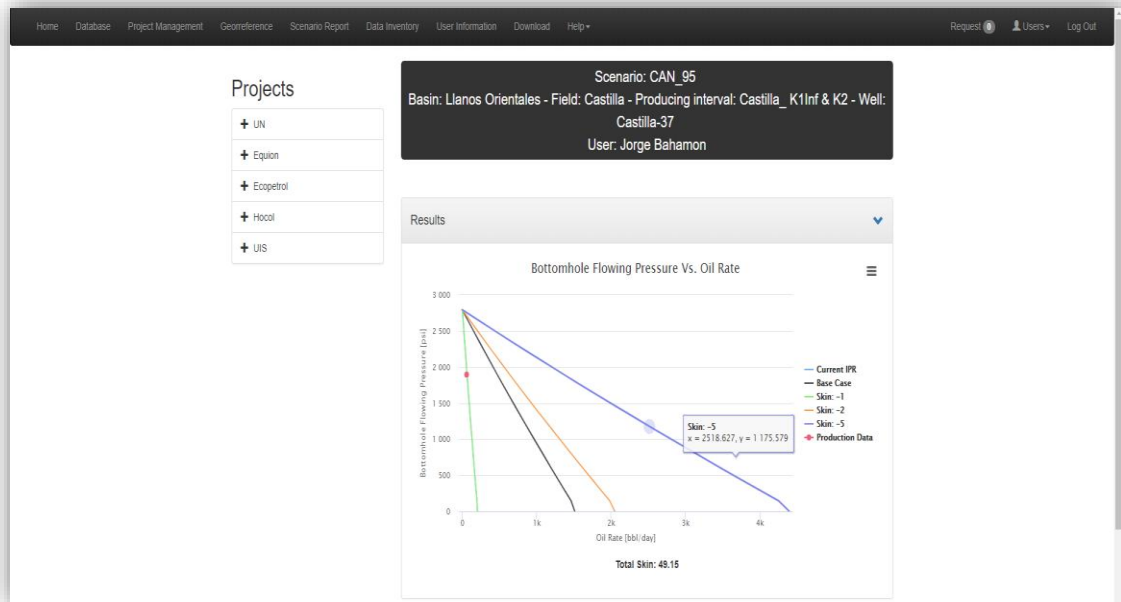
Saturation Pressure* 130 psi

PVT Data

	Pressure[psi]	Oil Viscosity [cp]	Oil Volumetric Factor [RB/STB]	Water Viscosity [cp]
1	129.0000	82.0000	1.0400	1.0000
2	130.0000	82.0000	1.0400	1.0000
3	1515.0000	113.3000	1.0300	1.0000

Run IPR Cancel

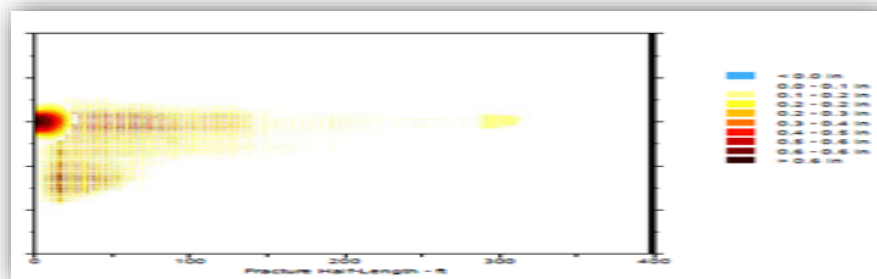
6. Finalmente se generan las curvas IPR con sus respectivas sensibilidades de daño.



5.2 POZO CAN 95 CAMPO CASTILLA ECOPETROL

El objetivo del diseño de fractura para este pozo radica en la necesidad de crear canales altamente conductivos de longitud considerable que sobrepase el daño de formación. Adicionalmente maximizar la conductividad de fractura y permitir sin restricciones el flujo de fluidos del yacimiento al pozo. La empresa prestadora del servicio para este pozo fue Schlumberger, la cual utilizó el simulador FracCade para simular el posible diseño de fractura. El caudal de bombeo requerido para lograr los objetivos propuestos es de 20 barriles por minuto, y el total de apuntalante es de 62600 lb de C-Lite tamaño de malla 16/20.

Figura 40. Geometría de Fractura según diseño para pozo CAN 95

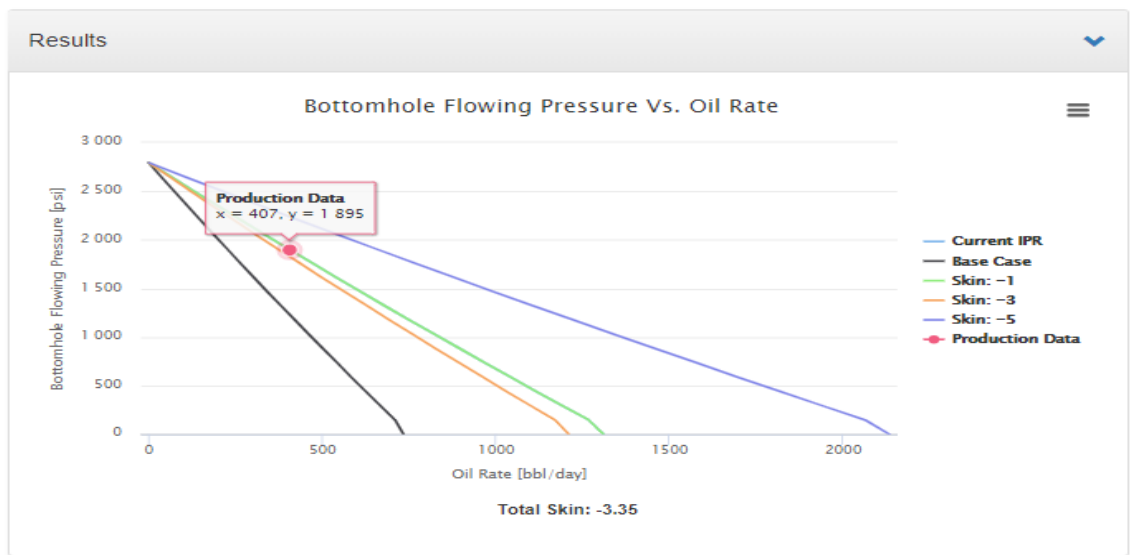


Fuente. Reporte de Schlumberger diseño del fracturamiento hidráulico para Ecopetrol S.A. año 2015. Modificado por el autor.

Luego de revisar la información pertinente y con sus respectivos análisis se pudo concluir que el pozo Castilla Norte 95 puede incrementar su producción mediante fracturamiento hidráulico en los intervalos propuestos.

Gráfica 7. Análisis nodal posterior al fracturamiento hidráulico pozo CAN 95

Scenario: CAN_95
 Basin: Llanos Orientales - Field: Castilla - Producing interval: Castilla_ K1Inf & K2 - Well: Castilla-37
 User: Jorge Bahamon



Fuente. Elaboración propia.

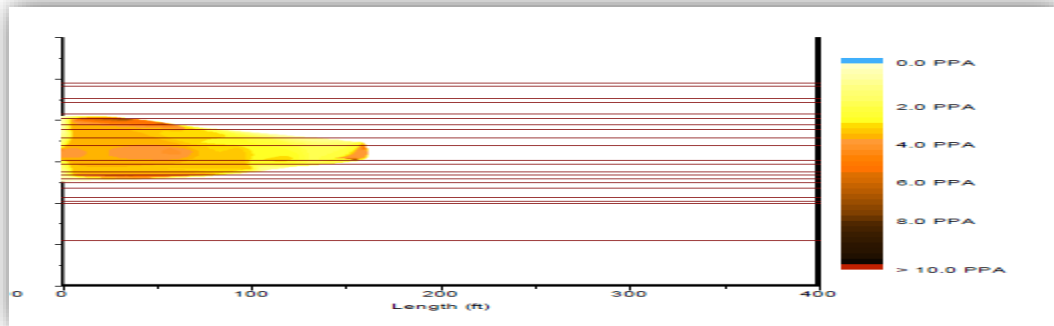
El análisis nodal posterior fractura para el pozo CAN 95, generó el estado actual de producción con un daño de -3.35, una presión de fondo fluyente (P_{wf}) de 1895 psi y 407 BOPD como se muestra con la línea naranja. Las líneas negra, verde y morada muestran los comportamientos de producción con sensibilidades de daño de 0, -1 y -5 respectivamente.

El aumento de producción es debido a la remoción del daño, pues el efecto de las fracturas limpió la cara de la formación y con esto se aumentó la permeabilidad. La permeabilidad inicial tomada en campo fue de 2060mD, pero la permeabilidad posterior al fracturamiento hidráulico teóricamente es asumida como infinita, lo cual para efecto de la simulación anterior fue tomada como 4000mD en un caso pesimista. Los datos tomados para esta simulación fueron: presión de yacimiento 2792 psi, presión de fondo fluyente previa a la fractura era 1550 psi, teniendo en cuenta que la presión de fondo fluyente posterior de 1895 psi, apoyando el incremental de producción.

5.3 POZO CAN 417 CAMPO CASTILLA ECOPETROL

El alcance del fracturamiento hidráulico para este pozo radica en la necesidad de realizar un bypass a través de la formación, atravesando la zona dañada, la zona de transición llegando así a la zona virgen. Creando canales preferenciales para el flujo de fluidos al pozo desde el yacimiento. Se ejecutó el fracturamiento hidráulico en los ciclos K1 INF 40, K1 INF 30, k1 INF 20 en los intervalos 8370'-8437', 8450'-8461', 8464'-8470', 8491'-8504', 8525'-8607'. , con el fin de incrementar la producción en 250 BOPD. Al realizar la operación en los ciclos K1 INF 40, K1 INF 30, K1 INF 20 de la Formación Guadalupe, se realiza un bypass del daño en la cara de la formación que permite mayor flujo de fluidos en las arenas de bajo índice de productividad. Operación realizada y completada por Schlumberger.

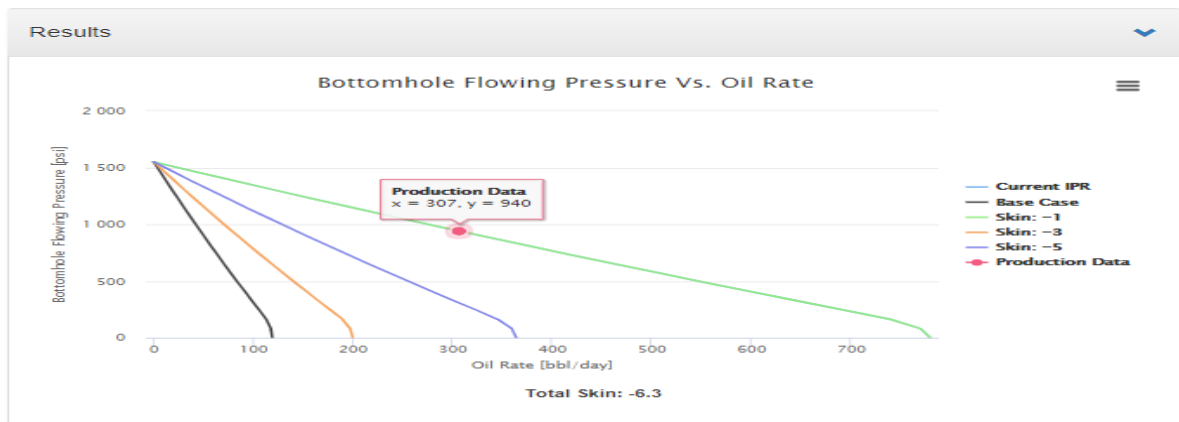
Figura 41. Geometría de Fractura según diseño para pozo CAN 417



Fuente. Reporte de Halliburton diseño del fracturamiento Schlumberger para Ecopetrol S.A. año 2015.

Gráfica 8. Análisis nodal posterior al fracturamiento hidráulico pozo CAN 417

Basin: Llanos Orientales - Field: Castilla - Producing interval: Castilla_ K1Inf & K2 - Well: Castilla-37
User: Jorge Bahamon



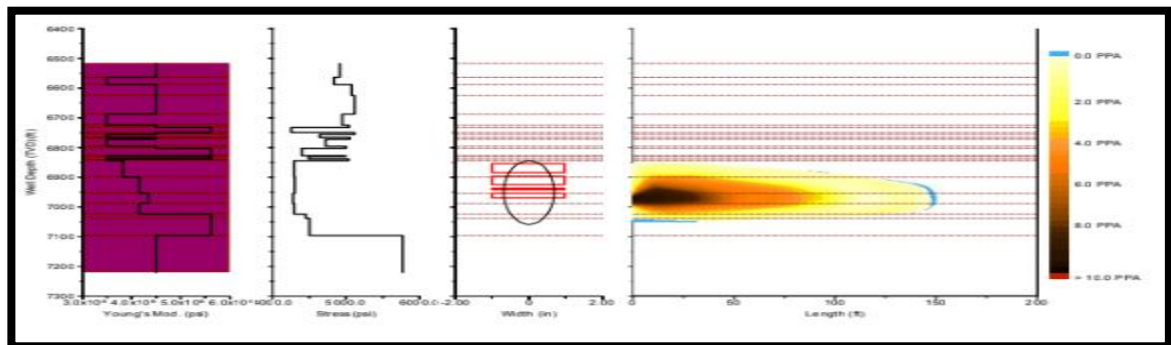
Fuente. Elaboración propia.

El análisis nodal posterior fractura para el pozo CAN 417, generó el estado actual de producción con un daño de -6.3 , una presión de fondo fluyente (Pwf) de 940 psi y 307 BOPD como se muestra con la línea verde. Las líneas negra, amarilla y morada muestran los comportamientos de producción con sensibilidades de daño de 0, -3 y -5 respectivamente. Para este pozo se esperaba una remoción de daño bastante alta debido a que la producción incremental superaba el objetivo de 250 BPPD, así mismo lo expresa la simulación señalando un posible bypass hasta la zona virgen que ayudara a un incremental de producción tan significativo. Las sensibilidades al daño se simularon con la expectativa que se tenía de limpieza para el pozo de -5 en el caso optimista y de -1 en el caso pesimista. Los resultados arrojados por el simulador sugieren que el fracturamiento tuvo excelentes efectos en la producción superando el daño por encima de -6.

5.4 POZO CA 133 CAMPO CASTILLA ECOPETROL

El alcance de esta operación incluye el aumento de producción y la remoción de daño, por esto a continuación se presenta la información general del fracturamiento hidráulico, con los parámetros geomecánicos y un gráfico de desviación.

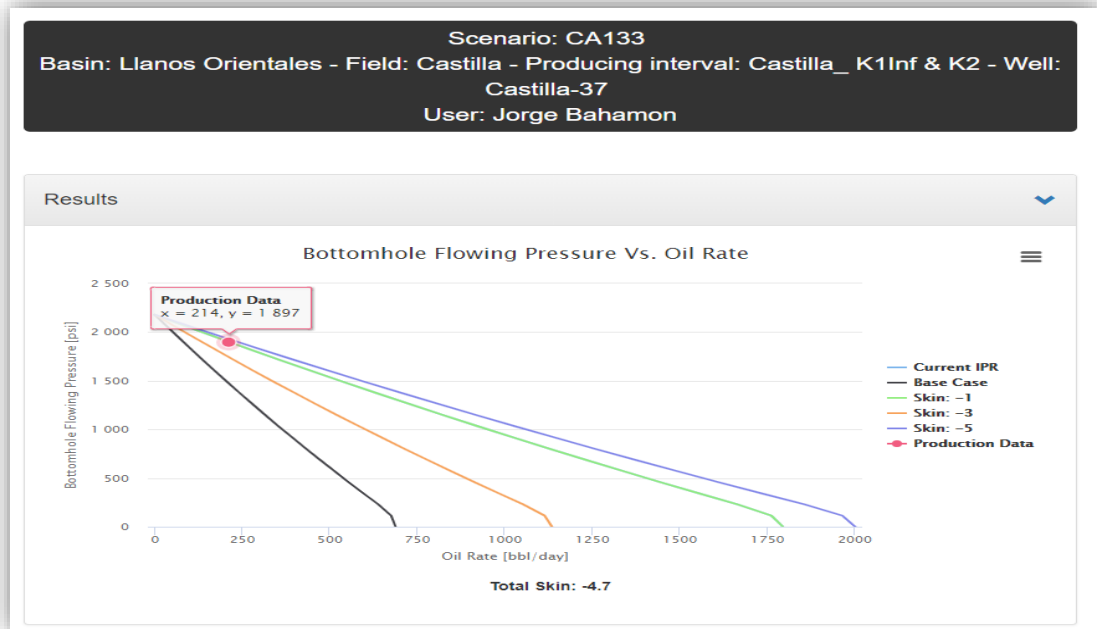
Figura 42. Geometría de Fractura según diseño para pozo CA 133



Fuente. Reporte diseño del fracturamiento ECOPETROL S.A. año 2017.

La anterior figura muestra la fractura esperada con el diseño de fracturamiento hidráulico que se presentó a la dirección de yacimiento de Ecopetrol por parte de la empresa prestadora del servicio.

Gráfica 9. Análisis nodal posterior al fracturamiento hidráulico pozo CA 133

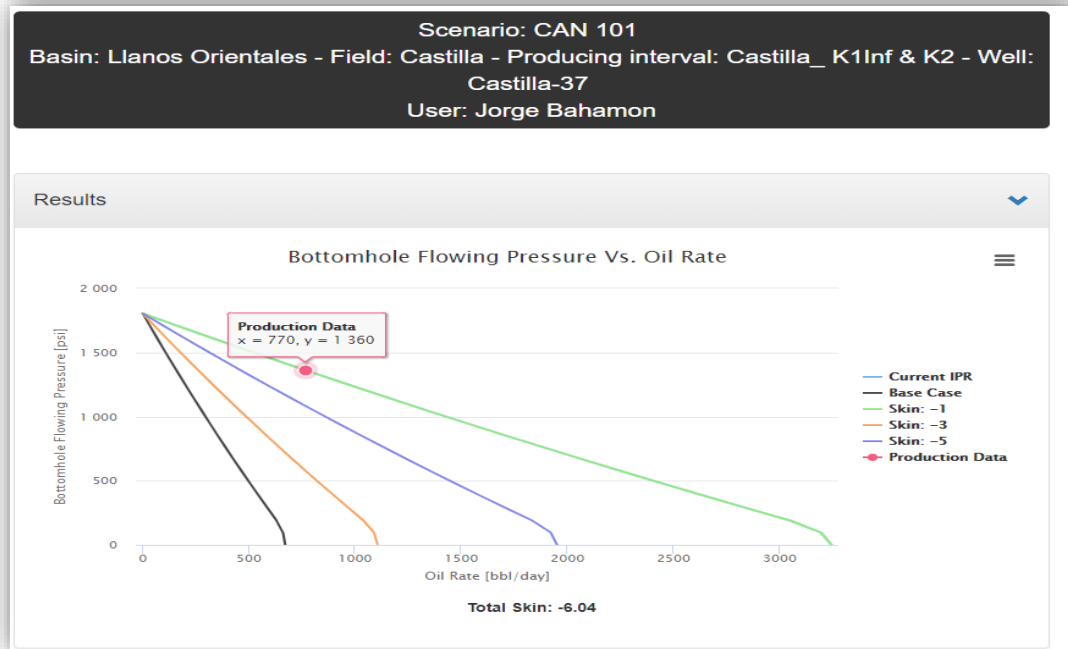


Fuente. Elaboración propia.

El análisis nodal posterior fractura para el pozo CA 133, generó el estado actual de producción con un daño de -4.71, una presión de fondo fluyente (Pwf) de 1897 psi y 214 BOPD como se muestra con la línea verde. Las líneas negra, amarilla y morada muestran los comportamientos de producción con sensibilidades de daño de 0, -3 y -5 respectivamente. Este pozo no tiene la respuesta deseada por los ingenieros, sin embargo se logró realizar el aumento de la conectividad entre el yacimiento y el pozo, ya que la alteración del daño fue positiva y está dentro del rango esperado de -4 a -6 por estimulación hidráulica, mientras que el incremento del caudal de crudo de pudo se evidenciar pero no de cumple el objetivo de 250 barriles.

5.5 POZO CA 101 CAMPO CASTILLA ECOPETROL

Gráfica 10. Análisis nodal posterior al fracturamiento hidráulico pozo CA 101



Fuente. Elaboración propia.

La prueba de productividad posterior a la estimulación para el pozo CA 101, estimó el estado actual de producción con un daño de -6.04, una presión de fondo fluyente (Pwf) de 1360 psi y 770 BOPD como se muestra con la línea verde. Las líneas negra, amarilla y morada muestran los comportamientos de producción con sensibilidades de daño de 0, -3 y -5 respectivamente. Este pozo tiene un cambio en la permeabilidad tan considerable que se ve representado en el análisis nodal con el incremento del caudal de crudo, que superó las expectativas de las campaña de estimulación, se evidencia el cambio significativo del daño, como el incremento de la producción. Los mismos valores de las sensibilidades de daño se realizan para este caso y muestra una respuesta optimista. Esta simulación se basó en las pruebas de pozo que informaron que antes de la estimulación se tenía un presión de fondo (Pwf) de 929 psi y posterior a la estimulación de (Pwf) 1360 psi, factor que incide en la buena respuesta del yacimiento al fracturamiento hidráulico.

6. ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES PREVIAS Y POSTERIORES AL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

El siguiente capítulo recopila la información obtenida de los resultados de las pruebas de productividad realizadas a los cuatros pozos a los largo del proyecto, generando así una conclusión y una posible solución al problema planteado al inicio de este trabajo de grado.

Los pozos sometidos a estudio, fueron evaluados desde el punto de vista productivo, por consiguiente, se esperan resultados que afirmen los incrementos de producción, los cuales son efecto de las fracturas del fracturamiento hidráulico y manipula el comportamiento de producción después de la implementación de la estimulación a yacimiento.

En esta sección se realizará un comparativo con las curvas de productividad arrojadas en los análisis nodales previos y posteriores al fracturamiento hidráulico, indicando los incrementales de producción por pozo.

6.1 ANÁLISIS DE RESULTADOS PARA EL POZO CAN 95

Según la información obtenida en las pruebas de pozo y los análisis nodales previos a la operación, se encuentra que el pozo CAN 95 presentó una producción de 63 BPPD, corte de agua del 98.01% y un daño de 25. Después de fracturar las arenas de la unidad K1 Inferior de la Formación Guadalupe, se realizaron las mismas pruebas de productividad y se obtuvo que para el mismo pozo el caudal de petróleo diario presentaba un incremental de 344 barriles, corte de agua del 29.71% y daño de -1. Lo anterior explica como el efecto de las fracturas del fracturamiento hidráulico afecta el comportamiento de producción directamente en el yacimiento, al crear canales preferenciales de flujo hacia el pozo. Como resultado se puede evidenciar con los análisis anteriores, que el incremento en la producción está representado en un 646% y una disminución del BSW del 68.3%, lo cual indica que el aumento del caudal de aceite aportado por otros paquetes de arenas de la misma unidad litológica logra disminuir la cantidad de agua producida por el yacimiento. A continuación se presenta un cuadro comparativo con los resultados previos y posteriores a la operación. Ver **Tabla 4**.

Cabe anotar que, la profundidad de los pozos puede afectar la producción de agua, debido a que en la unidad litológica K2, que infrayace la formación productora K1 inferior, se encuentra ubicado el acuífero activo, por medio del cual el yacimiento imprime su energía para producir sus reservas, ya que este es el mecanismo de producción primario del Campo Castilla, es posible que el incremento de la producción de agua previo al fracturamiento hidráulico sea generado por el ascenso del agua proveniente del acuífero.

Tabla 12. Cuadro comparativo de resultados del fracturamiento hidráulico pozo CAN 95

Condiciones Pre fracturamiento	Condiciones Post Fracturamiento
<i>Volumen de aceite (BPPD) 63</i>	Volumen de aceite (BPPD) 407
<i>BSW % 98.01</i>	BWS % 29.71
<i>Skin 25</i>	Skin -3.35

Fuente: Elaboración propia.

6.2 ANÁLISIS DE RESULTADOS PARA EL POZO CAN 417

Para este pozo se reportan valores de producción previos al fracturamiento hidráulico de 36 barriles de petróleo por día (BPPD), corte de agua 68% y un daño de 40. Las condiciones de producción posteriores al fracturamiento hidráulico presentadas por los análisis nodales muestran un caudal de aceite de 307 BPPD, BSW 8.9% y un daño de 5.9. Por lo anterior se infiere que la variación de las condiciones de producción actuales son atribuidas a la el éxito de la operación, y a la remoción de daño presente en la Formación Guadalupe al nivel de las arenas de la unidad K1 Inferior en donde se presenta los perforados del pozo en producción. El incremental de producción se acerca a los 271 BPPD que representa el 852% de la producción inicial, previa al fracturamiento hidráulico. A continuación se muestra al tabla 8. Con el comparativo de los resultados de los pruebas de productividad previas y posteriores al fracturamiento hidráulico. Ver **tabla 5**

Tabla 13. Cuadro comparativo de resultados del fracturamiento hidráulico pozo CAN 417

Condiciones Pre fracturamiento	Condiciones Post Fracturamiento
<i>Volumen de aceite (BPPD) 36</i>	Volumen de aceite (BPPD) 307
<i>BSW % 68</i>	BWS % 8.9
<i>Skin 40</i>	Skin -6.3

Fuente: Elaboración propia.

6.3 ANÁLISIS DE RESULTADOS PARA EL POZO CA 133

El pozo CA 133 producía diariamente 77 barriles de petróleo por día, corte de agua del 87% y un daño de 9.22. Se esperaban incrementos de producción altos debido a que el daño presentado en la cara de la formación no era superior a 10, lo que conlleva a una muy buena respuesta de la formación a la estimulación. Los resultados a las pruebas de productividad posteriores al fracturamiento hidráulico, reportaron caudales de aceite de 214 barriles de petróleo por día (BPPD), BSW de

82%, y un daño de -4.7. El éxito de la operación radica en las propiedades petrofísicas presentadas en la formación para el momento de la estimulación, pues debido a que el daño fue removido de la cara de la formación y se logró crear un bypass a lo largo del área de drenaje del yacimiento, el patrón de flujo de fluidos hacia el pozo tomó un canal preferencial por medio de las fracturas creadas, generando así un fuerte conectividad entre ambas partes. La baja del BSW se justifica con el aumento de producción que se presentó en el pozo después de la operación. En la siguiente tabla se presentan los resultados de los análisis nodales previos y posteriores a la estimulación. Ver **tabla 14**.

Tabla 14. Cuadro comparativo de resultados del fracturamiento hidráulico pozo CA 133

Condiciones Pre fracturamiento	Condiciones Post Fracturamiento
<i>Volumen de aceite (BPPD) 77</i>	Volumen de aceite (BPPD) 214
<i>BSW % 87</i>	BWS % 82
<i>Skin 9.22</i>	Skin -4.7

Fuente. Elaboración propia.

6.4 ANÁLISIS DE RESULTADOS PARA EL POZO CA 101

Este pozo parte de un comportamiento de producción de 120 BPPD, BSW 37% presentando daño de 12.43, gracias a la implementación del fracturamiento hidráulico se puede evidenciar que las condiciones de producción mejoraron con respecto a las condiciones iniciales, produciendo actualmente 770 BPPD, 10% de corte de agua y un daño negativo de -6.4. El comportamiento de producción del pozo resultó satisfactorio, debido a que la formación recibió convenientemente la intervención cambiando la permeabilidad de 628 mD a infinito como se reporta después de la fractura. Sin embargo para simular el valor tomado de la permeabilidad posterior es de 1D. Al ser un pozo de 120 barriles de petróleo por día, no era candidato para la operación de fractura, sin embargo se quiso evaluar los efectos del fracturamiento hidráulico en pozo de alto caudal y buenas propiedades petrofísicas. Se infiere que la conectividad del yacimiento después del fracturamiento creó canales preferenciales que incrementaron el caudal de crudo y esto pudo reducir el corte de agua.

Tabla 15. Cuadro comparativo de resultados del fracturamiento hidráulico pozo CA 101

Condiciones Pre fracturamiento	Condiciones Post Fracturamiento
<i>Volumen de aceite (BPPD) 120</i>	Volumen de aceite (BPPD) 770
<i>BSW % 37</i>	BWS % 10
<i>Skin 12.43</i>	Skin -6.4

Fuente. Elaboración propia.

En conclusión, los cuatro pozos evaluados presentan diferentes respuestas a la estimulación hidráulica, sin embargo teniendo condiciones diferentes de operación, diferentes estados mecánicos y diferentes unidades de la Formación Guadalupe, todos muestran comportamientos del yacimiento similares que soportaron la investigación pretendiendo dar respuesta a la hipótesis creada desde el inicio de este proyecto, la baja producción de agua después de la implementación del fracturamiento hidráulico para esto se tomaron los dos pozos más destacados del sondeo. El primero es el pozo CAN 133 el cual esta categorizado como el caso pesimista y el segundo es el pozo CAN 101 quien se posiciono en el caso optimista. Teniendo en cuenta que la teoría de daño en yacimiento, habla de las características que debe tener un pozo fracturado, se parte del hecho que una estimulación a yacimiento como lo es el fracturamiento hidráulico, el cual hace parte del área de Workover, siempre debe generar una reducción del daño en un rango de -4 a -6 de skin, se evaluó cada pozo con este criterio. Adicionalmente se basó el análisis en el incremental de producción de aceite ya que este incremental se vería reflejado en el impacto económico del proyecto.

El pozo CAN 133 se postuló a evaluación porque era un pozo que su caudal de crudo no era tan bajo y era seguro obtener un buen resultado después de la fractura, y no tenía un daño tan alto, sin embargo el resultado obtenido no fue el mejor, a pesar de su incremento de producción no logró las expectativas del equipo de yacimientos al presentar un incremento de petróleo diario de solo 137 barriles, ya que los objetivos propuestos estaban en un rango de producción de 250 BBPD a 300 BBPD y una disminución de daño de mínimo -4. aun así cabe anotar que el proyecto sigue siendo rentable aspecto que se tocara en el capítulo siguiente.

Para el pozo CAN 101 se tenía un situación similar al exponer un caudal de 120 BBPD, aunque con un daño mayo de 10 se esperaba un incremental de producción de mínimo 250 BBPD, y una disminución en el daño de -4 ya que, no se evidenciaba una afectación severa en el yacimiento por los mismos valores dichos anteriormente. Después de la fractura se revela un incremental de producción de más del 800% con una limpieza de pozo mayor a -6, sobrepasando las expectativas de mejora en un solo pozo, ayudando así a el pago del a inversión en un solo mes. Y llevando la teoría a la práctica sugiriendo que el cambio de la permeabilidad en el yacimiento después de un fracturamiento hidráulico toma un valor infinito. Con esto se puede entender como la campaña de fracturamiento hidráulico por mas variaba que se haya tornado en temas de resultados, fue exitosa compensándose entre pozo las inversiones y la efectividad del mismo a corto plazo.

7. ANÁLISIS FINANCIERO

Este análisis financiero está basado en la necesidad de demostrar la rentabilidad que proporciona la implementación del fracturamiento hidráulico en los pozos del Campo Castilla, el cual presentaba diversos tipos de daño y bajas productividad de crudo.

La estimulación del yacimiento fue la solución propuesta por Ecopetrol S.A. para dicho problema eliminando el daño causante de la baja producción, generando a la fecha un promedio de aumento en la producción que fluctúa entre 290% y 857% para efectos de este análisis financiero se tomará un valor promedio por pozo del 600 %.

Después de analizar técnica y operacionalmente la efectividad del fracturamiento hidráulico, la disminución de los costos asociados al desarrollo de la operación y posteriormente en el mantenimiento de los completamientos, cara de pozo y equipos de superficie, es necesario determinar la viabilidad financiera del proyecto. Teniendo en cuenta que la industria energética realiza las transacciones con el dólar estadounidense (USD) como unidad monetaria, este proyecto será evaluado en la misma unidad monetaria, con la metodología de Valor Presente Neto (VPN) aplicado a dos escenarios operacionales determinados por un estado previo y un estado posterior a la ejecución operacional del fracturamiento hidráulico. Con lo anterior se procede a realizar un análisis financiero comparativo entre los dos escenarios por pozo. El análisis del VPN será calculado por medio del simulador ECO ICARO V.3.1 proporcionado por la empresa.

El Valor Presente Neto (VPN), también conocido como Valor Actual neto (VAN) o Valor Neto Actual (VNA), es un criterio de inversión que consiste en actualizar los cobros y pagos de un proyecto o inversión para conocer cuánto se va a ganar o perder con la misma. El VPN es, por tanto, una medida del beneficio que rinde un proyecto de inversión a través de toda su vida útil. Supone el equivalente en unidades monetarias actuales de todos los ingresos y egresos, presentes y futuros que constituyen un proyecto.

Como valor adicional al presente proyecto se realizará una comparación del costo de operación del fracturamiento hidráulico en dos escenarios partiendo de un pozo nuevo y otro antiguo con historial de producción.

7.1 COSTOS DE OPERACIÓN

El análisis de costos de operación, representa el gasto económico que debe ser acarreado en el proyecto para el desarrollo idóneo de la operación. Los costos a tener en cuenta son la operación de fracturamiento hidráulico, que comprende los equipos, el fluido fracturante, y el personal. A continuación se presentan la información desglosada de los costos asociados al desarrollo del fracturamiento hidráulico en campo castilla, para dos escenarios y uno, con tres cotizaciones de diferentes compañías prestadoras de servicios.

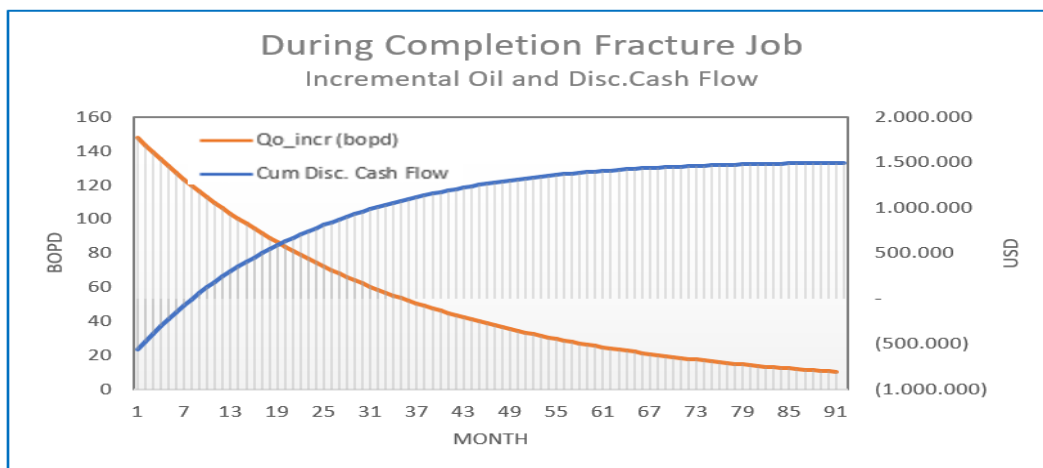
El primer escenario refleja la inversión necesaria para realizar un fracturamiento hidráulico en un pozo antiguo con historial de producción. El segundo escenario presenta la inversión necesaria para realizar un fracturamiento hidráulico en un pozo nuevo sin historial de producción, y tres cotizaciones de tres empresas diferentes.

7.1.1 Escenario 1. Desde el yacimiento. Se denomina un fracturamiento hidráulico desde el yacimiento a la operación aplicada a un pozo que ha tenido historial de producción, lo que equivale a un pozo antiguo, cuyo objetivo es ser re cañoneado para realizar la estimulación.

En este escenario se muestra la gráfica que representa la inversión inicial, en la línea de color azul, y la proyección de la producción en línea de color naranja.

En estos pozos antiguos se puede evidenciar la inversión de más de 1.100.000 USD debido a que se debe incluir los costos de transporte de los equipos personal y fluidos necesarios para el desarrollo de la operación.

Gráfica 11. Costos de Operación del fracturamiento hidráulico en el yacimiento



Fuente. ECOPETROL S.A Gerencia de Yacimientos. Modificada por el autor

Tabla 16. Resultados financieros del fracturamiento hidráulico en un pozo antiguo.

Premises		
Frac. Job Cost	1,100	KUSD
Oil Price	50	usd/stb
Royalty	10%	%
Quality differential	10	usd/stb
Tranport Cost	10	usd/stb
Disc. Rate	10%	%
Oil Treatment	0.0166	usd/stb
Fluid Treatment	0.1586	usd/stb
Oil Dilution	5.3	usd/stb

Results		
NPV	939	KUSD
IRR	57.4%	%
DROI	0.85	USD/USD
Payback	17	months
BEP Incr.Oil Price	40	usd/stb
BEP Incr.Oil Rate	88	bopd
BEP Incr. Oil Volume	72	Kbo
BEP Frac. Job Cost	2.04	MMUSD

Fuente. ECOPETROL S.A Gerencia de Yacimientos. Modificada por el autor.

Este tipo de procesos son evaluados financieramente por Ecopetrol por medio de una licitación de la operación a realizar, y para esto se presentan varias empresas con sus respectivas cotizaciones. Para este caso se tomaron las tres mejores cotizaciones de las empresas Halliburton, Schlumberger y Weatherford respectivamente en la siguiente tabla. Ver tabla X. Básicamente la variación de precios de la operación radica en el tipo de operación que realiza cada empresa, pues no se usan los mismos componentes en el fluido de fractura ni en el tipo de propante a usar. El rango de inversión varía entre \$859.098 USD y \$1.086.700 USD, asociado a todo el transporte y logística de los equipos a la locación, este es un sobre costo en la operación debido a que no fue fracturado desde el inicio del completamiento del pozo, si no posterior a la puesta de producción del pozo.

Tabla 17. Tipos de inversión de un fracturamiento hidráulico en un pozo antiguo.

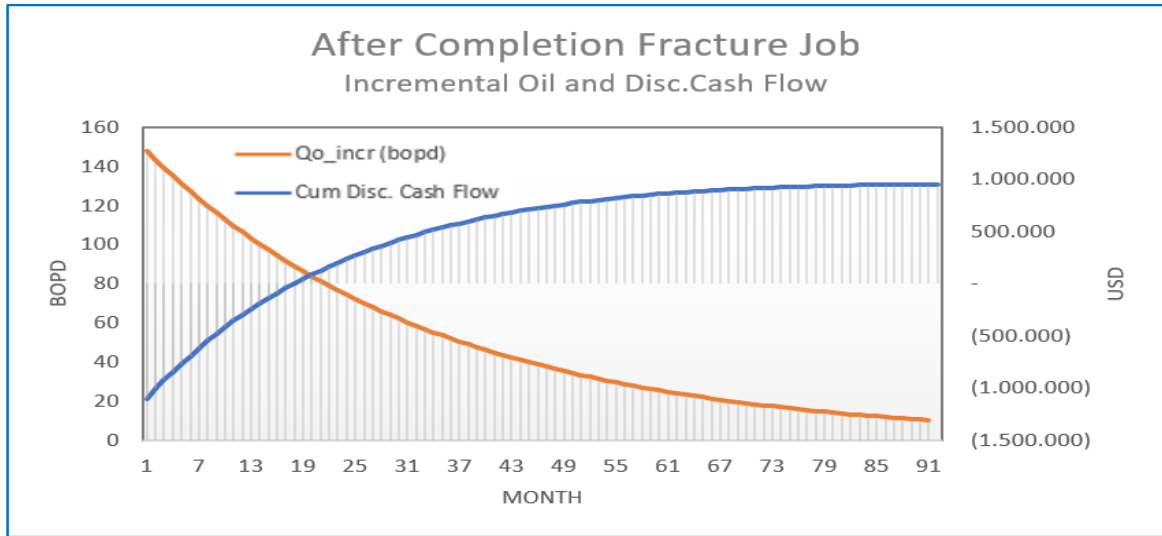
Rubros	Empresa 1	Empresa 2	Empresa 3
CST			
COILED TUBING			69.412
COMPRA Y/O ALQUILER DE EMPAQUES	16.009	7.480	18.640
CONTROL FLUIDO DE COMPLETAMIENTOS			
EQUIPO DE WORKOVER	127.955	127.680	167.032
FRACTURAMIENTO Y/O ESTIMULACIONES	330.746	520.283	320.554
REPARACIÓN Y/O ALQUILER DE HERRAMIENTAS	47.547	47.776	1.500
SERVICIO DE REPARACIÓN Y/O INSPECCIÓN DE TUBERÍA/VARILLA		224	
SERVICIO PARA LA CONTENCIÓN DE FLUIDOS (HIDROCARBUROS)			
SERVICIO REGISTRO ELÉCTRICO Y CAÑONEO	352.021	6.684	47.719
SERVICIO TOMA PRESIONES, PLT Y SLICK LINE	1.622	2.073	
SERVICIO Y/O EQUIPO DE CABEZA DE POZO	249	300	2.231
SERVICIOS PROFESIONALES	12.444	9.323	5.444
SISTEMA BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	134.282	227.443	149.542
TUBERIA - ACCESORIOS	49.205	29.486	47.278
WELL TESTING	14.619	14.619	29.745
Servicios	1.059.637	969.429	823.909
TOTAL	1.086.700	993.371	859.098

Fuente. ECOPETROL S.A Gerencia de Yacimientos. Modificada por el autor.

7.1.2 Escenario 2. Desde el completamiento. Se denomina un fracturamiento hidráulico desde el completamiento a la operación aplicada a un pozo que no ha tenido historial de producción, lo que equivale a un pozo nuevo, cuyo objetivo es ser perforado para realizar la estimulación.

Para este segundo escenario se presenta la estimulación del yacimiento por medio de un pozo nuevo que está planeado, con el objetivo de ser fracturado antes de entregarlo para producción de crudo pesado. La variación en la inversión para el desarrollo de esta operación es evidentemente reducido, ya que todos los equipos de Workover, fluidos de completamiento, equipos de toma de registros PLT, sistema de bombeo, para este caso se usa el sistema de levantamiento por Bombeo Electrosumergible, son transportados y ubicado en la locación desde el primer momento en que se inicia la perforación del pozo, sin incorporar un costo mayor por movilización de los equipos mencionados anteriormente. La grafica X indica el desempeño de producción del pozo a los largo del tiempo con una línea de color naranja y la respectiva declinación. Por otra parte la línea azul arroja la inversión de la operación de estimulación para un pozo nuevo.

Gráfica 12. Costos de Operación del fracturamiento hidráulico en el completamiento



Fuente. Ecopetrol S.A Gerencia de Yacimientos. Modificada por el autor.

Tabla 18. Resultados financieros del fracturamiento hidráulico en un pozo nuevo.

Premises		
Frac. Job Cost	560	KUSD
Oil Price	50	usd/stb
Royalty	10%	%
Quality differential	10	usd/stb
Tranport Cost	10	usd/stb
Disc. Rate	10%	%
Oil Treatment	0.0166	usd/stb
Fluid Treatment	0.1586	usd/stb
Oil Dilution	5.3	usd/stb

Results		
NPV	1,479	MUSD
IRR	152.5%	%
DROI	2.64	USD/USD
Payback	8	months
BEP Incr.Oil Price	35	usd/stb
BEP Incr.Oil Rate	50	bopd
BEP Incr. Oil Volume	40	Kbo

Fuente. Ecopetrol S.A Gerencia de Yacimientos. Modificada por el autor

7.2 SIMULACIÓN DEL VPN

A continuación se describen los pasos a seguir en el simulador ECO_ICAROV 3.1 este recibe toda la data necesaria para correr el simulador, pero para crea las gráficas de los resultados obtenidos de la simulación es necesario un compone de del mismo simulador llamado. ICARO RESULT V. 3.1.

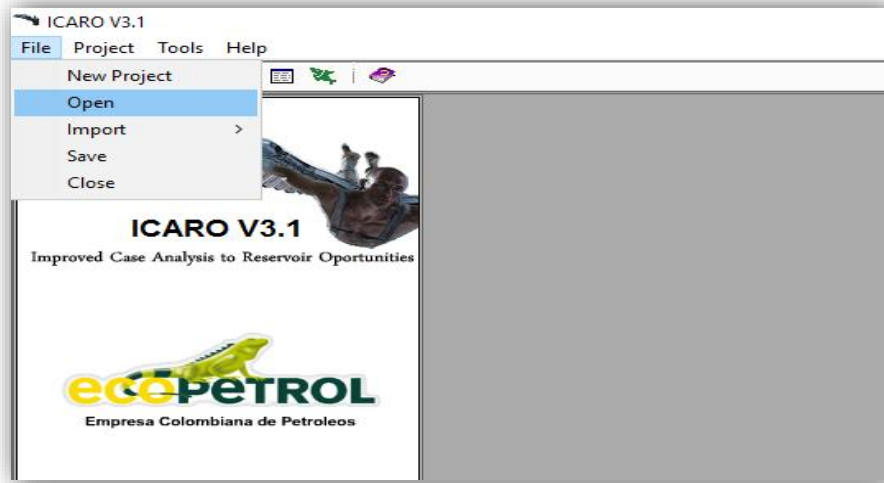
1. Abrir la aplicación VISOR ICARO V. 3.1



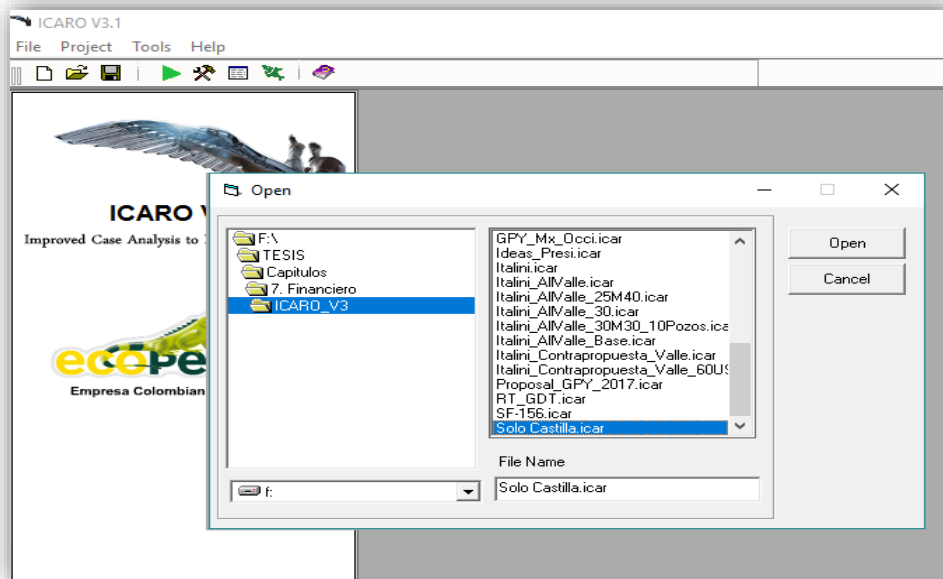
2. Al abrir la aplicación del simulador aparece la siguiente pantalla



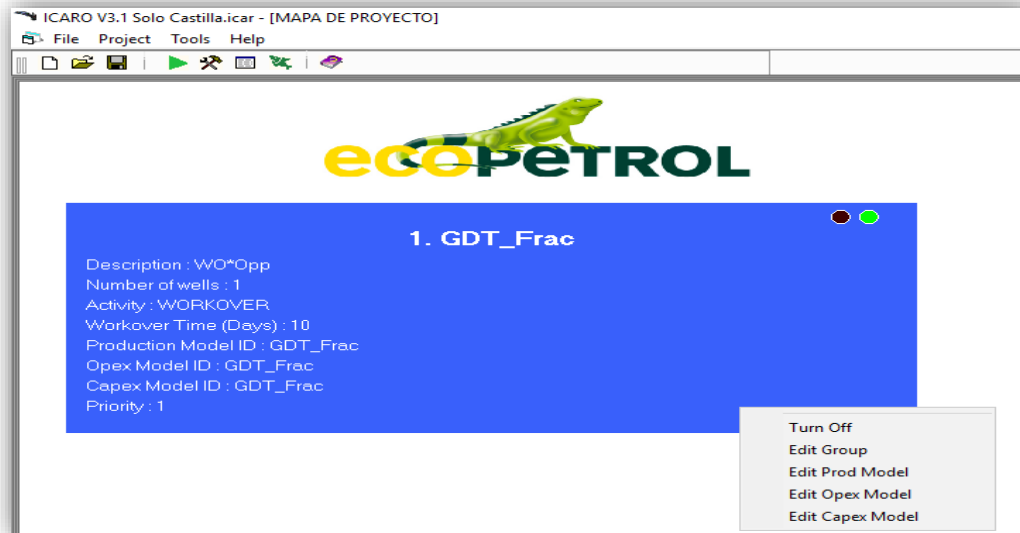
3. Acto seguido se procede a abrir el archivo de campo previamente cargado.



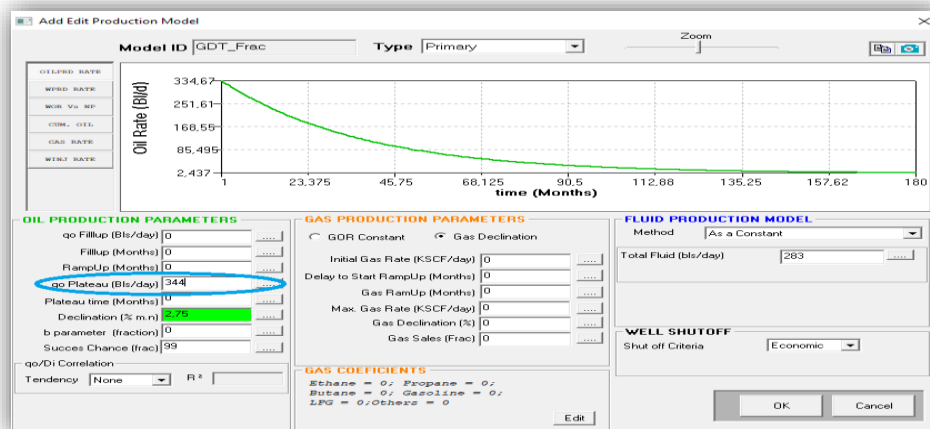
4. Para este caso el nombre del archivo es " Solo Castilla"



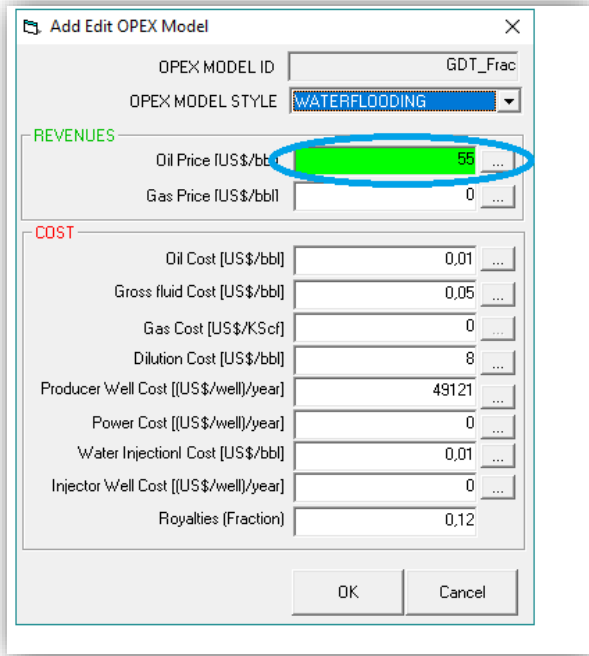
- Al abrir el archivo se genera una pantalla con las opciones de edición necesarias.



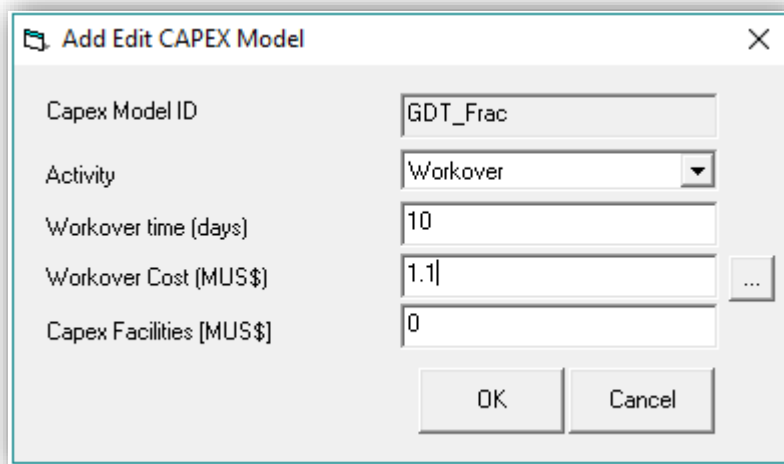
- En la opción Edit Prod Model se accede a modificar el incremental de producción. Donde se agrega el incremental de producción calculado previamente. La declinación del tiempo tiene un valor asignado por la empresa Ecopetrol previamente para los proyectos de fracturamiento hidráulico de 2.75 fijo. Y se finaliza con la opción OK



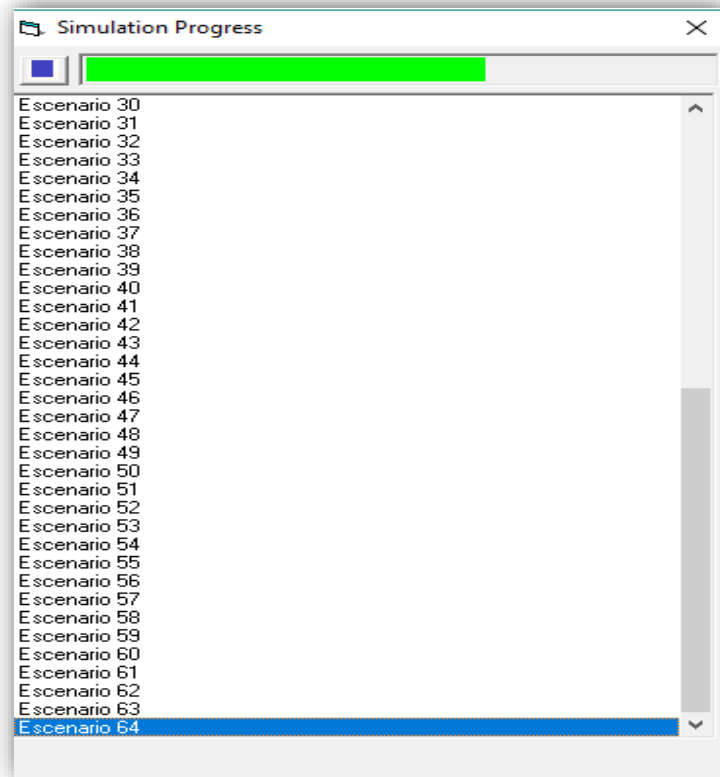
- Apenas se finaliza la operación anterior el simulador retorna a la pantalla previa azul donde se debe ingresar a la opción EDIT OPEX MODEL, donde se ingresan el valor al que se castiga el precio del barril para proyecto del año 2018, Ecopetrol aplica un castigo al precio del barril de \$55 USD. Y se finaliza la operación con la opción OK.



8. Apenas se finaliza la operación anterior el simulador retorna al pantalla previa azul donde se debe ingresar a la opción EDIT CAPEX MODEL, aquí se reporta el costo del fracturamiento hidráulico, teniendo en cuenta que todos los pozos se fracturaron desde el completamiento y no desde el yacimiento se toma un valor de \$1.100.000 USD promedio. Seguido dar click en la opción OK:



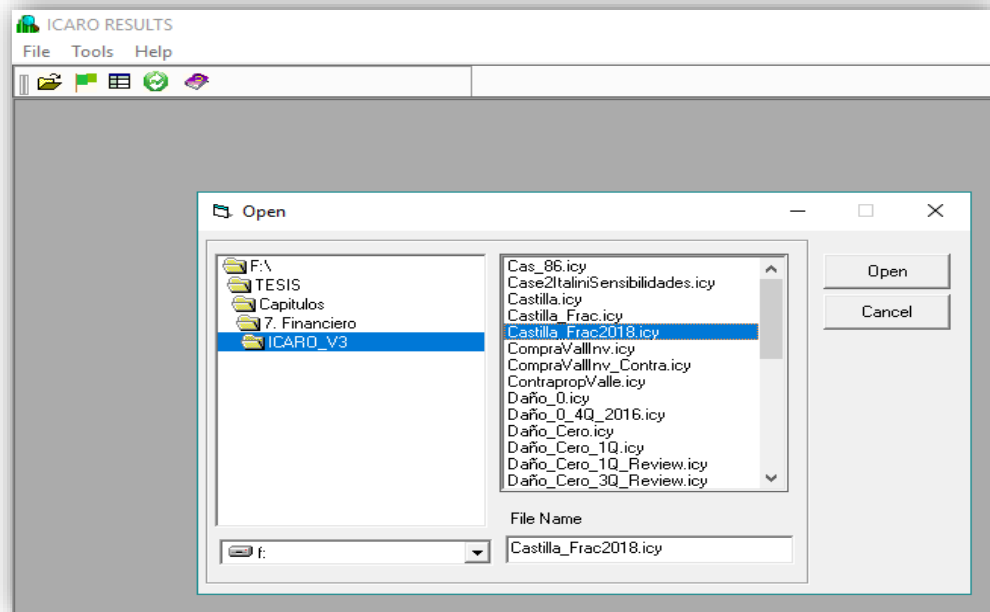
9. Finalmente se guarda en la carpeta “Solo_castilla” y se corre el simulador con.



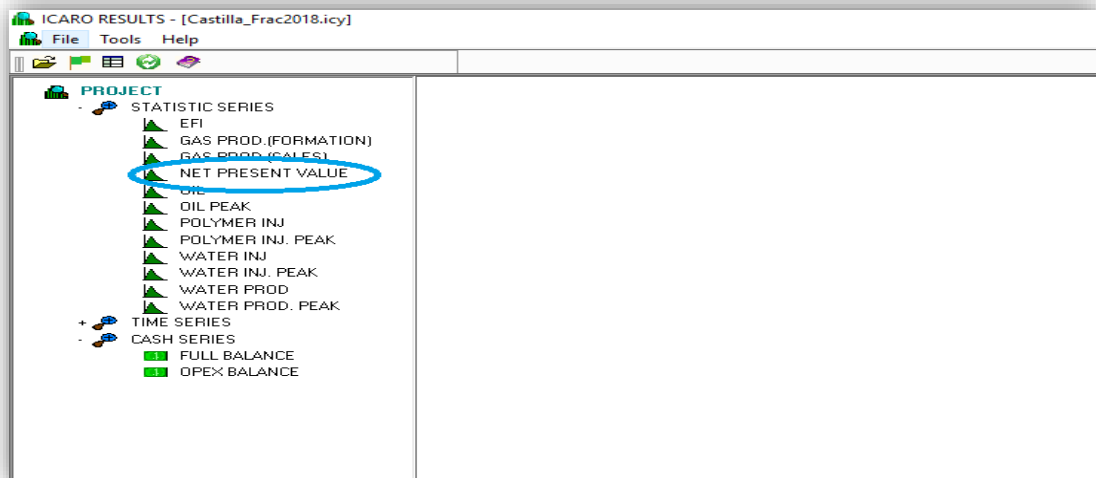
10. Finalizando la carga de los datos en la parte superior, se procede a abrir la aplicación del simulador ICARO RESULT V. 3.1



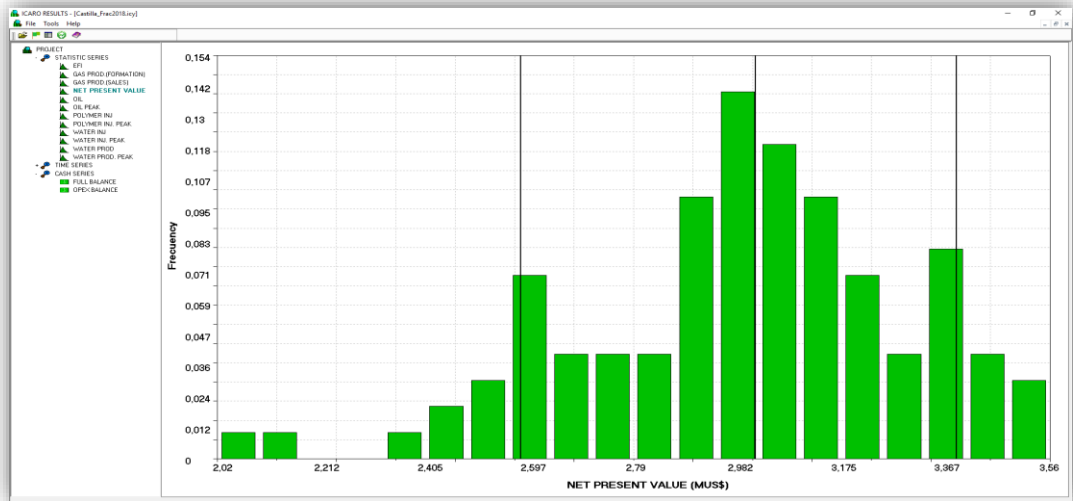
11. Al abrir este simulador se inicia abriendo el proyecto creado anteriormente en ECOICARO V 3.1 llamado “Castilla_Frac2018.icy”



12. Aparece la siguiente pantalla con las opciones de grafico que se requieren generar, para este caso se desea generar el Valor Presente Neto (VPN) del proyecto para cada pozo. Y finalmente aparece la gráfica.



GRAFICA FINAL DE VPN



7.2.1 Simulación Pre Fracturamiento Hidráulico. Este escenario contiene la información financiera que concierne a la producción de un pozo sin estimulación a yacimiento, y sin ninguna intervención de recobro mejorado. No se tiene en cuenta el mantenimiento por daños asociados al arenamiento, baja producción por daños causados por la perforación o daño mecánico, infiltración de cemento, escamas orgánicas, escamas minerales, migración de finos y arcillas, emulsiones, y permeabilidades relativas.

Un pozo convencional, normalmente en el campo castilla y con las especificaciones de yacimiento descritas en capítulos anteriores, sin intervenciones como el fracturamiento hidráulico, tiene un promedio de producción de 33 BOPD, lo cual representa diariamente un ingreso de \$1.800 USD tomando como referencia \$55 USD el barril de crudo. La simulación se desarrolla con el fin de presentar un VPN (Valor Presente Neto) para cada pozo pre fracturamiento hidráulico. Se procede a simular en el simulador proporcionado por la empresa Ecopetrol ECO ICARO V.3.1. La tasa de oportunidad con la opera Ecopetrol es de 15%, en un periodo de un año. Basándose en la fórmula de valor presente neto:

Ecuación 3. Valor Presente Neto

$$VPN = \frac{FE_t}{(1+i)^t}$$

donde:

VPN = Valor Presente Neto del proyecto

FE = Flujo de Efectivo en el periodo t

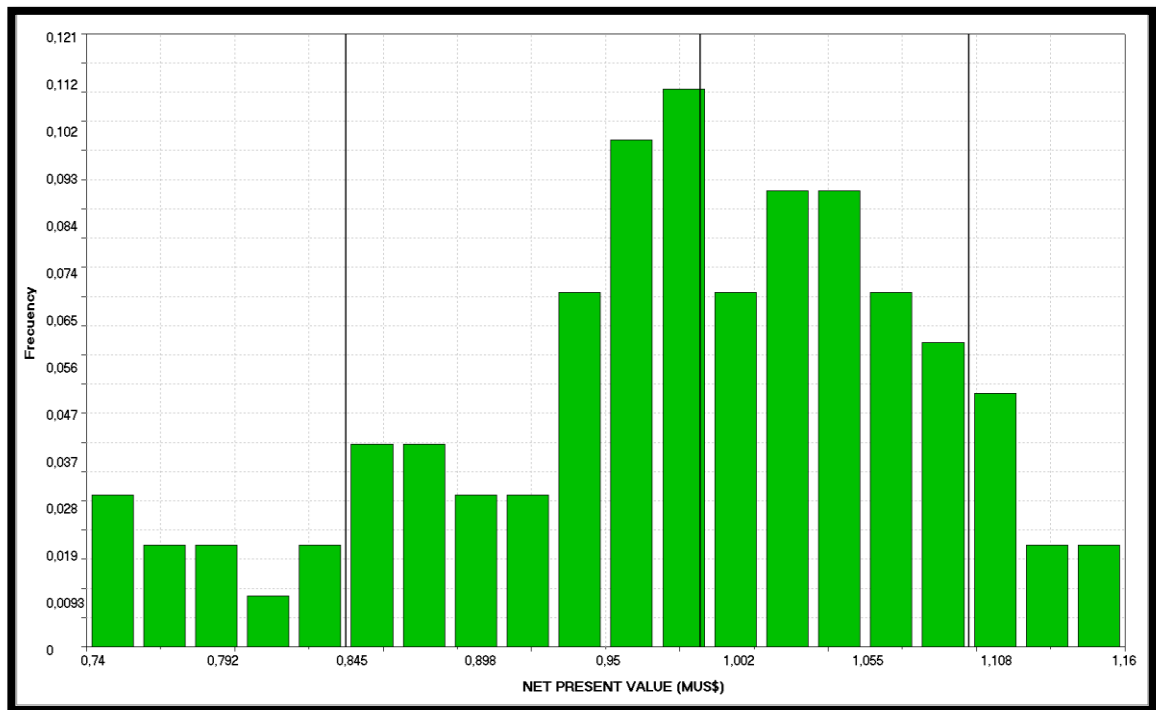
i = Tasa de interés o costo de oportunidad

t = Periodo

Fuente: Elaboración propia.

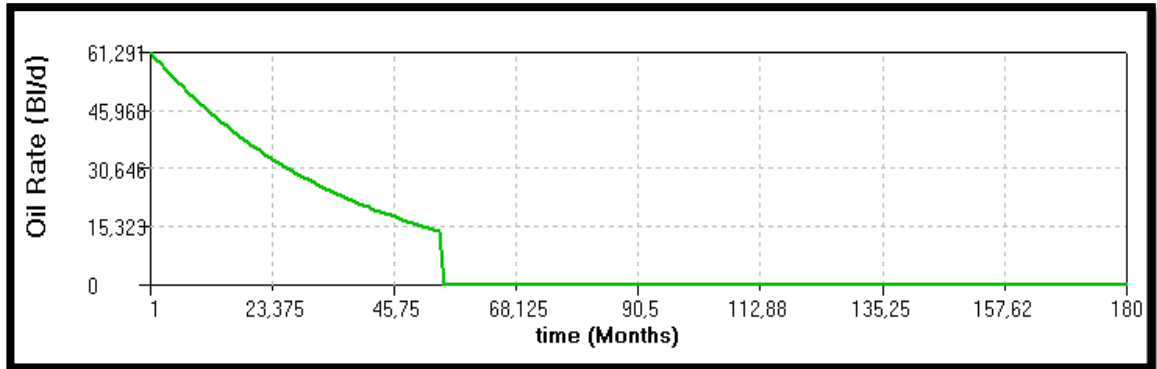
7.2.1.1 Simulación del Valor Presente Neto pre fractura del pozo CAN 95

Gráfica 13. Valor Presente Neto pre fractura del pozo CAN 95



Fuente: Elaboración propia.

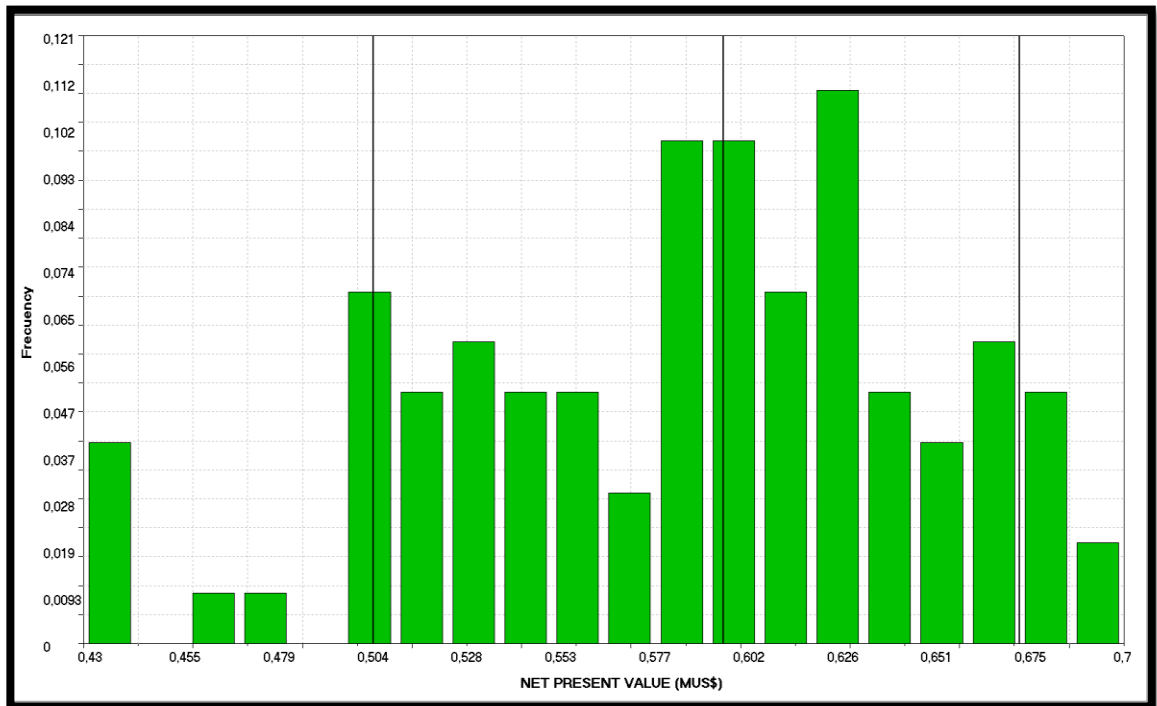
Gráfica 14. Declinación de producción pozo CAN 95



Fuente. Elaboración propia.

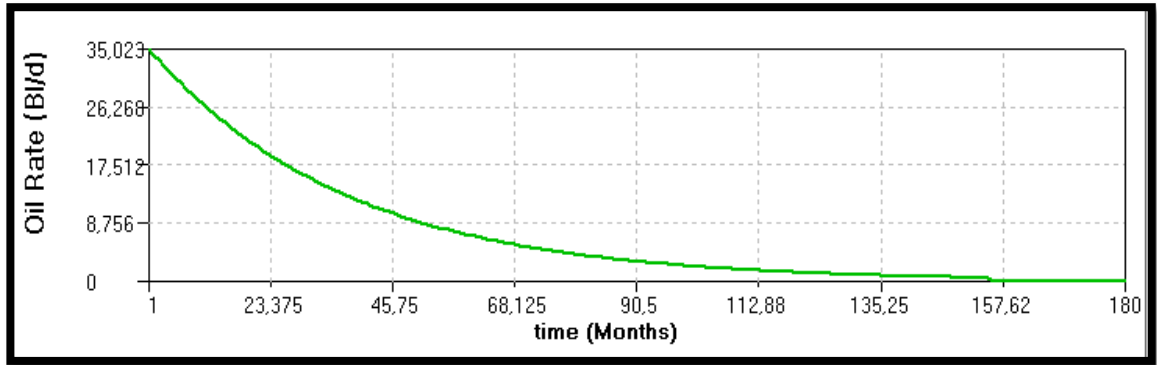
7.2.1.2 Simulación del Valor Presente Neto pre fractura del pozo CAN 417

Gráfica 15. Valor Presente Neto pre fractura del pozo CAN 417



Fuente. Elaboración propia.

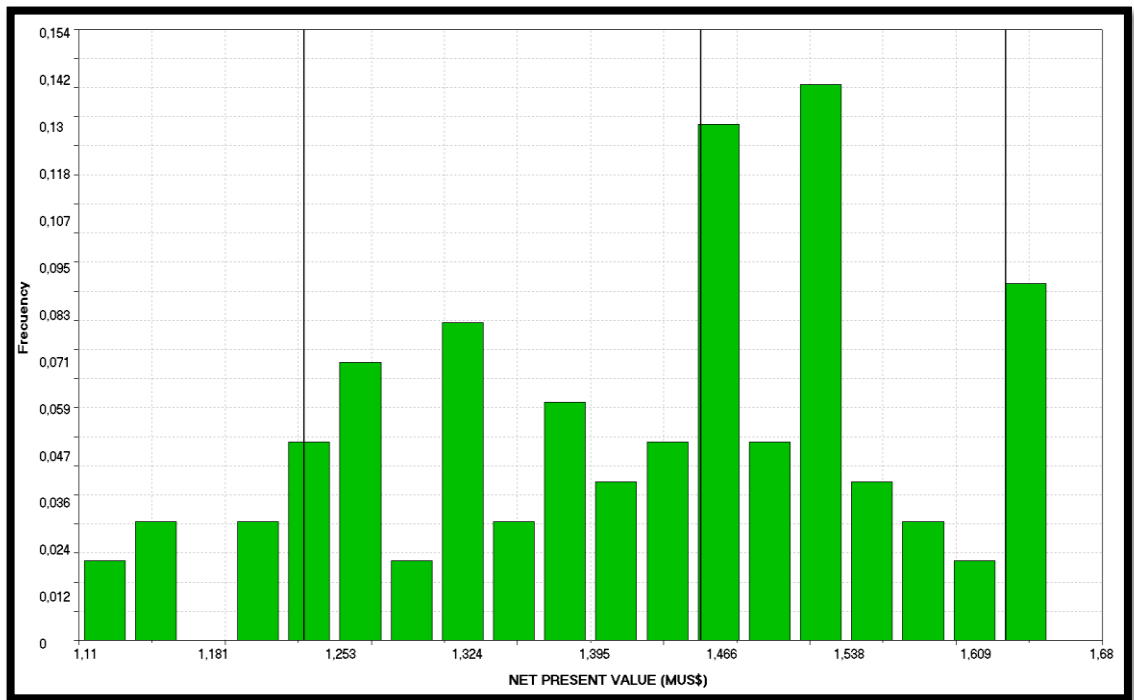
Gráfica 16. Declinación de producción pozo CAN 417



Fuente. Elaboración propia.

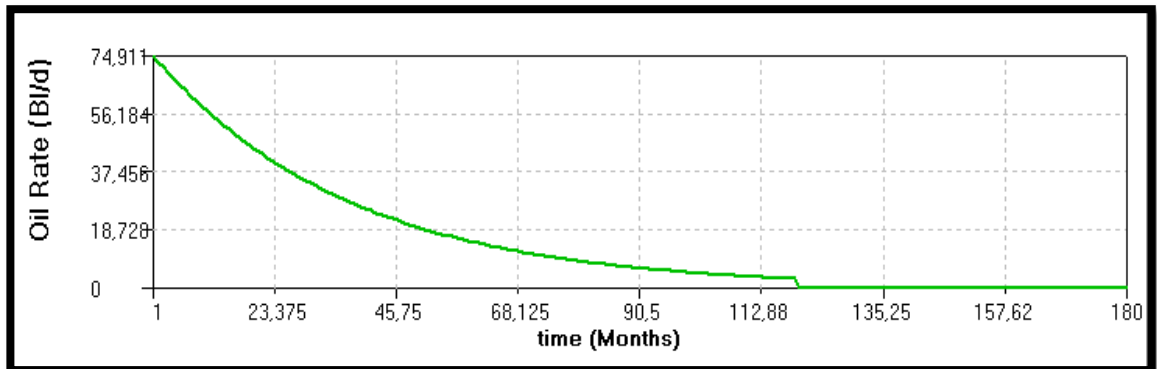
7.2.1.3 Simulación del Valor Presente Neto pre fractura del pozo CA 133

Gráfica 17. Valor Presente Neto pre fractura del pozo CA 133



Fuente. Elaboración propia.

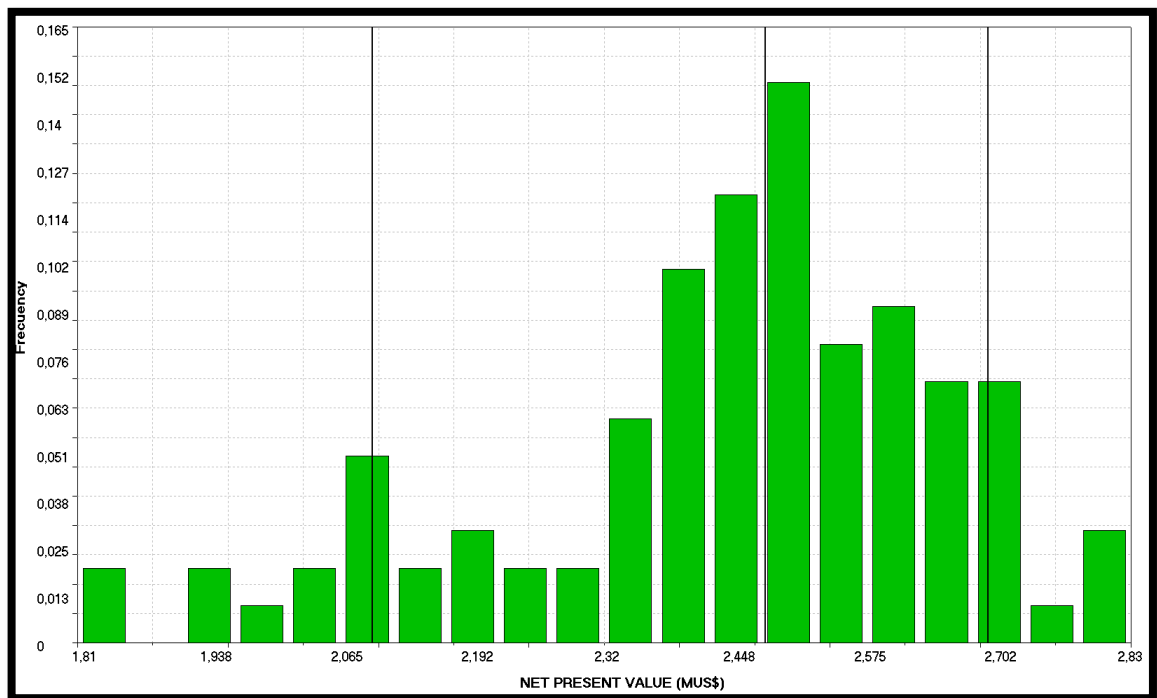
Gráfica 18. Declinación de producción pozo CA 133



Fuente. Elaboración propia.

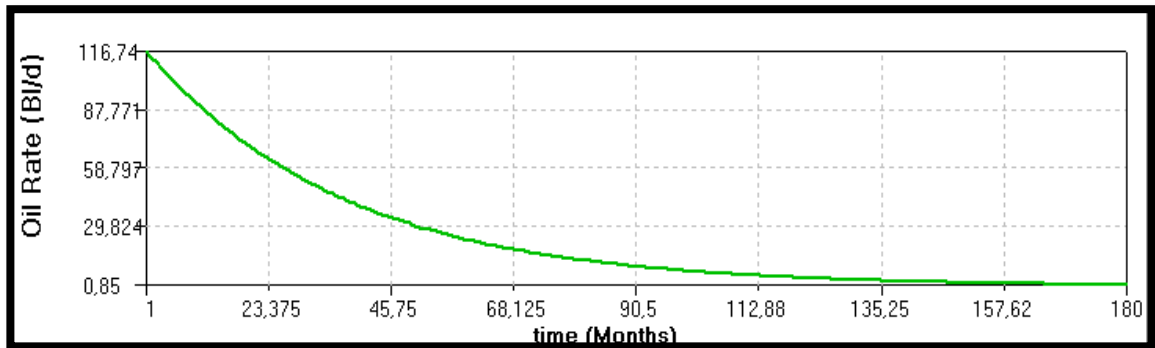
7.2.1.4 Simulación del Valor Presente Neto pre fractura del pozo CA 101

Gráfica 19. Valor Presente Neto pre fractura del pozo CA 101



Fuente. Elaboración propia.

Gráfica 20. Declinación de producción pozo CA 101

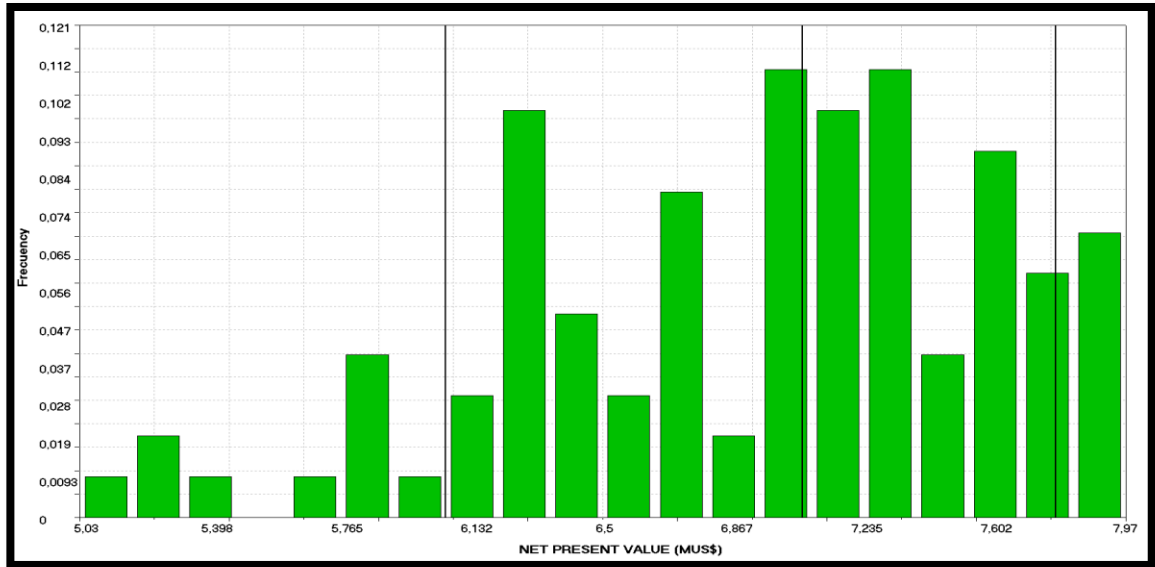


Fuente. Elaboración propia.

7.2.2 Simulación Post Fracturamiento Hidráulico. Este comprende toda la información financiera asociada a la producción de un pozo posteriormente a la estimulación e implementación del fracturamiento hidráulico. A continuación se presentan los incrementales de producción obtenidos de los análisis nodales de los fracturamientos hidráulicos realizado. Se procede a simular en el simulador ECO ICARO V.3.1 proporcionado por la empresa Ecopetrol. Se esperan resultados por el valor de 250 bbls a 300 bbls de incremental de producción, que generen en \$ 13.750 USD y \$16.500 USD diarias por pozo estimulado. La simulación se desarrolla con el fin de presentar un VPN (Valor Presente Neto) para cada pozo post fracturamiento hidráulico. La tasa de oportunidad con la opera Ecopetrol es de 15%, en un periodo de un año.

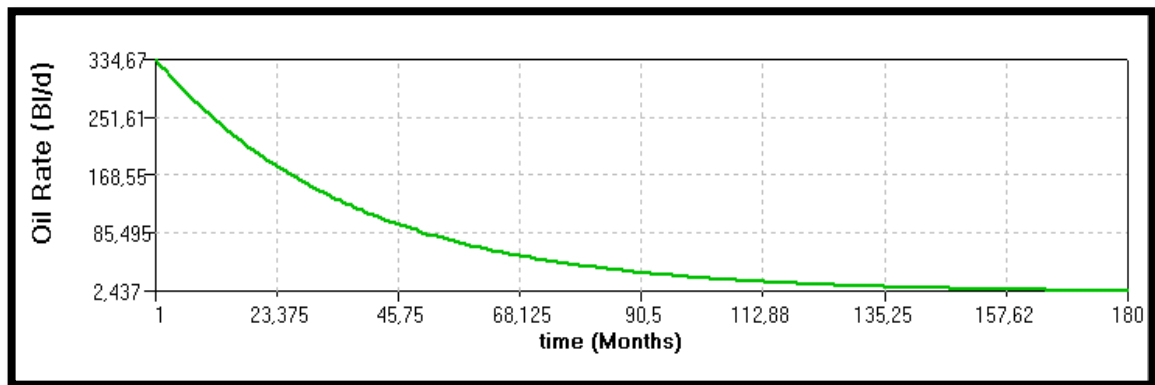
7.2.2.1 Simulación del Valor Presente Neto post fractura del pozo CAN 95

Gráfica 21. Valor Presente Neto post fractura del pozo CAN 95



Fuente. Elaboración propia.

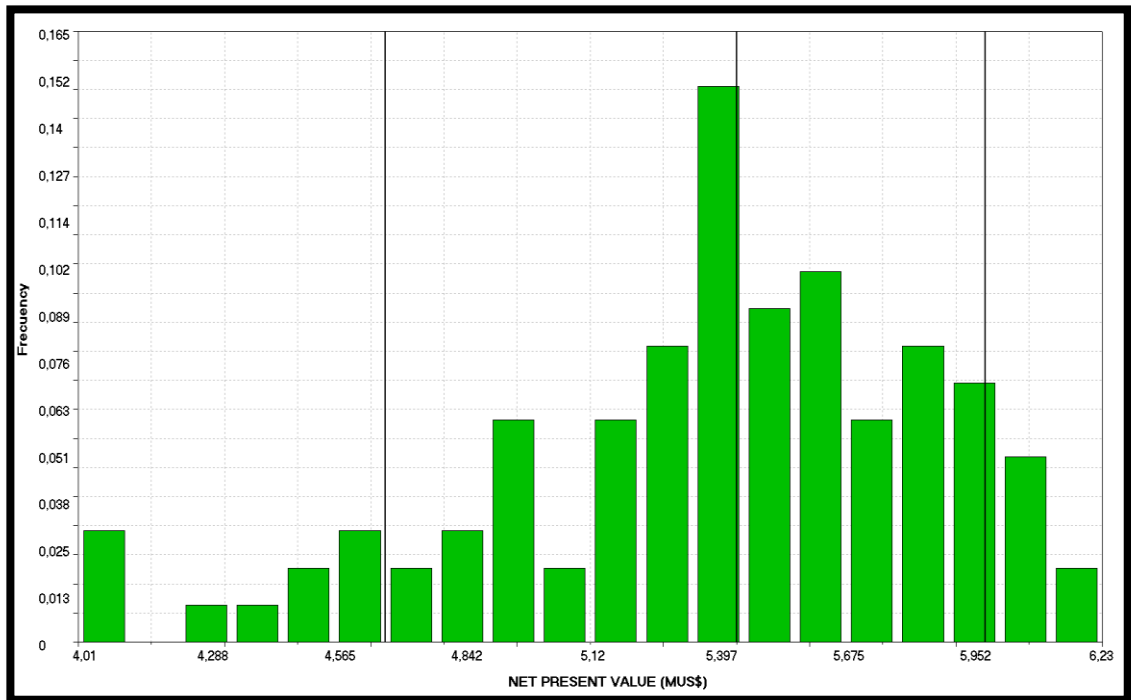
Gráfica 22. Declinación de producción pozo CAN 95



Fuente. Elaboración propia.

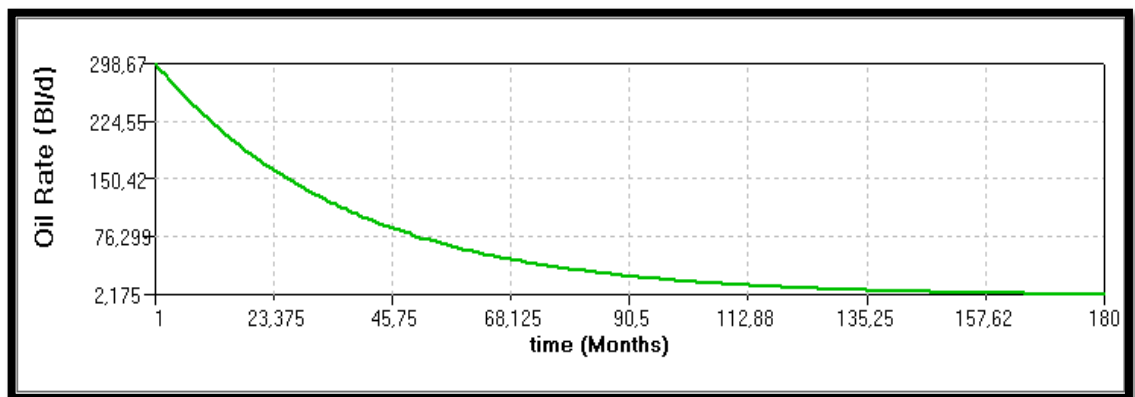
7.2.2.2 Simulación del Valor Presente Neto post fractura del pozo CAN 417

Gráfica 23. Valor Presente Neto post fractura del pozo CAN 417



Fuente. Elaboración propia.

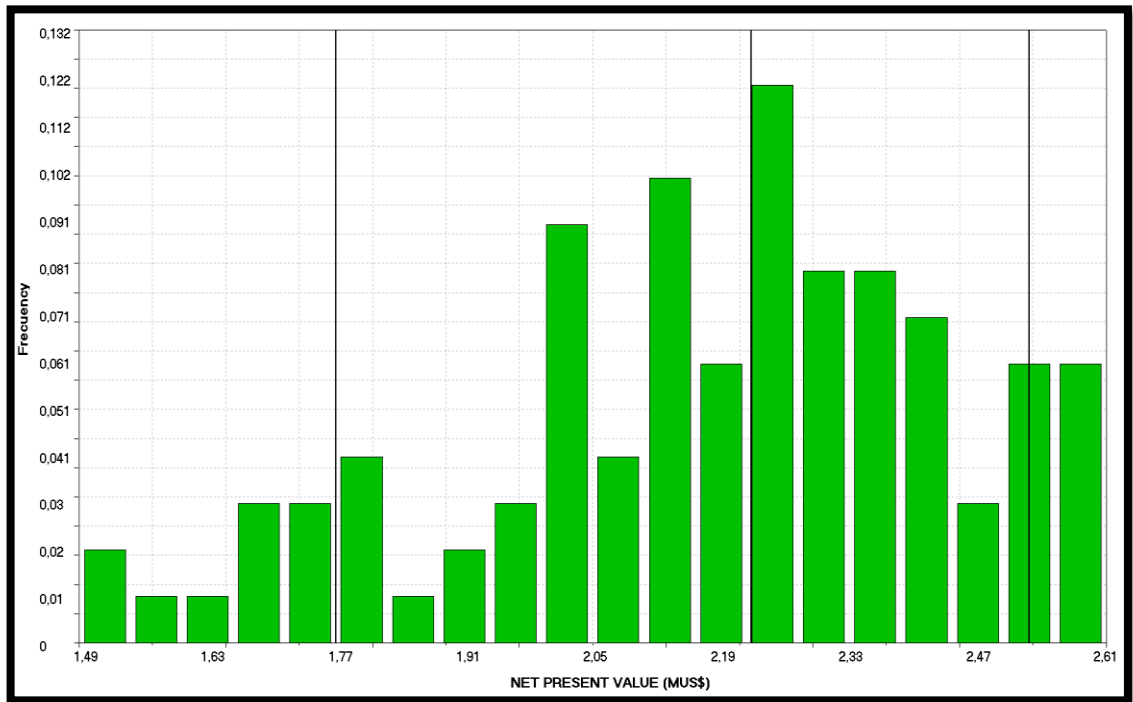
Gráfica 24. Declinación de producción pozo CAN 417



Fuente. Elaboración propia.

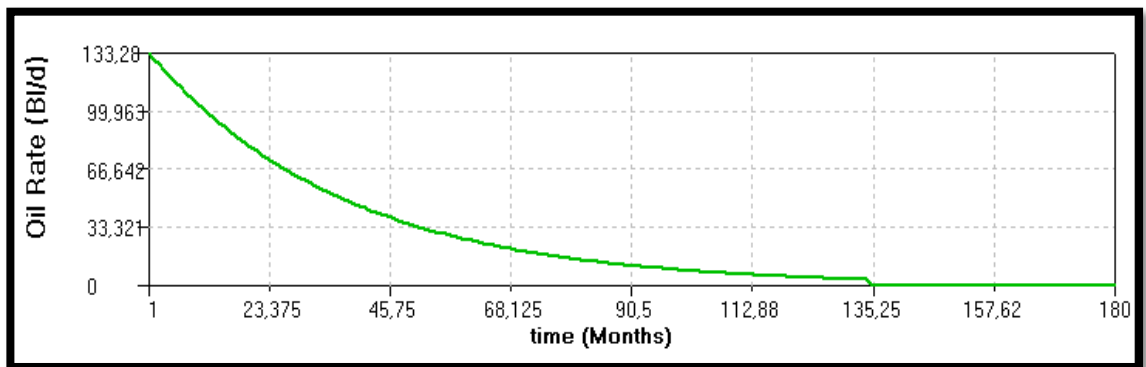
7.2.2.3 Simulación del Valor Presente Neto post fractura del pozo CA 133

Gráfica 25. Valor Presente Neto post fractura del pozo CA 133



Fuente. Elaboración propia.

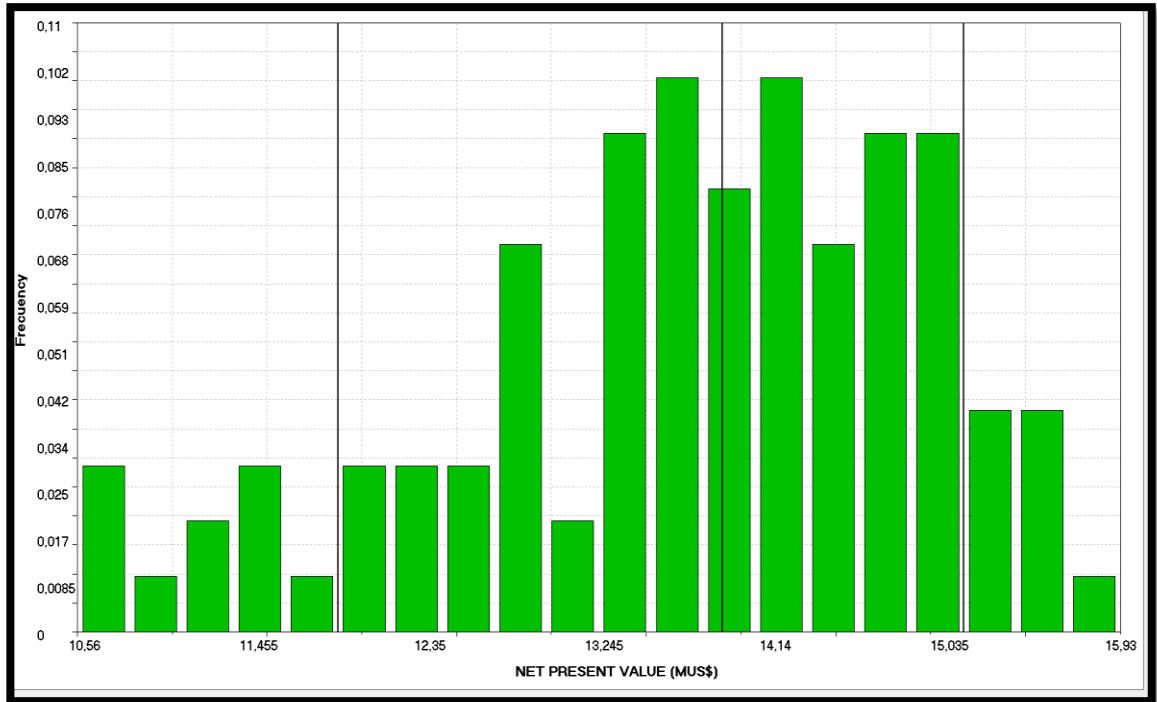
Gráfica 26. Declinación de producción pozo CA 133



Fuente. Elaboración propia.

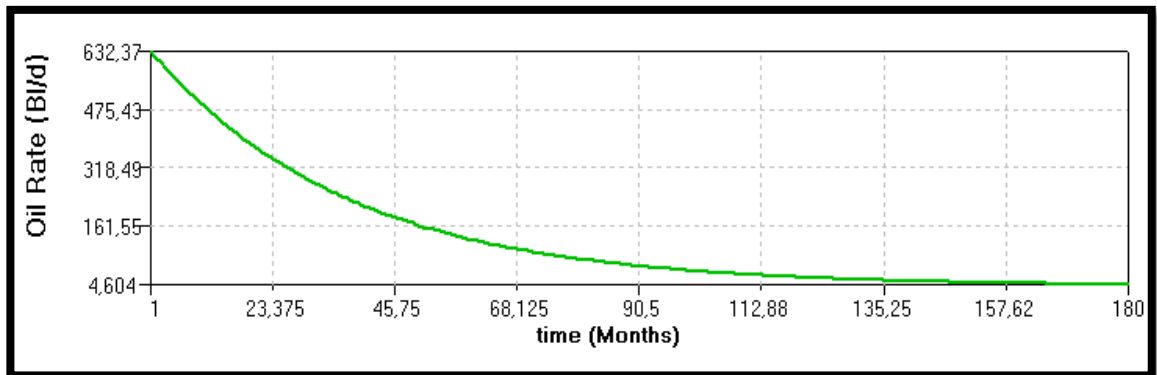
7.2.2.4 Simulación del Valor Presente Neto post fractura del pozo CA 101

Gráfica 27. Valor Presente Neto post fractura del pozo CA 101



Fuente. Elaboración propia.

Gráfica 28. Declinación de producción pozo CA 101



Fuente. Elaboración propia.

7.3 EVALUACIÓN FINANCIERA

7.3.1 Evaluación Financiera pozo CAN 95. Se realizó la evaluación financiera correspondiente al pozo CAN 95, partiendo de un escenario previo al fracturamiento hidráulico, donde se presentaba un ingreso diario de \$3.465 USD del aporte en superficie de 63 barriles de petróleo. Posteriormente se evidencia el incremento en el ingreso económico del mismo, atribuido a la producción de 344 barriles de petróleos diarios incrementales, que representan \$18.920 USD adicionales a la producción base. Por lo tanto, el valor Presente Neto previo al fracturamiento hidráulico arrojado por la simulación fue de \$ 1.100.000 USD, mientras que para el segundo escenario post fractura el valor del VPN fue de \$ 7.000 USD.

7.3.2 Evaluación Financiera pozo CAN 417. Al realizar el comparativo financiero de los dos escenarios presentados anteriormente para el pozo CAN 417, se tiene para el primer escenario pre fracturamiento hidráulico un aporte de 36 barriles de petróleo diario que generaban \$1.980 USD, para el segundo escenario hay un aumento de producción de 271 barriles de petróleo por día que actualmente generan \$14.905 USD adicionales a la producción base. Con estos valores de producción y según el simulador, el VPN pre fractura corresponde a \$626.000 USD y para el segundo escenario post fractura \$ 5.300.000 USD.

7.3.3 Evaluación Financiera pozo CA 13. Al evaluar financieramente el pozo CA 133 se encuentra en una condición inicial de producción de 77 barriles de petróleo diarios previo a la estimación, que contribuyen con \$ 4.235 USD, el comportamiento de producción después del fracturamiento indica un incremental de producción de 137 barriles de petróleo diarios que representan \$7.535 adicionales a la producción base. Para dicho escenarios se tiene los valores de los indicadores de VPN respectivamente, para el primer escenario pre fractura \$ y para el segundo escenario pos fractura \$2.200.000 USD

7.2.4 Evaluación financiera pozo CA101. Para desarrollar la evaluación financiera de este pozo se tuvo que recopilar los datos de cada escenario. Para el escenario previo a la fractura la producción que se registró fue de 120 barriles de petróleo diario a \$55 UDS el barril castigado por la compañía para este tipo de proyectos, representan \$ 6.600 USD y un Valor presente neto de \$ 2.500 USD. Para el escenario posterior a la fractura se tienen 770 barriles de producción diario de petróleo, lo cual se estima en \$ 42.350 USD que se traducen en un valor presente neto de \$ 14.000 USD. Con esto se confirma una vez más la efectividad de la inversión generando dividendos y valor a la compañía.

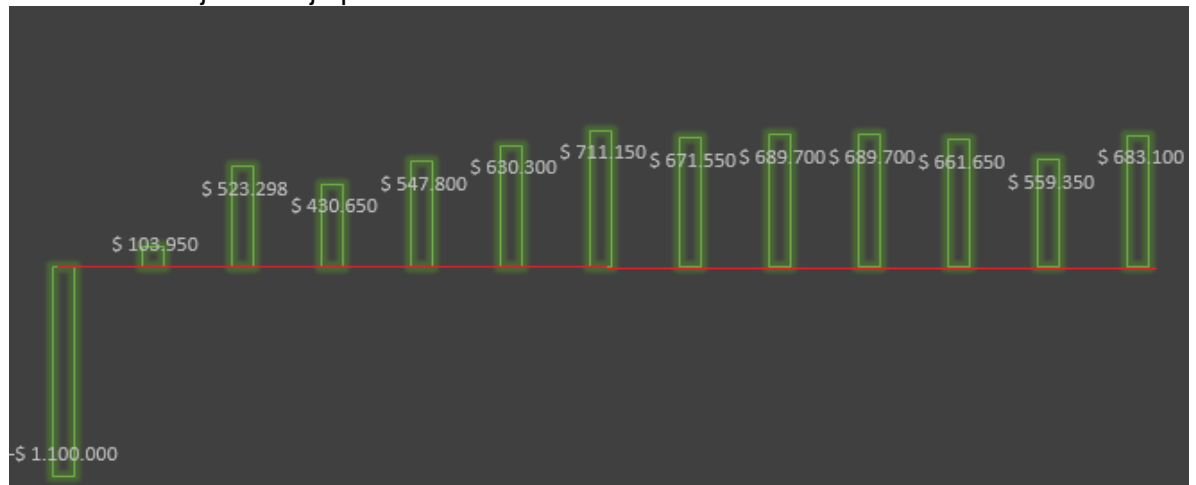
7.4 FLUJO DE CAJA

En finanzas se entiende por flujo de caja a las entradas y salidas de efectivo en cierto periodo determinado. Es la acumulación neta de activos liquidados en un

periodo dado, por lo tanto constituye un indicador importante de la liquidez de la compañía. A continuación se presentan los flujos de caja para cada uno de los cuatro pozos evaluados después de la operación del fracturamiento hidráulico.

7.4.1 Pozo CAN 95 post fracturamiento. El flujo de caja elaborado para el pozo CAN95 presenta los valores de producción mensuales, tomado de las pruebas de pozo en campo. Se puede observar la inversión inicial de la operación con un costo de \$ 1.100.000 USD y los ingresos posteriores mensuales. Generando valor a la compañía de \$ 5.802.198 USD. Castigando el proyecto a \$ 55 USD el barril de crudo.

Gráfica 29. Flujo de Caja pozo CAN 95

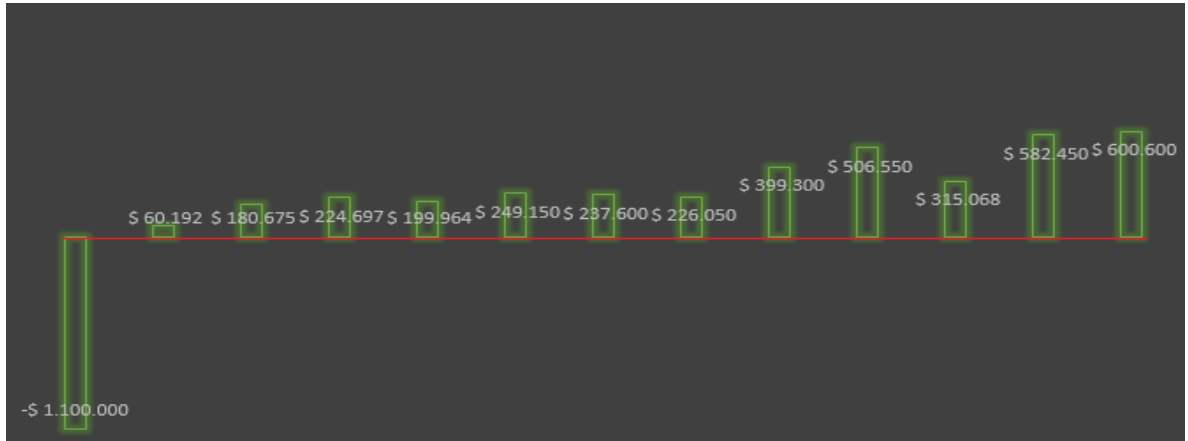


Fuente. Elaboración propia.

El cálculo de los ingresos no contempla egresos, por conceptos de mantenimiento, ni reparación posterior, debido a que después de realizar la fractura no es necesario operativamente realizar ninguna intervención adicional.

7.4.2 Pozo CAN 417 post fracturamiento. El flujo de caja elaborado para el pozo CAN 417 presenta los valores de producción mensuales, tomado de las pruebas de pozo en campo. Se puede observar la inversión inicial de la operación con un costo de \$ 1.100.000 USD y los ingresos posteriores mensuales. Generando valor a la compañía de \$ 2.682.295 USD. Castigando el proyecto a \$ 55 USD el barril de crudo.

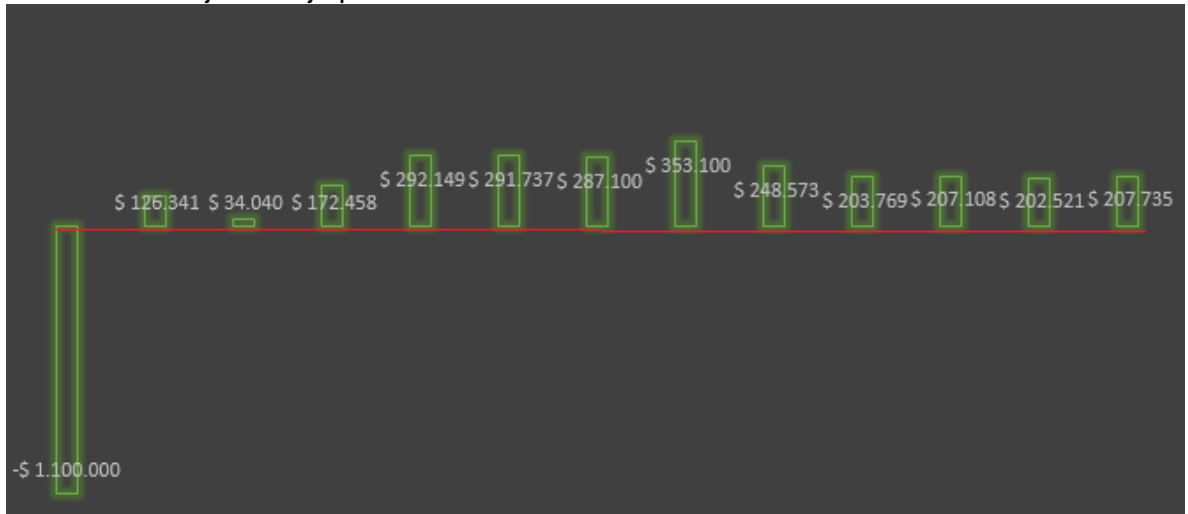
Gráfica 30. Flujo de caja pozo CAN 417



Fuente. Elaboración propia.

7.4.3 Pozo CA 133 post fracturamiento. El flujo de caja elaborado para el pozo CA 133 presenta los valores de producción mensuales, tomado de las pruebas de pozo en campo. Se puede observar la inversión inicial de la operación con un costo de \$ 1.100.000 USD y los ingresos posteriores mensuales. Generando valor a la compañía de \$1.526.629 USD. Castigando el proyecto a \$ 55 USD el barril de crudo.

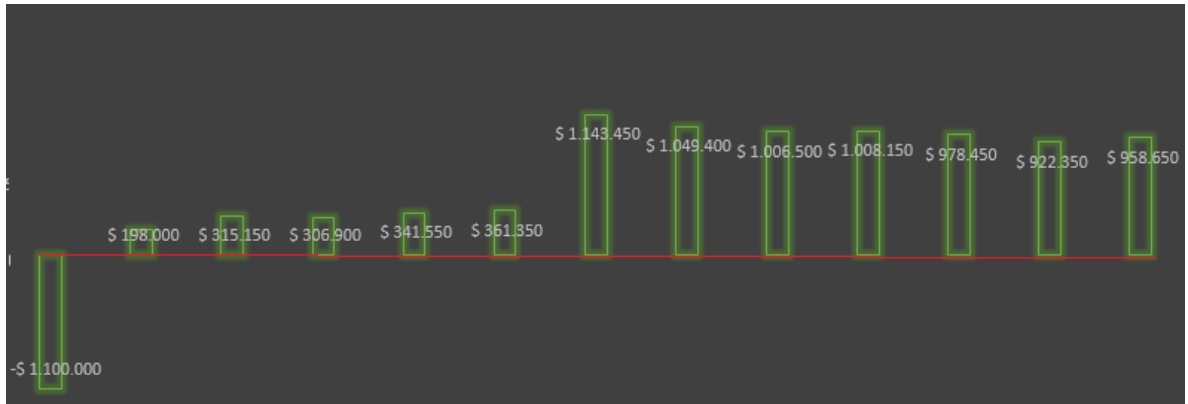
Gráfica 31. Flujo de caja pozo CA 133



Fuente. Elaboración propia.

7.4.4 Pozo CA 101 post fracturamiento. El flujo de caja elaborado para el pozo CA 101 presenta los valores de producción mensuales, tomado de las pruebas de pozo en campo. Se puede observar la inversión inicial de la operación con un costo de \$ 1.100.000 USD y los ingresos posteriores mensuales. Generando valor a la compañía de \$7.489.900 USD, Castigando el proyecto a \$ 55 USD el barril de crudo.

Gráfica 32. Flujo de caja pozo CA 101



Fuente. Elaboración propia.

7.5 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

Teniendo en cuenta la evaluación presentada en este capítulo anteriormente, las simulaciones de los valores presentes netos y los flujos de caja, para los cuatro pozos con condiciones operacionales diferentes, afectados por diversos tipos de daño, con producciones diarias diversas e ingresos de estas producciones variados, todos tiene la misma respuesta financiera, representada en un incremental de producción y un valor presente neto mayor después de la estimulación del fracturamiento hidráulico, en comparación a las ganancias presentadas por cada pozo sin ninguna intervención de tipo Workover o de Well Services.

Partiendo del aumento de producción que generó un incremento en las ganancias diarias de los pozos, se pudo concluir que el fracturamiento hidráulico en todos los casos evaluados en este proyecto, originó nuevas ganancias, lo que está generando valor a la compañía diariamente y con una ventana de eficiencia de 10 a 13 años con el incremental calculado para cada pozo, después de este tiempo se tendría la producción base de la que se partió en el escenario previo a la estimulación con fracturamiento hidráulico.

Financieramente se presentó la comparativa en los costos de los fracturamiento hidráulicos desde el completamiento y desde el yacimiento, con esto se logró concluir que es considerablemente más rentable realizar fracturamientos hidráulicos desde el completamiento por medio de campañas de perforación de pozo nuevos donde su objetivo sea ejecutar un fracturamiento hidráulico, ya que el costo de este sería evidentemente menor, debido a los costos de transporte y locación que se incluyen en el desarrollo de esta operación de estimulación. Por otra parte se tiene la ejecución del fracturamiento hidráulico desde el yacimiento, donde se debe acarrear con los costos adicionales de transporte, ya que, el pozo ya fue perforado anteriormente y se deben volver a pagar por este servicio.

Se llega a la conclusión de que el fracturamiento hidráulico como método de aumento de producción y remoción de daño, es financieramente viable ya que la inversión de \$1.100.000 USD por ejecución del servicio representa el incremento de producción en el Campo Castilla que se vio representado en más 300% en un solo pozo en el peor de los casos y el 16.7 % en la producción total del campo Esto indica que en promedio la inversión retorna a los largo del primer al cuatro meses ver las tablas 19 a la 22.

Tabla 19. Producción acumulada Post fractura CAN 95

<i>PRODUCCION ACUMUALDA</i>	<i>BPPD</i>	<i>USD</i>
<i>DIARIA</i>	407	\$ 22.385
<i>MENSUAL</i>	12.210	\$ 671.550
<i>BIMENSUAL</i>	24.420	\$ 1.343.100

Fuente. Elaboración propia.

Tabla 20. Producción acumulada Post fractura CAN 417

<i>PRODUCCION ACUMUALDA</i>	<i>BPPD</i>	<i>USD</i>
<i>DIARIA</i>	307	\$ 16.885
<i>MENSUAL</i>	9.210	\$ 506.550
<i>BIMENSUAL</i>	18.420	\$ 1.013.100
<i>TRIMESTRAL</i>	27.630	\$1.519.650

Fuente. Elaboración propia.

Tabla 21. Producción acumulada Post fractura CA 133

<i>PRODUCCION ACUMUALDA</i>	<i>BPPD</i>	<i>USD</i>
<i>DIARIA</i>	214	\$ 11.770
<i>MENSUAL</i>	6.420	\$ 353.100
<i>BIMENSUAL</i>	12.840	\$ 706.200
<i>TRIMESTRAL</i>	19.260	\$ 1.059.300
<i>CUATRIMESTRAL</i>	25.680	\$ 1.412.400

Fuente. Elaboración propia.

Tabla 22. Producción acumulada Post fractura CA 101

<i>PRODUCCION ACUMUALDA</i>	<i>BPPD</i>	<i>USD</i>
<i>DIARIA</i>	770	\$ 42.350
<i>MENSUAL</i>	23.100	\$ 1.270.500

Fuente. Elaboración propia.

8. CONCLUSIONES

- Se concluye que los pozos evaluados con altos cortes de agua de producción entre 37% y 87%, lograron una disminución representativa de entre 10% y 30% después del fracturamiento hidráulico, debido al incremento de producción de crudo.
- Los pozos que fueron perforados a lo largo de la unidad K2 presentaron mayor producción de agua previa la fracturamiento y una disminución no tan representativa después de la fractura, debido a que en la de la formación K2, se encuentra ubicado el acuífero por medio del cual produce el yacimiento. Como se pudo evidenciar con el pozo CA 133 donde contenía 87% de BSW previo a la estimulación y 82% de BSW posterior a la estimulación.
- La presencia excesiva de agua de producción en los pozos completados en la formación K2, indica una posible conectividad entre el yacimiento y el acuífero por medio de las fracturas de la estimulación hidráulica.
- Se resuelve que las zonas productoras del yacimiento, en este caso la Unidad K1 inferior y K2, son formaciones que contiene paquetes de arenas si ningún aporte de fluidos, hasta después del fracturamiento hidráulico que activa estas zonas de producción nulas, incrementando el volumen de aceite en superficie.
- El desarrollo de nuevas zonas, impulsado por medio de las fracturas, genera un efecto de incremento representativo de producción de aceite en los pozos evaluados promedio de 600%, lo cual sugiere que la baja producción de agua es respuesta al incremental de producción.
- El comportamiento de producción positivo genera buenas expectativas para la inversión del proyecto, volviendo atractivo el hecho de que la inversión se recupera en un corto plazo de 1 a 4 meses, teniendo la operación una duración de ejecución entre 10 y 15 días proporcionando un incremento de producción equivalente a un promedio de 10 a 12 años, produciendo solo el incremental de crudo, después de este tiempo se tendría la producción base.
- Se concluyó que es mucho más rentable invertir en una operación de fracturamiento hidráulico desde el completamiento, donde la inversión puede variar entre \$ 500.000 USD y \$ 800.000 USD por pozo estimulado, mientras que desde el yacimiento el rango de inversiones es de \$800.000 USD y más de \$1.100.000 USD demostrando una disminución de la inversión del 50%, atribuida al desplazamiento de la maquinaria como costo adicional en pozo con historial de producción.

- No fue posible concluir si el efecto de baja producción de agua es debido a un cambio de permeabilidad relativa, que genere una variación en la humectabilidad del yacimiento favoreciendo el flujo del agua, pues sería necesario realizar pruebas químicas en laboratorio, a los fluidos de fractura utilizados por cada compañía prestadora del servicio, cuestionando los componentes que pudieran cambiar la humectabilidad de la roca, pasando de ser mojada la petróleo a mojada al agua, incrementando así, la movilidad del aceite en el yacimiento, llevando a la representativa baja de producción de agua.
- Financieramente se realizó un reporte por cada pozo evaluados, donde se demuestran las ganancias y VPN producto de cada escenario, el primer escenario previo a la fractura y el segundo escenario posterior a la fractura, los cuales arrojaron resultados para el pozo CA 133 \$4.235 USD sin estimulación y \$ 7.535 USD con estimulación, mostrándose como el caso pesimista de la campaña. Mientras que para el pozo CA 101 las ganancias en el primer escenario fueron de \$ 6.600 USD y en el segundo escenario \$ 42.350 USD con un VPN previo a la fractura de \$ 2.500 USD y posterior de \$ 14.000 USD tomándose como el mejor resultado de la ejecución de la operación de un fracturamiento hidráulico en un pozo de alto caudal.

9. RECOMENDACIONES

- Es recomendable realizar el estudio de las curvas de permeabilidad posteriores a la implementación de los fracturamientos hidráulicos, partiendo de pruebas de laboratorio que analicen los fluidos de fractura, con el fin de encontrar un posible cambio de la mojabilidad del yacimiento, teniendo en cuenta que el yacimiento esta mojado al petróleo, y favorece la movilidad del agua.
- Se sugiere realizar el análisis comparativo entre los efectos de la ejecución del fracturamiento hidráulico, y los efectos de una acidificación en el Campo Castilla para los fines de limpieza de pozo.
- Se propone desarrollar el análisis de los registros de producción PLT previos y posteriores al fracturamiento hidráulico del mismo pozo, con el objetivo de dar una apreciación detallada de la activación de paquetes de arenas en las unidades K1 inferior y K2.
- Se sugiere recopilar la información de los resultados de los núcleos, con el fin de elaborar una evaluación que ayude a la toma de decisiones con respecto al diseño del fluido de fractura, procurando encontrar otra solución a la baja del BSW, con relación a los pozos fracturados. Ya que los núcleos tomados en el Campo Castilla, no estaban disponibles para el proyecto, pues los pozos candidatos a evaluación no contaban con este análisis.
- Se recomienda crear una matriz de selección con la información concerniente a la ejecución de la operación, indicando la mejor empresa en implementación del fracturamiento hidráulico, teniendo en cuenta las pruebas de pozo, registros eléctricos Open Hole (OH), registros de producción PLT, núcleos, y análisis nodales, que agilicen los diseños de fracturamientos hidráulicos futuros, adicionalmente la información financiera como: el equipo, personal, tiempo, costos y opciones de desarrollo de la misma, con el objetivo de optimizar la inversión de las operaciones de Workover.

BIBLIOGRAFÍA

[Anónimo]Characterisation of hydraulic parameters of the Permian cover over the Carboniferous deposits of la Camocha Mine: J. L. Areces, J. L. Tenajas, A. J. Torano, A. P. Pieren, F. Pendas & R. Rodriguez Diez, Boletín Geológico y Minero, 105(2), 1994, pp 190–203. En: INTERNATIONAL JOURNAL OF ROCK MECHANICS AND MINING SCIENCES & GEOMECHANICS ABSTRACTS. 4.vol. 32, no. 3, p. A106

ABBIE, M. y BEDFORD, J. S. Rock Mechanics : New Research. New York: Nova Science Publishers, Inc, 2009. ISBN 9781606924594; 9781617280177

Agencia Nacional de Hidrocarburos Colombia. Cuenca Llano Orientales Estudio Integrados - Crudos Pesados. [Electronic(1)]:bogota: ANH, 2016. 2

Agencia Nacional de Hidrocarburos Colombia. Cuenca Llanos Orientales Integración Geológica De La Digitalización Y Análisis De Núcleos. [Print(0)]. Bogotá. [Consultado el 23 Agosto 2018]. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/5.%20Informe%20Final%20Llanos.pdf>

Agencia Nacional de Hidrocarburos Colombia. Petroleum Geology of Colombia. [Electronic(1)]. [Consultado el Agosto 23 2018]. Disponible en: http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Metodos-de-Visualizacion/PETROLEUM%20GEOLOGY%20OF%20COLOMBIA/VOLUMEN_9_LLANOS_BASIN.pdf

AMBROSIO, Jacquelyn. Handbook on Oil Production Research. New York: Nova Science Publishers, Inc, 2014. ISBN 9781633218567; 9781633218758

AUGUSTO MOREIRA, César, et al. Geological and geophysical data integration for delimitation of mineralized areas in a supergene manganese deposits. En: GEOFÍSICA INTERNACIONAL. 0.vol. 53, no. 2, p. 199-210

GABRIELIANTZ, G. A. Geología De Los Yacimientos De Petróleo Y Del Gas Natural. Moscú: Mir, 1987.

GILBERT, Matthew T. y FERGUSON, Spencer. Hydraulic Fracturing and Shale Gas Production : Issues, Proposals and Recommendations. New York, N.Y.: Nova Science Publishers, Inc, 2013. ISBN 9781622576722; 9781622576739

Google Maps. Ruta Bogota- Campo Castilla La Nueva. [Electronic(1)]. [Consultado el Agosto 21 2018]. Disponible en: <https://www.google.com/maps/dir/bogota/Castilla,+Castilla+La+Nueva,+Meta/@4.2694746,-74.4557396,9z/data=!3m1!4b1!4m13!4m12!1m5!1m1!1s0x8e3f9bfd2da6cb29:0x23>

9d635520a33914!2m2!1d-74.072092!2d4.7109886!1m5!1m1!1s0x8e3e17314dc799cb:0x32185b3ff0b2b803!2m2!1d-73.683333!2d3.833333

HALLIBURTON ENERGY SERVICES INC. Water Based Frac Fluids Borate Fluid System Technology. En: [Anónimo] Hydraulic Fracturing, Fracturing Treatment Fluids. 2016. 9-49 p.

HISCHFELDT, Marcelo. Análisis De Uns Sistema De Producción Y Análisis NODAL. [Print(0)]. Argentina. [Consultado el septiembre 32018]. Disponible en: www.oilproduction.net

Indupetrol Colombia. Campo Castilla. [Electronic(1)]. [Consultado el Agosto 82018]. Disponible en: <http://200.116.42.67/blogsuts/indupetrolcolombia/files/2014/05/CAMPO-CASTILLA-1.pdf>

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Referencias documentales para fuentes de información electrónicas. NTC 4490. 1 ed. Bogotá: El instituto, 1998. 23 p.

_____. Referencias bibliográficas, contenidos, forma y estructura. NTC 5613, 1 ed. Bogotá, 2008. 38p.

_____. Documentación Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486 Sexta actualización, 1 ed. Bogotá: ICONTEC, 2008. 33p.

Jorge Italo bahamon Pedrosa. Análisis Desempeño Fracturamiento Hidráulico Campo Castilla Campañas 2012- 2017. [Electronic(1)]:Bogotá: 2012. 10
Mansarovar Energy Colombia LTD. Explotación De Gas Y Optimización De La Producción. [Electronic(1)]:Bogotá: 2013. 1-544

MONTES PÁEZ, Erik Giovany. Métodos De Producción: Análisis Nodal. [Electronic(1)]:2017. 1-33

MORALES JIMÉNEZ, DIANA ALEXANDRA y DE LA TORRE SANTAMARÍA, JORGE ENRIQUE. Evaluación De La Saturación Promedio De Los Fluidos Del "pozo a" Con Los Datos Obtenidos De La Herramienta Rst, En El Área Sur Del Campo Castilla. <http://hdl.handle.net/20.500.11839/6682>. Bogotá.: Fundación Universidad de América, 2017. p. 11.

P, Magdalena. Clasificación De Los Yacimientos De Hidrocarburos. En: [Anónimo] Fundamentos De Ingeniería De Yacimientos Petrolíferos. segunda ed. Las Playitas Maracaibo: Astro Data, 2007.

PAZMIÑO URQUIZO, Jorge. Fundamentos Teóricos. En: [Anónimo] Fundamentos De La Teoria Del Fracturamiento Hidráulico. 2004. 3-45 p.

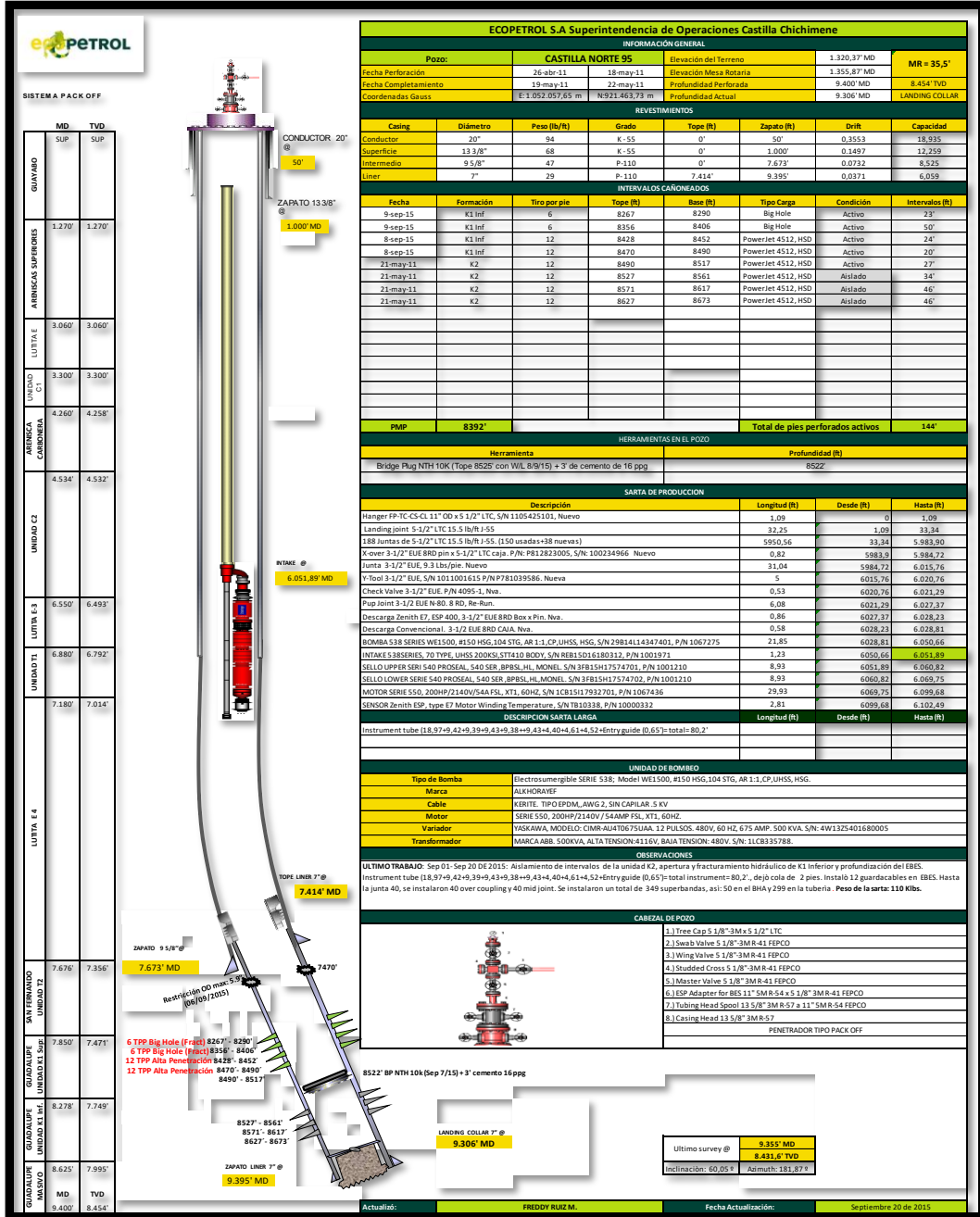
Schlumberger Oifield Services. Mecanica De Rocas. En: [Anónimo] Fracturamiento Hidráulico. 2015. 2-21 p.

TOVAR GANADOS, Juliana Lizeth y BOTERO GALINDO, Sebastian. Evaluación Técnico- Financiera De La Implementación De Las Mallas Piramidales En El Sistema De Control De Sólidos Primario Durante La Perforación De Un Pozo En La Sección 12 ¼” En El Campo Castilla. Bogota D.C.: fundacion universidad de america, 2017. p. 31.

ANEXOS

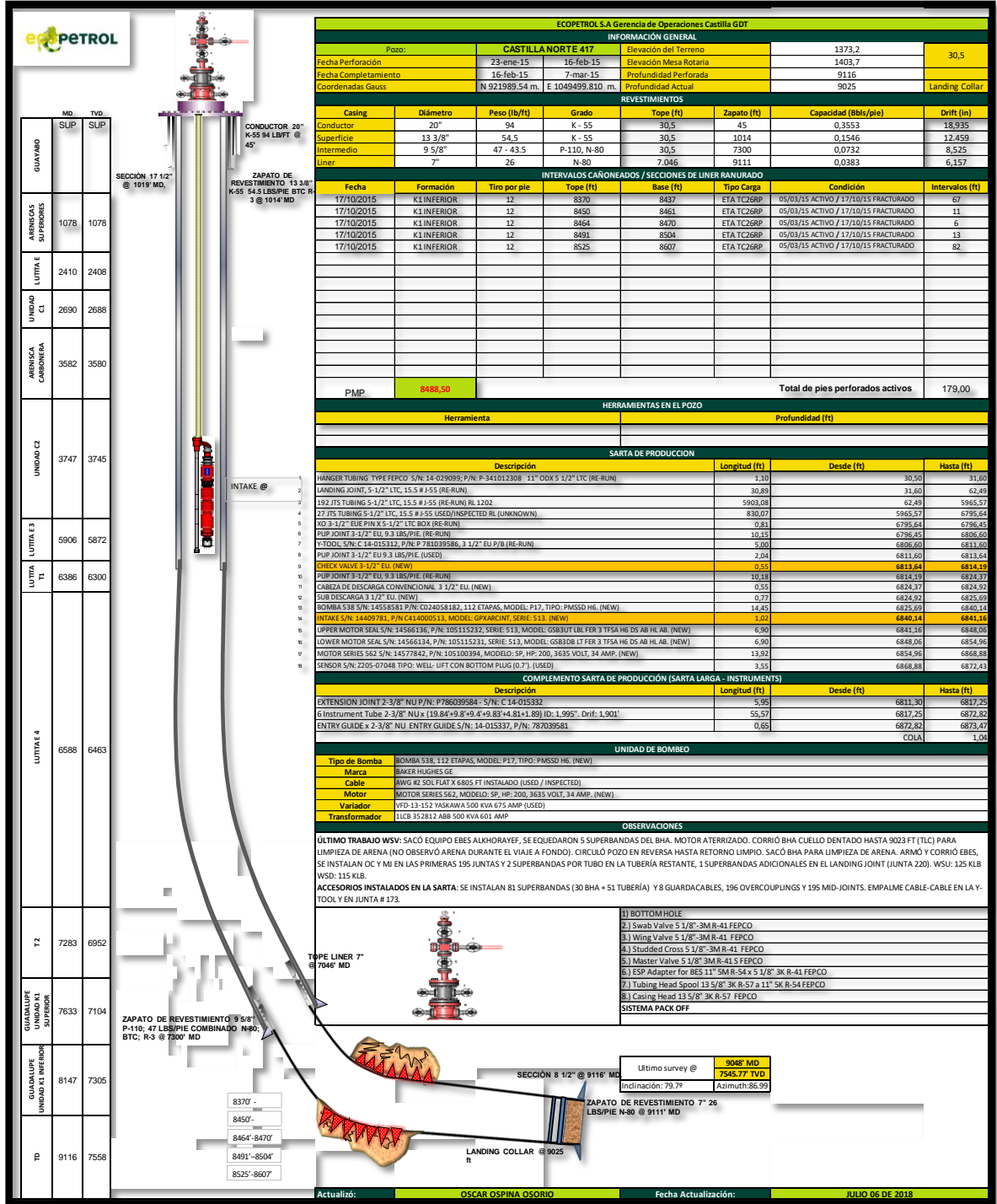
ANEXO A.

ESTADO MECÁNICO POZO CAN 95

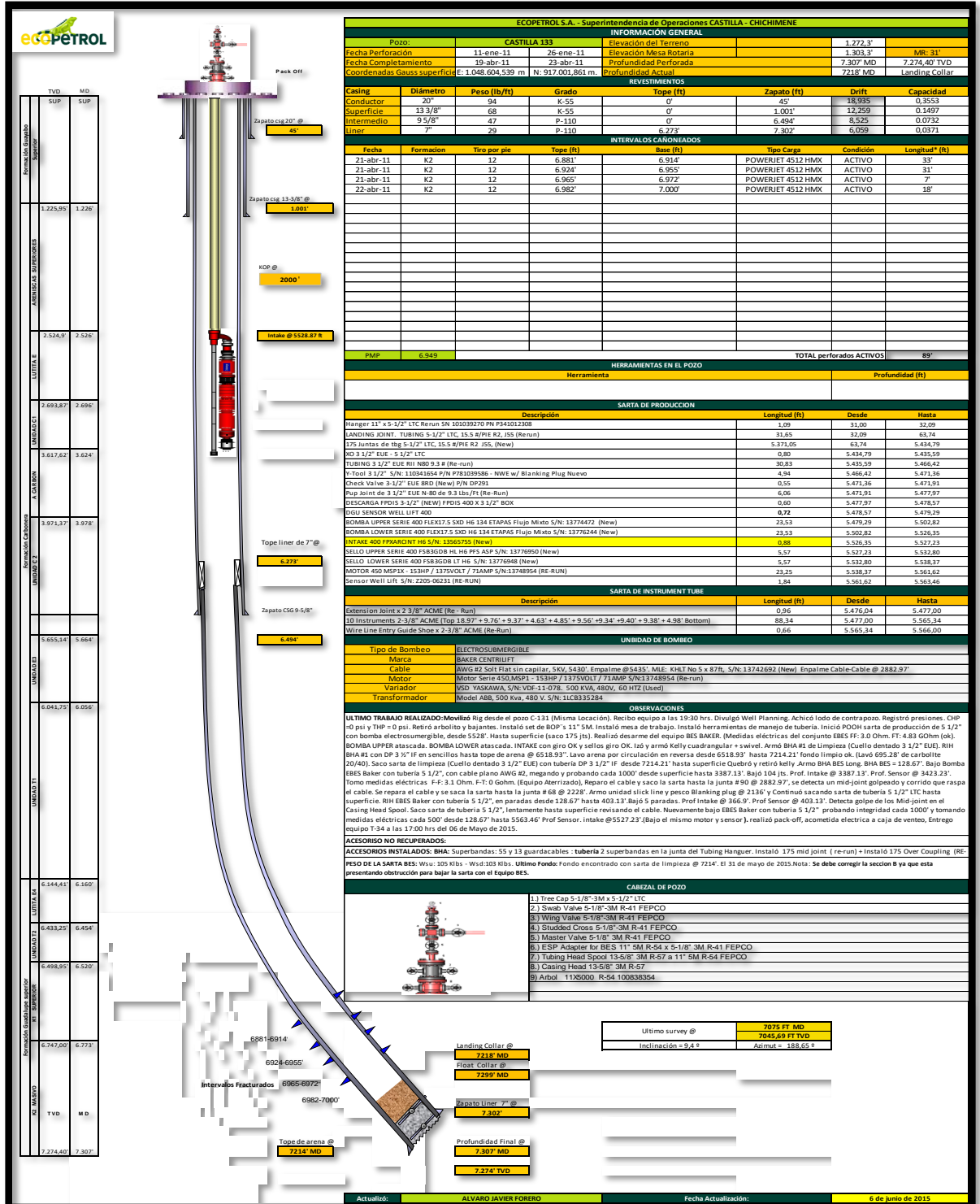


ANEXO B.

ESTADO MECÁNICO POZO CAN 417



ANEXO C. ESTADO MECÁNICO POZO CA 133



ANEXO D.

ESTADO MECÁNICO POZO CA 101

