

EVALUACIÓN TÉCNICA Y FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN
HIDROCICLÓN QUE PERMITA EL MEJORAMIENTO DE LA SEPARACIÓN
AGUA-ACEITE EN SUPERFICIE, PARA MEJOR DISPOSICIÓN, CONTROL Y
TRATAMIENTO DEL AGUA EN CAMPO CAÑO SUR

YULIANA ANDREA ROMERO PÉREZ

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

2019

EVALUACIÓN TÉCNICA Y FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN
HIDROCICLÓN QUE PERMITA EL MEJORAMIENTO DE LA SEPARACIÓN
AGUA-ACEITE EN SUPERFICIE, PARA MEJOR DISPOSICIÓN, CONTROL Y
TRATAMIENTO DEL AGUA EN CAMPO CAÑO SUR

YULIANA ANDREA ROMERO PÉREZ

Proyecto integral de grado para optar por título de:
Ingeniería de Petróleos

UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.

2019

Nota de aceptación:

Ing. Nelson Fernández Barrero

Ing. Jorge Andrés Tovar Moreno

Bogotá D.C., Agosto de 2019

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente Institucional y Rector del Claustro

Dr. MARIO POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GRACÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Decano Facultad De Ingenierías

Ing. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI

Director Programa de Ingeniería de Petróleos

Ing. JUAN CARLOS RODRÍGUEZ ESPARZA

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

DEDICATORIA

A Dios en quien he puesto mi fe y de su mano he logrado paso a paso cada una de las metas que me he propuesto, y por las bendiciones y fuerzas que me brindo cada día para lograr llegar hasta donde me lo he propuesto.

A mi familia por el apoyo, acompañamiento y amor que me brindó siempre. También por la comprensión que me ayudó a no desfallecer, e inculcarme la perseverancia para ser cada día mejor.

A mis amigos que vivieron esta etapa de la vida dentro de la universidad, y a aquellos que desde afuera me brindaron su apoyo y fortaleza para culminar esta importante etapa de mi vida.

A los docentes que me brindaron su acompañamiento y sabiduría. Y a los ingenieros que me proporcionaron su apoyo y conocimiento en el desarrollo de este proyecto.

YULIANA ANDREA ROMERO PÉREZ

CONTENIDO

	Pág.
RESUMEN	23
INTRODUCCIÓN	24
OBJETIVOS	25
1. GENERALIDADES DE LOS CAMPO CAÑO SUR Y RUBIALES	26
1.1 HISTORIA	26
1.2 LOCALIZACIÓN	28
1.3 MARCO GEOLÓGICO	30
1.3.1 Columna Estratigráfica	30
1.3.2 Estratigrafía	32
1.3.2.1 Formación Une	32
1.3.2.2 Formación Gachetá	32
1.3.2.3 Formación Guadalupe	32
1.3.2.4 Formación Barco	32
1.3.2.5 Formación Los Cuervos	32
1.3.2.6 Formación Mirador	33
1.3.2.7 Formación Carbonera	33
1.3.2.8 Formación León	34
1.3.2.9 Formación Guayabo	34
1.3.3 Geología Estructural	34
1.3.4 Geología del Petróleo	35
1.3.4.1 Roca generadora	36
1.3.4.2 Roca Almacenadora	36
1.3.4.3 Roca Sello	36
1.3.4.4 Migración	36
1.3.4.5 Trampa	36
1.3.4.6 Propiedades Petrofísicas del Yacimiento	36
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	37
1.4.1 Mecanismo de Producción	37
1.4.2 Tiempo de Producción	38
1.4.3 Curva de Producción Acumulada	39

2 FACILIDADES DE SEPARACIÓN DE FLUIDOS EN SUPERFICIE	41
2.1 GENERALIDADES FACILIDADES DE PRODUCCIÓN	41
2.2 SEPARADORES	44
2.2.1 Función de un separador	44
2.2.1.1 Principios de Separación	45
2.2.1.2 Etapas de Separación	45
2.2.2 Clasificación	45
2.2.2.1 Tipo de Separación	46
2.2.2.2 Configuración geométrica	46
2.2.2.3 Otras Configuraciones	49
2.2.3 Criterios que influyen en la separación	50
2.3 HIDROCICLÓN	51
2.3.1 Funcionamiento	52
2.3.2 Partes de un hidrociclón	52
2.3.3 Modelo de flujo	53
2.4 PARÁMETROS OPERATIVOS EN BLOQUE CAÑO SUR ESTE	55
2.5 COMPLETAMIENTO POZOS BLOQUE CAÑO SUR ESTE Y CAMPO RUBIALES	59
2.5.1 Diseño de perforación del pozo	59
2.5.2 Diseño del pozo de producción	59
2.5.3 Estado Mecánico	60
3 PRODUCCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN EN CAMPO	62
3.1 GENERALIDADES DEL AGUA DE FORMACIÓN	62
3.1.1 Propiedades	62
3.1.2 Clasificación	63
3.1.2.1 Tipos	63
3.1.2.2 Genética	64
3.1.3 Análisis de Agua	65
3.1.4 Tratamiento	65
3.2 AGUA DE INYECCIÓN	65
3.3 PROCESOS EN CAMPO	67
4 ESQUEMATIZACIÓN PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL HIDROCICLÓN COMO SEPRADOR EN SUPERFICIE	72
4.1 PRUEBA DE LABORATORIO DEL DISEÑO DEL HIDROCICLÓN	72
4.1.1 Desarrollo Experimental	72
4.2 PROPOSICIÓN Y EVALUACIÓN DEL POZO/CAMPAÑA	80
4.2.1 Planteamiento de escenarios	80
4.2.1.1 Pozo Dual de Circuito Cerrado	80

4.2.1.2 Pozo productor y direccionamiento del agua libre a tratamiento	82
4.2.1.3 Ampliación del proyecto a 25000BIs	82
4.2.2 Selección de pozos candidatos	83
4.2.3 Evaluación de pozos para la elaboración del diseño de simulación	84
4.2.3.1 Condiciones del yacimiento, propiedades del fluido y detalle estado del pozo	84
4.2.3.2 Análisis Nodal para diseño de los escenarios de simulación	86
4.2.3.3 Escenarios de desarrollo para simulación	93
4.3 PLANTEAMIENTO Y SELECCIÓN DEL DISEÑO DE SIMULACIÓN PARA PROCESO EN CAMPO	94
4.3.1 Simulación de los escenarios planteados	94
4.3.1.1 Simulación del pozo productor horizontal RB-J	94
4.3.1.2 Simulación del pozo horizontal disposal RB-K	101
4.3.2 Simulación análisis de esfuerzos	106
4.4 ELABORACIÓN PLAN DE TRABAJO	116
4.4.1 Operaciones para convertir pozo productor a inyector	116
4.5 PROPUESTA DE PARÁMETROS OPERATIVOS PARA DESARROLLO EN CAMPO	120
4.5.1 Resultados obtenidos a partir de las simulaciones	120
4.5.2 Condiciones operativas del equipo de separación	121
4.5.3 Agua de inyección, posterior a la separación	122
5. VIABILIDAD FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE HIDROCICLÓN	124
6. CONCLUSIONES	130
7. RECOMENDACIONES	132
BIBLIOGRAFÍA	133
ANEXOS	135

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Mapa Localización Bloque Caño Sur Este y Campo Rubiales, Cuenca Llanos Orientales, Colombia.	29
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca Llanos Orientales	31
Figura 3. Perfil Geológico Cuenca Llanos Orientales	35
Figura 4. Historia de Producción Bloque Caño Sur Este	39
Figura 5. Historia de Producción Campo Rubiales	40
Figura 6. Separador Horizontal	47
Figura 7. Separador Vertical	48
Figura 8. Separador Esférico	49
Figura 9. Gráfica Temperatura vs Recuperación de líquidos	51
Figura 10. Partes de un Hidrociclón	53
Figura 11. Patrones de Flujo de un Hidrociclón	54
Figura 12. Esquema del Proceso Actual Estación Mito-1	55
Figura 13. Ejemplo de Estado Mecánico Fondo de Pozo Disposal	61
Figura 14. Calculadora Índice de Saturación de Langelier.	69
Figura 15. Resultados del Índice de Saturación Langelier, muestra de agua previo al tratamiento.	70
Figura 16. Resultados del Índice de Saturación Langelier, muestra de agua previo al tratamiento.	71
Figura 17. Muestras del Fluido-2	74
Figura 18. Muestras de dos etapas Underflow	74
Figura 19. Impulsadores y su geometría	75
Figura 20. Muestra posterior a cinco etapas de separación	76
Figura 21. Curvas base para cinco etapas	76
Figura 22. Muestra de la menor concentración obtenida experimentalmente	77
Figura 23. Resultados gráficos de la primera prueba a 4 etapas	78
Figura 24. Resultado pruebas variando condiciones operacionales	79
Figura 25. Esquema de proceso con pozo inyector, y diagrama del hidrociclón con distribución de flujo	81
Figura 26. Esquema con completamiento dual concéntrico	81
Figura 27. Nodos Sistema en Análisis Nodal	87
Figura 28. Curva IPR flujo monofásico, Ley de Darcy	88
Figura 29. Curva IPR por Vogel.	90
Figura 30. Diseño a modelar en el software	94
Figura 31. Selección inicial del software, para el pozo productor RB-J.	95
Figura 32. Ingreso de datos PVT del pozo RB-J al software.	95
Figura 33. Selección del modelo para la construcción de la IPR.	96
Figura 34. Datos ingresados del pozo RB-J a partir del modelo de reservorio seleccionado.	97

Figura 35. Curva IPR para pozo horizontal RB-J.	98
Figura 36. Datos de la bomba electro sumergible del pozo RB-J.	99
Figura 37. Datos del survey y gradiente geotérmico de pozo del RB-J.	100
Figura 38. Datos de completamiento de pozo del RB-J.	100
Figura 39. Selección inicial del software, para el pozo disposal RB-K.	101
Figura 40. Datos PVT para pozo disposal RB-K.	102
Figura 41. Selección del modelo de reservorio para la curva IPR del pozo RB-K.	102
Figura 42. Datos de entrada para generación de curva de inyectividad del pozo RB-K.	103
Figura 43. Curva de inyectividad del pozo disposal RB-K.	104
Figura 44. Datos de survey y gradiente geotérmico del pozo disposal RB-K.	105
Figura 45. Datos de completamiento del pozo disposal RB-K.	105
Figura 46. Sensibilidad de cargas.	108
Figura 47. Gráfica sensibilidad de cargas según operación en packer.	109
Figura 48. Gráfica sensibilidad por estallido para tubería	111
Figura 49. Gráfica sensibilidad por colapso para tubería	112
Figura 50. Gráfica sensibilidad por tensión axial para tubería	113
Figura 51. Gráfica sensibilidad por fuerza triaxial para tubería	114
Figura 52. Movimiento de tubería	115
Figura 53. Flujo de efectivo caso actual con facilidades y tratamiento de agua.	129
Figura 54. Flujo de efectivo caso instalación del hidrociclón.	129

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Propiedades Petrofísicas del Bloque Caño Sur Este	36
Tabla 2. Propiedades de los Fluidos	37
Tabla 3. Generalidades - Geología y Yacimiento	37
Tabla 4. Parámetros de Selección, Tipo de Separación.	46
Tabla 5. Condiciones de Operación del Tanque de separación FWKO.	56
Tabla 6. Condiciones de Operación del Tanque de separación Gun Barrel	57
Tabla 7. Propiedades a evaluar del agua libre	63
Tabla 8. Normas NACE para inyección de agua	66
Tabla 9. Resultados análisis fisicoquímico del agua del Bloque Caño Sur Este, antes de tratamiento.	67
Tabla 10. Resultados análisis fisicoquímico del agua del Bloque Caño Sur Este, con tratamiento para inyección.	68
Tabla 11. Rango ideal para el Índice de Saturación de Langelier	69
Tabla 12. Ficha técnica de los fluidos de prueba	73
Tabla 13. Requisitos de selección de pozos piloto	82
Tabla 14. Pozos candidatos para instalación del equipo de separación y ejecución de la prueba piloto.	83
Tabla 15. Datos de entrada del simulador, Condiciones de yacimiento.	84
Tabla 16. Datos de ingreso simulador, Propiedades del Fluido.	85
Tabla 17. Datos de ingreso simulador, Diseño de revestimiento.	85
Tabla 18. Datos de ingreso simulador, Condiciones de Producción.	86
Tabla 19. Limitantes de insumos de completamiento según diseño.	107
Tabla 20. Operación paso a paso para convertir pozo productor a inyector.	116
Tabla 20. Continuación	117
Tabla 20. Continuación	118
Tabla 20. Continuación	119
Tabla 24. Global de actividades para las operaciones	120
Tabla 25. Parámetros operativos estimados	121
Tabla 26. Parámetro de diseño del equipo de separación.	121
Tabla 27. Condiciones de operación del equipo en campo.	122
Tabla 28. Análisis fisicoquímico del agua para inyección, en el Bloque Caño Sur Este.	123
Tabla 29. Costos operativos actuales de las facilidades y tratamiento del agua	124
Tabla 30. Costos de inversión en operación para pozo inyector.	125
Tabla 31. Costos de inversión en obras mecánicas	126
Tabla 32. Valores de producción definidos para análisis financiero	127
Tabla 33. Costos de operación del Hidrociclón	127
Tabla 34. Resultado del valor presente neto para los casos planteados y su diferencia.	127
Tabla 35. Flujo de efectivo de los costos operativos.	129

Tabla 36. Rangos óptimos operativos de presión y caudal. Factores de seguridad completamiento.

130

LISTA DE ECUACIONES

	Pág.
Ecuación 1. Eficiencia de separación de un separador	58
Ecuación 2. Eficiencia del FWKO	58
Ecuación 3. Eficiencia del Gun Barrel	58
Ecuación 4. Ecuación de Darcy para condiciones de desarrollo del IP	89
Ecuación 5. Índice de productividad (IP), a partir de ecuación de Darcy.	89
Ecuación 6. Ecuación de Vogel para flujo bifásico.	90
Ecuación 7. Ecuación general del desarrollo de un pozo de gas. Fetkovich.	91
Ecuación 8. Ecuación general para pozos horizontales según Wang y Wiggins.	91
Ecuación 9. Ecuación para determinar presión de yacimiento.	92
Ecuación 10. Determinación de la Presión pozo RB-J	92
Ecuación 11. Determinación de nivel de líquido para identificar valor del Pwf.	93
Ecuación 12. Presión de fondo fluyente del pozo RB-J.	93

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A ESQUEMA BIDIMENSIONAL DE LA TRAYECTORIA DE PERFORACIÓN	136
ANEXO B ESQUEMA DE UNA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE	137
ANEXO C ESTADO MECÁNICO POZOS BLOQUE CAÑO SUER ESTE Y CAMPO RUBIALES	138
ANEXO D TABLA COMPONENTES ESTADOS MECÁNICOS	139
ANEXO E PRUEBA DE LABORATORIO DE ANÁLISIS FISICOQUÍMICO DEL AGUA DE CAÑO SUR ESTE, SIN TRATAMIENTO	140
ANEXO F PRUEBA DE LABORATORIO DE ANÁLISIS FISICOQUÍMICO DEL AGUA DE CAÑO SUR ESTE, CON TRATAMIENTO	141
ANEXO G ESTADO MECÁNICO POZO PRODUCTOR RB-J	142
ANEXO H ESTADO MECÁNICO POZO INYECTOR RB-K	143
ANEXO I CRONOGRAMA GLOBAL DE ACTIVIDADES	144
ANEXO J MEMORANDO IMPLEMENTACIÓN DEL EQUIPO EN CAMPO RESPUESTA EMPRESA	145
ANEXO K CARTA SOLICITUD DE SOPORTE A LA EMPRESA	147

GLOSARIO

Bomba eléctrica sumergible (BES): sistema de levantamiento artificial que utiliza un sistema de bombeo de fondo de pozo accionado eléctricamente.

Caída de presión: es la pérdida de presión que resulta de la fricción, que sufre el fluido que pasa por un tubo, válvula, conexión u otro dispositivo.

Campo: depósito o grupo de acumulación de petróleo, en donde se encuentra un yacimiento con su respectivo entrapamiento, cubierto por roca impermeable o sello.

Cañoneo: proceso mediante el cual se le realiza una apertura de orificios al revestidor mediante disparos que pasan a través de la capa de cemento y se extiende dentro de la formación, y se realiza con el fin de establecer una comunicación entre la zona de interés y el pozo.

Carbonato: sal de ácido carbónico. Compuesto que contiene CO₃.

Completamiento: actividades y métodos necesarios para preparar un pozo para que produzca aceite y/o gas.

Compresión axial: presión producida paralela al eje del cilindro cuando la tubería de revestimiento golpea una desviación en el agujero o se pega y se detiene. La fuerza que empuja a la tubería hacia abajo causa la compresión.

Concordante: sucesión de estratos que se depositan de forma continua, y representa un periodo de depositación.

Condensado: líquido producido por la condensación retrógrada del gas natural. Está compuesto por proporciones variables de butano, propano, pentano, y fracciones más pesadas.

Cuenca Retro-Arco: es una depresión que se encuentra entre un frente tectónico o cinturón plegado (faja orogénica) y un cratón. En este tipo de cuencas, el frente orogénico coincide con la posición del arco magmático, por ende, se encuentran localizados por detrás de éste. Se genera por subducción de la corteza continental, siendo flexural y por efecto de carga sedimentaria.

Delta: depositación de materia mineral que se origina en la desembocadura de un río hacia el mar, originando ramales de ese río.

Densidad relativa: el cociente de la masa de un volumen dado de una sustancia y la masa de un volumen igual de una sustancia patrón, como el agua o el aire.

Depresión: zona o terreno que se encuentra a una menor altitud al inmediatamente circundante.

Desemulsificadores: sistema, dispositivo o proceso empleado para romper una emulsión y obtener dos o más componentes fácilmente separables, como el agua y el aceite.

Discordante: término mediante el cual se hace referencia a una roca eruptiva que genera un seccionamiento en la estratificación.

Emulsión: mezcla en la cual un líquido se distribuye uniformemente en otro líquido.
Falla: se conoce como la ruptura de un estrato rocoso, a causa de un esfuerzo, en donde se genera un desplazamiento.

Falla de rumbo dextrales: falla en donde el bloque se desplaza a lo largo de la falla hacia la derecha, siendo una rotación en sentido horario o espiralado.

Falla inversa: desplazamiento de un bloque de falla de forma ascendente, a lo largo de una superficie de falla. Denominada también falla de corrimiento.

Falla normal antitética: falla secundaria, cuyo sentido de desplazamiento es opuesto a las fallas primarias asociadas.

Falla transcurrente: movimiento del bloque de falla de forma horizontal. topográficamente destacan muy poco.

Fase: cualquier porción de un sistema no homogéneo que está limitada por una superficie que es homogénea en sí, y puede separarse mecánicamente de las otras fases.

Fase Continua: líquido en el cual se suspenden partículas sólidas, o en el cual se dispersan gotas de otro líquido.

Fase Dispersa: son las gotas de líquido, o partículas de sólido, que están dispersas en un líquido formando una emulsión.

Flanco: la parte de un pliegue que se encuentra entre una plegadura y la siguiente.

Flujo turbulento: el flujo de un fluido en un movimiento errático no lineal, provocado por una alta velocidad.

Gravedad API: escala de medición de gravedad específica, mediante la cual se determina la densidad relativa del petróleo, expresada en grados.

Helicoidal: diseño con forma de espiral.

Hidrato: compuesto de agua e hidrocarburos que se forma a baja temperatura y baja presión en la recolección, compresión y transportación de gas.

Infrayace: el prefijo *infra* significa por debajo, y la palabra *yace*, hace referencia a reposar sobre.

Litoral: comprende el área correspondiente entre la línea de acantilados y el punto más alto que marca el agua, donde se desarrolla una playa de tempestad.

Mojabilidad: es la preferencia de un sólido por el contacto con un líquido o un gas.

Monoclinal: estratos que tienen un buzamiento regional regular.

Palinología: disciplina mediante la cual se estudian los cambios climáticos en el cuaternario

Permeabilidad: capacidad de una roca para permitir que un fluido fluya través de ella.

Porosidad: volumen de poros o espacios porosos en los cuales la roca puede contener fluidos.

Precipitación: es la producción de una fase líquida separada de una mezcla de gases, o de una fase sólida separada de una solución líquida.

Presión estallido: es el diferencial teórico de presión interna con el que fallará un tramo de la tubería de revestimiento.

Presión capilar: presión o fuerza adhesiva causada por la tensión superficial del agua.

Presión colapso: fuerza necesaria para aplastar las paredes de la tubería. El colapso se presenta cuando la presión externa de la tubería es mucho mayor que la presión interna de la tubería.

Presión hidrostática: es la fuerza ejercida por un fluido en reposo, se incrementa directamente con la densidad y la profundidad.

Roca Sedimentaria: asentamiento que se forma por la precipitación y acumulación de materia mineral, o por compactación de limo vegetal y/o animal, que debido a la temperatura y la presión a las cuales se ven expuestas, se consolidan en rocas duras.

Salmuera: agua que contiene una gran cantidad de sal.

Suprayace: el prefijo *supra* significa arriba o por encima de, y la palabra yace, refiere a reposar sobre.

Trampa: es una estructura geológica, la cual retiene los hidrocarburos, que se genera por cambios en el tipo de roca, discordancias u otros rasgos sedimentarios.

Tensión interfacial: propiedad de la interfaz entre dos fases inmiscibles, cuando ambas fases son líquidas.

Viscosidad: medida de la resistencia de un fluido a fluir. Resistencia provocada por la fricción interna que resulta de los efectos combinados de cohesión y adhesión.

ABREVIATURAS

%: Porcentaje

°: Grados

°C: grados centígrados

°F: grados Fahrenheit

API: american Petroleum Institute

Bar: barios, unidad de medida de presión

Bbl: barril

BFPD: barriles de fluido por día

BOP: blow Out Preventor, válvula preventora de influjos en superficie

BOPD: barriles de petróleo día

BPD: barriles por día

BSR: bacterias sulforeductoras

BWPD: barriles de agua por día

cP: centipoise

cSt: centistokes

DLS: siglas de Dog Leg Severity

ESP: bombeo Electro sumergible (por sus siglas en inglés Electrical Sumergible Pump)

ft: feet, (Pie)

G&A: grasas y aceites

gal: galón

GPM: galones por minuto

h: espesor

HP: horsepower (caballos de fuerza)

hr: hora

Hz: Hertz

inch: pulgadas

K: permeabilidad

KBPD: mil barriles de fluido por día

Km: kilómetro

Km²: kilómetro cuadrado

L: litro

MBLS: miles de barriles

MD: measured Depth (Profundidad medida)

mD: milidarcy

mg: miligramo

min: minuto

mm: milímetro

MMBLS: millones de barriles

mS: mili Siemens

N: newton

N: north (Norte)

NE: north East (Noreste)

NTU: unidades nefelométricas de turbidez (NepHelometric Turbidity Unit)

PAD: localización de perforación provisoria.

Pág.: página

ppb: partes por billón

ppm: parte por millón

Psia: libra por pulgada cuadrada, (presión absoluta)

RPM: revoluciones por minuto

scf: standard Cubic feet, (Pie cúbico estandar)

seg: segundo

STD: sólidos disueltos totales

TIO: Tasa interna de oportunidad

UFC: unidad formadoras de colonias

RESUMEN

En la industria petrolera actualmente se tiene como equipo de separación de fluidos en superficie, los separadores convencionales, estos pueden ser horizontales o verticales.

En este trabajo se aborda el diseño de un hidrociclón como separador en superficie. En donde para su desarrollo se realizó una serie de pruebas de laboratorio, mediante las cuales se identificaron las dimensiones ideales para una operación óptima y eficiente en la separación de las dos fases líquidas, es decir agua y aceite. Teniendo en cuenta estos resultados se proyectó la instalación del equipo en campo, la cual no fue posible ejecutar, por razones técnicas, financieras y legales en la empresa.

Durante el desarrollo, se da a conocer las propiedades fisicoquímicas del agua libre producida, y las condiciones de calidad del agua bajo las cuales debe ser inyectada en un yacimiento, teniendo en cuenta las propiedades de este. Cabe resaltar que se hace mención de los procesos actuales en campo, es decir, las facilidades de producción que operan actualmente y el tratamiento que se implementa en campo hoy en día.

Para el desarrollo de este proyecto, se efectuaron simulaciones con dos softwares especializados (PROSPER Y WELLCAT), mediante los cuales se efectuó análisis nodal y análisis de esfuerzos para el completamiento, esto con el fin de identificar las condiciones operativas óptimas para una correcta instalación del hidrociclón en campo.

Posteriormente, se lleva a cabo una descripción detallada de las operaciones a realizar, en las cuales se tiene en cuenta la conversión de un pozo productor a inyector, con sus respectivos tiempos y pasos a seguir.

Finalmente se lleva a cabo un análisis financiero, que tiene como objetivo identificar la viabilidad del proyecto. Este se desarrolla mediante un diagrama de flujo de egresos, obteniendo al final un diferencial de los valores VPN para los procesos actuales, es decir la instalación de las facilidades de producción y tratamiento de agua, y el caso planteado en este proyecto, la instalación del hidrociclón, dando como resultado unos costos operativos bajos a una proyección de diez años.

Palabras Clave: Hidrociclón, WELLCAT, PROSPER, Bloque Caño Sur Este, Campo Rubiales.

INTRODUCCIÓN

En este proyecto de grado se realiza la planeación de las operaciones a llevar a cabo para la instalación de un equipo de separación llamado Hidrociclón, el cual se plantea ser instalado luego del cabezal del pozo productor, efectuando una separación inicial de las fases líquidas del fluido producido, es decir, el agua y el crudo, para que de la salida inferior del equipo se realice una conexión a un pozo inyector, y poder así disponer del agua separada evitando el proceso de tratamiento de este fluido, en las facilidades.

El proyecto comprende la descripción de las generalidades geológicas e historia de producción de los campos involucrados, los cuales son, el Bloque Caño Sur Este y el Campo Rubiales, el último en mención es del cual se obtienen los datos verídicos de los estudios previos realizados para la ejecución de una prueba en un pozo piloto.

Posteriormente se mencionan los equipos que comprenden las facilidades de producción, para así entrar en detalle a los equipos de separación convencional, denominado separadores, de los cuales se va a exponer su función, las etapas que lo comprenden y su clasificación. Contigua a esto, se define que es un hidrociclón, su funcionamiento y las partes que lo componen. A partir de ello, se dan a conocer los parámetros operativos bajo los cuales actualmente se operan.

El siguiente capítulo, comprende las generalidades del agua de formación, en donde se denotan las propiedades que comprenden y su clasificación general, además de ello, se da a conocer los análisis que se emplean para identificar sus propiedades fisicoquímicas y los tratamientos que se realizan en campo para lograr una mejor calidad de ésta.

A partir de ello, se inicia con la esquematización del plan de trabajo para la implementación del hidrociclón, en el cual se da a conocer los resultados obtenidos de las pruebas de laboratorio, el programa de planeación bajo el cual se llevó a cabo el desarrollo del proyecto y los procesos, estudios, simulaciones y análisis que se ejecutaron con el fin de conocer las condiciones operativas óptimas para la instalación del equipo.

Por último, se realiza un análisis financiero en donde se evalúa los costos de operación e inversión para la implementación del equipo de separación, comparando con los costos operativos que generan las facilidades actualmente, y así determinar si el proyecto es viable y económico para su implementación.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Evaluar técnico y financieramente la implementación de un hidrociclón, que permita el mejoramiento de la separación agua-aceite en superficie y mejor eficiencia en disposición, control y tratamiento del agua en Campo Caño Sur.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades y geología del Campo Caño Sur.
2. Identificar las condiciones operativas y parámetro de funcionamiento de los separadores empleados en el campo, mediante los registros de producción.
3. Analizar las propiedades fisicoquímicas del agua libre, previo a la instalación del hidrociclón.
4. Establecer parámetros de operatividad para la instalación del hidrociclón en cabeza de pozo.
5. Implementar un hidrociclón como equipo en cabeza de pozo para la separación de fluidos en el campo Caño Sur.
6. Determinar calidad del agua para inyección bajo especificaciones, mediante análisis fisicoquímico del agua libre, a la salida del hidrociclón.
7. Realizar una comparación entre la operatividad antes y después de la instalación del hidrociclón como equipo de separación primario
8. Estimar la viabilidad financiera del proyecto en la implementación un hidrociclón como equipo de separación en cabeza de pozo mediante la relación B/C.

1. GENERALIDADES DE LOS CAMPO CAÑO SUR Y RUBIALES

En este capítulo se realizará una descripción de las generalidades de los Campos Caño Sur y Rubiales, localizados en la Cuenca de los Llanos Orientales al Este de Colombia. Se hará mención de la historia de los campos, ubicación geográfica, descripción del marco geológico y estructural, de la geología del petróleo, historia de producción y de los diferentes tipos de completamiento.

Se incluye Campo Rubiales, puesto que es en éste en donde los ingenieros a cargo realizarán la prueba piloto con la implementación del equipo de separación diseñado en laboratorio, con el fin de conocer su eficiencia y funcionalidad.

1.1 HISTORIA

El 20 de junio de 2005, Ecopetrol S.A firmó con la ANH el contrato de exploración y explotación de hidrocarburos para el área de Caño Sur. Ésta área, se dividió en tres bloques, Oeste, Central y Este. Para finales del 2010, se perforaron dos pozos estratigráficos en el bloque Caño Sur Este, designados Mago y Draco, con los cuales se comprobó la acumulación de hidrocarburos en esta área.

Posterior a ello, entre el año 2011 y 2013, se amplió la campaña exploratoria perforando 27 pozos estratigráficos, 24 con objetivo de producción y 16 pozos desviados para adquisición de información y navegación de pozos horizontales.¹

El bloque Caño Sur Este, fue declarado comercial en el año 2013, y se dividió en dos campos, que son Mago y Mago Norte, en donde 16 de los pozos perforados eran productores comerciales y uno era inyector.

Subsiguiente, y a raíz de la caída del precio del barril, el campo suspendió a principios del 2016, por un periodo de 8 meses. Debido a esta suspensión, Ecopetrol implementó prácticas de preservación de los equipos y evaluó diversas estrategias para la reapertura de los pozos con mejor condición de producción.

El 10 de septiembre de 2016, el bloque Caño Sur Este fue reactivado, empezando con 10 pozos. Finalmente, durante el año 2017, el pronóstico establecido de producción se llevó a cabo en un 146%, con lo cual se muestra la optimización de la producción.²

A principios de 2018, se plantean dos escenarios para el desarrollo del bloque, los cuales van a depender del tipo de perforación que se realice, y mediante estos se buscaría darle manejo a la producción de agua.

¹ Ecopetrol S.A., Informe Plan de Desarrollo Bloque Caño Sur, Gerencia de desarrollo de yacimientos, 2017.

² Ing. Jorge Sáchica Ávila, ACIPET, Caño Sur Este ejemplo de producción eficiente en escenarios de precios bajos, junio 2017.

Por otro lado, Campo Rubiales fue descubierto en 1981 por la compañía Intercol, con el pozo Rubiales-1, el cual alcanzó una profundidad de 3100 ft.³

Posterior a ello, entre los años 1988 y 1989, las compañías irlandesas Tuskar, Tunsector y Tethys, firmaron los contratos de exploración de Rubiales y Pirirí, con lo cual se inició campañas de perforación, y mediante estos se denotó el potencial productivo que podría tener la cuenca. Después de ello, y debido a las complejas condiciones operativas por la geografía del sector, éstas tres empresas vendieron a la compañía australiana Colpex International.

Entre 1989 y 1997, según la entrevista realizada al señor Álvaro Ladrón de Guevara por la revista La República, ésta compañía perforó alrededor de 18 pozos y desarrolló la infraestructura para el transporte de esta materia prima, ya que en ese tiempo no se hallaban vías de acceso. Debido a las dificultades en el área, la producción de este era insostenible, por lo que en 1997 se presentó el cierre del campo.

Durante el periodo de suspensión, el campo cambió de propietario tres veces, primero a Helm Maritime, luego a la empresa americana Eliot y finalmente al empresario brasileño Germán Efromovich, quien a partir de la creación de Meta Petroleum, restableció labores en junio de 2003.

Ya para 2013, con la creación de Pacific Rubiales en el 2003, el campo aumentó producción a 208.763 barriles por día, gracias a la participación de venezolanos.⁴ Para principios de julio de 2016, el convenio de Explotación de Hidrocarburos Área Rubiales con la ANH entra en vigencia, en donde ECOPETROL S.A tiene la participación del 100%.

³ ANH, Información Geológica y Geofísica Cuenca Llanos Orientales – Crudos Pesados, diciembre 2012.

⁴ La República, La Producción de Campo Rubiales se multiplicó por 15 con Pacific, 29 de Julio de 2015.

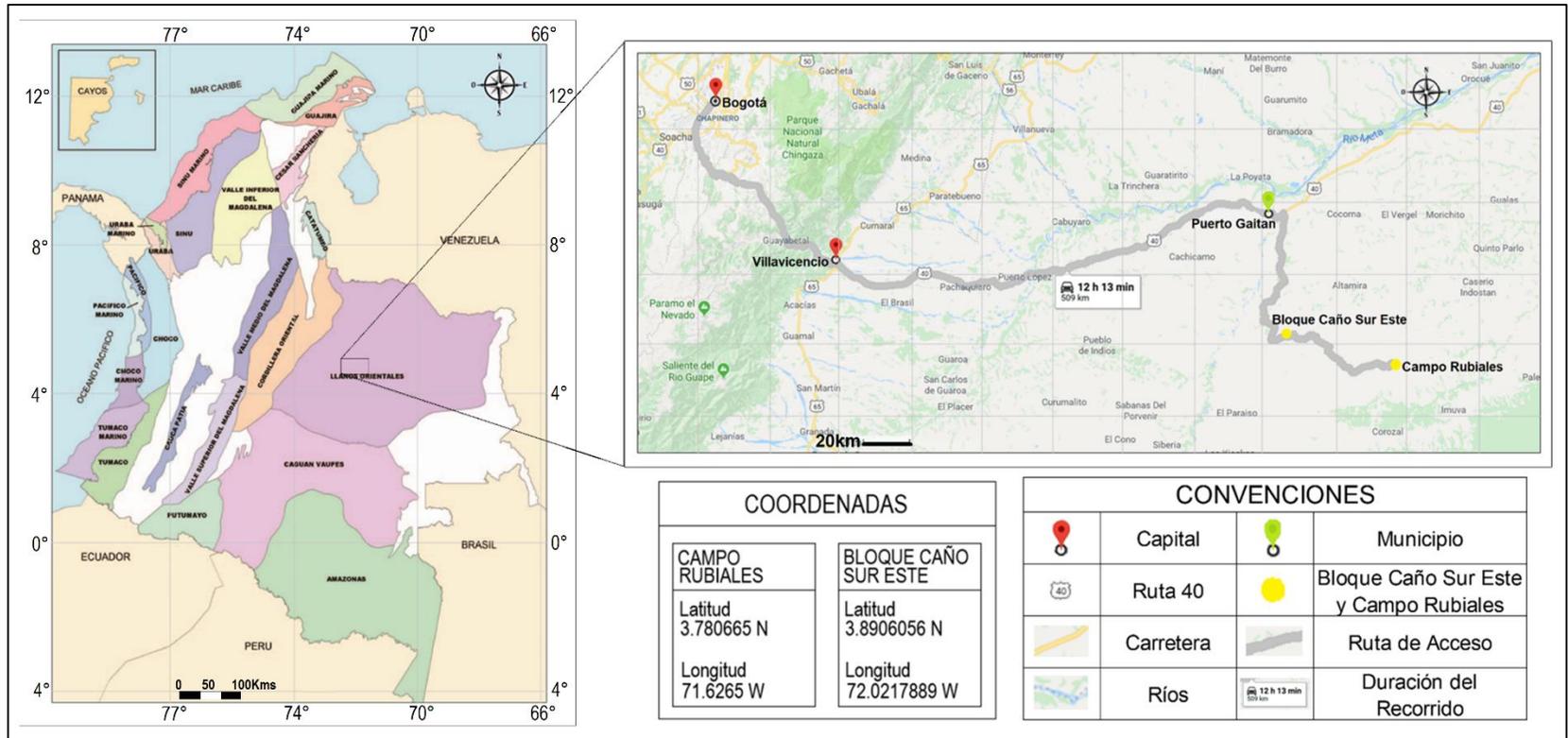
1.2 LOCALIZACIÓN

El área de Caño Sur se encuentra localizada en la cuenca de los Llanos Orientales, en el departamento del Meta; al Este de la ciudad de Villavicencio, bajo la jurisdicción del municipio de Puerto Gaitán. Para el acceso al campo, saliendo desde Bogotá, se toma la vía hacia Villavicencio, para luego tomar la carretera Ruta 40, desde esta ciudad, llegando al municipio de Puerto Gaitán (278 km). De ese municipio al Bloque de Caño Sur Este, hay un recorrido de 120.4 km.

Por otro lado, Campo Rubiales también se encuentra localizado en la cuenca de los Llanos Orientales, al Oriente del departamento del Meta, a una distancia de 250 km de la ciudad de Villavicencio por la carretera 40, y a 167 km del municipio de Puerto Gaitán, hacia Alto Neblinas.⁵

⁵ Generalidades Campo Rubiales, Informe

Figura 1. Mapa Localización Bloque Caño Sur Este y Campo Rubiales, Cuenca Llanos Orientales, Colombia.



Fuente: Elaboración propia con base en: BARRERO, Darío, PARDO, Andrés, VARGAS, Carlos, MARTÍNEZ, Juan. Colombian Sedimentary Basins. Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. [PDF, en línea]. ANH. Bogotá D.C., 2007. Pág. 26 y 28. [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Cuencas-sedimentarias/Documents/colombian_sedimentary_basins.pdf]. Google Maps, consultado el 05/01/2019.

1.3 MARCO GEOLÓGICO

La cuenca de los Llanos Orientales, es una depresión topográfica plana, que se desarrolló entre el flanco occidental del Escudo de Guyana y la Cordillera Oriental; ésta tiene una orientación SW-NW.

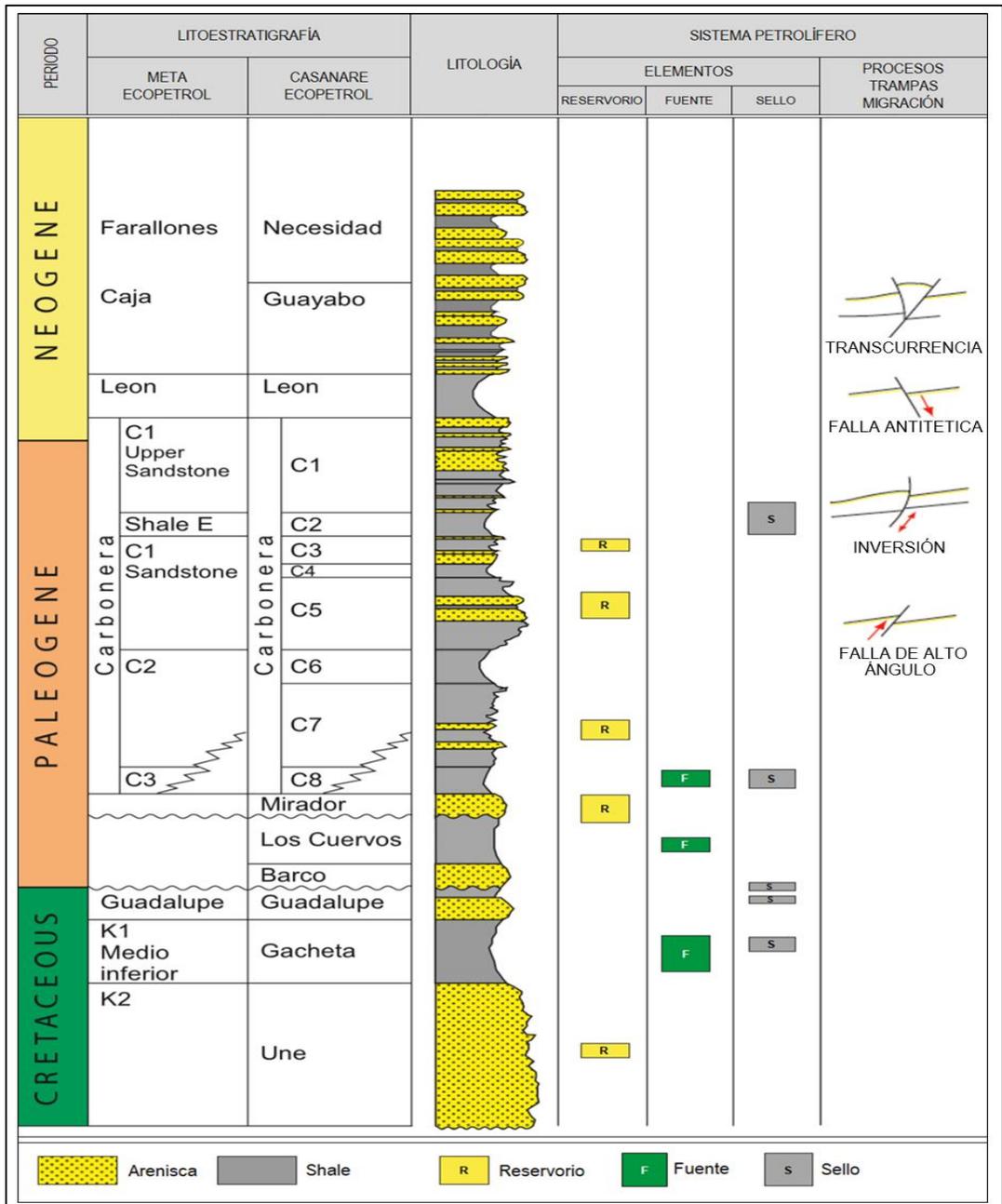
Las rocas sedimentarias de ésta cuenca, fueron depositadas en una cuenca tipo retro-arco, en el Cretáceo Tardío, teniendo una serie marina basal de areniscas costeras cretáceas, además de arcillolitas y lutitas marinas, sílex y fosfatos, siendo éstos últimos, una excelente roca madre (Formación Gachetá).

Además de ello, es una cuenca de tipo divergente con ciclos de sedimentación de relleno marginal y de interior fracturado.⁶

1.3.1 Columna Estratigráfica. La cuenca de los Llanos Orientales está representada por rocas pertenecientes a los periodos comprendidos entre el cretácico, paleógeno y neógeno, separados por tres discordancias regionales.

⁶ ANH, Crudos pesados Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos, diciembre 2012.

Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de la cuenca Llanos Orientales



Fuente: Elaboración propia con base en: BARRERO, Darío, PARDO, Andrés, VARGAS, Carlos, MARTÍNEZ, Juan. Colombian Sedimentary Basins. [PDF, en línea]. ANH. Bogotá D.C., 2007. Pág. 70. [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Cuencas-sedimentarias/Documents/colombian_sedimentary_basins.pdf].

1.3.2 Estratigrafía. En este ítem, se realizará las descripciones de las formaciones que conforman la cuenca de los Llanos Orientales, a la cual pertenece el Bloque Caño Sur Este y el Campo Rubiales, de los que se hace mención en éste capítulo. Se describe la edad de formación, la composición litológica de cada una de ellas, además de el espesor, el contacto con las formaciones que la suprayacen o infrayacen y el tipo de depositación que la caracteriza.

1.3.2.1 Formación Une. A partir de los estudios realizados por la ANH, descritos en el informe de Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos, la edad de esta formación se encuentra entre el Cenomaniano y Turoniano temprano. Está compuesta litológicamente por areniscas cuarzosas e intercalaciones de lutitas y de limolitas carbonáceas. Tiene un espesor promedio de 50 a 350 pies en el área del Meta, de 300 a 600 pies hacia Arauca, y llega hasta 650 pies en el Piedemonte Llanero. Suprayace discordantemente sobre rocas triásico-jurásicas, e infrayace concordantemente con la Formación Gachetá. Esta formación deriva de una depositación fluvial de alta energía (delta).

1.3.2.2 Formación Gachetá. Representa la máxima transgresión del Cretáceo hacia el Oriente y Sureste. La litología está constituida por una secuencia de lodolitas, de color gris a gris oscuro y negras, con areniscas glauconíticas y shales ricos en materia orgánica, a veces calcáreos y fosfáticos. El espesor promedio es de 300 pies aproximadamente, aumentando al noroccidente, y llegando a un máximo de alrededor de 600 pies, hacia el suroccidente de la cuenca.

1.3.2.3 Formación Guadalupe. Según la ANH y los datos palinológicos de algunos pozos, la edad de la Formación Guadalupe es Campaniano. Está formada por areniscas masivas de grano fino a grueso, de color blanco, y en la base tiene intercalaciones de lodolitas grises a gris oscuro. Presenta un espesor variable que va desde cero en las cercanías del escudo de Guayana, a más de 600 pies en el Piedemonte Llanero. Presenta contactos concordantes con ambas formaciones. La formación Guadalupe es el resultado de depósitos litorales de origen deltaico.

1.3.2.4 Formación Barco. Corresponde a una edad de depositación en el Paleoceno tardío. La litología consiste en areniscas cuarzosas masivas con delgadas capas de lutitas. Tiene un espesor variable entre 760 y 520 pies, con un aumento regular y rápido hacia el Occidente. Suprayace discordantemente con la Formación Guadalupe, e infrayace concordantemente con la Formación Los Cuervos. Para esta, se supone un ambiente de depositación continental regresivo.

1.3.2.5 Formación Los Cuervos. Al igual que la Formación Barco, la edad corresponde al Paleoceno tardío. Se compone de lutitas de color gris, intercaladas con areniscas de grano muy fino a medio. Los contactos inferiores y superiores, a las formaciones, son discordantes. Tiene un espesor variable que, aumenta regular y rápidamente hacia el Occidente, llegando a superar los 1000 pies en los primeros corrimientos de la cordillera. Posee contacto discordante con la formación que la

suprayace, la cual es Mirador, y concordante con la Formación Barco. Para ésta formación, se interpreta una depositación continental de llanura fluvial.

1.3.2.6 Formación Mirador. A ésta formación se le concede una edad de depositación en el Eoceno tardío. Consiste en una arenisca masiva, con diferentes granulometrías (decreciente de base a techo), la cual se compone de cuarzo, algunas veces feldespatos, materia orgánica leñosa y glauconita, hacia la parte superior de la secuencia; además, se caracteriza por ser buen reservorio. El espesor aumenta hacia el Occidente hasta un máximo de 950 pies. El límite basal coincide discordantemente con la Formación Los Cuervos, mientras que el contacto superior con la Formación Carbonera es concordante en la mayor parte de los Llanos Orientales. Se depositó en un ambiente fluvial deltaico.

1.3.2.7 Formación Carbonera. Se encuentra entre el Oligoceno y Mioceno tardío. Presenta secuencias grano crecientes de lodolita-arenita. Ésta formación se divide en 8 miembros o unidades operacionales (C1 a C8), en donde los pares son transgresivos y fino granulares, mientras que los impares, son regresivos, arenosos y productores de hidrocarburos, principalmente C7. Se forma de una depositación transgresiva y regresiva de corta duración de un mar epicontinental de poca profundidad.⁷

✓ **Unidad C8.** Presenta un espesor variable desde 50 pies hasta 400 pies. Se compone de arenitas blancas de grano fino a medio, con intercalaciones de lutitas y arcillolitas. Se interpreta un ambiente de depositación por canales fluviales o estuarios de cuerpos progradacionales.

✓ **Unidad C7.** Se compone de areniscas de grano muy fino a fino, a veces conglomerático, provenientes de un ambiente de depositación marino, deltaico y continental. Poseen una porosidad visible pobre, con un espesor promedio de 460 pies.

✓ **Unidad C6.** Compuesta por arcillas gris verdoso, resaltando en la parte inferior la interposición de lodolitas café grisáceo y pequeñas capas de arenitas de grano fino. Tiene un espesor variable, desde 600 pies hasta de 100 a 150 pies en la zona central de la cuenca.

✓ **Unidad C5.** Su litología se constituye por alternancias de niveles de arcillolita y areniscas poco consolidadas, con tamaño de grano medio, a veces grueso. En la parte inferior, se observan arenitas de grano fino y medio. Tiene un espesor que varía desde 50 hasta 350 pies.

⁷ ANH, Cuenca Llanos Orientales Integración Geología de la Digitalización y Análisis de Núcleos, diciembre 2012.

✓ **Unidad C4.** Está formada por una alternancia rápida de capas de areniscas, limolitas y lutitas, de color gris claro, con rojizo. Tiene un espesor promedio de 325 pies, y un máximo de más de 700 pies en el piedemonte llanero.

✓ **Unidad C3.** Se compone por variaciones de niveles de arenisca fina a gruesa, con laminación inclinada de escala media. También presenta limolitas y arcillolitas gris verdoso, además de, a veces, niveles carbonosos en la parte central de la cuenca. Posee un espesor promedio de 250 pies.

✓ **Unidad C2.** Es el sello de mayor extensión hacia el Este de la cuenca. Se compone de lutitas y limolitas, además de paquetes métricos de arenitas de grano fino a muy fino. En ésta se resalta, que, en sus límites Norte y Noreste de la cuenca, el porcentaje de arena aumenta por un posible ambiente deltaico. El espesor promedio es de 180 pies.

✓ **Unidad C1.** Está compuesta por una alternancia de arenas, limolitas oscuras y lutitas grises. Tiene un espesor promedio de 1.120 pies, aumentando de manera regular hacia el Occidente, hasta alcanzar más de 2.000 pies, antes del piedemonte.⁸

1.3.2.8 Formación León. Se le asigna una edad Mioceno Inferior. La litología se compone de capas gruesas de lutitas de color gris con laminación ondulada e intercalaciones de areniscas de grano fino. Tiene un espesor que varía entre 550 y 580 pies, y un contacto concordante, suprayace a la Formación Carbonera, y discordante, infrayace a la Formación Guayabo. El ambiente de depositación concierne a lagos, lagunas costeras, bahías o estuarios, es decir, marino.

1.3.2.9 Formación Guayabo. Tiene una edad geológica entre el Mioceno Superior y el Plioceno. Se compone de una alternancia de arcillolitas grises a pardo rojizas y areniscas finas a muy gruesas. Tiene un espesor variable a lo largo de la cuenca que varía entre los 1100 a 8000 pies. La formación suprayace con la Formación León y el contacto es de tipo discordante, con un ambiente de depositación en la base de predominio marino y hacia el tope de influencia fluvial marino a continental.⁹

1.3.3 Geología Estructural. Según el Ingeniero Jerson Andrés García¹⁰ la estructura del Bloque Caño Sur Este se caracteriza por un monoclinal orientado en dirección N50°E, y buzamiento de 0.1° a 1.2° hacia el Noroeste. El sistema de fallas es concordante a la tendencia estructural de Rubiales y Quifa SW, siendo la

⁸ Julián Navarro, Miller Moreno; Trabajo de Grado para optar título de ingeniería de petróleos, 2009, Bogotá D.C., Fundación Universidad de América.

⁹ ANH, Cuenca Llanos Orientales Integración Geología de la Digitalización y Análisis de Núcleos, diciembre 2012.

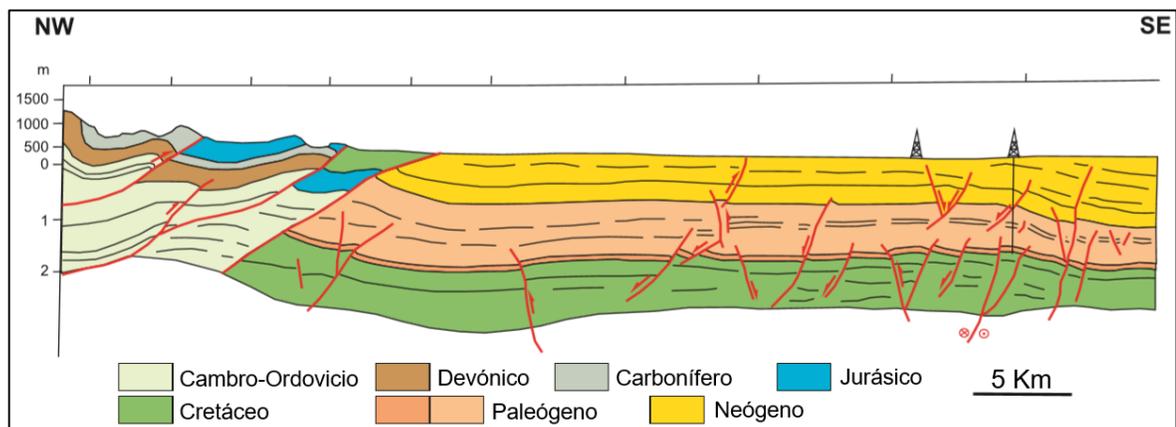
¹⁰ Ecopetrol S.A., Informe Plan de Desarrollo Bloque Caño Sur, Gerencia de Desarrollo de Yacimientos, 2017.

dirección N40-50°E. Igualmente, presenta pequeños saltos de fallas, que aumentan o disminuyen el espesor neto, sin tomarlo como límite de yacimiento.

En cuanto a Rubiales, y según los Ingenieros Gerson Nava e Ingrid Cabrejo¹¹ la estructura de la cuenca en las cercanías al campo, es de un monoclinal con buzamiento hacia el Noroeste de 1°, en el cual se presentan fallas normales de alto ángulo y bajo desplazamiento vertical que cortan el basamento y la Formación Carbonera.

De la imagen que se representa en la **Figura 3**, se pueden destacar las diferentes fallas que se presentan en la cuenta de los Llanos Orientales, entre estas están las transcurrentes, normales antitéticas, de rumbo dextrales y normales o inversas, también se resalta, que la cuenca hacia el sureste, comprende más que todo los periodos del Cretáceo, Paleógeno y Neógeno, en cambio, más al noroeste de la cuenca, comprende los periodos Cambro-Ordovicio, Devónico, Carbonífero.

Figura 3. Perfil Geológico Cuenca Llanos Orientales



Fuente: Elaboración propia con base en: BARRERO, Darío, PARDO, Andrés, VARGAS, Carlos, MARTÍNEZ, Juan. Colombian Sedimentary Basins. [PDF, en línea]. ANH. Bogotá D.C., 2007. Pág. 40. [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Cuencas-sedimentarias/Documents/colombian_sedimentary_basins.pdf]. [Consultado: 05 de marzo de 2019].

1.3.4 Geología del Petróleo. A continuación, se explica el sistema petrolífero en del Bloque Caño Sur Este y de Campo Rubiales.

¹¹ Ing. Fabio Quijano Duarte, Ecopetrol S.A., Informe Generalidades Campo Rubiales, julio 2018.

1.3.4.1 Roca generadora. La roca generadora principal son las lutitas marino-continentales que se encuentran en la Formación Gachetá. Contiene calizas de grano fino, además de, carbono orgánico entre 1.5 y 3.0 WT%. La roca generadora secundaria son las lutitas ricas en materia orgánica presentes en las formaciones terciarias Los Cuervos, Mirador y Carbonera.

1.3.4.2 Roca Almacenadora. Las unidades de arenas de las Formaciones Une, Gachetá, Mirador y Carbonera son las rocas reservorios del área. Resaltando que las principales son la Formación Une y el miembro C7 de la Formación Carbonera.¹²

1.3.4.3 Roca Sello. La Formación León, compuesta por arcillolitas, es considerada la roca sello para la totalidad de la cuenca y para el sistema petrolífero Gachetá.

1.3.4.4 Migración. Para el Bloque Caño Sur Este, la migración de los hidrocarburos almacenados viene desde el piedemonte, los cuales migraron por el buzamiento regional orientado hacia el Oriente de la cuenca, hasta las condiciones estructurales de entrapamiento. Por otro lado, el petróleo acumulado en Campo Rubiales, viene de la formación Gachetá, el cual migró a través de la vía sur.

1.3.4.5 Trampa. Bloque Caño Sur Este, presenta variaciones que permiten asumir que es de entrapamiento estratigráfico en canales fluviales, ya que exhibe cambios de facies, cruce de canales y cuerpos arenosos. En cambio, Campo Rubiales presenta un entrapamiento generado por los plegamientos regionales del área, en el cual, interactúan factores estructurales, hidrodinámicos y estratigráficos.¹³

1.3.4.6 Propiedades Petrofísicas del Yacimiento. De los análisis petrofísicos realizados a los corazones de los pozos, Embrujo-1 y Cumanday-1, se presentan las siguientes características.

Tabla 1. Propiedades Petrofísicas del Bloque Caño Sur Este

	Embrujo - 1	Cumanday - 1
Volumen de Roca (Bls)	3,702,083,567	486,257,000
Porosidad	29,0%	29,7%
Saturación de Agua	54,0%	54,0%
Bo	1.0044	1.0044

Fuente: Elaboración propia con base en: ECOPETROL S.A. Informe Plan de Desarrollo Bloque Caño Sur. [Word]. Gerencia de desarrollo de yacimientos. 2017. Pág. 11. [Consultado: 05 de agosto de 2018].

¹² ANH, Información Geológica y Geofísica Cuenca Llanos Orientales – Crudos Pesados, diciembre 2012.

¹³ Ecopetrol S.A., Informe Plan de Desarrollo Bloque Caño Sur, Gerencia de Desarrollo de Yacimientos, 2017.

En la caracterización de los fluidos, los análisis más completos son de los pozos Mago y Draco, descritos a continuación:

Tabla 2. Propiedades de los Fluidos

Viscosidad Arenas	110 y 340	cP
Gravedad API	11° y 15°	API
GOR	9 y 19	PC/BI
Salinidad (Agua de Formación)	1300	mg/L
Presión Inicial	1125 y 1200	psi
Contacto W/O	3015	ft

Fuente: Elaboración propia con base en: ECOPETROL S.A. Informe Plan de Desarrollo Bloque Caño Sur. [Word]. Gerencia de desarrollo de yacimientos. 2017. Pág. 11. [Consultado: 05 de agosto de 2018].

Por otra parte, se encuentra Campo Rubiales, con los siguientes datos petrofísicos.

Tabla 3. Generalidades - Geología y Yacimiento

Porosidad	24 - 35	%
Permeabilidad	1000 - 25000	mD
Espesor Neto Petrolífero	30	ft
Profundidad Promedio	2022	TVDss (ft)
Calidad Crudo	12.5 - 13.8	°API

Fuente: Elaboración propia con base en: AZUERO, Juan, BUSTILLOS, Roco Stalin. Perforación y Completamiento - Modulo B3. [Presentación PowerPoint]. Ecopetrol S.A. Bogotá. Diciembre 2017. [Consultado: 05 de agosto de 2018].

1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

En ésta sección se hará mención del método y tiempo de producción, además del número de pozos y las curvas de producción acumulada del Bloque Caño Sur Este y Campo Rubiales.

1.4.1 Mecanismo de Producción. En el Bloque Caño Sur Este y Campo Rubiales, se presenta como mecanismo de producción el empuje hidráulico, ya que se encuentran apoyados por un acuífero activo, que soporta la presión del yacimiento. Este mecanismo genera un barrido, puesto que el agua contenida, invade los

espacios porosos, ocupados originalmente por el hidrocarburo, causando un influjo que permite el desplazamiento inmiscible del petróleo.¹⁴

1.4.2 Tiempo de Producción. El Campo Caño Sur Este, inició la producción en el 2011 con los pozos Mito-1 y Pinocho-1. Para mayo de 2014, con la operación de 15 pozos, el campo logró una producción de 2500 barriles de petróleo por día, siendo el nivel más alto alcanzado, debido a las pruebas de producción mediante facilidades tempranas en los clúster.

En el año 2013, el campo produjo 40.000 barriles de petróleo por día, con los cuales se buscaba llegar a la meta de un millón de barriles estimada para dentro de dos años.

Entre febrero y septiembre del 2016, el campo suspendió producción a causa del incremento en los costos para las operaciones, puesto que, se vio influenciado por la caída de los precios del petróleo.

Después de la reactivación de las operaciones, en septiembre de 2017 el campo tuvo una producción promedio, para ese mes, de 1714 barriles de petróleo por día y 9639 barriles de agua por día.¹⁵

En Campo Rubiales, la producción inició 11 años después de su descubrimiento, en 1992. Luego del cierre en 1997, comenzó producción nuevamente en el 2001, a una tasa promedio de 1700 barriles por día. En el mismo año, la producción de agua acumulada sobrepasó la producción de petróleo, teniendo un BSW de 56.8%. Esto se generó, debido a la intrusión del acuífero presente en el yacimiento, el cual brindaba un empuje hidráulico.

Para inicios del 2002, en el mes de marzo, se presentó problemas ambientales causados por complicaciones en el transporte del hidrocarburo, generando suspensión de producción por insuficiencia en almacenamiento. La reactivación ocurrió a finales de año, para el mes de septiembre.

A finales de diciembre del 2005, en el campo registró una producción de 8420 barriles por día, teniendo un corte de agua del 80% al 87%, con 23 pozos activos. Además de ello, es importante resaltar, que la producción inicial por pozo es de 250 a 300 barriles por día, con un corte de agua del 30%.¹⁶

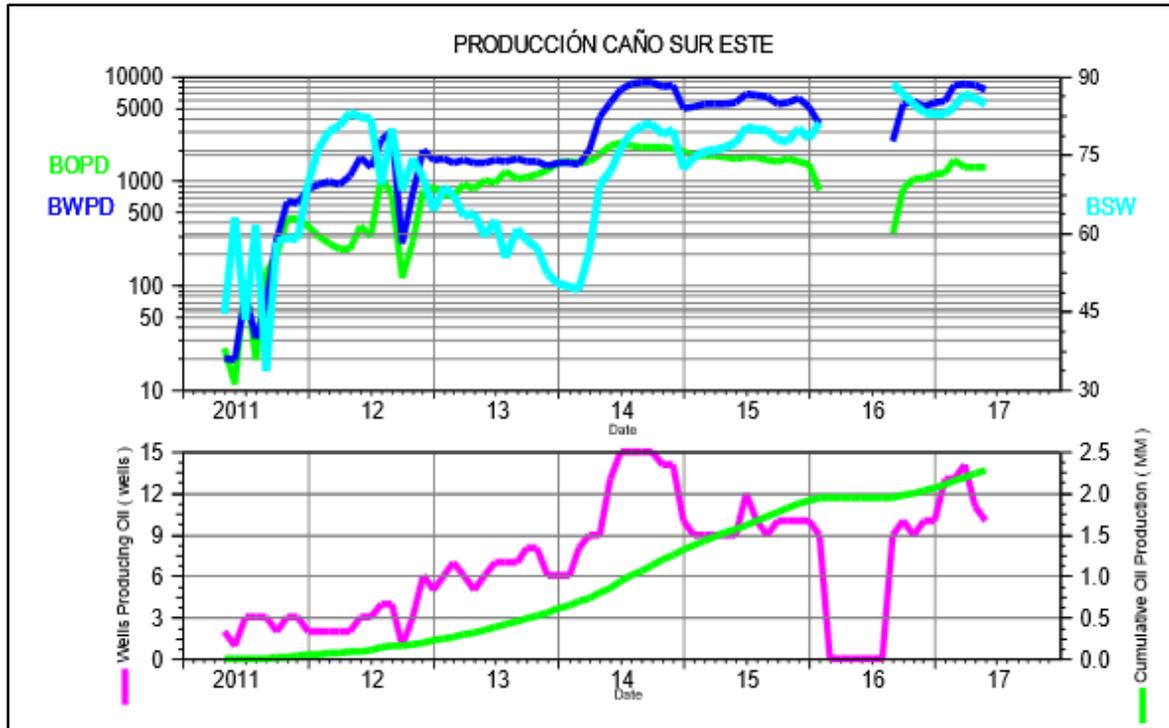
¹⁴ Ecopetrol S.A., Informe Plan de Desarrollo Bloque Caño Sur, Gerencia de Desarrollo de Yacimientos, 2017.

¹⁵ Ecopetrol S.A., Informe Plan de Desarrollo Bloque Caño Sur, Gerencia de Desarrollo de Yacimientos, 2017.

¹⁶ Revista La República, La Producción de Campo Rubiales se multiplicó por 15 con Pacific, 29 de julio de 2015.

1.4.3 Curva de Producción Acumulada. En éste ítem, se presentarán las gráficas de producción acumulada de los campos Caño Sur Este y Rubiales, desde el inicio de su historia de producción hasta el año 2017.

Figura 4. Historia de Producción Bloque Caño Sur Este

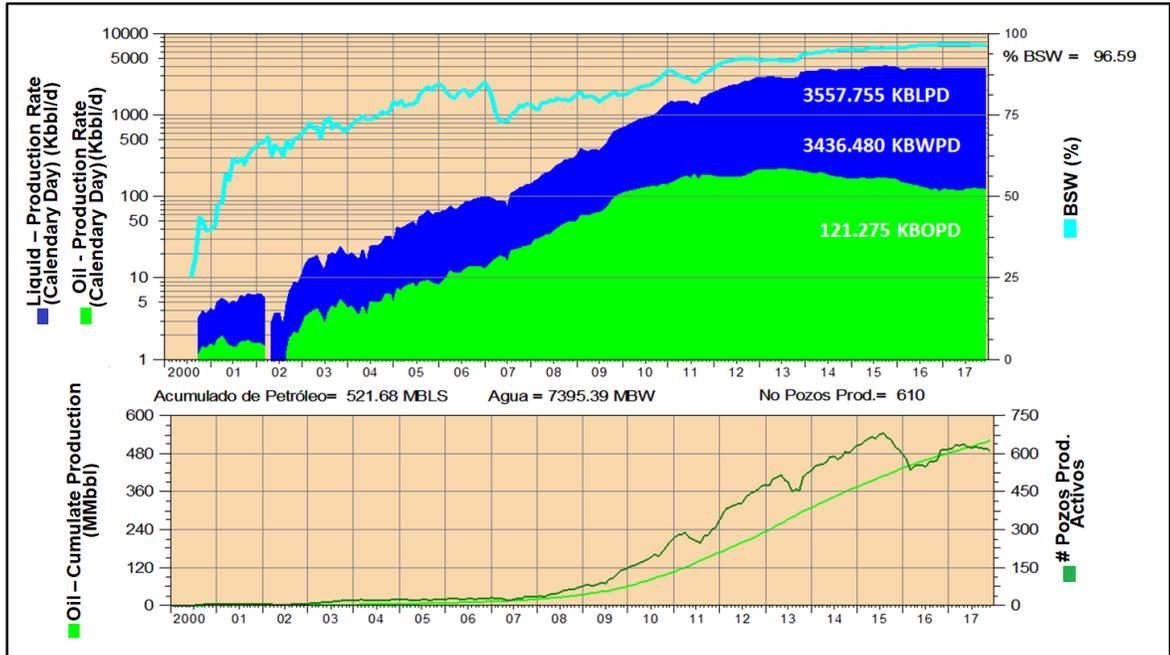


Fuente: ECOPETROL S.A. Informe Plan de Desarrollo Bloque Caño Sur. [Word]. Gerencia de desarrollo de yacimientos. 2017. Pág. 13. [Consultado: 05 de agosto de 2018].

Las operaciones de producción inician en el 2011 con el pozo Mito-1, marcando un alto corte de agua, como se puede observar en la **Figura 4**. Durante los dos siguientes años, la producción del bloque Caño Sur iba aumentando, hasta que para el 2014 se alcanza el nivel de producción más alto, mostrando así, el mayor pico entre los 1000 y 5000 barriles de petróleo por día. Durante el 2015, se observa una disminución despreciable.

Como se observa en la gráfica, para el 2016, ay una interrupción en la producción, esto se debe al cierre del campo por la caída del precio del barril. Para finales de este mismo año, la producción del campo se reanuda, y llegando al 2017 a un promedio de 1714 BOPD al mes de noviembre.

Figura 5. Historia de Producción Campo Rubiales



Fuente. QUIJANO DUARTE, Fabio. Historia de Producción. [Documento Word]. Informe Generalidades Campo Rubiales. Ecopetrol S.A. Bogotá D.C. julio 2018. Pág. 9.

Por otro lado, como se observa en la **Figura 5**, la producción de Campo Rubiales, desde el inicio, ha ido en incremento, esto se debe, al buen manejo de producción en campo y al mecanismo de producción que ofrece el mismo yacimiento, puesto influye en el arrastre y mantenimiento de la presión.

De la gráfica se puede resaltar las tasas de producción de los fluidos presentes, de 610 pozos productores, en donde se observa que, hasta el año pasado, de una producción acumulada de fluidos, hay un elevado porcentaje de BSW, lo que indica una mayor producción de agua, en comparación con el petróleo extraído. En conjunto con ello, y conociendo los grados API del crudo, se puede analizar, que la mejor movilidad dentro del yacimiento, la presenta el agua, pues la viscosidad que exhibe el petróleo le genera a éste resistencia para fluir.

2 FACILIDADES DE SEPARACIÓN DE FLUIDOS EN SUPERFICIE

En éste capítulo, se dará a conocer, de manera general, las facilidades de superficie y su funcionamiento, enfocándose hacia los equipos de separación de fluidos más comunes, empleados en las facilidades en campo, de los cuales se hará mención su principio de separación, las etapas que comprende, también, los criterios a tener en cuenta para su selección, y su clasificación.

También comprende la descripción del funcionamiento de un hidrociclón, además de su modelo de flujo y las partes que lo componen. El cual tiene como objetivo principal para éste proyecto, poder realizar a futuro su implementación como equipo de separación en superficie.

Además de ello, se conocerán los parámetros operativos del Bloque Caño Sur Este bajo los cuales se opera los equipos de superficie, para la separación del fluido producido y su posterior tratamiento.

Por último, se mencionarán los diferentes tipos de pozos perforados en ambas áreas, haciendo mención del diseño y completamiento de estos.

2.1 GENERALIDADES FACILIDADES DE PRODUCCIÓN

En la industria petrolera, se conoce a las facilidades de superficie, como el conjunto de líneas, equipos e instalaciones de proceso, mediante los cuales se recolecta, transporta, controla y trata un caudal de fluido proveniente de un pozo.

Este sistema de proceso en superficie, se compone de bombas, separadores, tratadores de emulsión, tanques de almacenamiento, reguladores, compresores, deshidratadores, válvulas y equipamiento asociado.¹⁷ Estos equipos son instalados con el propósito de bombear, separar, tratar, almacenar, guiar y controlar el caudal de fluido proveniente del pozo, compuesto por tres componentes o fases, que son petróleo, gas y agua, cada uno con su respectivo tratamiento con el fin de disponerlo para consumo o de manera amigable con el medio ambiente.

Su configuración, va a depender, en gran parte, del tipo de fluido a tratar, del área para su instalación y de los costos de inversión que se requiera.

Dentro de los componentes de las facilidades, se encuentran los siguientes equipos y herramientas descritos en la **Tabla 4**.

¹⁷ Schlumberger, Oilfield Glossary, octubre 2018.

Cuadro 1. Equipamiento general de las Facilidades de Superficie

Equipo	Función	Figura
Cabezal de Pozo	Configuración de herramientas y terminaciones, mediante las cuales se realizará la instalación de colgadores para la tubería de revestimiento y de producción. Además de ello, cuenta con una sección en la cual se instalará el árbol de navidad e instrumentos para el control de flujo de superficie.	
Manifold	También conocido como colector múltiple. Está constituido por una serie de válvulas y tuberías, con las cuales se controla, distribuye y monitorea el flujo de fluidos proveniente de los pozos conectados a este. La mayoría de sus válvulas son de acción on-off, es decir, de apertura y cierre rápido, además de ser accesible y manejo manual.	
Línea de Flujo	Es la tubería de superficie que transporta el fluido de producción de un pozo, desde el cabezal hasta el múltiple. También a ésta se conecta equipos de producción como calentadores, tratadores y separadores.	
Válvulas	Herramientas diseñadas e implementadas para tener control de las diferentes condiciones dentro del sistema	

Cuadro 2. Continuación

Equipo	Función	Figura
Separador	Son equipos diseñados para separar las fases del fluido producido en un pozo, mediante principios físicos. Más adelante se explicará detalladamente la funcionalidad, principios de separación y partes de un separador.	
Generador de Potencia	Equipo instalado con el fin de generar energía para los diferentes dispositivos en campo, que trabajan a partir de energía eléctrica	
Compresor	Dispositivo mediante el cual se eleva la presión del aire o del gas. Emplea desplazamiento positivo para comprimir el gas a mayores presiones.	
Tratador	Recipiente en el cual se tratan las emulsiones de petróleo y agua, mediante diferentes mecanismos, como el calor, la segregación gravitacional, aditivos químicos y corriente eléctrica.	
Depurador	Dispositivo mediante el cual se retira la suciedad, agua, materiales extraños o líquidos no deseados que se encuentran en el flujo de gas.	
Tanques	Cilindros metálicos diseñados para almacenar y/o medir fluidos. En campo se presentan tres tipos de tanques, los cuales son de perforación, de producción y de almacenamiento.	

Cuadro 3. Continuación

Equipo	Función	Figura
Estación de Transferencia de Custodia	La unidad LACT, está diseñada con el fin de monitorear que el petróleo de venta, cumpla con los estándares API y cualquier otro estándar de medición y muestreo, requerido por el comprador.	
Sistema Contra Incendios	Sistema de riego de agua, instalado para minimizar y/o prevenir daños en los equipos en caso de incendio. Se constituye por tuberías, una bomba y un tanque de almacenamiento de agua.	

Fuente: Elaboración propia con base en: SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary en español: Donde el Campo Petrolero interactúa con el Diccionario. [en línea]. Oilfield Glossary. [Consultado: 5 de enero de 2019]. [Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/>].

2.2 SEPARADORES

En la industria petrolera se conoce al separador como, un recipiente cilíndrico o esférico el cual separa fluidos de un flujo total producido por un pozo, empleando principios físicos.¹⁸

Estos equipos son importantes en la industria petrolera, ya que son mediante los cuales se genera una primera separación, con la que se busca limpiar el hidrocarburo extraído del pozo, de compuestos como el agua, los gases y otros contaminantes sólidos.

2.2.1 Función de un separador. Este equipo, es diseñado para separar mezclas de gas/líquido, en diferentes configuraciones, teniendo como propósito principal, de liberar la fase deseada de las otras fases tanto como sea posible.

¹⁸ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary en español: Donde el Campo Petrolero interactúa con el Diccionario. [en línea]. Oilfield Glossary. [Consultado: noviembre de 2018]. [Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/>].

2.2.1.1 Principios de Separación. Para un correcto funcionamiento de los separadores, se debe tener en cuenta los estados en que se pueda presentar los fluidos y, conjunto a ello, el resultado que se obtenga al exponerlos a las diferentes fuerzas o principios físicos. Estos son:

- **Separación por Gravedad:** éste es el principio que se usa con más frecuencia, pues genera la precipitación y/o asentamiento del fluido de mayor densidad en una corriente de flujo, por una disminución en la velocidad. Esto ocurre en la sección secundaria o de asentamiento del separador.
- **Fuerza Centrífuga:** la cual genera una separación debido al movimiento giratorio que se presenta, lo que causa el desprendimiento de las partículas más densas hacia afuera del eje giratorio.
- **Choque de Partículas o Coalescencia:** en una corriente, las partículas de mayor densidad chocan con obstrucciones, las cuales generan una disminución abrupta de su velocidad, quedando depositadas.

2.2.1.2 Etapas de Separación. En un separador se presentan cuatro secciones, las cuales son:

- **Sección Primaria:** en esta se presenta una placa desviadora, la cual induce una fuerza centrífuga a la corriente, con el objetivo de disminuir la velocidad y turbulencia del flujo. Con ello, se genera una primera separación, en donde volúmenes de líquido se disocian del gas.
- **Sección Secundaria:** el principio fundamental de ésta sección es la separación por gravedad, la cual dependerá de las propiedades de los fluidos, el tamaño de las partículas y el grado de turbulencia.
- **Sección de Extracción de Neblina:** para esta sección los mecanismos más usados son la fuerza centrífuga o el principio de choque. En esta se separan las pequeñas partículas de líquido aún presentes en el gas, por coalescencia.
- **Segregación Final:** en esta última etapa, se descargan los fluidos, gas libre de líquido y líquido libre de gas, en donde hay un tiempo retención y volumen de alimentación mínimo, bajo condiciones de operación evitando reagrupación de partículas y formación de espuma.¹⁹

2.2.2 Clasificación. A continuación, se hará mención de las diferentes características bajo las cuales se encasillan los separadores, entre estas están el

¹⁹ Mauricio Rodríguez, Diseño y Evaluación de separadores bifásicos y trifásicos, Universidad Central de Venezuela, para optar por título de Ingeniero de Petróleos, 2006.

tipo de separación, la configuración geométrica y otras relacionadas a la temperatura y presión de operación.

2.2.2.1 Tipo de Separación. En la producción de los pozos petroleros, se tiene un flujo de tres fases, las cuales son dos líquidas y una gaseosa, que son gas, petróleo y agua. Con base a ello, se diseña el equipo de separación para obtener cada fluido lo más separado y limpio posible.

➤ **Separador Bifásico:** Es un equipo el cual separa los fluidos del pozo en dos fases, en gas y líquido total, siendo estos inmiscibles. En éste, el líquido, ya sea petróleo, agua o una emulsión, sale por la parte inferior del contenedor, a través de una válvula de control de nivel o de descarga, mientras que el gas, va a la superior para dirigirse a través de un extractor de niebla. Se manejan para lograr que el gas esté lo más libre posible de petróleo, e inversamente, bajo presiones y temperaturas definidas.

➤ **Separador Trifásico:** Es un contenedor que separa los fluidos de un pozo en gas y las dos fases de líquido inmiscible, que son agua y petróleo. En campo se denomina separador de agua libre, pues su principal uso es retirar completamente el agua presente en el crudo que podría causar corrosión y formación de hidratos. El retiro de ésta, permite una reducción de la carga en el equipo de tratamiento del crudo, y aumenta la capacidad de transporte. Además, ayuda a mejorar la precisión de las mediciones de flujo.

Como se muestra en la **Tabla 4**, la selección del tipo de equipo de separación inicial, va a depender del porcentaje de agua libre y la relación gas-petróleo.

Tabla 4. Parámetros de Selección, Tipo de Separación.

TIPO DE SEPARADOR	% DE AGUA LIBRE	REALCIÓN GAS - PETRÓLEO
Bifásico	0 - 30	> 350
Trifásico	30 - 50	100 - 250
Free Water Knock-Out	> 50	< 100

Fuente: BENÍTEZ ORELLANA, Verónica, OLMEDO Arce Pablo. Diseño de un separador de producción trifásico horizontal para el campo secoya del distrito amazónico. [PDF] Proyecto para optar por el Título Ingeniería Mecánica. Quito. Escuela Politécnica Nacional. Facultad de ingeniería mecánica. Diciembre 2011, Pág. 40. [Consultado: 11 de septiembre de 2018].

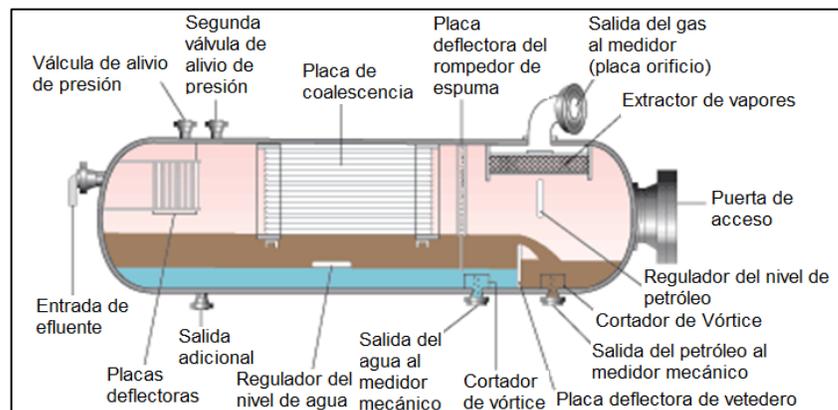
2.2.2.2 Configuración geométrica. Al igual que el tipo de fluido a separar, el área y/o espacio en el cual se van a instalar los equipos de separación, es importante, debido que influye en la forma del separador, puesto que entre más grande sea la zona establecida para la ubicación de este, es posible utilizar un separador

horizontal, y entre menor sea, se hará uso de un separador vertical o esférico si es necesario.

➤ **Separadores Horizontales:** Este separador, tiene sus ejes cilíndricos paralelos al suelo, y puede ser de dos y tres fases. Se denomina convencional y para mediciones de fluidos.

La separación inicia cuando el fluido ingresa al separador de forma horizontal, chocando con un desviador de ingreso o placas perpendiculares, las cuales causan la primera separación, y hace que el líquido caiga al fondo del recipiente, por efectos de gravedad, mientras que el gas se eleva hacia la parte superior. Las fases líquidas salen del cilindro por una válvula de descarga, y se miden individualmente a medida que salen de la unidad. Y un medidor de orificio mide el gas, por la parte superior, luego de pasar por un extractor de neblina. Cada una de sus partes se puede apreciar en la **Figura 6**, las cuales separan cada fase del fluido, teniendo en cuenta para la fase líquida, el tiempo de retención, para una óptima eficiencia.

Figura 6. Separador Horizontal

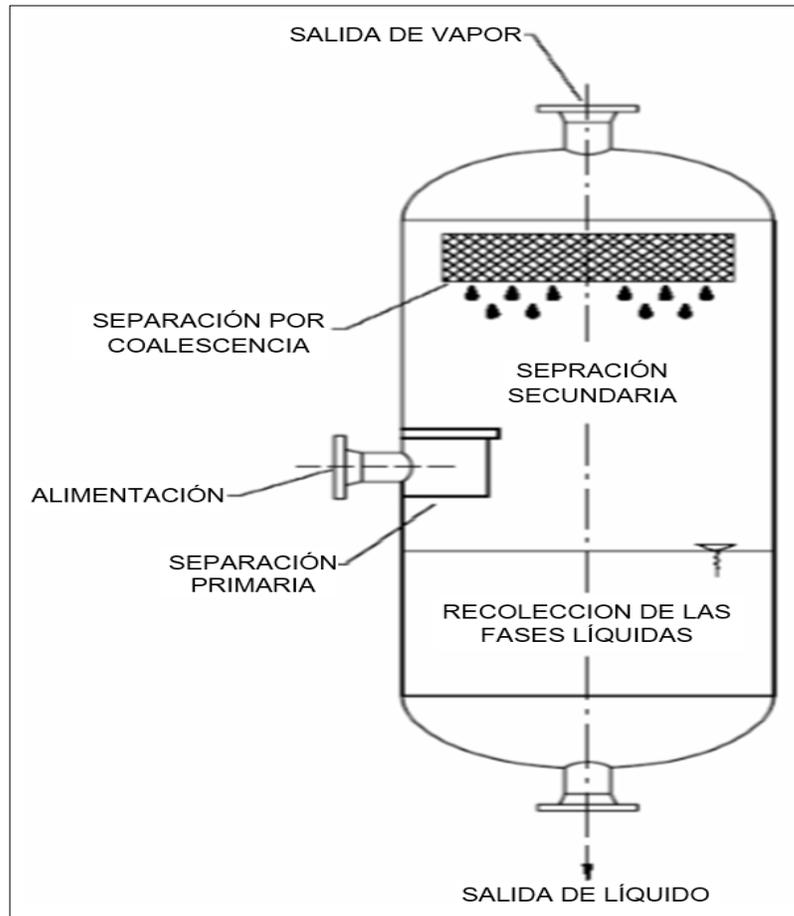


Fuente: SCHLUMBERGER. Separador Horizontal. Oilfield Glossary. [en línea]. [Consultado: noviembre de 2018]. [https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/h/horizontal_separator.aspx].

➤ **Separadores Verticales:** Cilindro con sus ejes paralelos al suelo, mediante el cual se separa los fluidos del flujo de producción. Al igual que el horizontal, puede separar de dos a tres fases. En este separador, como se muestra en la **Figura 7**, el flujo entra por un costado del cilindro, choca con un desviador o placa deflectora, el cual realiza la primera separación. La fase líquida fluye por gravedad al inferior del recipiente, en donde se encuentra la sección de recolección. Por otra parte, las burbujas de gas fluyen a la parte superior del equipo, en donde se encuentra la sección de asentamiento de gravedad, y en el cual, las gotas faltantes de líquido caen en sentido opuesto a la dirección del flujo de gas. La fase líquida sale por la

parte inferior del recipiente a través de una válvula de descarga, mientras que el gas, fluye por un medidor de orificio, en la parte superior.

Figura 7. Separador Vertical

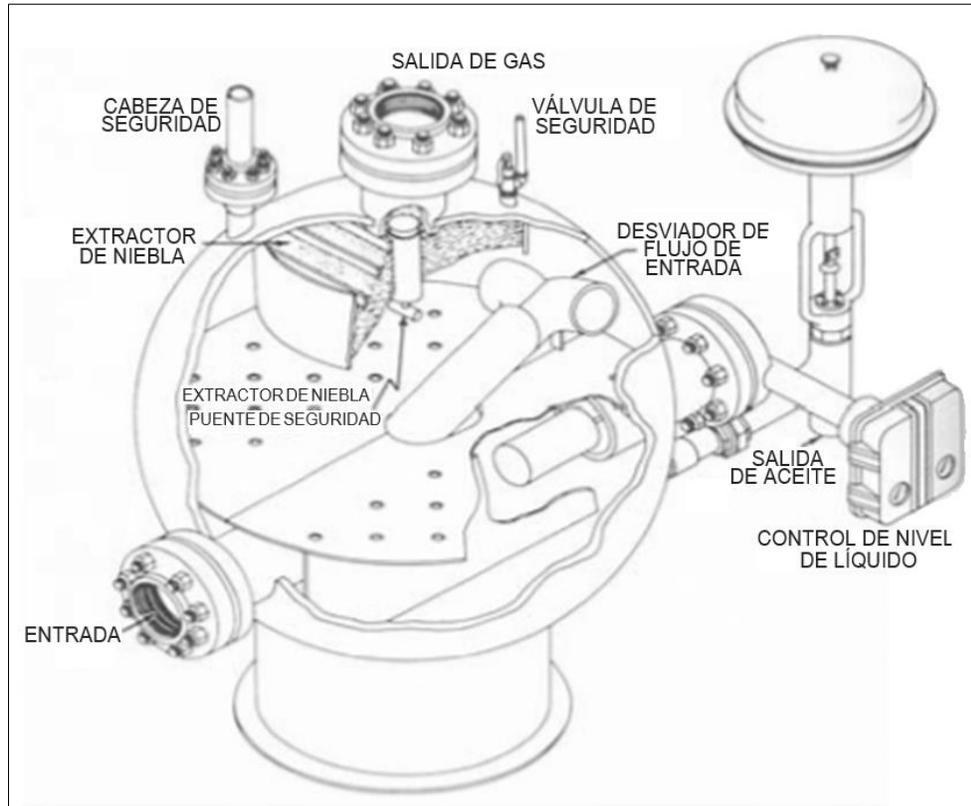


Fuente: RODRÍGUEZ, Mauricio, REQUENA, José. Diseño y Evaluación de Separadores Bifásicos y Trifásicos, Trabajo Especial de Grado para optar por el título de Ingeniero de Petróleos. Caracas. Universidad Central de Venezuela. 2006. Pág. 77. [Consultado: noviembre de 2018].

➤ **Separadores Esféricos:** Es un separador, que como su nombre lo indica, tiene forma esférica, **Figura 8**. Posee las mismas secciones que los separadores verticales y horizontales, además de separar dos o tres fases. Estos son menos

eficientes y poco usados, sin embargo, su tamaño compacto y la facilidad en el transporte, hace que sea requerido para áreas de procesamiento muy complejas.²⁰

Figura 8. Separador Esférico



Fuente: RODRÍGUEZ, Mauricio, REQUENA, José. Diseño y Evaluación de Separadores Bifásicos y Trifásicos, Trabajo Especial de Grado para optar por el título de Ingeniero de Petróleos. Caracas. Universidad Central de Venezuela. 2006. Pág. 78. [Consultado: noviembre de 2018].

2.2.2.3 Otras Configuraciones. Además de las clasificaciones mencionadas con anterioridad, estos equipos se pueden catalogar según su presión de operación, las cuales son, baja, entre 0.7 y 12 Bar, media, entre 15 y 48 Bar, y alta, entre 65 y 103 Bar.

²⁰ Mauricio Rodríguez, José Requena, Diseño y Separación de Separadores Bifásicos y Trifásicos, Trabajo Especial de Grado, Universidad Central de Venezuela, Título Ingeniero de Petróleo, Caracas 2006.

Por último, también, se pueden dividir según su aplicación, es decir, si es para prueba, producción, manejo de bajas temperaturas, medición o separadores de etapas.

2.2.3 Criterios que influyen en la separación. La separación de las fases que se encuentran en el fluido de producción, se ven influenciadas por diferentes factores, entre los cuales se encuentran las propiedades fisicoquímicas del fluido y las condiciones de operación.

En las propiedades fisicoquímicas, está la diferencia de densidades entre el crudo (medida en °API) y el agua, la cual, afecta la velocidad de separación, dado que, entre más cercanos sean sus valores, va a ser más lenta, por ende, si el crudo tiende a ser más liviano, la separación será más sencilla.

Además de ello, está el grado de emulsión, en donde la estabilidad, sea baja, media o alta (el grado dependerá de la presencia de contaminantes que forman una capa de carga eléctrica), va a influir en la coalición de gotas de la fase dispersa. En conjunto con ello, también se tiene en cuenta el tamaño de gota y la viscosidad que presente el crudo, puesto que, el último en mención, entre más alto sea su valor, generará mayor resistencia a la coalición.

En cuanto a las condiciones de operación, la fuerza de gravedad es un factor que actúa en la separación, puesto que como se mencionó con anterioridad, es un principio bajo el cual el separador genera la disociación de las fases líquidas, favoreciendo al fluido de mayor densidad.

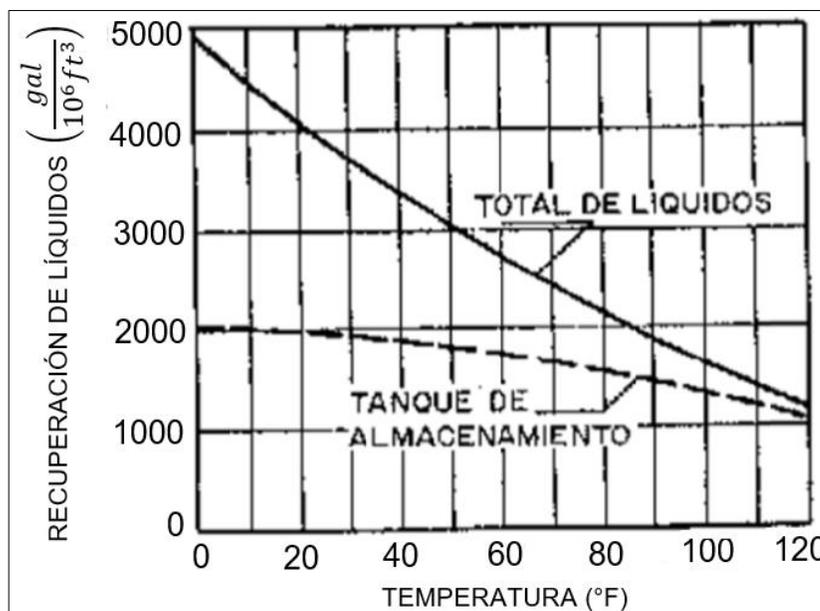
También, se halla la temperatura de operación, la cual va a afectar dos propiedades fisicoquímicas mencionadas anteriormente, que son la densidad y viscosidad. En donde entre más elevado sea su valor, generará una disminución en la viscosidad, favoreciendo la movilidad en la separación de líquidos, y variación en la densidad del fluido²¹, puesto que va a ocasionar una reducción de capacidad en la separación de gas.

Conjunto a esto, la temperatura también interviene en la recuperación de líquidos, como se muestra en la **Figura 9**, ya que, genera un incremento, a medida que ésta disminuye (cuando se presenta gas en la mezcla).²²

²¹ Ing. John Castañeda, enero de 2019.

²² Verónica Benítez O., Pablo Olmedo A., Diseño de un separador de producción trifásico horizontal para el Campo Secoya del Distrito Amazónico, diciembre 2011, Pág. 28.

Figura 9. Gráfica Temperatura vs Recuperación de líquidos



Fuente: BENÍTEZ ORELLANA, Verónica, OLMEDO Arce Pablo. Diseño de un separador de producción trifásico horizontal para el campo secoya del distrito amazónico. [PDF] Proyecto para optar por el Título Ingeniería Mecánica. Quito. Escuela Politécnica Nacional. Facultad de ingeniería mecánica. Diciembre 2011, Pág. 28. [Consultado: 11 de septiembre de 2018].

Por último, se encuentra la presión de operación, el cual va a afectar en mayor medida en los casos de separación de gas y condensados, puesto que una disminución en su valor, generará un aumento en la recuperación de líquidos. Es importante resaltar, que si hay una abrupta caída de presión, se puede ocasionar arrastre de líquido por la corriente de gas.²³

2.3 HIDROCICLÓN

El hidrociclón, o también ciclón, es un equipo de separación de mezclas líquidas heterogéneas con una alta eficiencia, patentado en 1891, por Bretnei, y diseñado principalmente para promover la separación sólido-líquido.²⁴ Presenta ventajas

²³ Verónica Benítez O., Pablo Olmedo A., Diseño de un separador de producción trifásico horizontal para el Campo Secoya del Distrito Amazónico, diciembre 2011, Pág. 27.

²⁴ Edgar Salvador Doroteo Reyes, Diseño y operación de un hidrociclón para mejorar la técnica de lavado de suelos, Tesis para optar por grado de Maestro de ingeniería, Instituto de ingeniería UNAM, 2010.

como diseño y operación simple, alta capacidad de producción, bajos costos de operación y mantenimiento, estructura compacta, dimensiones reducidas y peso ligero.

2.3.1 Funcionamiento. Es un equipo que tiene un diseño cilíndrico vertical, con una entrada tangencial en el borde de la parte superior, y es por donde se realiza la alimentación bajo una velocidad y presión relativamente alta. Estas condiciones de entrada, permiten que dentro del sistema se forme una espiral convergente de trayectoria helicoidal, la cual genera el campo de aceleración centrífuga, que conjunto al estrangulamiento del paso de la parte cónica inferior, permite la separación en dos flujos, uno que va hacia las paredes del ciclón, dirección que va a tomar la sustancia o partícula de mayor densidad, y otro que asciende, sentido de flujo que va a tomar el componente de menor peso.

A partir de lo anterior y debido a que también hay una distribución en capas de partículas, alto flujo de cizallamiento del fluido e interacciones entre múltiples fases, se define que el equipo presenta un flujo giratorio complejo, que a su vez es turbulento.²⁵

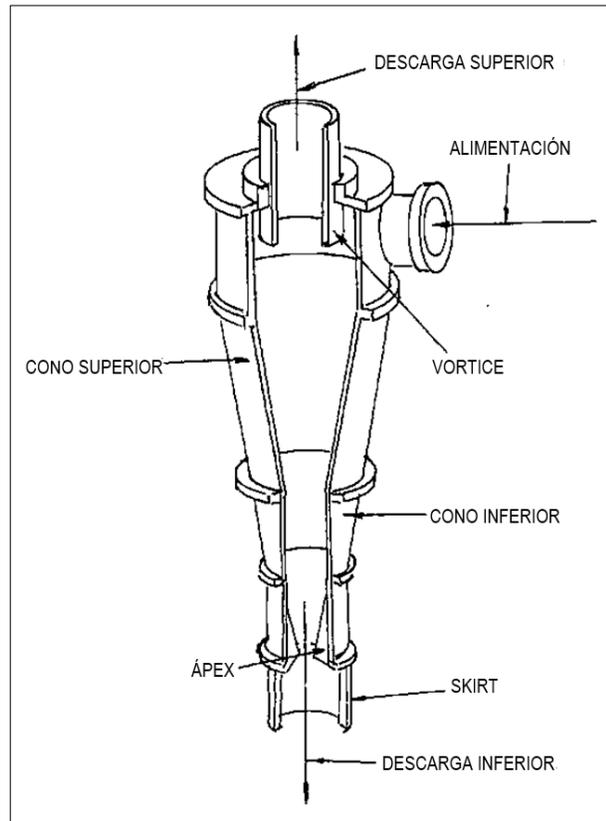
2.3.2 Partes de un hidrociclón. Los hidrociclones, como todos los equipos, tiene diferentes componentes que ensamblándolos lo constituyen, para éste, son los que se mencionan a continuación y los cuales se resaltan en la **Figura 10**.

- Derrame (Overflow): Es el orificio de salida de las sustancias o partículas de baja densidad.
- Inlet u orificio de alimentación (Feed): Como su nombre lo indica, es el punto de entrada de alimentación del ciclón.
- Vortex: Es una longitud de tubería, que proporciona un punto de separación y conduce el componente más liviano al orificio de salida.
- Sección cilíndrica o Cono superior: Es la parte central y la que da las dimensiones del equipo, ya que en función de su magnitud se determina el tamaño de las otras partes.
- Sección Cónica o Cono inferior: Su función es ayudar a generar, junto con el cono superior, un vórtice. Ésta sección presenta un ángulo que varía con el diámetro.

²⁵ Silvia Lorena Blanco, Leonardo Arboleda Villanueva, Hidrociclón como una alternativa para la recuperación parcial de ayudas filtrantes en el proceso de refinación de azúcar. Escuela de Ingeniería Química, Universidad del Valle. Enero 2010.

- **Ápex:** Es el orificio inferior, y su tamaño influye en la separación de las partículas. Su diámetro es generalmente cuatro veces menor al del Vortex.

Figura 10. Partes de un Hidrociclón



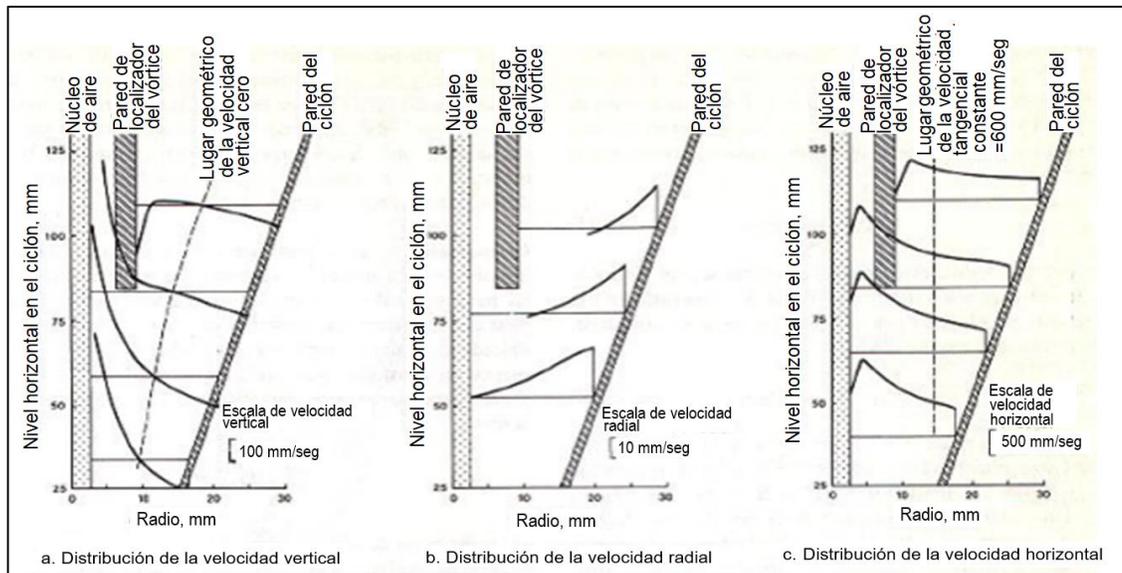
Fuente: 911 Metallurgist. Hydrocyclone working principle. [en línea]. [Consultado: 05 de marzo de 2018]. Disponible en internet: <https://www.911metallurgist.com/blog/hydrocyclone-workingprinciple>.

2.3.3 Modelo de flujo. A partir de las dimensiones de sus partes, es decir, del tamaño y forma del hidrociclón, va a variar la estructura del flujo interno de la fase continua, por ende, es necesario conocer “los números adimensionales de interés que expliquen cuantitativamente como se está llevando el flujo dentro del sistema”,

entre estos está el número de Reynolds de la partícula y del hidrociclón mismo, el número de Stokes (Stk_{50}) y el de Euler (Eu).²⁶

En el patrón de flujo dentro del sistema, es importante la velocidad del líquido o de los sólidos, y se debe aplicar solamente en la componente vertical, a pesar de que, en un punto cualquiera, ésta también pueda descomponerse en radial y tangencial, estas velocidades se muestran en la **Figura 11**. Esto se debe, a que la velocidad vertical es la que indica la magnitud de las dos espirales y relaciona la distribución volumétrica de las descargas, por otro lado, la velocidad radial y la tangencial, hacen referencia, a “la corriente de líquido contra la cual deben asentarse las partículas” y los “cilindros coaxiales dentro del ciclón”, respectivamente.

Figura 11. Patrones de Flujo de un Hidrociclón



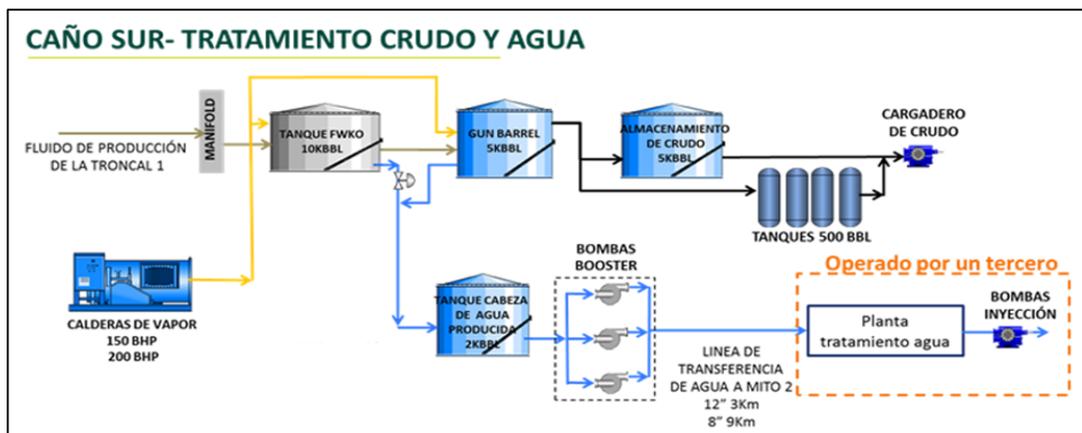
Fuente: DOROTEO REYES, Edgar Salvador. Diseño y operación de un hidrociclón para mejorar la técnica de lavado de suelos. [PDF]. Tesis para optar por el grado de Maestro en Ingeniería. México. Instituto de Ingeniería Universidad Nacional Autónoma de México. Ingeniería Ambiental. 2010. Pág. 27. [Consultado: 05 de marzo de 2018].

²⁶ Edgar Doroteo Reyes, Diseño y operación de un hidrociclón para mejorar la técnica de lavado de suelos, Tesis para optar por el grado de Maestro en Ingeniería, Instituto de Ingeniería Universidad Nacional Autónoma de México, 2010.

2.4 PARÁMETROS OPERATIVOS EN BLOQUE CAÑO SUR ESTE

Las facilidades de tratamiento de crudo para el Bloque Caño Sur Este se encuentran actualmente instaladas en la locación Mito-1 y una troncal de recolección de 12 pulgadas, como se muestra en la **Figura 12**. Además de ello, se halla una línea de transferencia de agua de 8 pulgadas hacia la locación Mito-2, y un sistema de tratamiento e inyección de agua alquilado, en esta última.²⁷

Figura 12. Esquema del Proceso Actual Estación Mito-1



Fuente: ECOPETROL S.A. Plan de Desarrollo Bloque Caño Sur Este. [PDF]. Gerencia de Desarrollo de Yacimientos. Bogotá D.C. 2017. [Consultado: 12 de diciembre de 2018].

Estas facilidades presentan una capacidad de tratamiento de fluidos de 27 KBPD, con un descarguero de crudo, el cual usa una bomba con capacidad de 350 GPM y dos tanques horizontales cada uno de 500Bbl para el descargue.

El esquema del proceso inicia con la troncal de 12 pulgadas, la cual va conectada al tanque FWKO de 10KBbl, contiguo a éste, se encuentra la bota de gas, la cual es un separador vertical destinado a obtener las distintas fases del petróleo, puede ser bifásico o trifásico. Siguiendo la línea, se encuentra el Gun Barrel o Barril de Decantación de 5KBbl, en el cual se separa el petróleo y la salmuera por fuerzas de segregación gravitacional, siendo ésta última la que se deposita en el fondo del tanque. Después de éste, se encuentra el tanque de almacenamiento de crudo con una capacidad de 5 a 6 KBbl, y, por último, el carguero de crudo, mediante el cual se realizará el transporte de este. Del tanque FWKO y el Gun Barrel, sale una línea de agua al tanque de cabeza de agua producida, el cual tiene una capacidad de

²⁷ Ecopetrol S.A., Plan de Desarrollo Bloque Caño Sur, Gerencia de Desarrollo de Yacimientos, 2017

2KBbl, de este último, mediante bombas se impulsa el fluido a la estación de Mito 2, por una línea de transferencia de 8 pulgadas.²⁸

De este proceso, los equipos de separación son el tanque FWKO y el Gun Barrel, los cuales trabajan bajo las condiciones mencionadas en la **Tabla 5** y **Tabla 6** respectivamente.

Tabla 5. Condiciones de Operación del Tanque de separación FWKO.

FWKO		
Condiciones Operativas		
Temperatura promedio (°F)		141.8
Corte de agua promedio (%)	Entrada	90.1
	Salida	9.0
Capacidad de Operación (BOPD)		3000
Condiciones de Diseño		
Temperatura (°F)		160
Presión Entrada (psig)		30
Presión Salida (psig)		15
% BSW Salida		20
Capacidad del Tanque (Bbl)		10,000

Fuente: Elaboración propia con base en: ECOPETROL S.A. Determinación de capacidades Campo Caño Sur. Departamento de ingeniería. Bogotá D.C. febrero 2018. [Consultado: 27 de julio de 2018].

Este tanque de separación, se utiliza con el fin de separar el agua libre presente en el fluido, por lo cual es el primero en ser instalado, antes de un tratamiento de agua y crudo, puesto que ésta puede provocar corrosión, formación de hidratos o emulsiones compactas.

²⁸ Ecopetrol S.A., Plan de Desarrollo Bloque Caño Sur, Gerencia de Desarrollo de Yacimientos, 2017

Tabla 6. Condiciones de Operación del Tanque de separación Gun Barrel

GUN BARREL		
Condiciones Operativas		
Temperatura promedio (°F)	1	143.6
	2	195.6
Corte de agua promedio (%)	Entrada	8.1
	Salida	0.3
Capacidad de Operación (BOPD)		3000
Condiciones de Diseño		
Temperatura (°F)		170
Presión Entrada (psig)		30
Presión Salida (psig)		15
% BSW Salida		0.5
Capacidad del Tanque (Bbl)		5,000

Fuente: Elaboración propia con base en: ECOPETROL S.A. Determinación de capacidades Campo Caño Sur. Departamento de ingeniería. Bogotá D.C. febrero 2018. [Consultado: 27 de julio de 2018].

Este tanque se conoce como barril de decantación, pero en ocasiones se denominan tanque de lavado. El que se encuentra en campo es de diseño vertical, y dispone de una línea de entrada, mediante la cual se conduce la emulsión, también se encuentra un desgasificador, el cual es un dispositivo en la parte superior, que controla la presión y velocidad a la entrada del flujo al tanque, en donde se atrapa burbujas de gas y reduce la turbulencia. Además de ello, se encuentra el conducto, en el cual la velocidad de la emulsión se reduce, contiguo a ello se encuentra el distribuidor, que como su nombre lo indica, es el que se encarga de distribuir la emulsión de manera uniforme a través del colchón de agua de lavado.²⁹

Con este equipo, se busca eliminar la presencia de gas, lavar y deshidratar el crudo que fluye por este.

Bajo éstas condiciones, estos separadores presentan una eficiencia en la separación, la cual se puede hallar mediante la **Ecuación 1**.

²⁹ Andrés Gallego, Oscar Torres, Diseño de un Gun Barrel transportable para procesamiento de mil barriles por día de emulsión, Trabajo para optar por título de ingeniería mecánica, Fundación universitaria Los Libertadores, 2017.

Ecuación 1. Eficiencia de separación de un separador

$$\% \text{ Eficiencia} = \frac{\%BSW \text{ Entrada} - \%BSW \text{ Salida}}{\%BSW \text{ Entrada}} * 100\%$$

Fuente: ECOPETROL S.A. Bogotá D.C. 2019. [Consultado: 19 de febrero de 2019].

Teniendo en cuenta la **Ecuación 1**, para el primer tanque (FWKO), la eficiencia de separación es de 90% aproximadamente, como se muestra en la **Ecuación 2**.

Ecuación 2. Eficiencia del FWKO

$$\% \text{ Eficiencia} = \frac{90.1 - 9.0}{90.1} * 100\% = 90.0111\%$$

Fuente: Elaboración propia con base en: ECOPETROL S.A. Base de datos seguimiento del fluido en CPF. [Consultado: 01 de abril de 2019].

Para el siguiente separador (Gun Barrel), se observa una eficiencia de separación del 96% aproximadamente, como lo indica la **Ecuación 3**.

Ecuación 3. Eficiencia del Gun Barrel

$$\% \text{ Eficiencia} = \frac{8.1 - 0.3}{8.1} * 100\% = 96.2963\%$$

Fuente. Elaboración propia con base en: ECOPETROL S.A. Base de datos seguimiento del fluido en CPF. [Consultado: 01 de abril de 2019].

Con estos separadores, se logra al final un 0.5% de BSW del fluido de producción. Permitiendo así obtener un crudo en condiciones más óptimas para su posterior tratamiento. Además de ello, se obtiene una concentración de G&A (grasas y aceites) de aproximadamente 1200 ppm.

2.5 COMPLETAMIENTO POZOS BLOQUE CAÑO SUR ESTE Y CAMPO RUBIALES

A continuación, se dará a conocer los esquemas o diseños para los pozos del Bloque Caño Sur Este y de Campo Rubiales.

2.5.1 Diseño de perforación del pozo. El Bloque Caño Sur Este, presenta tres perfiles de perforación, los cuales son horizontal, vertical y desviado. Para la ejecución de las operaciones de perforación, se seleccionan taladros de 1000 a 2000 HP. Generalmente disponen entre 2 a 4 de estos equipos para las operaciones.

La profundidad planteada para los pozos está entre 3500 a 5200 ft, con una duración de cinco a nueve días en la fase de perforación.³⁰

Para la construcción de la trayectoria de los pozos, tienen en cuenta las tendencias direccionales de las formaciones por las cuales se va a perforar. Entre estas formaciones y su tendencia, se puede encontrar la formación Guayabo y miembro C2, con una respuesta buena, los miembros C1, C3 y C6, de respuesta reducida, y la formación León, con un análisis de respuesta media.

Teniendo en cuenta las diferentes tendencias que se pueden presentar durante la perforación, establecen unos requerimientos y restricciones bajo los cuales se realizaría la operación, entre estos se encuentra el máximo DLS, el alcance del desplazamiento, grados de inclinación del aterrizaje, profundidad de la horizontal y la tangente mínima para asentamiento de la bomba. Ya con estos datos se diseña un esquema bidimensional de la trayectoria de perforación, como se muestra en el **Anexo A**.³¹

2.5.2 Diseño del pozo de producción. Para el Bloque y el Campo se presentan dos tipos de completamiento definidos para sus pozos, los cuales son hueco abierto y hueco revestido, de empaquetamiento con grava para el control de arenas.

El de hueco entubado se maneja para tener una óptima producción y un buen control del estado mecánico en el pozo, cañoneando dentro de la tubería y realizando un empaquetamiento con grava posterior a ello, para disminuir problemas de producción de finos. Por otro lado, el de hueco abierto, se emplea para obtener una mayor área de flujo, y, por ende, más producción.

En cuanto al fluido de completamiento, se tiene en cuenta que debe estar enfocado en prevenir la desestabilización de arcillas, bloqueos por emulsión y cambios de mojabilidad. Este fluido es base agua, la cual proviene de producción, además de

³⁰ Ecopetrol S.A., Plan de Desarrollo Bloque Caño Sur, Gerencia de Desarrollo de Yacimientos, 2017, pág. 20.

³¹ Ecopetrol S.A., Presentación Perforación y Completamiento - Módulo B3, Campo Rubiales, diciembre 2017.

inhibidor de arcilla, surfactante o solvente mutual, y como opcional, bactericidas e inhibidores de corrosión.

Para la conectividad del pozo con la formación en la zona de interés, se utiliza un método de control de arenas, en donde se ubica un Liner Ranurado, con sus debidas especificaciones.³²

Por último, el sistema de levantamiento artificial que se instala, es el bombeo Electrosumergible (BES), el cual se caracteriza por tener un rango de producción entre 5.000 y 10.000 barriles de fluido por día. En el **Anexo B**, se presentará un esquema de la composición de un BES.³³

2.5.3 Estado Mecánico. En el bloque Caño Sur Este y Campo Rubiales, se presentan cuatro esquemas de estados mecánicos, los cuales se diseñaron para los diferentes tipos de pozos, estos son vertical, horizontal, desviado y disposal, como se puede detallar en el **Anexo C**.

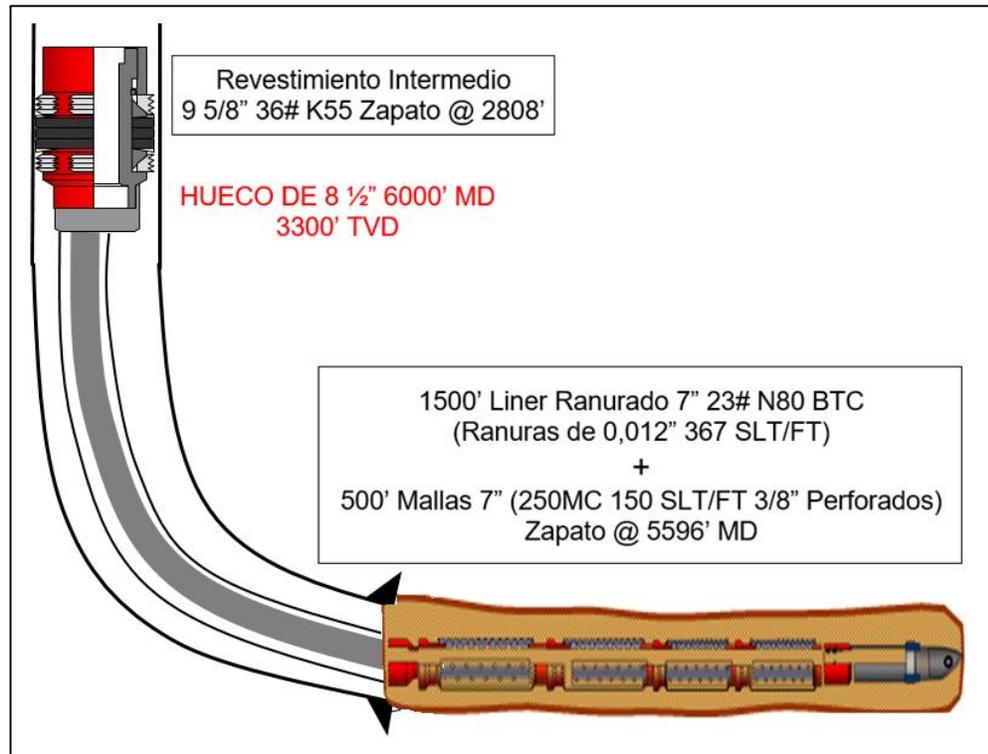
Los componentes de los tres primeros en mención, se encuentran descritos en el **Anexo D**, mostrando en éste, en que difieren del estado mecánico de un pozo vertical. En cuanto al pozo disposal, difiere a los otros, en que el diámetro de hueco de la sección de superficie y la intermedia, es mayor a los otros tipos de pozo, puesto que éste tiene un diámetro 17½ pulgadas y de 12¼ pulgadas respectivamente. Además de ello, su completamiento, en fondo de pozo es similar al de un producto tipo horizontal, puesto que posee un Liner Ranurado de 7 pulgadas con ranuras de 0.012 pulgadas, Malla Premium de 7 pulgadas. En la **Figura 13**, se muestra un ejemplo del estado mecánico de un pozo disposal en fondo.³⁴

³² Ecopetrol S.A., Presentación Perforación y Completamiento - Módulo B3, Campo Rubiales, diciembre 2017.

³³ Ecopetrol S.A., Presentación Perforación y Completamiento - Módulo B3, Campo Rubiales, diciembre 2017.

³⁴ Ecopetrol S.A., Presentación VRE Multiservicios, Gerencia de Perforación y Completamiento, agosto 2018.

Figura 13. Ejemplo de Estado Mecánico Fondo de Pozo Disposal



Fuente: ECOPETROL S.A. VRE Multiservicios. [Presentación PowerPoint]. Gerencia de Perforación y Completamiento. Bogotá D.C. agosto de 2018. [Consultado: 01 de agosto de 2018].

3 PRODUCCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN EN CAMPO

En este capítulo se va a dar a conocer las generalidades del agua de formación, puesto que, es uno de los fluidos que se presenta, generalmente, en la producción de los pozos petroleros. Además de explicar la clasificación de ésta, también se hará mención del tratamiento que se emplea en campo, para separar el hidrocarburo del agua, y el proceso por el cual se lleva a cabo para disponer de ésta.

3.1 GENERALIDADES DEL AGUA DE FORMACIÓN

El agua de formación, es un fluido que se encuentra, generalmente, de forma natural en los yacimientos, en conjunto con el aceite y gas. Estos fluidos ocupan todo el volumen poroso de la roca, en donde el agua, invade la mayor fracción de ésta. El agua de formación puede presentarse como emulsionada o no con el crudo que se encuentre. Su distribución o posición dentro del yacimiento, va a depender de sus densidades relativas.

Este fluido también es en parte un agua fósil, la cual fue aprisionada desde la sedimentación. Igualmente, se conoce como agua intersticial, y pudo no haberse situado cuando se formó la roca. Su proporción, llamada saturación relativa de agua, varía lo más frecuentemente, ocupando entre el 10% y el 30% del volumen poroso.³⁵

3.1.1 Propiedades. La composición del agua de formación va a depender de la naturaleza de las formaciones geológicas por las cuales ha pasado, debido al hecho de que han estado en contacto con los minerales de las rocas, y también, va a variar con la posición dentro de la estructura geológica de la cual se obtiene. Por lo cual sus propiedades varían a lo largo del tiempo con la interacción entre el agua y la roca.³⁶

Para conocer las propiedades que la conforman, se debe realizar un análisis, bajo la obtención de muestras representativas, las cuales va a indicar con mayor exactitud su composición, ésta se obtiene al transcurrir un período de tiempo de producción, además de eliminar con anterioridad los fluidos extraños adyacentes al pozo.

Dentro de sus propiedades están las químicas y las físicas, las cuales se analizan en laboratorio dependiendo de su finalidad y para conocer bajo que procedimiento se va a tratar, y así, mejorar sus condiciones, además de cumplir con los requerimientos legales según su disposición.³⁷

³⁵ J. Guillemot, Geología y Petróleo, Tomo 7, Geología del petróleo, 1981.

³⁶ Meldhat Abdou, Valor del agua de formación, Schlumberger, 2011.

³⁷ A. Gene Collins, DOE Bartlesville Energy Technology Center, Properties of produced waters, Chapter 24, Petroleum Engineering Handbook.

En la **Tabla 7**, se resaltan algunas de las propiedades que se pueden identificar en el agua de formación, puesto que se conoce que en ésta se encuentran disueltos diferentes componentes orgánicos e inorgánicos, por ende, se toman en cuenta las que son necesarias de evaluar, para poder realizar posteriormente un tratamiento.

Tabla 7. Propiedades a evaluar del agua libre

Propiedad	Agua Producida	Agua Inyección	Agua Disposición
PH			
Resistividad			
Gravedad Específica			
Bacterias			
Bario			
Bicarbonato			
Boro			
Bromuro			
Calcio			
Carbono			
Dioxido de Carbono			
Cloro			
Yodo			
Hierro			
Magnesio			
Manganesio			
Oxígeno			
Potasio			
Residuos HC's			
Sodio			
Sílice			
Sulfuro			
Solidos Suspendidos			
Total sólidos disueltos			

	Requeridos Usualmente
	Requeridos algunas veces
	No requeridos

Fuente: Elaboración propia con base en: COLLINS, A. Gene. Properties of produced waters. [PDF]. En: Petroleum Engineering Handbook. 1987. 2007, Chapter 24. [Consultado: 05 de noviembre de 2018].

3.1.2 Clasificación. A continuación, se hará mención de los tipos de agua de formación que se presenta, y de su genética, es decir, el origen de estas.

3.1.2.1 Tipos. En una roca-almacén, el agua está presente bajo las siguientes formas:

- Agua Libre: Es el agua que ocupa los poros de la roca-almacén, que no están ocupados por hidrocarburos. Puede ponerse en movimiento muy fácilmente y moverse hacia los puntos de baja presión, y en particular hacia los sondeos.
- Agua Intersticial: En el interior de un yacimiento, la totalidad de los poros, no está ocupada por hidrocarburos, queda siempre una cierta cantidad de agua, que no ha podido ser desplazada por la llegada del petróleo o gas. Se mantiene, en parte por las fuerzas de capilaridad, y en parte, en forma de agua adsorbida por ciertos minerales de la roca, en particular los minerales arcillosos. Es el agua intersticial, y es su volumen el que se mide para valorar la saturación relativa en el almacén. El agua intersticial, tapiza los poros de la roca-almacén, aislando a los hidrocarburos, de la materia mineral: sólo existen contactos entre petróleo y agua o entre gas y agua.
- Agua diagenética: Son aquellos que han cambiado química y físicamente, antes, durante y después de la consolidación de sedimentos. Algunas de las reacciones que ocurren en o en aguas diagenéticas incluyen bacterias, intercambio iónico, reemplazo de redes, infiltración por permeación y filtración de membrana.
- Agua juvenil: Agua que se encuentra en el magma primario o que se deriva del magma primario.
- Agua Connata: Es el agua entrampada en los poros de una roca durante su formación. Su química puede variar en cuanto a su composición, a lo largo de toda la historia de la roca. Puede ser densa y salina, además de también ser descrita como agua fósil.

3.1.2.2 Genética. En una cuenca sedimentaria, se pueden concebir para las aguas que embeben las rocas porosas, dos orígenes principales:

- Las Aguas Meteóricas, que son las aguas procedentes de las precipitaciones, infiltradas por los afloramientos, que circulan a través de los sedimentos. Estas aguas dulces, cargadas de oxígeno y gas carbónico, disuelven las rocas por las que circulan, aumentando su concentración en sales poco a poco. Debido al hecho de la escasa solubilidad de los carbonatos y sulfatos, tenderán poco a poco hacia una composición clorurada, por disolución de ClNa y cambio de iones con las arcillas.
- Las Aguas Muertas, llamadas también fósiles, son las aguas de mar aprisionadas desde la sedimentación y conservadas en el interior de los terrenos. Debido al lavado y ataque químico de los minerales y a los cambios de base, su composición se ha modificado poco a poco.³⁸

³⁸ J. Guillemot, Geología del petróleo, Geología y Petróleo, Tomo 7, Madrid 1981.

3.1.3 Análisis de Agua. De la producción del pozo, generalmente se extrae una cantidad de agua, por ende, para poder verterla o disponer de ella, es necesario realizar un adecuado análisis para así determinar el tratamiento más adecuado para ésta.

Entre las pruebas de laboratorio que se le realizan al agua de formación para su caracterización están: la fisicoquímica in situ, en la cual se evalúa conductividad, pH, hierro disuelto, H₂S, dióxido de carbono, oxígeno, turbidez y alcalinidad, la fisicoquímica de laboratorio en la que se determinan metales disueltos y densidad, la calidad del agua, mediante la cual se obtienen las grasas y aceites, sólidos suspendidos y la pendiente caudal vs volumen, y por último, el bacteriológico, en la cual se identifica el valor de BSR presente en el agua.³⁹

3.1.4 Tratamiento. La presencia de agua en los yacimientos, su abundancia en todas las rocas porosas, presentan problemas en todos los momentos de la exploración y explotación petrolífera, ya se trate de fuentes saladas o sulfurosas que pueden considerarse en algunas circunstancias como indicios superficiales, de las invasiones de agua salada durante la perforación que contaminan el lodo y modifican sus características, o de su eliminación durante la explotación.

Para el tratamiento de las aguas provenientes del yacimiento, se deben tener en cuenta los principios básicos, los cuales inician con separarla del crudo en los equipos de separación, en donde se deja un tiempo de reposo adecuado para luego drenar el agua extraída del fluido principal. Contiguo, se encuentra la aplicación de calor, electricidad y/o productos químicos, además de operar varios dispositivos mecánicos como tanques de lavado, de decantación, entre otros, para generar una mejor limpieza del agua. Por último, si el proceso lo requiere, se agrega un diluyente de viscosidad, para así disponer de ésta bajo las condiciones adecuadas.⁴⁰

3.2 AGUA DE INYECCIÓN

La inyección de agua en la industria petrolera, es un método de recobro frecuentemente utilizado para los yacimientos petroleros, se emplea con el fin de generar un barrido dentro del yacimiento y/o un mantenimiento de la presión.

Para estos procesos, el agua empleada proviene la mayoría de veces del mismo yacimiento, y en otros, de una fuente externa. En este proyecto, al presentarse en un acuífero activo, el agua producida es la misma que se empleará para inyección. Antes de ejecutar la inyección del fluido, por medio de un pozo inyector, en un yacimiento, se debe efectuar primeramente los análisis fisicoquímicos correspondientes para conocer su composición, estos se encuentran enunciados en

³⁹ Raúl Leonardo Triana, Fredy Omar Niño, Presentación Piloto de separación avanzada de fluidos SOWS, Ecopetrol S.A., mayo 2018.

⁴⁰ Pacific Rubiales, Pacific Rubiales – Tratamiento de aguas, [video], YouTube, 23 octubre 2012, 3:48, (noviembre 2018), <https://www.youtube.com/watch?v=IRVhFAGtHeg>.

la **Tabla 7**. Contiguo a ello, se realiza lo que procede en cuanto a tratamiento para adecuar su composición y que sea compatible con el yacimiento para evitar daños en este.

Dentro de la empresa, priman las características de yacimiento, realizando un estudio a este e identificando las condiciones adecuadas para cada parámetro del agua de inyección. Cabe resaltar que se tiene en cuenta en cierta medida la normativa NACE (ver **Tabla 8**), la cual establece los límites adecuados de ciertos parámetros del agua para inyección.

Tabla 8. Normas NACE para inyección de agua

Tipo de análisis	Parámetro	Límite de referencia	Observación
Análisis Físicoquímico "in situ"	Conductividad	-	Debe tener una conductividad similar o mayor a la de las aguas de formación.
	pH	6.5 – 8.5	Preferible un pH por debajo de 8. Evita la tendencia a incrustaciones.
	Fe ²⁺	< 1.0 mg/L	Previene la corrosión de la tubería.
	H ₂ S	0.0 mg/L	Previene: corrosión, ampollamiento de tubería, y que la formación se vuelva sulfuro agrio.
	CO ₂	< 10 ppm	Previene corrosión
	O ₂	< 1 ppb	Previene corrosión
	Turbidez	< 2 NTU	Indica la presencia de sólidos suspendidos
Análisis Físicoquímico en laboratorio	Cationes, Aniones	-	Previene formación de sales y compuestos insolubles que forman incrustaciones y obstrucciones en el sistema de inyección.
	Densidad	-	Densidad del fluido a inyectar sea superior que la densidad del líquido de la formación, para mayor dispersión.
	Grasa y Aceites (G&A)	< 5 mg/L	Previene obstrucción fluidos en la superficie. Evita reducir la permeabilidad de la formación.
Calidad de agua	Sólidos suspendidos	< 5 mg/L	Evita el taponamiento de la formación receptora.
Bacteriología	BSR	< 10 ⁴ ufc/mL	Evita la reducción por parte de bacterias de sulfatos y sulfitos.

Fuente: NIÑO FLÓREZ Fredy Omar, GÓMEZ Jaime. Taller de pozos de inyección. Generalidades sobre pozos disposal. [Presentación PowerPoint]. Ecopetrol S.A. Equion. Octubre 11 del 2014. [Consultado: julio de 2019].

3.3 PROCESOS EN CAMPO

Los procesos que se llevan a cabo en campo, dependen del tipo de crudo y de los contaminantes presentes en el agua, para así identificar las diferentes técnicas que se realizarán para obtener los fluidos en las mejores condiciones.

Conociendo que para realizar los procesos correspondientes en cuanto al tratamiento se refiere, se realiza primeramente un análisis fisicoquímico del fluido, en el cual, se identifican los contaminantes y su respectiva concentración.

La toma de muestra para la primera caracterización, antes del proceso de tratamiento, fue realizada en el tanque para almacenamiento de agua ubicado dentro de la estación Mito-1, el cual recibe el fluido separado de los tanques FWKO y Gun Barrel (ver **Figura 12**). Los resultados de esta muestra, se presentan en la **Tabla 9**.

Por otro lado, las propiedades resultantes que se muestran en la **Tabla 10**, es del análisis fisicoquímico realizado al agua tratada que va a ser dispuesta para inyección. Esta muestra fue tomada al final del proceso de tratamiento.

Tabla 9. Resultados análisis fisicoquímico del agua del Bloque Caño Sur Este, antes de tratamiento.

G & A	366.9	ppm	Dioxido de Carbono Libre	26.97	mg/L	Resistividad	0.7	KΩ.cm
Alcalinidad Total	580	mg/L	Dioxido de Carbono Total	288.07	mg/L	Salinidad	0.06	%
Bicarbonatos	610	mg/L	DQO	646	mg/L	Sodio	405	mg/L
Calcio	8	mg/L	Dureza Calcica	20	mg/L	Solidos Disueltos	470	mg/L
Carbonatos	48	mg/L	Dureza Magnesica	12	mg/L	Solidos Suspendidos	748	mg/L
Cloruros	228	mg/L	Hierro	0.21	mg/L	Solidos Totales	1232	mg/L
Conductividad	1368	μS/cm	Magnesio	2.9	mg/L	Sulfato	8	mg/L
DBO	404	mg/L	pH	7.34	unidades	Turbidez	388	NTU

Fuente: Elaboración propia con base en: ECOPETROL S.A. Laboratorio de ensayos fisicoquímicos. [PDF] Oil Test International de Colombia S.A.S. Bogotá D.C. marzo de 2019. [Consultado: 10 de julio de 2019].

Tabla 10. Resultados análisis fisicoquímico del agua del Bloque Caño Sur Este, con tratamiento para inyección.

G & A	1.69	ppm	DBO	11.3	mg/L	pH	7.57	unidades
Alcalinidad Parcial	0	mg/L	Dioxido de Carbono Libre	15.33	mg/L	Resistividad	0.61	KΩ.cm
Alcalinidad Total	560	mg/L	Dioxido de Carbono Total	267.52	mg/L	Salinidad	0.08	%
Bicarbonatos	683.2	mg/L	DQO	18	mg/L	Sodio	396.4	mg/L
BPA	<10,000	ufc/ml	Dureza Calcica	16	mg/L	Solidos Disueltos	1530	mg/L
BSR	<10,000	ufc/ml	Dureza Magnesica	12	mg/L	Solidos Suspendidos	18	mg/L
Calcio	6.4	mg/L	Dureza Total	28	mg/L	Solidos Totales	1564	mg/L
Carbonatos	0	mg/L	Hierro	0.15	mg/L	Sulfato	5.62	mg/L
Cloruros	230	mg/L	Magnesio	2.9	mg/L	Temperatura	42	°C
Conductividad	1578	µS/cm	Oxigeno Disuelto	4	mg/L	Turbidez	6.21	NTU

Fuente: Elaboración propia con base en: ECOPETROL S.A. Laboratorio de ensayos fisicoquímicos. [PDF] Oil Test International de Colombia S.A.S. Bogotá D.C. marzo de 2019. [Consultado: 10 de julio de 2019].

En conjunto con estos análisis fisicoquímicos, se realizan otras pruebas de laboratorio, mediante las cuales se identifica la presencia de emulsiones y su grado de estabilidad. Para ello, a diferentes muestras de fluido se le agrega una cantidad diferente de químico, y se observa su reacción durante un periodo de tiempo determinado. Teniendo en cuenta el resultado, se obtiene la cantidad requerida del químico para el proceso en campo.

Para el Bloque Caño Sur Este, el cual su producción está direccionada a la estación de Mito-1, como se hizo mención en el anterior capítulo, se encuentra un tanque FWKO que separa inicialmente el crudo del agua y posteriormente un Gun Barrel, los cuales direccionan su caudal de agua a un tanque de cabeza, del cual se bombea a una línea de transferencia a Mito-2, para ser debidamente tratada. Cabe resaltar que, para la separación, en Mito-1, se usa un tratamiento químico, el cual es un rompedor de emulsión, inverso y directo.

Por otro lado, para el pozo piloto de rubiales, no se realiza una separación antes, puesto que los fluidos producidos se bombean directamente al CPF.

Es importante resaltar, que, con los resultados del análisis fisicoquímico, también es posible seleccionar la tubería adecuada para el completamiento, según lo indique el índice de saturación de Langelier, puesto que, mediante éste, se determina la tendencia corrosiva o incrustante del agua.

Para identificar si el agua posee una tendencia corrosivo o incrustante, hay que tener en cuenta el rango ideal del índice de Langelier, el cual se indica en la **Tabla 11**. Cabe resaltar que cuando los valores se encuentran fuera del límite, se debe ajustar el pH, la alcalinidad total o dureza de calcio, para así disminuir y/o evitar efectos de corrosión e incrustaciones en las tuberías.⁴¹

Tabla 11. Rango ideal para el Índice de Saturación de Langelier

Valores menores a -0.3, se consideran corrosivos.	-0.3 < <i>ISL</i> > 0.3	Valores mayores a +0.3, indica tendencia incrustante.
---	-------------------------	---

Fuente: Elaboración propia con base en: Carbotecnia. Índice de Saturación de Langelier. [en línea]. Carbotecnia, 2014. [Consultado: 3 de julio de 2019]. (<https://www.carbotecnia.info/encyclopedia/indice-de-langelier/>).

Teniendo en cuenta lo anteriormente mencionado, se realiza el cálculo del Índice de Langelier para cada una de las muestras recogidas perteneciente al Bloque Caño Sur Este, efectuando en primera instancia el ingreso de los datos necesarios para el cálculo que se muestran en la **Figura 14**, en donde se indican los datos del agua previo al tratamiento y al agua ya tratada.

Figura 14. Calculadora Índice de Saturación de Langelier.

<table border="1"> <tr> <td>pH</td> <td>7.34 *</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Conductividad en SDT</td> <td>1368 *</td> <td>mg/L ▼</td> </tr> <tr> <td>[Ca²⁺]</td> <td>8 *</td> <td>mg/L ▼</td> </tr> <tr> <td>[HCO₃⁻]</td> <td>610 *</td> <td>mg/L ▼</td> </tr> <tr> <td>Temperatura agua</td> <td>21.6 *</td> <td>grados °C ▼</td> </tr> </table>			pH	7.34 *		Conductividad en SDT	1368 *	mg/L ▼	[Ca ²⁺]	8 *	mg/L ▼	[HCO ₃ ⁻]	610 *	mg/L ▼	Temperatura agua	21.6 *	grados °C ▼	<table border="1"> <tr> <td>pH</td> <td>7.57 *</td> <td></td> </tr> <tr> <td>Conductividad en SDT</td> <td>1578 *</td> <td>mg/L ▼</td> </tr> <tr> <td>[Ca²⁺]</td> <td>6.4 *</td> <td>mg/L ▼</td> </tr> <tr> <td>[HCO₃⁻]</td> <td>683.2 *</td> <td>mg/L ▼</td> </tr> <tr> <td>Temperatura agua</td> <td>42 *</td> <td>grados °C ▼</td> </tr> </table>			pH	7.57 *		Conductividad en SDT	1578 *	mg/L ▼	[Ca ²⁺]	6.4 *	mg/L ▼	[HCO ₃ ⁻]	683.2 *	mg/L ▼	Temperatura agua	42 *	grados °C ▼
pH	7.34 *																																		
Conductividad en SDT	1368 *	mg/L ▼																																	
[Ca ²⁺]	8 *	mg/L ▼																																	
[HCO ₃ ⁻]	610 *	mg/L ▼																																	
Temperatura agua	21.6 *	grados °C ▼																																	
pH	7.57 *																																		
Conductividad en SDT	1578 *	mg/L ▼																																	
[Ca ²⁺]	6.4 *	mg/L ▼																																	
[HCO ₃ ⁻]	683.2 *	mg/L ▼																																	
Temperatura agua	42 *	grados °C ▼																																	
Agua previo al tratamiento			Agua con Tratamiento																																

Fuente: Elaboración propia con base en: Carbotecnia. Índice de Saturación de Langelier. [en línea]. Carbotecnia, 2014. [Consultado: 3 de julio de 2019]. (<https://www.carbotecnia.info/encyclopedia/indice-de-langelier/>).

⁴¹ Carbotecnia, *índice de Saturación de Langelier*, (<https://www.carbotecnia.info/encyclopedia/indice-de-langelier/>) [en línea], carbotecnia, 2014, 3 de julio de 2019.

Dependiendo de lo que indique el índice, el proceso a efectuar, como tratamiento preventivo, si el agua presenta una tendencia corrosiva es la adición de álcali, generando así un aumento en el pH del agua. Por otro lado, cuando el agua puede generar incrustaciones, se agrega un suavizador.

Figura 15. Resultados del Índice de Saturación Langelier, muestra de agua previo al tratamiento.

pH _s	8.2
ISL	-0.83
Indicación basada en Langelier (1936)	Agua poco saturada con respecto al carbonato de calcio. El agua poco saturada tiene una tendencia a remover recubrimientos preventivos de carbonato de calcio existentes en tuberías y equipo. //
Indicación basada en Langelier mejorado por Carrier (1965)	Corrosión seria. //

Fuente: Carbotecnia. Índice de Saturación de Langelier. [en línea]. Carbotecnia, 2014. [Consultado: 3 de julio de 2019]. (<https://www.carbotecnia.info/encyclopedia/indice-de-langelier/>).

Según el índice obtenido mediante el cálculo, indica que el agua sin tratamiento (ver **Figura 15**), es altamente corrosiva. Por otro lado, para el agua ya tratada (ver **Figura 16**), el índice resultante se encuentra dentro del rango ideal, aun así, es un valor cercano al límite negativo, por lo cual podría tender a ser más corrosivo que incrustante.

Teniendo en cuenta estos resultados, para el agua sin tratamiento, se toman medidas en cuanto a tubería anticorrosiva y/o recubrimientos para estas, en donde el material más efectivo es el aluminio y las aleaciones de acero, además de ello, como otro método están los inhibidores de corrosión, los cuales irrumpen en el proceso electroquímico con el fin de disminuir los efectos corrosivos que puedan generarse en las herramientas y equipos durante cada uno de los procesos. Por otro lado, de los resultados del agua tratada, se resaltaría el uso de tubería compuesta a partir de aleación de acero, puesto que no hay un alto efecto corrosivo, ya que se encuentra dentro del rango, por ende, no son necesarias medidas más drásticas.

Figura 16. Resultados del Índice de Saturación Langelier, muestra de agua previo al tratamiento.

pH _s	7.8
ISL	-0.27
Indicación basada en Langelier (1936)	Agua poco saturada con respecto al carbonato de calcio. El agua poco saturada tiene una tendencia a remover recubrimientos preventivos de carbonato de calcio existentes en tuberías y equipo. //
Indicación basada en Langelier mejorado por Carrier (1965)	Un poco corrosivo pero sin formar incrustación. //

Fuente: Carbotecnia. Índice de Saturación de Langelier. [en línea]. Carbotecnia, 2014. [Consultado: 3 de julio de 2019]. (<https://www.carbotecnia.info/encyclopedia/indice-de-langelier/>).

4 ESQUEMATIZACIÓN PARA LA IMPLEMENTACIÓN DEL HIDROCICLÓN COMO SEPRADOR EN SUPERFICIE

En este capítulo se va a dar a conocer, los resultados de las pruebas realizadas por el equipo de ingenieros del ICP, en la cual se evalúa el funcionamiento del hidrociclón con distintas geometrías y bajo diferentes condiciones de fluido, para así registrar su eficiencia de separación. Luego, se expondrá, el proceso mediante el cual se llevará a cabo el desarrollo para la implementación del proyecto, es decir las diferentes fases de planeación bajo las cuales se identifica el o los escenarios en los que se puede desarrollar en el Bloque Caño Sur Este.

Posteriormente, se llevará a cabo la fase de estudio, la cual comprenderá una evaluación de los pozos. Eventualmente, se elaborará el diseño del proceso de inyección y de la simulación, con el fin de poder establecer, en el siguiente capítulo, la viabilidad del proyecto.

Además de ello, se llevará a cabo la elaboración del plan de trabajo para campo, en el que se expondrán las condiciones operativas estimadas según los cálculos y el resultado obtenido a partir de la simulación. Igualmente se expondrá los requisitos bajo los cuales es adecuado la inyección del agua.

Por último, se realizará una comparación en operatividad entre el hidrociclón y el separador convencional.

4.1 PRUEBA DE LABORATORIO DEL DISEÑO DEL HIDROCICLÓN

Prueba de laboratorio, mediante la cual se llevó a cabo la evaluación de diferentes geometrías de hidrociclón, operados bajo distintas condiciones de cabeza de pozo que se presentan en campo, con el fin de obtener un diseño óptimo para las operaciones. Cabe resaltar, que el valor concreto de ciertos resultados, no es posible especificarlos por términos de confidencialidad de la empresa.

4.1.1 Desarrollo Experimental. Para su desarrollo experimental, se estableció una metodología de trabajo partiendo de estudios previos de procesos similares. Este se ejecuta luego de la entrega del Loop.

Dentro del procedimiento acordado, se encuentra, como primer paso, la prueba hidrostática y ajustes del Loop de pruebas, empleando agua limpia e identificando fugas. Contiguo a su reparación y óptimo sello, se le solicitó, a la empresa constructora del equipo de prueba, la incorporación del cálculo y gráfica de las variables operacionales en el computador de flujo, además de la opción de guardar los registros de resultados.

Posteriormente, se prepararon los fluidos que fueron utilizados en la prueba, los cuales eran tres tipos de aceite sintéticos, en donde dos de ellos (Fluido-1 y 2), se

emplearon con objeto de representar el fenómeno físico de separación, mientras que el restante (Fluido-3), simulaba características del crudo de Campo Rubiales. La descripción de estos fluidos se detalla en la **Tabla 12**.

Para los dos primeros fluidos, se adicionó azul de metileno en la fase acuosa (con una concentración del 3% de aceite) para tener una mejor percepción de la separación.

Tabla 12. Ficha técnica de los fluidos de prueba

CARACTERÍSTICAS	MÉTODO DE INSPECCIÓN	FLUIDO-1	FLUIDO-2	FLUIDO-3
Absorbancia ultravioleta	ASTM D-2269	Pasa	-	-
Apariencia			-	Claro
Aspecto	Visual	-	Fluido claro y brillante	-
Color Saybolt, mínimo	ASTM D-156	+30	-	-
Densidad a 25°C	DIN 51757	-	-	Aprox. 0,97 g/cm ³
Flash Point	ASTM D92 ISO	-	-	314 °C
Flash Point	ISO 2592	-	-	>300°C
Gravedad específica a 60/60 °F	ASTM D-1298	0.86/ 0.88	-	-
Índice de Viscosidad	ASTM D2270	-	95	-
Índice refractivo a 25°C		-	-	Aprox. 1,404
No. De Neutralización TAN, mg KOH/g	ASTM D-664	Neutro	-	-
Olor y sabor		Ninguno	-	-
Punto de Inflamcación, mínimo °C	ASTM D-92	200	-	-
Residuos no sulfonados, % vol.	ASTM D-483	>99	-	-
Sustancias Carbonizables	ASTM D-565	Pasa	-	-
T.B.N.	ASTM D2896	-	6.9 mg KOH/g mín	-
Temperatura de Ignición (Líquidos)	DIN 51794	-	-	Aprox. 450°C
Tensión Superficial a 25°C		-	-	0,021 N/m
Viscosidad cienmática, cSt a 25°C	DIN 53018	-	-	Aprox. 1000mm ² /s
Viscosidad cinemática, cSt a 100°C	ASTM D-445	-	9.3 - 12.5	-
Viscosidad cinemática, cSt a 40°C	ASTM D-445	61.2/74.8	95	-

Fuente: Elaboración propia con base en: ICP. Informe de resultados diseño experimental LOOP de pruebas Campo Rubiales. abril 2018. Pág. 5 y 6. [Consultado: enero de 2019].

Luego de la preparación de los fluidos, se efectuaron las corridas para ajustar el parámetro de caída de presión (PDR – Pressure Drop Ratio), encontrando su valor mediante modificaciones en las diferentes corrientes que maneja el equipo de prueba.

Las primeras pruebas con el Fluido-1, que presentaba un corte de agua del 97% (similar a las condiciones de campo). Es importante resaltar que se observó la formación de emulsiones múltiples, generado, posiblemente, por la agitación y la recirculación de la bomba.

Para el Fluido-2, hubo un incremento en la temperatura de la prueba, prolongando el periodo de tiempo del fluido en la bomba, lo cual, generó un precipitado que afectó los resultados, como se muestra en la **Figura 17**.

Figura 17. Muestras del Fluido-2



Fuente: ICP. Informe de resultados diseño experimental LOOP de pruebas Campo Rubiales. Bogotá D.C. abril 2018. Pág. 7. [Consultado: enero de 2019].

Al Fluido-3 se adicionó como indicador al reactivo analítico Negro de Sudan para la fase aceitosa, con presencia de agua del 97%. En los resultados, que se muestran en la **Figura 18**, se obtuvo una separación eficiente, la cual mejoró al pasar el fluido por una segunda etapa de separación.

Figura 18. Muestras de dos etapas Underflow



Fuente: ICP. Informe de resultados diseño experimental LOOP de pruebas Campo Rubiales. Bogotá D.C. abril 2018. Pág. 8. [Consultado: enero de 2019].

Los fluidos resultantes se analizaron mediante un espectrofotómetro, con el cual, cuantificaron la concentración de aceite en agua.

Luego de obtenido los resultados anteriores, se prosigue a realizar la prueba, empleando el Fluido-3, para distintas geometrías de hidrociclón (**Figura 19**). A partir de los resultados de esta, y los datos de eficiencia de cada tipo de equipo de separación, se desarrolló una geometría de hidrociclón ajustándole las mejoras y adaptaciones, partiendo de un comparativo entre los impulsores de mejor

desempeño, y, con el fin de efectuar un último estudio, antes de incorporar el uso de fluidos de Campo Rubiales. Cabe resaltar, que los criterios de selección están en función del caudal y la eficiencia de separación. Además, por razones de confidencialidad, no es posible detallar las medidas finales para el diseño del equipo.

Los diseños base, mostraron una eficiencia para la primera etapa de separación de 56.5%.

Figura 19. Impulsadores y su geometría



Fuente: ICP. Informe de resultados diseño experimental LOOP de pruebas Campo Rubiales. Bogotá D.C. abril 2018. Pág. 9. [Consultado: enero de 2019].

En el quinto punto de la metodología establecida para el desarrollo del experimento, se realizó diferentes pruebas con el Fluido-3, para crear la línea base. La mezcla usada, presentaba un 3% de aceite en agua para la primera etapa, y una concentración mínima de 85 ppm (Underflow) para la quinta etapa, como se muestra en la **Figura 20**.

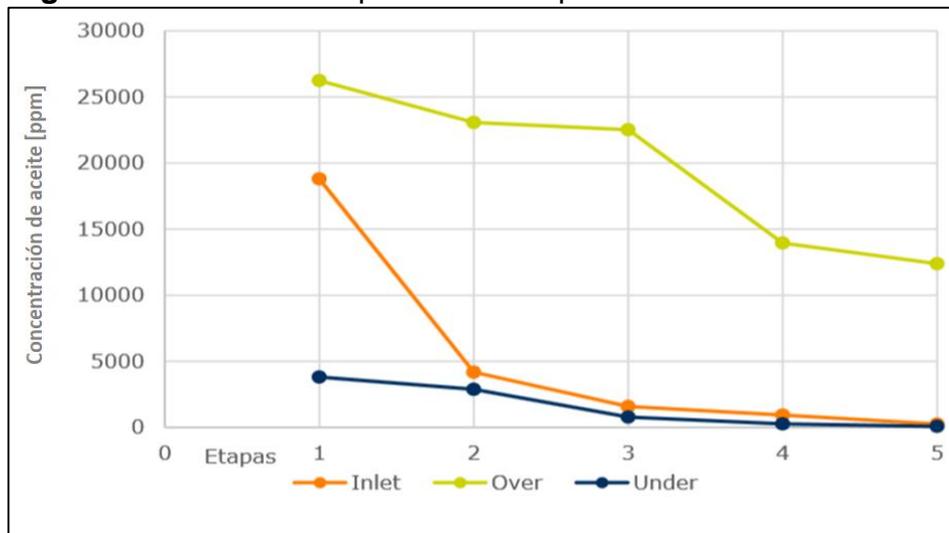
Figura 20. Muestra posterior a cinco etapas de separación



Fuente: ICP. Informe de resultados diseño experimental LOOP de pruebas Campo Rubiales. Bogotá D.C. abril 2018. Pág. 11. [Consultado: enero de 2019].

Para el desarrollo del experimento de cinco etapas y generar la curva base (ver **Figura 21**), se llevó a cabo una separación en secuencia, es decir, que el fluido a separar, pasaba por el mismo hidrociclón cinco veces, en donde en cada paso a la siguiente etapa, el fluido que se va a separar es el que proviene del Underflow de la etapa anterior.

Figura 21. Curvas base para cinco etapas



Fuente: ICP. Informe de resultados diseño experimental LOOP de pruebas Campo Rubiales. Bogotá D.C. abril 2018. Pág. 11. [Consultado: enero de 2019].

Con estas curvas base (**Figura 21**), realizadas con el Fluido-3 creado semejante al de campo, se busca establecer un comportamiento estimado con estos resultados,

para posteriormente comparar con el que se generará a partir de las pruebas a realizar con el fluido de campo real.

Ya con las curvas base, procedieron a la simulación con fluidos de campo, en donde efectuaban cuatro etapas.

Para la primera corrida, se observó formación de espuma de crudo con aire, lo cual desfavoreció la separabilidad del equipo. Por ende, contemplaron alternativas de aislamiento.

En cuanto hallaron solución, empezaron la corrida de la primera prueba, en la cual realizaban la simulación con cuatro etapas. De este primer resultado, lograron obtener, en la cuarta etapa, una concentración mínima de aceite en agua de aproximadamente 2,683 ppm menos que en la primera etapa (+/- 24% menos), por la corriente de salida. Después de ello, a los catorce días hábiles vigentes, la prueba fue ejecutada nuevamente, implementando cambios en las condiciones operacionales, entre las cuales se presentaba una tasa de flujo constante de 3 m³/hr y modificaciones en la caída de presión entre etapas, obteniendo como resultado, en la cuarta etapa, una concentración de aceite en agua de 416 ppm menos que días anteriores, es decir, aproximadamente 12% menor que la primera corrida (**Figura 22**).

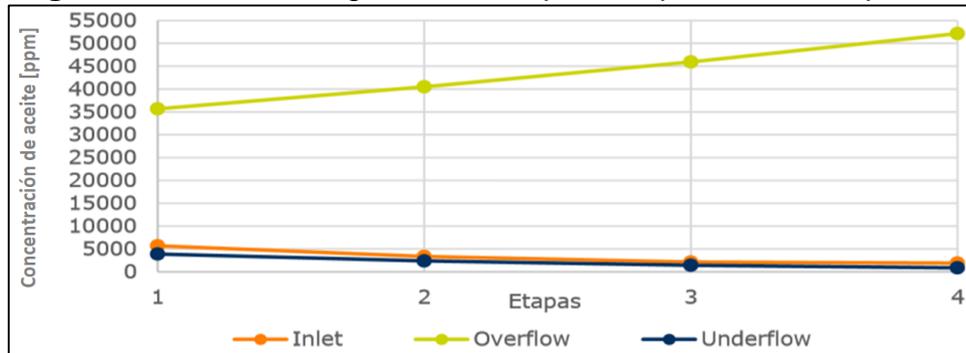
Figura 22. Muestra de la menor concentración obtenida experimentalmente



Fuente: ICP. Informe de resultados diseño experimental LOOP de pruebas Campo Rubiales. Bogotá D.C. abril 2018. Pág. 13. [Consultado: enero de 2019].

Como punto final de la metodología establecida, por los investigadores, se encuentra el análisis de resultados de las cuatro y cinco etapas de separación, que se llevaron a cabo bajo una tasa constante por etapa de 3 m³/hr. En donde los ingenieros, observaron una correlación directa entre los datos del *Inlet*, *overflow* y *underflow*, mostrando las tendencias esperadas, como se evidencian en la **Figura 23**.

Figura 23. Resultados gráficos de la primera prueba a 4 etapas

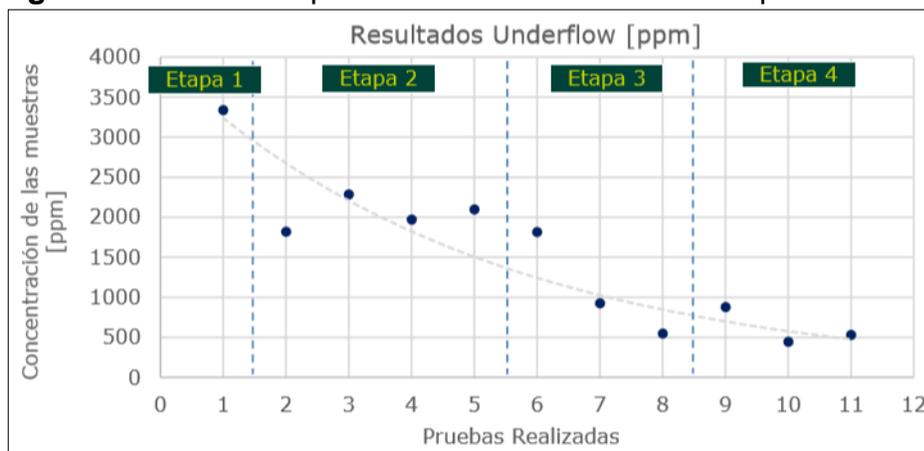


Fuente: ICP. Informe de resultados diseño experimental LOOP de pruebas Campo Rubiales. Bogotá D.C. abril 2018. Pág. 14. [Consultado: enero de 2019].

Como se muestra en la figura anterior, el contenido de grasas y aceites, es inversamente proporcional al número de etapas, es decir que, entre mayor número de etapas, es menor la concentración de aceite en el agua.

De las pruebas que realizaron días después, a la anteriormente mencionada, y como se evidencia en la **Figura 24**, se observó que, realizando cambios en las condiciones operacionales y a medida que se reduce la proporción de G&A en el *Inlet*, se puede evidenciar una disminución de la concentración de aceite en agua en el *underflow*, obteniendo como resultado menores concentraciones.

Figura 24. Resultado pruebas variando condiciones operacionales



Fuente: ICP. Informe de resultados diseño experimental LOOP de pruebas Campo Rubiales. Bogotá D.C. abril 2018. Pág. 14. [Consultado: enero de 2019].

Finalmente, a partir del desarrollo de este experimento, se identificó la configuración de impulsor que presenta mejor comportamiento, además de las condiciones operacionales (de presión del *Overflow*, *Underflow* e *Inlet* y el PDR) más adecuadas para obtener la mejor eficiencia de separación, las cuales por confidencialidad no pueden ser expuestas. Conjunto a ello, se observó, que la disminución de diámetro de los hidrociclones a medida que aumentan las etapas, garantiza una mayor eficiencia de la calidad del agua.

En cuanto a situaciones a tener en cuenta, que influyeron en ciertos eventos, está la presencia de sólidos en el fluido, los cuales interfirieron en el análisis con el espectrofotómetro, ya que enmascaraban los resultados, mostrando una mayor concentración de G&A que la que presentaba la muestra. Además de ello, se presenció dificultad para una correcta homogenización, debido a la agitación del fluido, diferencia de densidades, alto corte de agua, existencia de vórtices en el tanque de mezclado y presencia de volúmenes muerto en el fondo del tanque. Por otro lado, los investigadores optaron por realizar las pruebas con aceite sintético, puesto que presentaron limitaciones al recrear las condiciones de temperatura. A pesar de ello, los resultados de la simulación mostraron similitud en la tendencia que se generó en el Loop de prueba, por lo tanto, estiman que a condiciones reales se obtenga mejor comportamiento y mayor eficiencia de separación.⁴²

⁴² Centro de innovación y tecnología ICP, Informe de resultados diseño experimental LOOP de pruebas Campo Rubiales, abril 2018.

4.2 PROPOSICIÓN Y EVALUACIÓN DEL POZO/CAMPAÑA

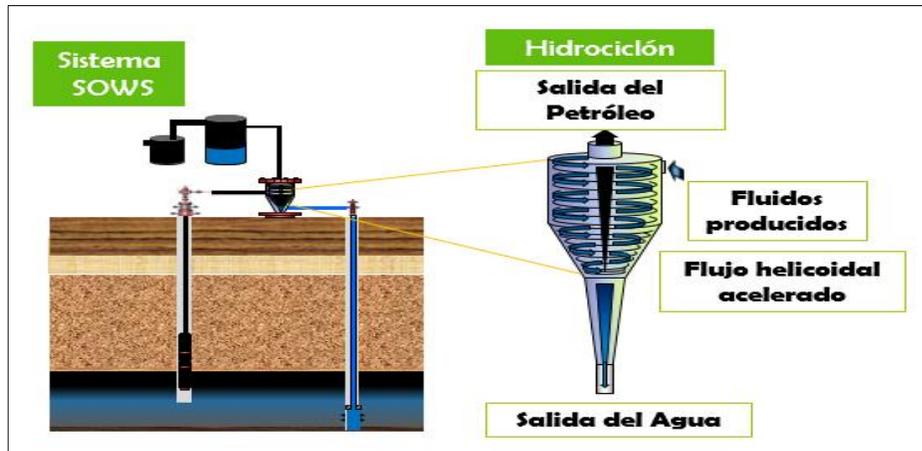
En este ítem, se expondrán los diferentes casos en los cuales se puede desarrollar el proyecto, teniendo en cuenta que a cada uno se le realizó su debida evaluación, para así posteriormente poder ejecutar una primera planeación.

Igualmente, se dará a conocer el planteamiento que se llevará a cabo para su realización, además del diseño mediante el cual se buscará simular el caso más adecuado de implementación del equipo de separación para el Bloque Caño Sur Este, en donde se tendrá en cuenta la fase de inyección del fluido separado. Éste análisis, se realizará partiendo de los estudios realizados, internamente en la empresa, para una prueba piloto en Campo Rubiales.

4.2.1 Planteamiento de escenarios. En la estructuración del enfoque del proyecto, se planteó para un pozo de circuito cerrado, con el fin de reinyectar el agua separada, proveniente del hidrociclón. Sin embargo, el proyecto también, fue diseñado para un pozo productor con direccionamiento del agua separada a planta de tratamiento, con el fin de registrar eficiencia y funcionalidad del equipo de separación en un pozo piloto de 1000Bls. A partir de los resultados obtenidos con la prueba piloto, proyectan, a futuro, la ampliación del proyecto a 25000Bls, implementando dos pozos, un inactivo como productor, y un pozo abandonado como inyector.

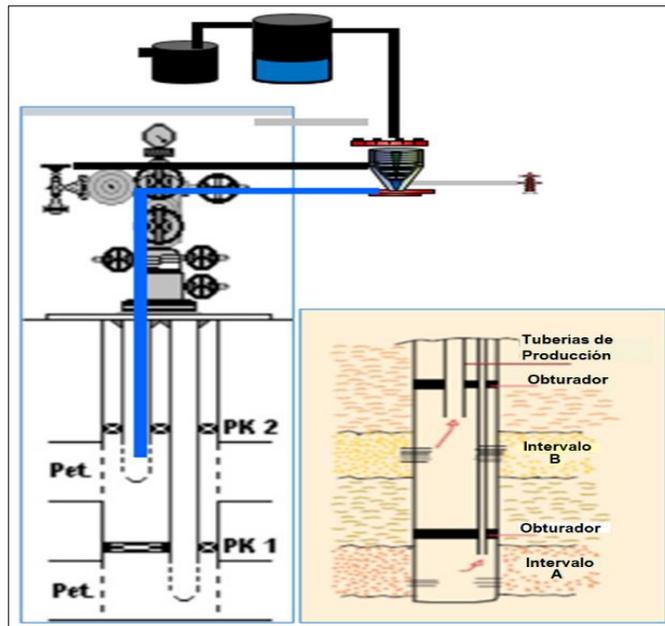
4.2.1.1 Pozo Dual de Circuito Cerrado. En este primer planteamiento, se formula un pozo, de cual se produce, y se inyecta el agua separada por el equipo, sea mediante un pozo inyector o por el mismo pozo productor, como se muestra en la **Figura 25** y **Figura 26**.

Figura 25. Esquema de proceso con pozo inyector, y diagrama del hidrociclón con distribución de flujo



Fuente: BUSTILLOS, Roco Stalin. VCD Uso de hidrociclón Ecopetrol S.A. [Presentación PowerPoint] Bogotá; febrero 2018.

Figura 26. Esquema con completamiento dual concéntrico



Fuente: BUSTILLOS, Roco Stalin. VCD Uso de hidrociclón Ecopetrol S.A. [Presentación PowerPoint] Bogotá; febrero 2018.

Con el diseño anterior, se debe tener un completamiento dual concéntrico, el cual permite ambas operaciones en simultaneo, siendo separadas por aislamientos en cada zona, según interés.

En este diseño, se proyectaron dos opciones, una para pozos horizontales y otra para pozos direccionales, los cuales tendrían dos requerimientos específicos, los cuales serían, pozos en 9 5/8 pulgadas y diseño de BES, únicamente con mayor etapas, mayor presión de cabeza y sin cambio de curvatura de operación de la BES.⁴³

4.2.1.2 Pozo productor y direccionamiento del agua libre a tratamiento. Con este diseño, los ingenieros a cargo del desarrollo del proyecto para implementación en pozo piloto de Rubiales, enfocan la ejecución de las actividades, al análisis de la eficiencia y funcionalidad del equipo de separación en campo. Realizando la instalación en un pozo piloto, con el fin de llevar un registro de operación del equipo a una capacidad de 1000Bls.

Para la identificación de los pozos prospecto, realizaron diferentes análisis y pruebas a los clústers, que cumplieran con los requisitos planteados (**Tabla 13**).⁴⁴

Tabla 13. Requisitos de selección de pozos piloto

REQUISITOS DE SELECCIÓN	
Alto corte de agua	<97%
Pozos verticales u horizontales de bajo potencial (Volumen de Producción)	≤ 5000 BFPD
Caracterización de la emulsión (Desde estudio de la molécula)	Estabilidad de la emulsión indefinida

Fuente: Elaboración propia con base en: TRIANA, Raúl. ECOPETROL S.A. [Consultado: marzo de 2019].

4.2.1.3 Ampliación del proyecto a 25000Bls. A partir de los resultados obtenidos bajo el enfoque anterior, los ingenieros proyectan extender la participación del equipo en campo, incrementando el volumen de fluido a 25000Bls. Teniendo como factor diferencial al diseño de prueba, que se realizará inyección del fluido separado, mediante un pozo inyector.

Éste se planteó con el objetivo de aumentar la producción de crudo con la misma capacidad que presentan las CPF's. Además de ello, plantean abrir pozos actualmente inactivos, con el fin de aumentar la producción de petróleo, en donde se realice la instalación del equipo.

⁴³ Ing. Roco Stalin Bustillos, VDC Uso de hidrociclón, febrero 2018.

⁴⁴ Ecopetrol S.A., Pozos candidatos para unidad piloto tecnología SOWS 1K, Campo Rubiales, diciembre 2018.

Con la inyección del agua libre, buscan mejorar la eficiencia areal de barrido en cada clúster, lo cual conllevaría un aumento en el factor de recobro. Conjunto a ello, tienen en cuenta, que también se puede generar una reducción en la declinación de presión de yacimiento en algunos sectores del campo, lo cual permite eliminar la necesidad de crear nuevos PAD's para inyección con pozos nuevos.⁴⁵

4.2.2 Selección de pozos candidatos. En éste punto, se conocerán los pozos candidatos para la instalación del equipo de separación, en el pozo piloto objetivo en Campo Rubiales, los cuales, fueron puestos a prueba con el fin de identificar el indicado (ver **Tabla 14**). Esta selección se realiza para una capacidad de 1000 Bls. A partir de la selección de estos pozos, se va a realizar las correspondientes simulaciones para el escenario de desarrollo en Bloque Caño Sur Este, teniendo en cuenta que, para ello, la capacidad del equipo será de 5000 Bls.

Tabla 14. Pozos candidatos para instalación del equipo de separación y ejecución de la prueba piloto.

POZO	CLUSTER	CRUDO BOPD	AGUA BWPD	S&W%	°API @ 60°F
RB-A	RB 130	48	962	95.24	12.8
RB-B	RB 245	56	1186	95.5	13
RB-C	RB 271	36	1142	96.95	13.2
RB-D	RB 359	45	926	95.33	13.3
RB-E	RB 38	32	1138	97.3	12.8
RB-F	RB 410	49	1226	96.17	12.6
RB-G	RB 486	31	1237	97.57	12.8
RB-H	RB 561	39	1106	96.63	12
RB-I	RB 770	28	1238	97.81	13
RB-J	RB 84	45	927	95.37	13
RB-K	RB 84	44	1124	96.21	13.2
RB-L	RB 932	31	1072	97.17	12.7

Fuente: Elaboración propia con base en: MULETT DÍAZ, Rafael Andrés. Pozos candidatos para unidad piloto. [Presentación PowerPoint]. Bogotá D.C. 2018. [Consultado: diciembre de 2018].

Este clúster fue seleccionado, ya que cumplía con el rango de producción de aplicabilidad y con poseer un BS&W de 95%, además de ostentar el valor de gravedad API más elevado.⁴⁶

⁴⁵ Ecopetrol S.A., Pozos candidatos para unidad piloto tecnología SOWS 1K, Campo Rubiales, diciembre 2018.

⁴⁶ Ecopetrol S.A., Pozos candidatos para unidad piloto tecnología SOWS 1K, Campo Rubiales, diciembre 2018.

4.2.3 Evaluación de pozos para la elaboración del diseño de simulación. A partir de los pozos seleccionados, se llevará a cabo un análisis detallado, en el cual se conoce las condiciones de yacimiento, estado y completamiento del pozo, además de diferentes parámetros de operación del proceso de producción e inyección, con el fin de crear un escenario bajo el cual el ambiente de operación sea el más eficiente, idóneo y rentable, para el Bloque Caño Sur Este. Se realizará con estos pozos, con objeto de tener una base verídica para los datos a ingresar en los programas de simulación.

4.2.3.1 Condiciones del yacimiento, propiedades del fluido y detalle estado del pozo. Para la elaboración de los escenarios de desarrollo, se debe tener en cuenta las condiciones del yacimiento (**Tabla 15**) y las propiedades del fluido (**Tabla 16**), con el fin de identificar y mitigar los posibles daños o problemas que se generen durante la operación. Para ello, se identifican los datos de entrada que requiere el simulador. Estos serán la base para un adecuado proceso y una correcta generación de resultados.

Tabla 15. Datos de entrada del simulador, Condiciones de yacimiento.

Parámetro	Pozo RB-J	Pozo RB-K	UNIDADES
Temperatura	151	151	°F
Porosidad Promedio	30	30	%
Permeabilidad Promedio	4000	4000	mD
Presión de Cabeza	92	95	PSI
q _o	166	380	BOPD
q _w	7009	7659	BWPD
Presión Yacimiento	1036.9	1036.9	PSI
Gradiente Fractura	0,8	0,8	PS/FT
Datum	2100	2100	FT
Presión Punto de Burbuja	80	80	PSI

Fuente: Elaboración propia con base en: REINA, John Fredy. ECOPETROL S.A. [Consultado: mayo de 2019].

Tabla 16. Datos de ingreso simulador, Propiedades del Fluido.

Parámetro	Pozo RB-J	Pozo RB-K	UNIDADES
API	13	13.2	°API
GE Agua	1,02	1,02	
Temperatura	151	151	°F
Corte de Agua	95.37	96.21	%
Salinidad Agua de formación	800 -1000	800 -1000	ppm Cl
Factor Volumétrico	1.012	1.012	RB/STB

Fuente: Elaboración propia con base en: REINA, John Fredy. ECOPEPETROL S.A. [Consultado: mayo de 2019].

Identificando las condiciones del pozo y las propiedades de los fluidos, se lleva a cabo la implementación del completamiento más óptimo (**Tabla 17**). Contiguo a ello, se realiza un estudio mediante el cual se establece la calidad del estado del pozo.

Tabla 17. Datos de ingreso simulador, Diseño de revestimiento.

CASING		Diámetro (in)	Peso (lb/ft)	Grado	Tope (ft)	Zapato (ft)	Capacidad (Bbls/ft)	Drift (in)
CONDUCTOR	POZO RB-J	16	84	K55	32.5	43	0.21887	14.822
	POZO RB-K	16	84	K55	32.5	43	0.21887	14.822
SUPERFICIE	POZO RB-J	9 5/8	36	K55	32.5	251	0.07731	8.765
	POZO RB-K	9 5/8	36	K55	32.5	249	0.07731	8.765
INTERMEDIO	POZO RB-J	7	23	K55	32.5	3248	0.03937	6.241
	POZO RB-K	7	23	K55	32.5	3648	0.03937	6.241
LINER	POZO RB-J	4 1/2	11.6	N80	3140.61	4222	0.01554	3.875
	POZO RB-K	4 1/2	11.6	N80	3544.81	4544	0.01554	3.875

Fuente: Elaboración propia con base en: REINA, John Fredy. ECOPEPETROL S.A. [Consultado: mayo de 2019].

Además de los parámetros descritos anteriormente, es relevante para la simulación, tener datos de producción, **Tabla 18**, puesto que van a ser las condiciones bajo las cuales se va a ver expuesta la tubería.

Tabla 18. Datos de ingreso simulador, Condiciones de Producción.

Parámetro	Pozo RB-J	Pozo RB-K	UNIDADES
Presión en Cabezal	92	95	PSI
Profundidad de Perforación	4223	4545	ft
Temperatura	151	151	°F
PIP	626	687	
Bomba	49	49	HZ
Producción total	7175	8040	BFPD
qo	166	380	BOPD
qw	7009	7659	BWPD

Fuente: Elaboración propia con base en: REINA, John Fredy. ECOPETROL S.A. [Consultado: mayo de 2019].

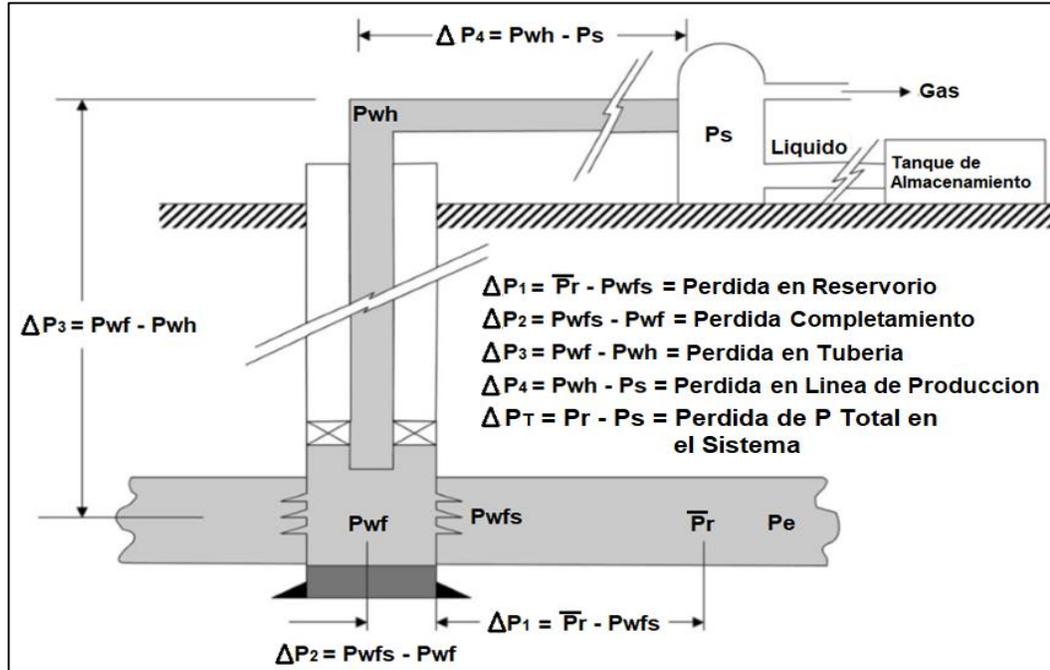
4.2.3.2 Análisis Nodal para diseño de los escenarios de simulación. En el planteamiento de un apropiado escenario para simular una producción e inyección en circuito cerrado, es importante establecer adecuadamente los límites de cada uno de los componentes del proceso, para ello, se implementa el análisis nodal.

Primeramente, es importante resaltar que, el análisis nodal es relevante para diseños de sistemas de producción óptimos y eficientes, e identificar las mejores condiciones operativas bajo las cuales se pueda extraer, producir, transportar y tratar los fluidos del yacimiento.

Dentro del sistema se resaltan cinco nodos (puntos), los cuales se distribuyen a modo de cubrir cada componente indispensable del proceso (**Figura 27**). Entre estos se encuentra el yacimiento (P_r), la pared del pozo que conecta al yacimiento donde se encuentran los cañoneos (P_{wf}), punta en fondo del pozo (P_{wf}), cabezal de pozo (P_{wh}), instrumentos de medición y separador (P_{sep}). A partir de los cuales se halla un diferencial de presión y por ende la pérdida de presión según la zona de análisis. Se puede ver su distribución en la siguiente figura.⁴⁷

⁴⁷ Mach J., Proano E., and Brown K.E., *A Nodal Approach for Applying Systems to Flowing and Artificial Lift Oil or Gas Well*, 1979. Paper SPE 8025, SPE, Richardson, Texas.

Figura 27. Nodos Sistema en Análisis Nodal



Fuente: MACH J., PROANO E., BROWN K.E. A Nodal Approach for Applying Systems to Flowing and Artificial Lift Oil or Gas Well. 1979. Paper SPE 8025, SPE, Richardson, Texas. [Consultado: mayo de 2019].

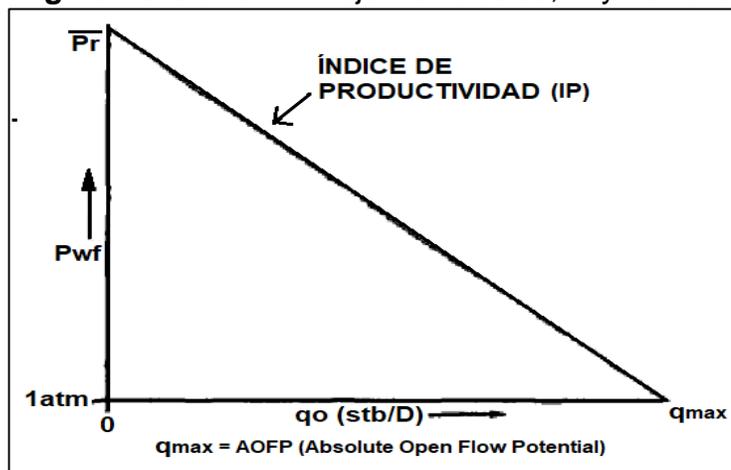
Dentro de éste método, se tienen en cuenta ciertos factores como la permeabilidad, el espesor, el radio de drenaje, la presión promedio de reservorio y el factor de daño. Para su implementación, es importante conocer el IPR (inflow performance relationship), el cual permite identificar que tanto crudo se puede producir, mediante la presión y el caudal de producción.

El caudal correspondiente a la presión atmosférica, como presión de fondo, se establece a flujo potencial completamente abierto al pozo, el cual se denomina también caudal máximo, en cambio, a presión promedio del reservorio, el caudal es siempre cero.⁴⁸

Este comportamiento, es planteado para flujo de una sola fase, determinado por la Ley de Darcy (ver **Figura 28**).

⁴⁸ Ing. Roco Stalin Bustillo, Halliburton, Informe de productividad, octubre de 2015, pág. 14.

Figura 28. Curva IPR flujo monofásico, Ley de Darcy



Fuente: BROWN, K y BEGGS. The technology of artificial lift methods. [PDF]. Pennwell 1977. [Consultado: mayo 2019]

Como se denota en la figura anterior, el índice de productividad, se define como, una aproximación para describir el performance de influjo de un pozo.

Para su desarrollo, se asumió flujo radial alrededor del pozo, flujo de una sola fase, distribución de la permeabilidad homogénea y saturación completa de la formación con el fluido.⁴⁹

Según los parámetros descritos con anterioridad, la ecuación de Darcy es resumida en la **Ecuación 4**.

En ésta ecuación, las variables involucradas son: caudal (q), permeabilidad (k), espesor del yacimiento (h), la presión promedio de reservorio (\bar{P}_r), la presión de fondo fluente (P_{wf}), viscosidad (μ), factor volumétrico (β), radio de drenaje del pozo (r_e), y el radio del pozo (r_w).

⁴⁹ Ing. Roco Stalin Bustillos, Halliburton, Informe de productividad, octubre de 2015, pág. 15.

Ecuación 4. Ecuación de Darcy para condiciones de desarrollo del IP

$$q = \frac{7.08 * 10^{-3} kh(\overline{Pr} - Pwf)}{\mu \beta \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}$$

Fuente: BROWN, K. The technology of artificial lift methods. [PDF]. Volumen 2^a. Tulsa, Oklahoma. PennWell Books. 1977. [Consultado: octubre de 2015]. Disponible en internet: <https://es.scribd.com/document/242658083/the-technology-of-artificial-lift-methods-vol2a-kermit-e-brown-pdf>.

A partir de la ecuación anterior, y puesto que los parámetros indicados a la izquierda del diferencial de presión, son la mayoría constantes, permite juntarlos en un solo coeficiente, determinando así el índice de productividad IP (ver **Ecuación 5**).

Ecuación 5. Índice de productividad (IP), a partir de ecuación de Darcy.

$$q = IP(\overline{Pr} - Pwf)$$

Fuente: BROWN, K. The technology of artificial lift methods. [PDF]. Volumen 2^a. Tulsa, Oklahoma. PennWell Books. 1977. [Consultado: octubre de 2015]. Disponible en internet: <https://es.scribd.com/document/242658083/the-technology-of-artificial-lift-methods-vol2a-kermit-e-brown-pdf>.

En donde: (q) es caudal, (\overline{Pr}) la presión promedio de reservorio, (Pwf) la presión de fondo fluyente y (IP) es el índice de productividad.

Por otro lado, para el flujo bifásico, el cual ocurre al presentarse una depleción del reservorio y como consecuencia una disminución de la presión dinámica por debajo del punto de burbuja, se requiere de un IPR combinado, el cual fue planteado por Vogel, en donde su ecuación es la descrita en la **Ecuación 6**, y su comportamiento

se observa en la gráfica de la **Figura 29**, de la cual se puede resaltar que ésta ya no posee un comportamiento lineal.⁵⁰

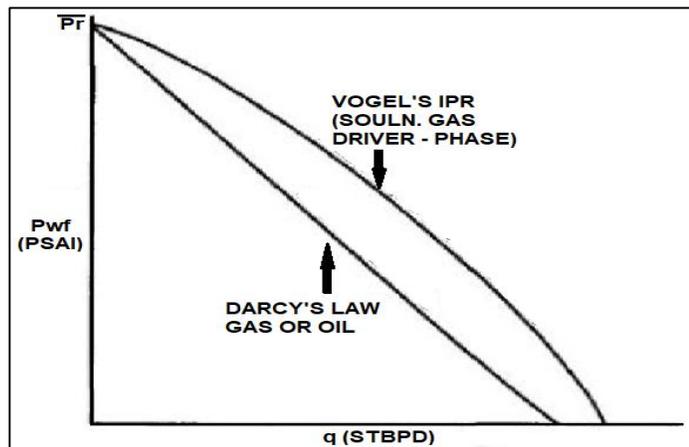
Ecuación 6. Ecuación de Vogel para flujo bifásico.

$$\frac{q_o}{q_{max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_r} \right)^2$$

Fuente: BROWN, K. The technology of artificial lift methods. [PDF]. Volumen 2ª. Tulsa, Oklahoma. PennWell Books. 1977. [Consultado: octubre de 2015]. Disponible en internet: <https://es.scribd.com/document/242658083/the-technology-of-artificial-lift-methods-vol2a-kermit-e-brown-pdf>.

Cabe resaltar, que para la anterior ecuación, las presiones involucradas son, la presión promedio de reservorio (\bar{P}_r) y la presión de fondo fluente (P_{wf}), además del caudal, en donde (q_o) es la flujo de petróleo, y (q_{max}) es el flujo máximo de fluido que se puede producir.

Figura 29. Curva IPR por Vogel.



Fuente: BROWN, K. The technology of artificial lift methods. [PDF]. Volumen 2ª. Tulsa, Oklahoma. PennWell Books. 1977. [Consultado: mayo de 2019]. Disponible en internet: <https://es.scribd.com/document/242658083/the-technology-of-artificial-lift-methods-vol2a-kermit-e-brown-pdf>.

⁵⁰ Ing. Roco Stalin Bustillos, Halliburton, Informe de productividad, octubre de 2015, pág. 15.

Además de Vogel, otro que influyo en la determinación del IP, fue Fetkovich, quien demostró que cuando los pozos producen por debajo del punto de burbuja, se comportan de manera similar a los pozos de gas. Por ende, la ecuación general establecida por Fetkovich para un pozo de gas (**Ecuación 7**), también puede ser aplicada a un pozo de petróleo.

Ecuación 7. Ecuación general del desarrollo de un pozo de gas. Fetkovich.

$$q = C(\overline{Pr}^2 - Pwf^2)^n$$

Fuente: BROWN, K. The technology of artificial lift methods. [PDF]. Volumen 2^a. Tulsa, Oklahoma. PennWell Books. 1977. [Consultado: octubre de 2015]. Disponible en internet: <https://es.scribd.com/document/242658083/the-technology-of-artificial-lift-methods-vol2a-kermit-e-brown-pdf>.

En donde los coeficientes C y n varían su valor dependiendo de los casos, y los cuales son encontrados, generalmente, a partir de la curva de ensayo de pozo “fitting of multipoint”⁵¹, además se encuentra (\overline{Pr}) y (Pwf) , que son la presión promedio de reservorio y la presión de fondo fluente respectivamente. Es importante resaltar que las formulas y casos anteriormente mencionados son generalmente más utilizados para pozos verticales. Teniendo en cuenta que el proyecto se desarrolla para pozos horizontales, la fórmula a emplear es la descrita en la **Ecuación 8**.

Ecuación 8. Ecuación general para pozos horizontales según Wang y Wiggins.

$$\frac{q_o}{q_{omax}} = 1 - 0.4533 \left(\frac{Pwf}{Pr} \right) - 0.5467 \left(\frac{Pwf}{Pr} \right)^2$$

Fuente: ÁLVAREZ RAYA, Rogelio. Aplicación del análisis nodal para incrementar la productividad de un pozo. [en línea]. Tesis para optar por el título de ingeniería de petróleos. México D.F. Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. 2008. Pág. 33. [Consultado: 29 de abril de 2019]. Disponible en internet: http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/8610/Tesis_Completa.pdf?sequence=1.

⁵¹ Ing. Roco Stalin Bustillos, Halliburton, Informe de productividad, octubre de 2015, pág. 17.

Ésta fue una de las tres ecuaciones propuestas por Wang y Wiggins para pozos horizontales productores de petróleo. En donde (\overline{Pr}) es la presión promedio de reservorio, (Pwf) la presión de fondo fluyente, (q_o) es la flujo de petróleo, y (q_{max}) es el flujo máximo de fluido que se puede producir.

Teniendo en cuenta esta fórmula, se determina el caudal máximo estimado de petróleo a producir por el pozo, previamente identificando datos de presión de yacimiento y presión de flujo fluyente.

Primeramente, para poder determinar la presión de yacimiento (**Ecuación 10**), mediante cálculos, se identifica el nivel del líquido (h) que se alcanza cuando el pozo está estático, el cual según los registros es de 8ft, para así multiplicarlo por el gradiente de presión hidrostática normal del agua (γ_{agua}), como se indica en la **Ecuación 9**.

Ecuación 9. Ecuación para determinar presión de yacimiento.

$$P_r = h * \gamma_{agua}$$

Fuente: LAPEYROUSE, Norton J. Formulas and calculations for drilling, production, and workover. [PDF]. Segunda edición. Editorial: Gulf Professional Publishing. 2002. ISBN: 0750674520. [Consulta: mayo 2019]. Disponible en: https://www.academia.edu/12016112/Formulas_and_Calculations_for_Drilling_Production_and_Workover_2E.

Ecuación 10. Determinación de la Presión pozo RB-J

$$P_r = (2527.16ft - 8ft) * 0.433 \text{ psi/ft} = 1094.26 \text{ psi}$$

Fuente: Elaboración propia con base en: ECOPETROL S.A. mayo 2019.

Del resultado obtenido se puede denotar, que difiere en 57.36 psi al dato brindado por la empresa, por lo cual, para los cálculos siguientes y las simulaciones, se hará uso de los 1036.9 psi para la presión de yacimiento.

Para la determinación de la presión de fondo fluyente, se tiene en cuenta la PIP que se identifica a partir del sensor de la bomba, con el fin de establecer el nivel del fluido (**Ecuación 11**) y posteriormente la presión (**Ecuación 12**).

Ecuación 11. Determinación de nivel de líquido para identificar valor del Pwf.

$$\frac{626 \text{ psi}}{0.433 \text{ psi/ft}} = 1445.727 \text{ ft}$$

$$2527.16 \text{ ft} - 2321.52 \text{ ft} = 205.64 \text{ ft}$$

$$1445.727 \text{ ft} + 205.64 \text{ ft} = 1651.367 \text{ ft}$$

Fuente: Elaboración propia. Mayo 2019.

Ecuación 12. Presión de fondo fluyente del pozo RB-J.

$$P_{wf} = 1651.367 \text{ ft} * 0.433 \text{ psi/ft} = 715.04 \text{ psi}$$

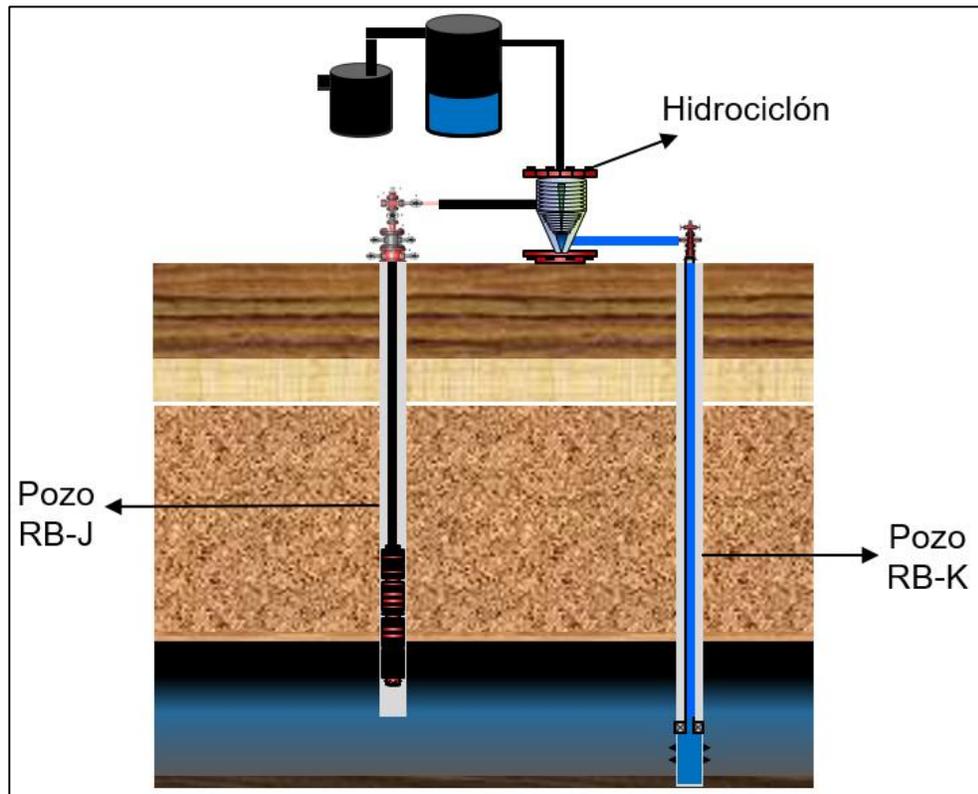
Fuente. Elaboración propia. Mayo 2019.

Estos cálculos manuales se realizan debido a que, para los pozos a evaluar, no se han efectuado pruebas de presión.

Cabe resaltar que el análisis nodal para ambos pozos se lleva a cabo en un software, y sus simulaciones son las que se describirán en el siguiente punto.

4.2.3.3 Escenarios de desarrollo para simulación. Teniendo en cuenta los datos adquiridos y enunciados en los dos puntos anteriores, se lleva a cabo el diseño y planteamiento de los escenarios de estudio, bajo los cuales se realizará la simulación de la operación. En donde el pozo RB-J es el que se evaluará como el pozo productor, y el pozo RB-K será tomará como pozo disposal (ver **Figura 30**).

Figura 30. Diseño a modelar en el software



Fuente: Elaboración propia con base en: BUSTILLOS, Roco Stalin. VCD Uso de hidrociación Ecopetrol S.A. [Presentación PowerPoint] Bogotá; febrero 2018.

Cabe resaltar, que los pozos a modelar son pozos horizontales, a diferencia de lo que la figura anterior muestra.

4.3 PLANTEAMIENTO Y SELECCIÓN DEL DISEÑO DE SIMULACIÓN PARA PROCESO EN CAMPO

En este ítem, se realizará el modelamiento de los pozos en el software, con el fin de identificar los parámetros operativos y limitantes, mediante los cuales se busca evitar daños y aumentar productividad.

4.3.1 Simulación de los escenarios planteados. Como se mencionó con anterioridad, se realizará el modelamiento para dos tipos de pozos, uno productor (RB-J) y otro disposal (RB-K), los dos de diseño horizontal.

4.3.1.1 Simulación del pozo productor horizontal RB-J. La simulación del pozo seleccionado en el software, se inició con la selección del tipo de pozo, escogiendo la opción de productor, y la especificación de las condiciones de producción actuales

del pozo, dentro de las cuales se encuentra el completamiento y el levantamiento artificial que se tiene instalado en éste, como lo muestra la **Figura 31**.

Figura 31. Selección inicial del software, para el pozo productor RB-J.

The screenshot shows the 'System Summary' window for a well completion analysis. The window title is 'System Summary (T04_HORIZONTALOILWELL.Out)'. It contains several sections with dropdown menus and input fields:

- Fluid Description:** Fluid (Oil and Water), Method (Black Oil), Separator (Single-Stage Separator), Emulsions (No), Hydrates (Disable Warning), Water Viscosity (Use Default Correlation), Viscosity Model (Newtonian Fluid).
- Calculation Type:** Predict (Pressure and Temperature (offshore)), Model (Rough Approximation), Range (Full System), Output (Show calculating data).
- Well:** Flow Type (Tubing Flow), Well Type (Producer).
- Well Completion:** Type (Open Hole), Sand Control (Slotted Liner).
- Artificial Lift:** Method (Electrical Submersible Pump).
- Reservoir:** Inflow Type (Single Branch), Gas Coning (No).
- User information:** Company, Field, Location, Well, Platform, Analyst, Date (miércoles, 15 de mayo de 2019).
- Comments:** A text area for entering notes.

Fuente: Elaboración propia con base en: PROSPER. Mayo 2019.

Posteriormente, se ejecuta el ingreso de los datos PVT, como los son el GOR, la gravedad API, la gravedad específica del gas y la salinidad del agua. En la **Figura 32**, se muestran los datos ingresados al software.

Figura 32. Ingreso de datos PVT del pozo RB-J al software.

The screenshot shows the 'PVT - INPUT DATA' window for a well completion analysis. The window title is 'PVT - INPUT DATA (T04_HORIZONTALOILWELL.Out) (Oil - Black Oil)'. It contains several sections with input fields and dropdown menus:

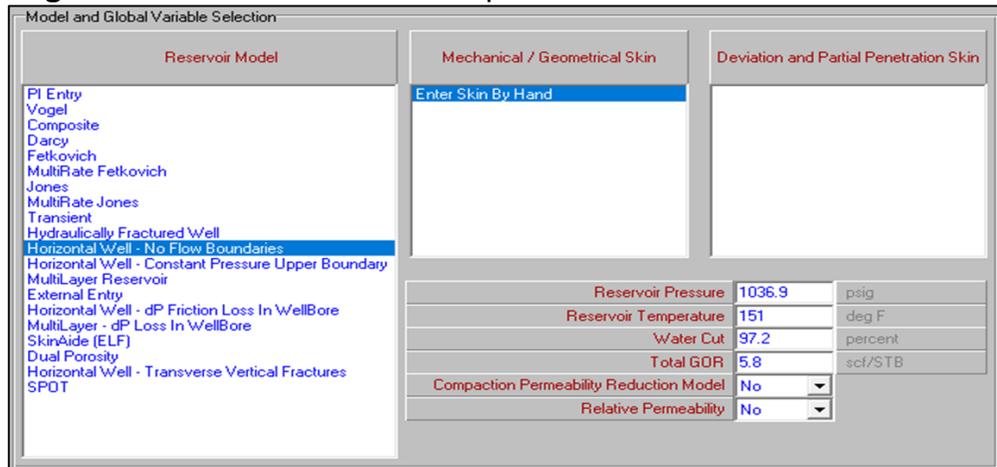
- Input Parameters:** Solution GOR (5.8 scf/STB), Oil Gravity (13 API), Gas Gravity (0.64 sp. gravity), Water Salinity (800 ppm).
- Correlations:** Pb, Rs, Bo (Glaso), Oil Viscosity (Petrosky et al).
- Impurities:** Mole Percent H2S (0 percent), Mole Percent CO2 (0 percent), Mole Percent N2 (0 percent).
- Pump Data:** A section for entering pump-related data.

Fuente: Elaboración propia con base en: PROSPER. Mayo 2019.

Con los datos del fluido ya ingresados, se procede a ejecutar la selección del modelo de la curva IPR, para así posteriormente ingresar los datos que el simulador requiera en el cálculo y construcción de la gráfica.

La selección del modelo mediante el cual el software creará la curva (**Figura 33**), es el de Horizontal Well – No Flow Boundaries, puesto que en el pozo no se presentan fracturas, y se busca determinar la presión correcta en cabezal para que a la entrada del hidrociclón, se obtenga una presión adecuada y halla un correcto funcionamiento.

Figura 33. Selección del modelo para la construcción de la IPR.



Fuente: Elaboración propia con base en: PROSPER. Mayo 2019.

Después de seleccionar el modelo para la construcción de la curva IPR, se ingresan los datos del modelo del reservorio, el factor de daño, el cual es 1, y los de control de arena (**Figura 34**), los cuales se activaron a causa de que en la ventana de inicio se seleccionó hueco abierto y liner ranurado en el completamiento del pozo.

Figura 34. Datos ingresados del pozo RB-J a partir del modelo de reservorio seleccionado.

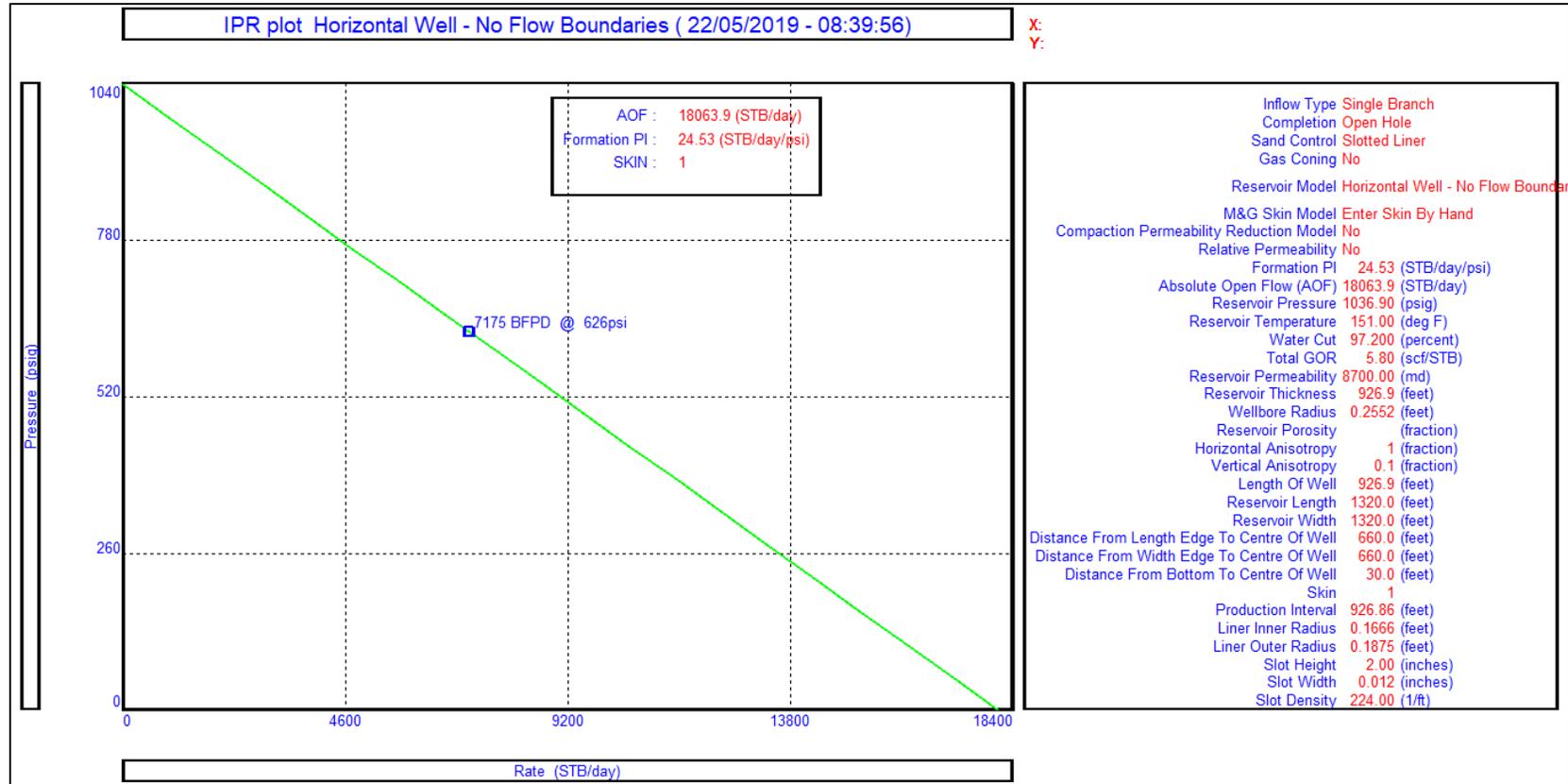
Horizontal Well Reservoir Model			Slotted Liner		
Reservoir Permeability	8700	md	Reservoir Thickness	926.86	feet
Reservoir Thickness	926.86	feet	Reservoir Permeability	8700	md
WellBore Radius	0.2552	feet	Production Interval	926.86	feet
Horizontal Anisotropy	1	fraction	Wellbore Radius	0.2552	feet
Vertical Anisotropy	0.1	fraction	Liner Inner Radius	0.1666	feet
Length Of Well	926.86	feet	Liner Outer Radius	0.1875	feet
Reservoir Length	1320	feet	Slot Height	2	inches
Reservoir Width	1320	feet	Slot Width	0.012	inches
Distance From Length Edge To Centre Of Well	660	feet	Slot Density	224	1/ft
Distance From Width Edge To Centre Of Well	660	feet	Screen Outer Radius	0	feet
Distance From Bottom To Centre Of Well	30	feet	Outside Permeability	0	md
			Outside (Turbulence)		1/ft

Fuente: Elaboración propia con base en: PROSPER. Mayo 2019.

Al ingresar los diferentes valores estos se validan, con el fin de identificar si se produce algún error que pueda impedir la corrida de los resultados. Luego se genera el cálculo para la construcción de la curva IPR, y conocer el valor del IP que se ingresará para la simulación del pozo inyector.

En la **Figura 35**, se mostrará el resultado de la curva IPR simulado en el software.

Figura 35. Curva IPR para pozo horizontal RB-J.



Fuente: Elaboración propia con base en: PROSPER. Mayo 2019.

Posteriormente se ingresan los datos de la bomba electro sumergible que se encuentra en campo. Es importante resaltar, que para la simulación se tomó una opción de bomba cercana a la real, debido a que la de campo no está incluida en el software. Al igual que con el motor y el cable. En la **Figura 36**, se muestran los datos ingresados al programa.

Figura 36. Datos de la bomba electro sumergible del pozo RB-J.

ESP Input Data (T04_HORIZONTOILWELL.Out)

Done Cancel Report Export Help

Input Data

Pump Depth (Measured)	2489.11	feet
Operating Frequency	49	Hertz
Maximum OD	5.62	inches
Length Of Cable	2478	feet
Gas Separator Efficiency	0	percent
Number Of Stages	52	
Voltage At Surface	0	Volts
Pump Wear Factor	0	fraction
Gas DeRating Model	<none>	

Current Pump
 REDA SN8500 5.38 inches (6000-11000 RB/day)

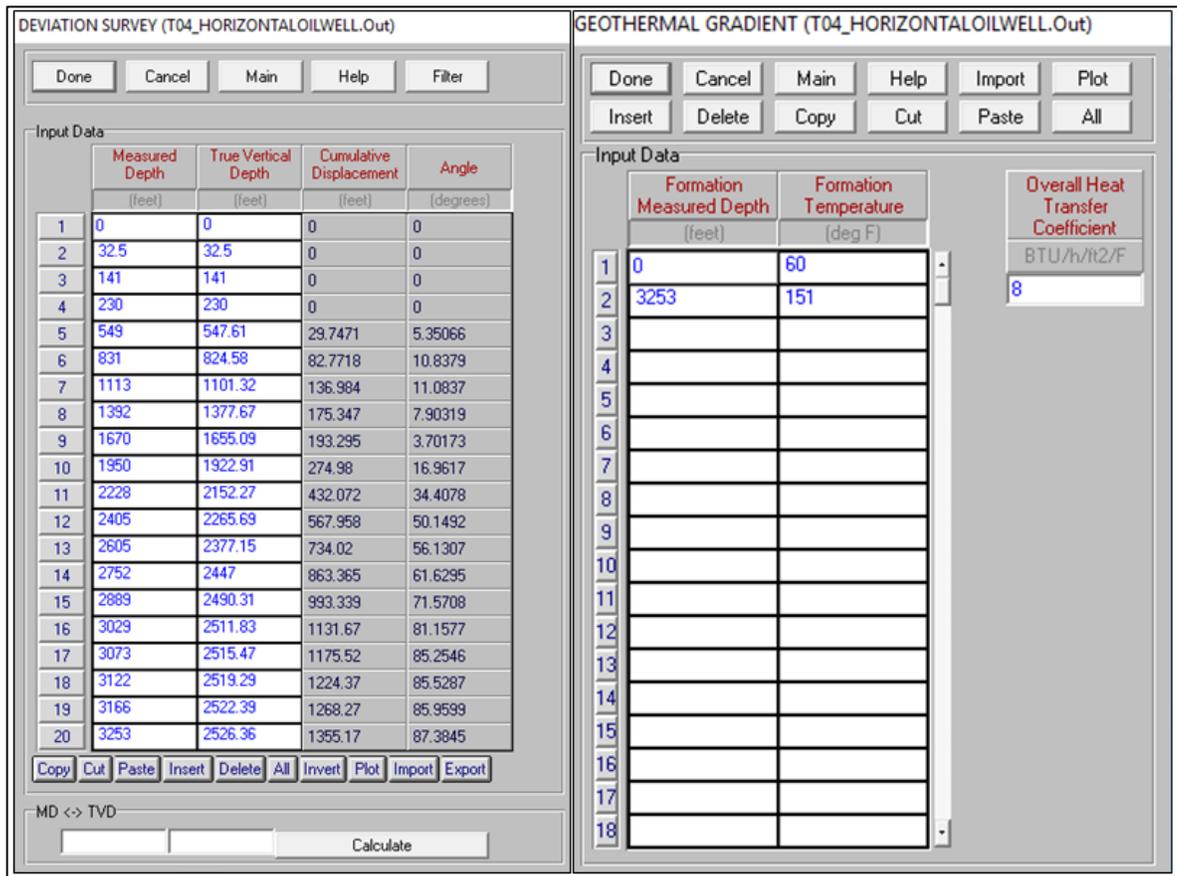
Current Motor
 Centrilift 562 35HP 460V 44A

Current Cable
 #2 Copper 0.33 (Volts/1000ft) 95 (amps) max

Fuente: Elaboración propia con base en: PROSPER. Mayo 2019.

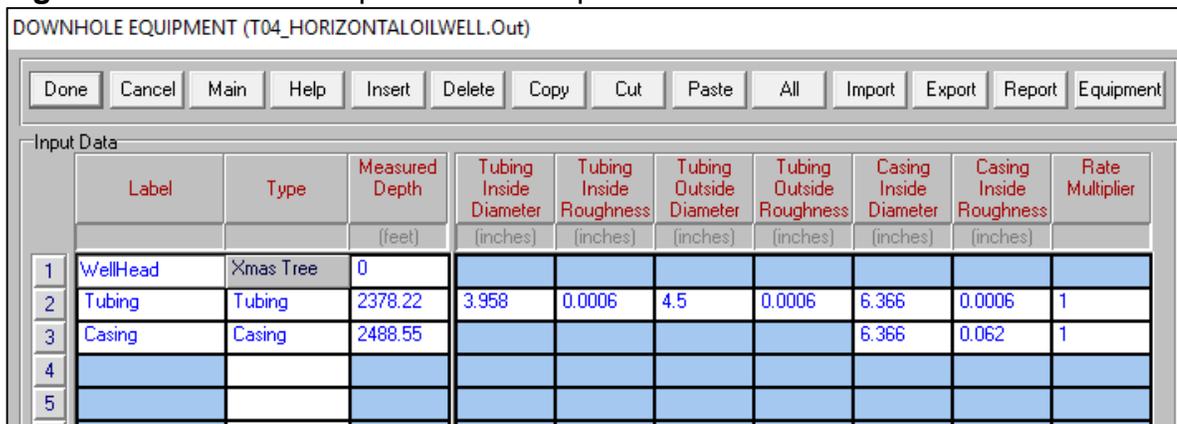
Para finalizar el modelamiento del pozo en el software, se ingresan los datos de equipamiento del pozo, en los cuales se encuentra el survey, el gradiente geotérmico (**Figura 37**) y el completamiento del pozo (**Figura 38**).

Figura 37. Datos del survey y gradiente geotérmico de pozo del RB-J.



Fuente: Elaboración propia con base en: PROSPER. Mayo 2019.

Figura 38. Datos de completamiento de pozo del RB-J.



Fuente: Elaboración propia con base en: PROSPER. Mayo 2019.

4.3.1.2 Simulación del pozo horizontal disposal RB-K. Luego de modelado el pozo productor, se ejecuta el del pozo disposal, mediante el cual se inyectará el agua libre en circuito cerrado. Para iniciar el modelamiento de este pozo, en la ventana inicial se especifica el tipo de pozo, como inyector de agua, además del completamiento del pozo, en donde se especifica la aplicación del liner ranurado en hueco abierto. Estos datos seleccionados se muestran en la **Figura 39**.

Figura 39. Selección inicial del software, para el pozo disposal RB-K.

The screenshot shows the 'System Summary' window with the following settings:

- Fluid Description:** Fluid: Oil and Water; Method: Black Oil
- Calculation Type:** Predict: Pressure and Temperature (offshore); Model: Rough Approximation; Range: Full System; Output: Show calculating data
- Hydrates:** Disable Warning
- Water Viscosity:** Use Default Correlation
- Viscosity Model:** Newtonian Fluid
- Well:** Flow Type: Tubing Flow; Well Type: Water Injector
- Well Completion:** Type: Open Hole; Sand Control: Slotted Liner
- Artificial Lift:** (Empty section)
- Reservoir:** Inflow Type: Single Branch; Gas Coning: No
- User information:** Company, Field, Location, Well, Platform, Analyst, Date: jueves, 16 de mayo de 2019
- Comments:** (Empty text area)

Fuente: Elaboración propia con base en: PROSPER. Mayo 2019.

Posteriormente, del mismo modo que para el pozo productor, se ingresa datos PVT (**Figura 40**). En este caso, el software requiere solamente la salinidad del agua, siendo el mismo valor que para el pozo productor, ya que, al ser circuito cerrado, esta no se tratará antes de inyectar.

Figura 40. Datos PVT para pozo disposal RB-K.

PVT - INPUT DATA (T09_WATERINJECTIONWELL.Out) (Water Injector)

Done Cancel Tables Calculate Save Open Help

Use Tables Export

Input Parameters

Water Salinity 855 ppm

Fuente: Elaboración propia con base en: PROSPER. Mayo 2019.

Para generar la curva deseada, como se muestra en la **Figura 41**, en este caso se selecciona como modelo de reservorio para la construcción de la curva, el ingreso del IP, el cual es generado en el caso anterior.

Figura 41. Selección del modelo de reservorio para la curva IPR del pozo RB-K.

Model and Global Variable Selection

Reservoir Model Mechanical / Geometrical Skin Deviation and Partial Penetration Skin

PI Entry
 Vogel
 Composite
 Darcy
 Fetkovich
 MultiRate Fetkovich
 Jones
 MultiRate Jones
 Transient
 Hydraulically Fractured Well
 Horizontal Well - No Flow Boundaries
 Horizontal Well - Constant Pressure Upper Boundary
 MultiLayer Reservoir
 External Entry
 SkinAide (ELF)
 Dual Porosity
 Horizontal Well - Transverse Vertical Fractures
 SPOT

Reservoir Pressure 1036.9 psig
 Reservoir Temperature 151 deg F
 Water Cut 97.2 percent
 Total GOR 5.8 scf/STB
 Compaction Permeability Reduction Model No

Fuente: Elaboración propia con base en: PROSPER. Mayo 2019.

Como se mencionó con anterioridad, el IP generado por la curva del pozo productor, se ingresa como dato para generar la curva de inyectividad para el pozo disposal. Además de ello, se ingresan los datos del liner ranurado para obtener un resultado más exacto y real. Estos datos se observan en la **Figura 42**.

Figura 42. Datos de entrada para generación de curva de inyectividad del pozo RB-K.

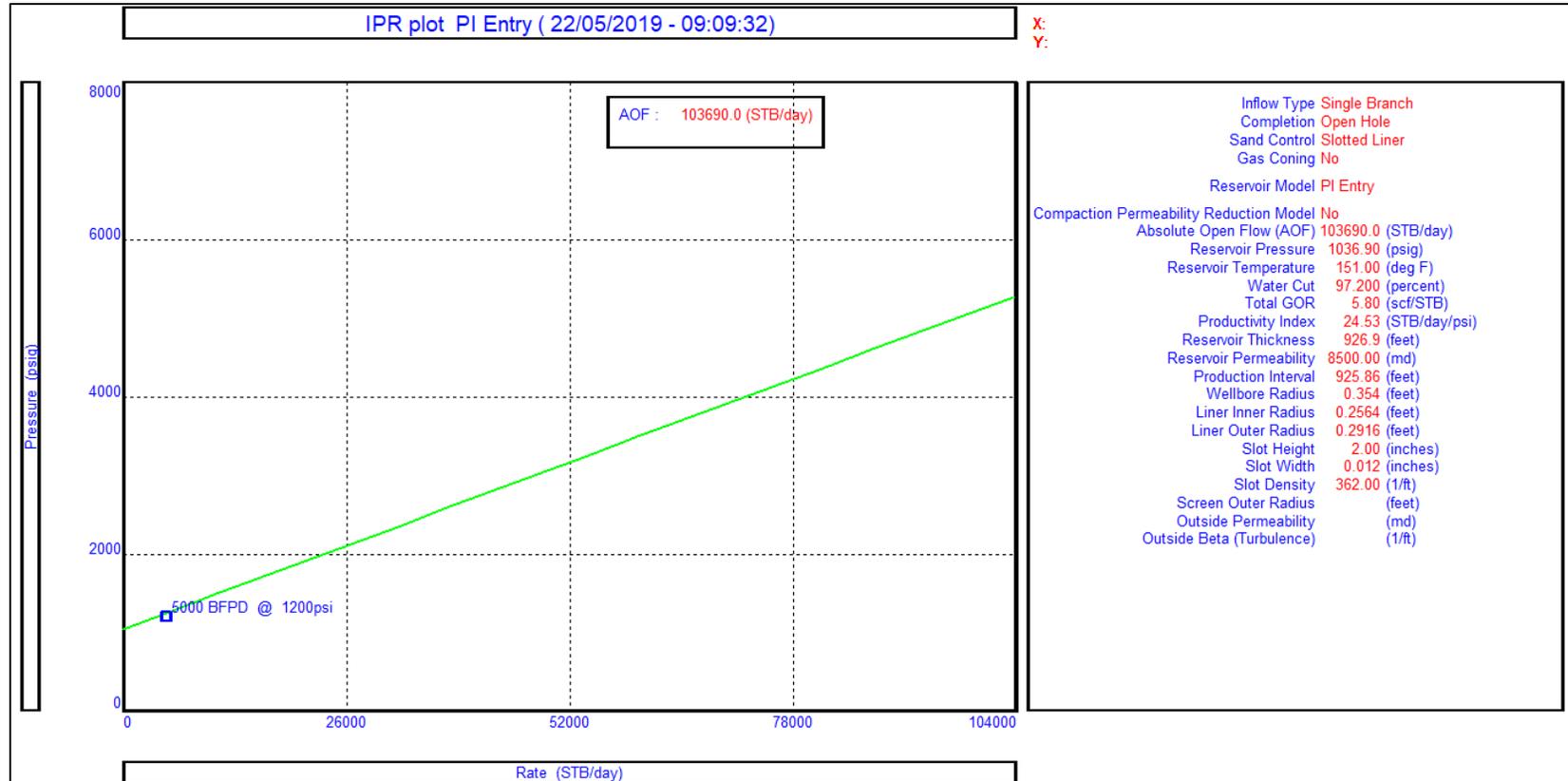
Productivity Index Reservoir Model		
Productivity Index (PI)	24.53	STB/day/psi
Slotted Liner		
Reservoir Thickness	926.86	feet
Reservoir Permeability	8500	md
Production Interval	925.86	feet
Wellbore Radius	0.354	feet
Liner Inner Radius	0.2564	feet
Liner Outer Radius	0.2916	feet
Slot Height	2	inches
Slot Width	0.012	inches
Slot Density	362	1/ft
Screen Outer Radius		feet
Outside Permeability		md
Outside (Turbulence)		1/ft

Fuente: Elaboración propia con base en: PROSPER. Mayo 2019.

Ya con los datos ingresados, se valida la información con el fin de identificar errores que puedan perjudicar la corrida. Posterior a ello, se realiza el cálculo de la construcción de la curva de inyectividad del pozo, la cual se muestra en la **Figura 43**.

Es importante mencionar, que el dato de caudal y presión que se resalta en la gráfica, es referente a las condiciones operativas bajo las cuales fue diseñado el hidrociclón, por ende se toma en cuenta en la construcción de la curva, puesto que influye en las condiciones de inyección en el pozo.

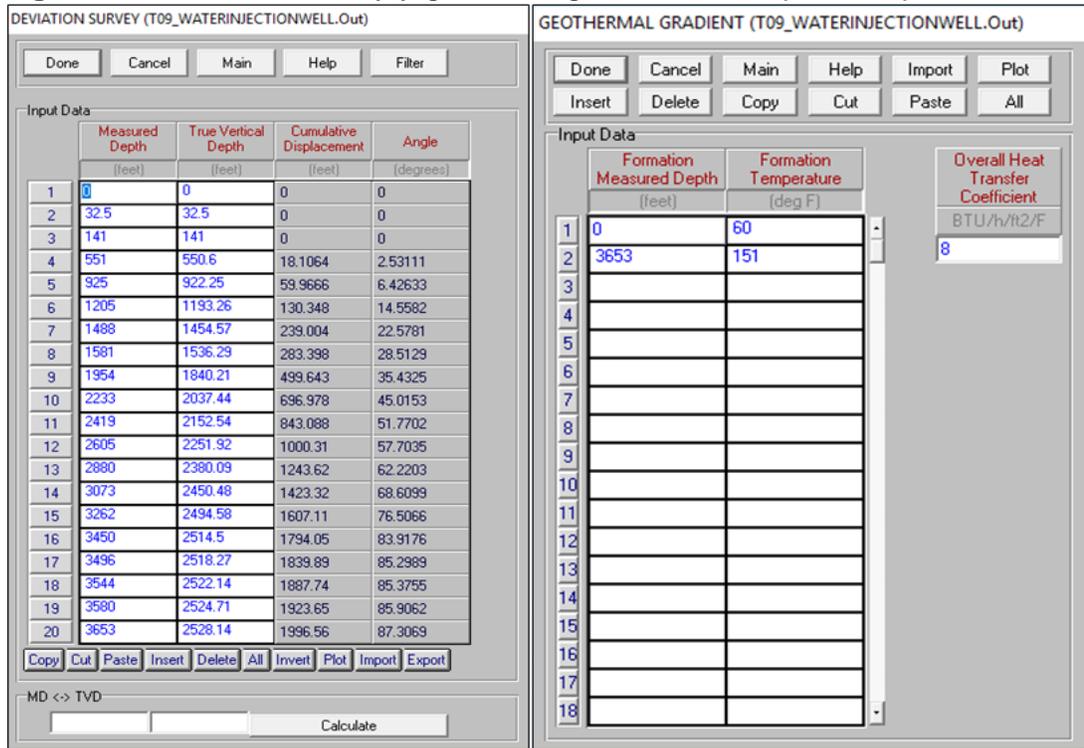
Figura 43. Curva de inyectividad del pozo disposal RB-K.



Fuente. Autor, mayo 2019.

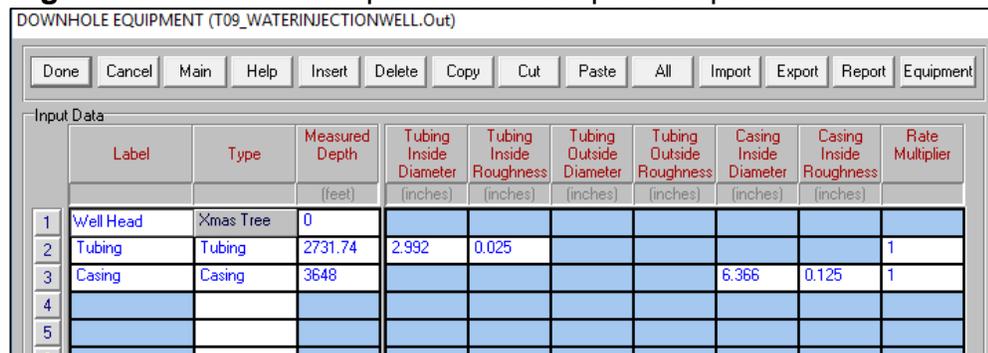
Posteriormente se realiza el ingreso de datos que refiere al equipamiento del pozo, al igual que para el pozo productor, en el cual se encuentra el survey, el gradiente geotérmico (**Figura 44**) y el completamiento del pozo (**Figura 45**).

Figura 44. Datos de survey y gradiente geotérmico del pozo disposal RB-K.



Fuente: Elaboración propia con base en: PROSPER. Mayo 2019.

Figura 45. Datos de completamiento del pozo disposal RB-K.



Fuente: Elaboración propia con base en: PROSPER. Mayo 2019.

4.3.2 Simulación análisis de esfuerzos. Para un adecuado proceso de producción e inyección evitando riesgos, es importante realizar un estudio a la sarta de completamiento de los pozos, incluyendo válvulas, empaques, landing nipple y demás accesorios.

Para este estudio se realiza simulación de cargas, en un software, llamado *WellCat*, el cual nos permite determinar los límites para disminuir riesgos de estallido y colapso de la tubería y accesorios (válvulas, nipples, mandriles, on/off tool, etc.), desasentamiento de los empaques y ruptura de las conexiones.

Mediante este software se analizan las condiciones del pozo e integridad del completamiento, teniendo en cuenta los factores de diseño y los perfiles de presión y temperatura, bajo los cuales estos estarán expuestos durante las operaciones.

Este software está compuesto por cinco módulos: producción, perforación, tubing, casing y multistrings. Construido el pozo en estos módulos, Wellcat permite simular los efectos de presión y temperatura en operaciones de producción o inyección, en cuanto a elongación y compresión de la sarta de completamiento, los análisis de esfuerzos (estallido, colapso, tensión axial y fuerza triaxial).⁵²

Para el presente proyecto se realizó un análisis de esfuerzos sobre la sarta de inyección propuesta, con el objetivo de identificar las limitantes operacionales en el pozo de prueba.

Para iniciar la simulación se diseña un estado mecánico propuesto especificando la tubería y herramientas a usar en el completamiento teniendo en cuenta las condiciones de yacimiento (presión, temperatura, producción de agua, cromatografía de gases, gradiente de fractura) según el tipo de pozo, es decir productor o inyector. Posteriormente se identifican las propiedades mecánicas de la tubería y herramientas involucradas en el análisis, las cuales se muestran en la **Tabla 19**.

Entre estos parámetros de diseño se encuentran el diámetro exterior e interior, el peso y grado de la tubería (el cual hace referencia al material del que fue hecho) determinando según las tablas del fabricante, las propiedades máximas de presión a las que se puede someter la tubería sin generar deformación permanente o ruptura tanto en el cuerpo del tubo como en las conexiones.

⁵² Halliburton, Landmark, Wellcat software, Data sheet, 2015, Pág. 1.

Tabla 19. Limitantes de insumos de completamiento según diseño.

	CASING CONDUCTOR	CASING SUPERFICIE	CASING INTERMEDIO	LINER	PAKER	TUBING
OD (inch)	16	9 5/8	7	4 1/2	5 15/16	3 1/2
ID (inch)	15.01	8.921	6.366	4	4	2.992
PESO (lb/ft)	84	36	23	11.6	-	9.3
GRADO	K-55	K-55	K-55	N-80	-	N-80
PRESIÓN COLAPSO (psi)	1,410	2,020	3,270	6,350	8,440	10,530
PRESIÓN ESTALLIDO (PSI)	2,980	3,520	4,360	7,780	8,500	10,160
TENSIÓN (lbx1000)	1,326	564	366	267		207
JOINT YIELD STRENGTH (lbs/ft)	1,499,000	755,000	522,000	223,000	176,000	159,090

Fuente: Elaboración propia con base en: HALLIBURTON. Aplicación eRedBook. Junio 2019.

Teniendo en cuenta los datos de diseño y las condiciones bajo las cuales se encuentra el pozo, se realiza la simulación en Wellcat obteniendo como resultados, gráficas para establecer los límites de operación a los cuales puede estar expuesto el pozo sin afectar la integridad del mismo.

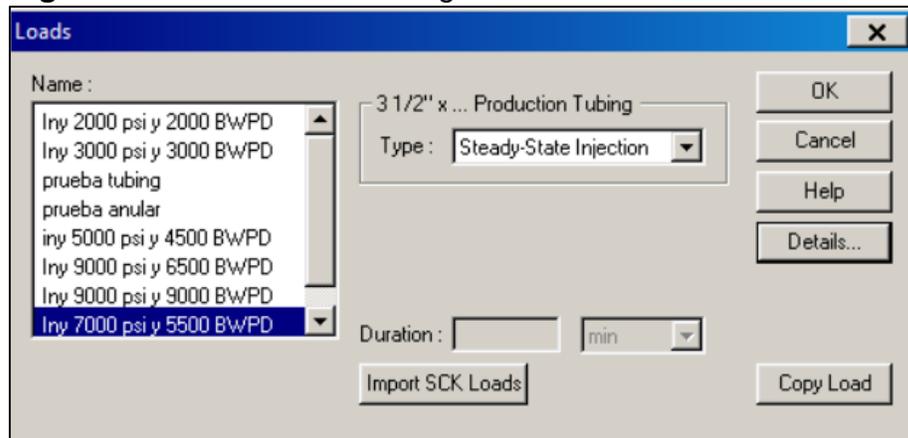
Para el caso del pozo productor, se observa en el estado mecánico, **Anexo G**, que no se presenta herramienta que genere un ancla o restricción a movimiento de la tubería (elongación o compresión), ya que ésta se encuentra suspendida; lo anterior traduce que, si no existe tal restricción al movimiento de la tubería, no se generan esfuerzos o cargas sobre el completamiento. Además, en la sección horizontal se presenta un completamiento en hueco abierto, lo cual tampoco generará limitación alguna en los movimientos de la tubería generado por las operaciones de producción y condiciones del fluido.

Por otro lado, en cuanto al pozo disposal, en el estado mecánico propuesto que se observa en el **Anexo H**, existe una unidad de sellos anclada al Packer Sealbore, lo cual genera esfuerzos en la tubería por la presión en cabeza y caudal de inyección al que estará sometido el completamiento, sin sobrepasar los factores de diseño de colapso, estallido y tensión en la tubería; la sensibilidad realizada contempló

diferentes tasas de inyección y presiones en cabeza, teniendo como referencia el volumen de operación y presión de entrega del hidrociclón, para establecer los límites operativos que se pueden aplicar al pozo; con dicha sensibilidad, se evaluó las cargas a las que estaría sometido el empaque para garantizar efectividad en los sellos y evitar el desasentamiento.

Estas condiciones o cargas bajo las cuales se realiza el análisis de resistencia del packer son las que se muestran en la **Figura 46**.

Figura 46. Sensibilidad de cargas.



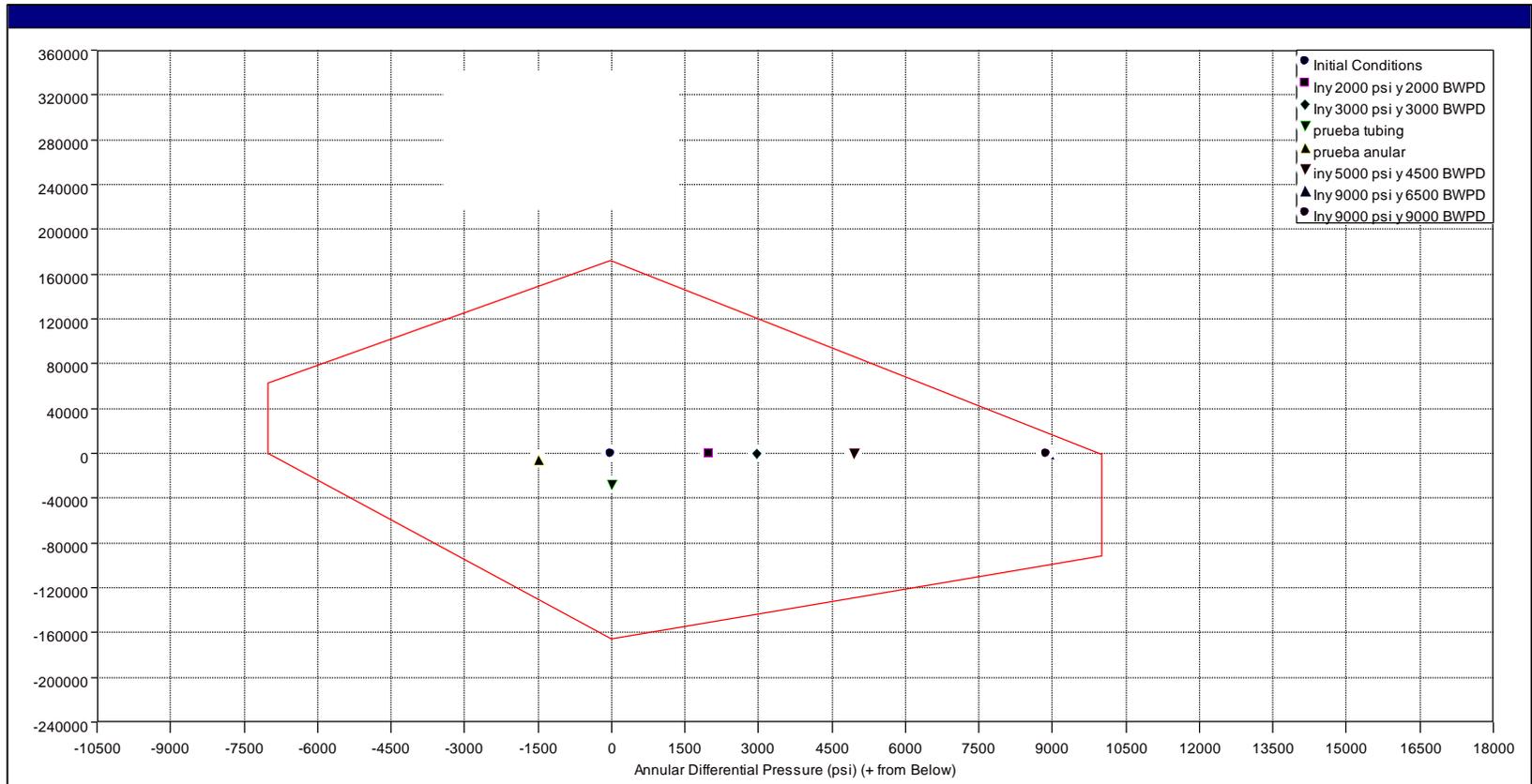
Fuente: Elaboración propia con base en: WELLCAT. Junio 2019.

Como se puede denotar en la figura anterior, se realizó la sensibilización con ocho cargas o escenarios diferentes, con las cuales se identifica el escenario más crítico y el más óptimo de operación para la inyección del fluido en el pozo.

Establecidas las cargas, se inició con la sensibilización del packer, en la cual se evaluó la resistencia de la herramienta teniendo en cuenta el límite de diseño que presenta, siendo definido por la envolvente (debe ser entregada por el fabricante). En la gráfica que se muestra en la **Figura 47**, la envolvente es representada por la figura que se genera con las líneas rojas, las cuales se unen en los puntos límites de presión versus fuerza.

Del gráfico de sensibilidad para el packer se puede observar, que bajo las diferentes cargas, el packer no presenta daño o desasentamiento, puesto que los escenarios planteados se encuentran dentro del rango de a envolvente operativa, por lo cual no se efectuará fallo de éste durante la inyección.

Figura 47. Gráfica sensibilidad de cargas según operación en packer.



Fuente: Elaboración propia con base en: WELLCAT. Junio 2019.

Ya conociendo los resultados con respecto al packer, se realizan las sensibilidades para el diseño del completamiento, es decir, los límites en cuanto al colapso, estallido, tensión axial y fuerza triaxial bajo las condiciones de las cargas ingresadas.

Para la presión de estallido, la cual se genera por un aumento de presión al interior de la tubería, se observa en la gráfica un factor de seguridad de 1.1, para el cual, según los resultados obtenidos de la sensibilidad, la condición para inyección de 9000 BWPD a 9000 psi, sobrepasa el límite de diseño, por ende, generará un estallido de la tubería. Por otro lado, la carga de 5500 BWPD para inyección a 7000 psi, está sobre el factor de seguridad, indicando así, que estas condiciones operativas no son seguras ni recomendadas. Por último, se identifica que las cargas de 2000 BWPD y 4500 BWPD, a 2000 psi y 5000 psi respectivamente, son condiciones adecuadas de operación, en las cuales la tubería no presentará fallos por estallido (ver **Figura 48**).

En la sensibilidad para la presión de colapso, se observa en la gráfica que el factor de seguridad es de 1, para el cual, las cargas ingresadas a las diferentes condiciones de operación, no sobrepasan o se acercan drásticamente al límite de diseño. Por tanto, no se presentará fallos en cuanto al colapso del completamiento (ver **Figura 49**).

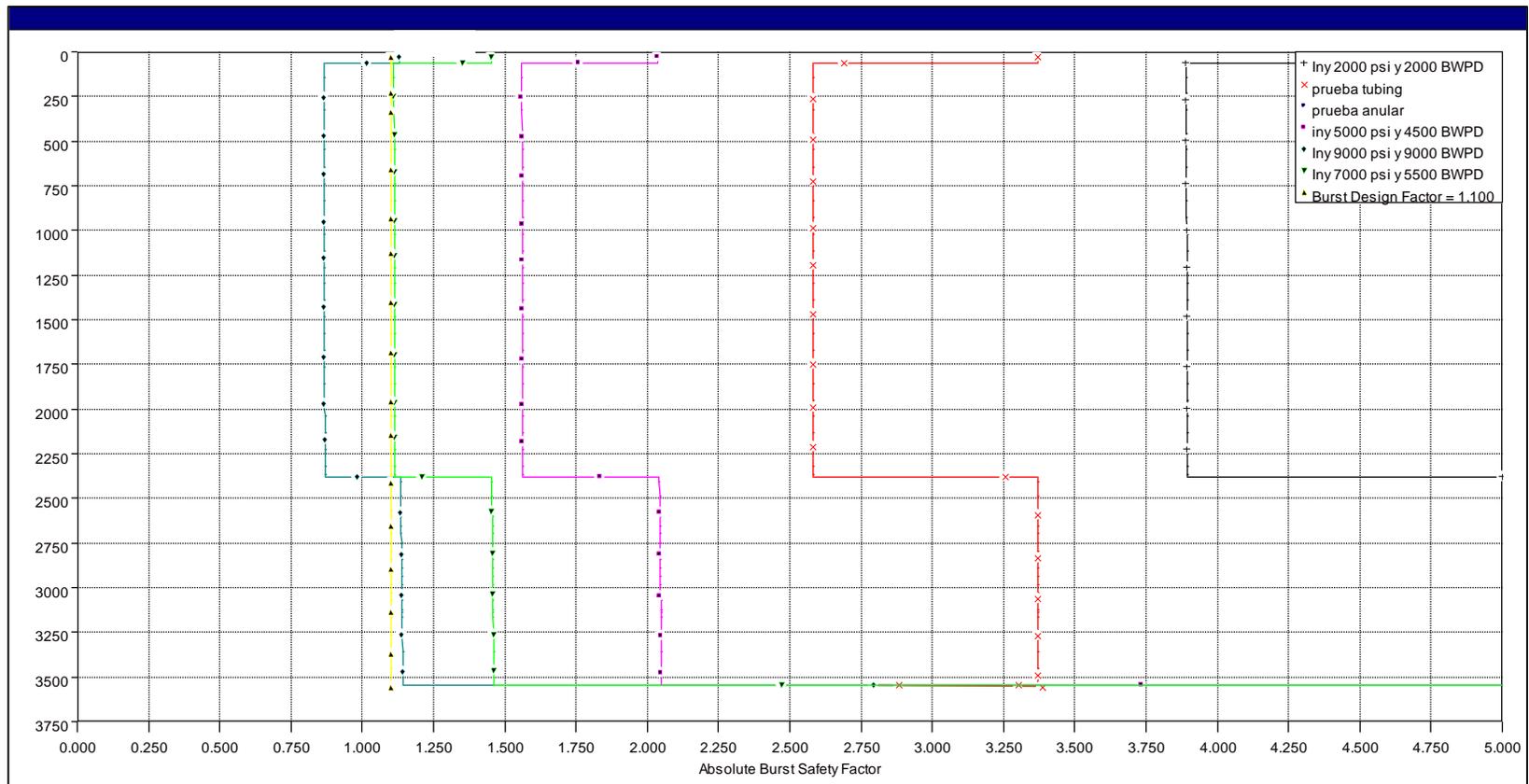
En cuanto a la tensión axial, se observa en la gráfica, que la carga más cercana al factor de seguridad de 1.3, es la de 9000 BWPD a 9000 psi, sin embargo, esta carga no representa riesgo en las operaciones. Es importante resaltar que las condiciones de inyección que más se asemejan a las operativas reales, son las de 2000 BWPD y 4500 BWPD, a 2000 psi y 5000 psi respectivamente, mostrándose en la gráfica, como las más lejanas al factor de seguridad, identificándolas como las más óptimas en cuanto a tensión axial se refiere (ver **Figura 50**).

Por otro lado, en la sensibilidad de las cargas para la fuerza triaxial, se observa que, para el factor de seguridad de 1.250, una de las condiciones sobrepasa el límite de diseño, siendo la de 5500 BWPD a 7000 psi, por consecuencia es un parámetro operativo no apto para el sistema, discriminando de igual forma, las cargas que indican valores mayores a esta (ver **Figura 51**).

De las anteriores gráficas, se concluye que los parámetros máximos u óptimos de inyección son de 5000 psi en cabeza y 4500 BWPD sin afectar la tubería y accesorios.

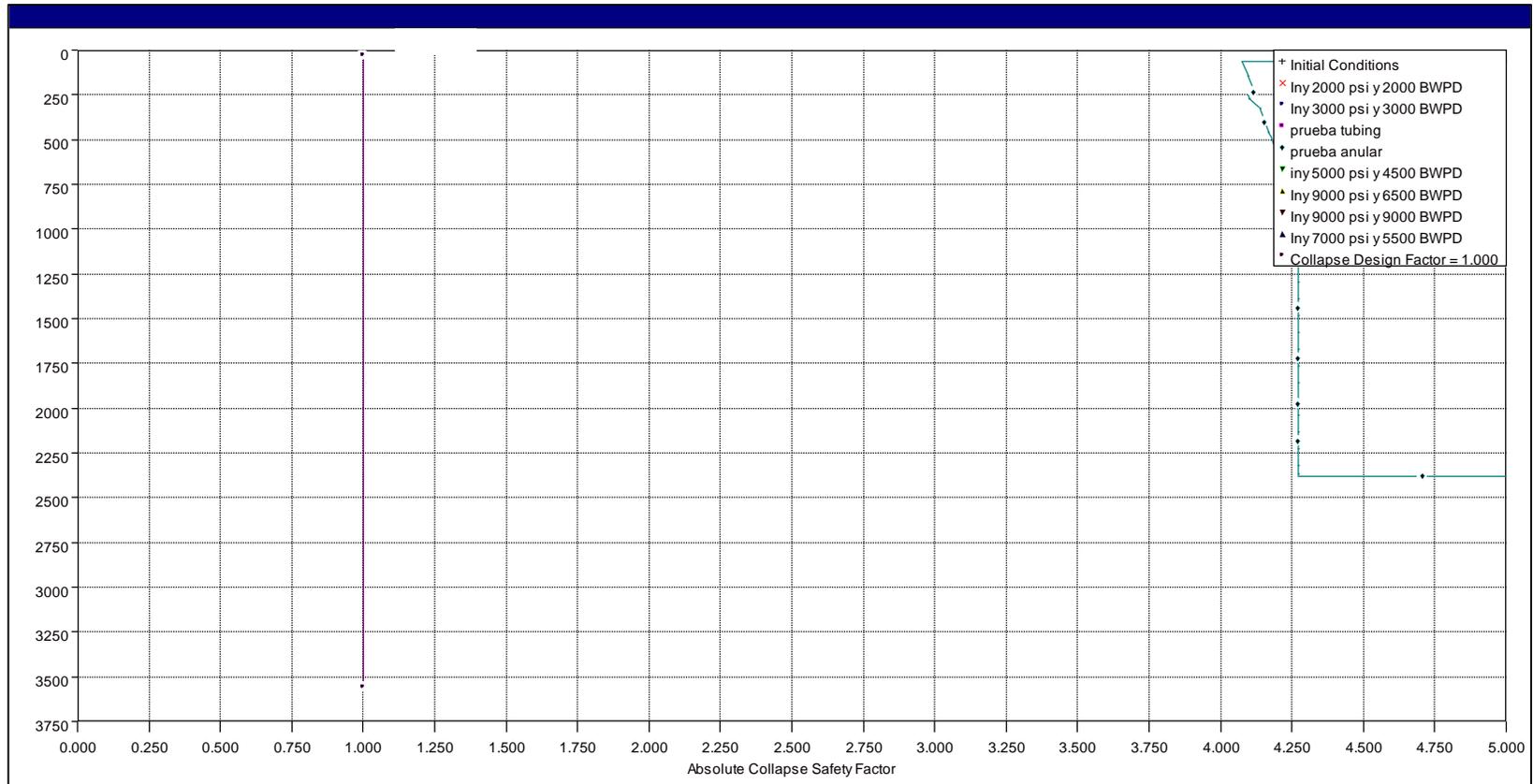
Por último, con respecto a la gráfica que indica el movimiento de la tubería (ver **Figura 52**) se observa que, a la tasa de 4500 BWPD y 5000 psi, la tubería se elongará más de 2 pies, por ende, para evitar desasentamiento del packer, se recomienda un espaciamiento de 3 pies, bajo estas condiciones de inyección.

Figura 48. Gráfica sensibilidad por estallido para tubería



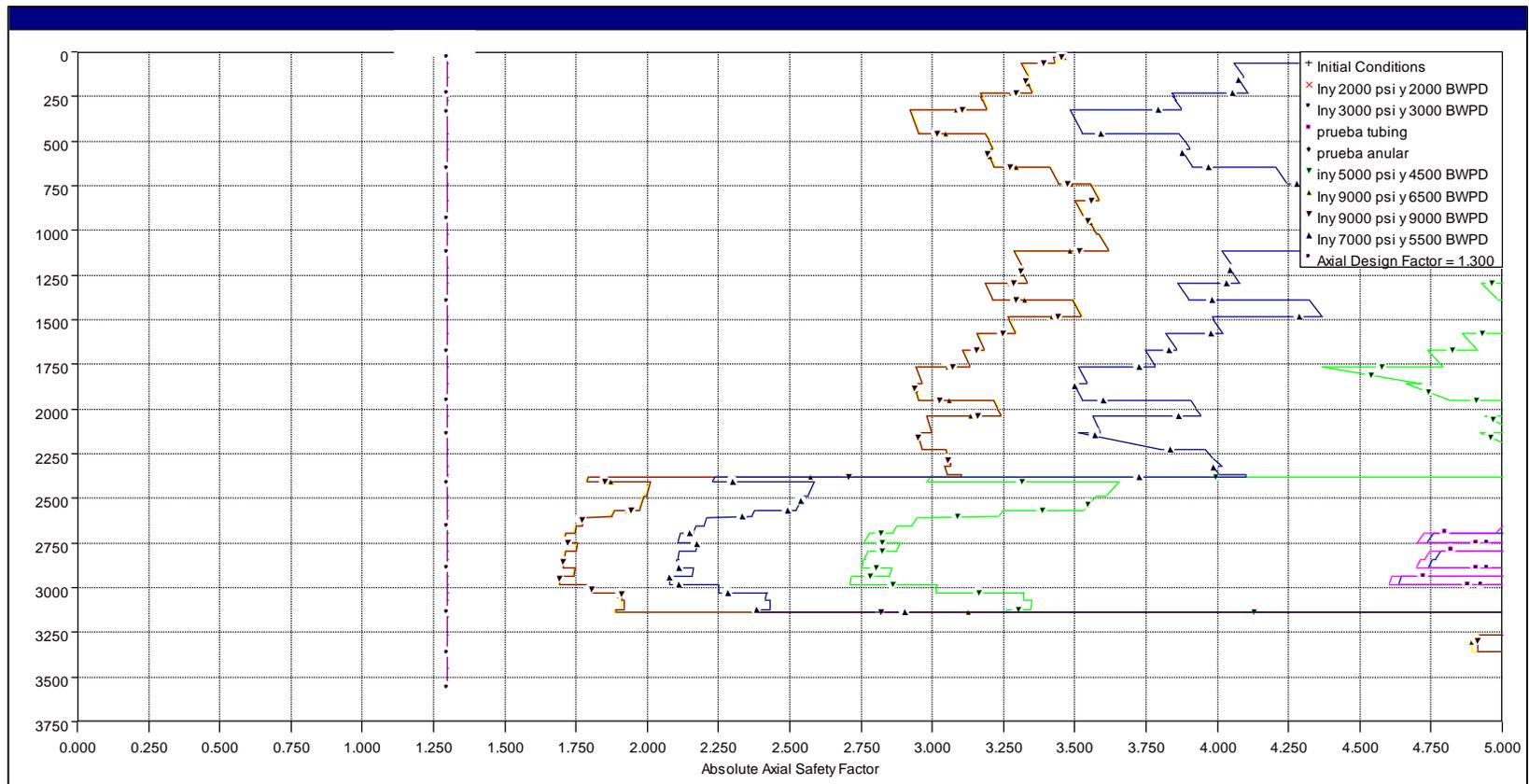
Fuente: Elaboración propia con base en: WELLCAT. Junio 2019.

Figura 49. Gráfica sensibilidad por colapso para tubería



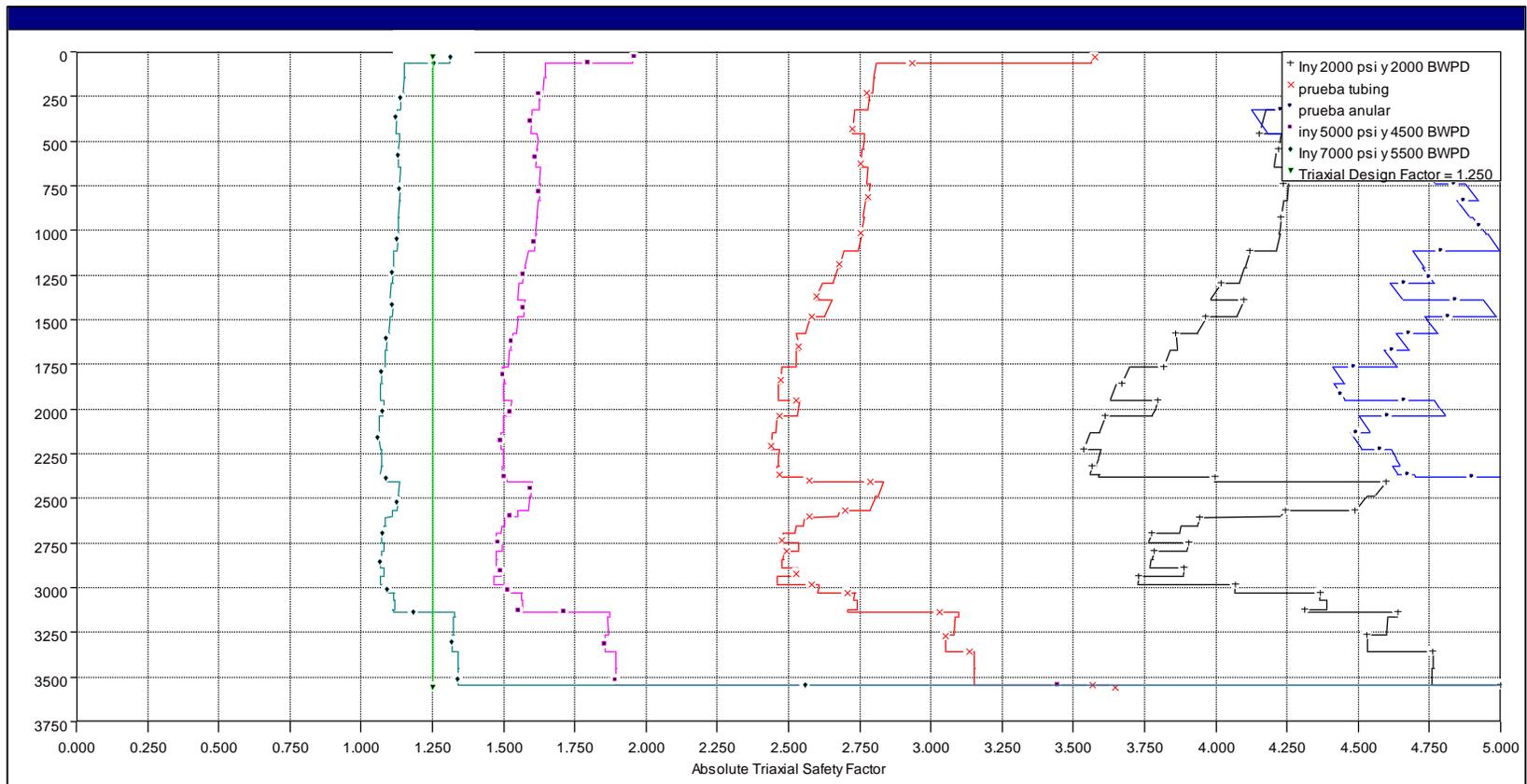
Fuente: Elaboración propia con base en: WELLCAT. Junio 2019.

Figura 50. Gráfica sensibilidad por tensión axial para tubería



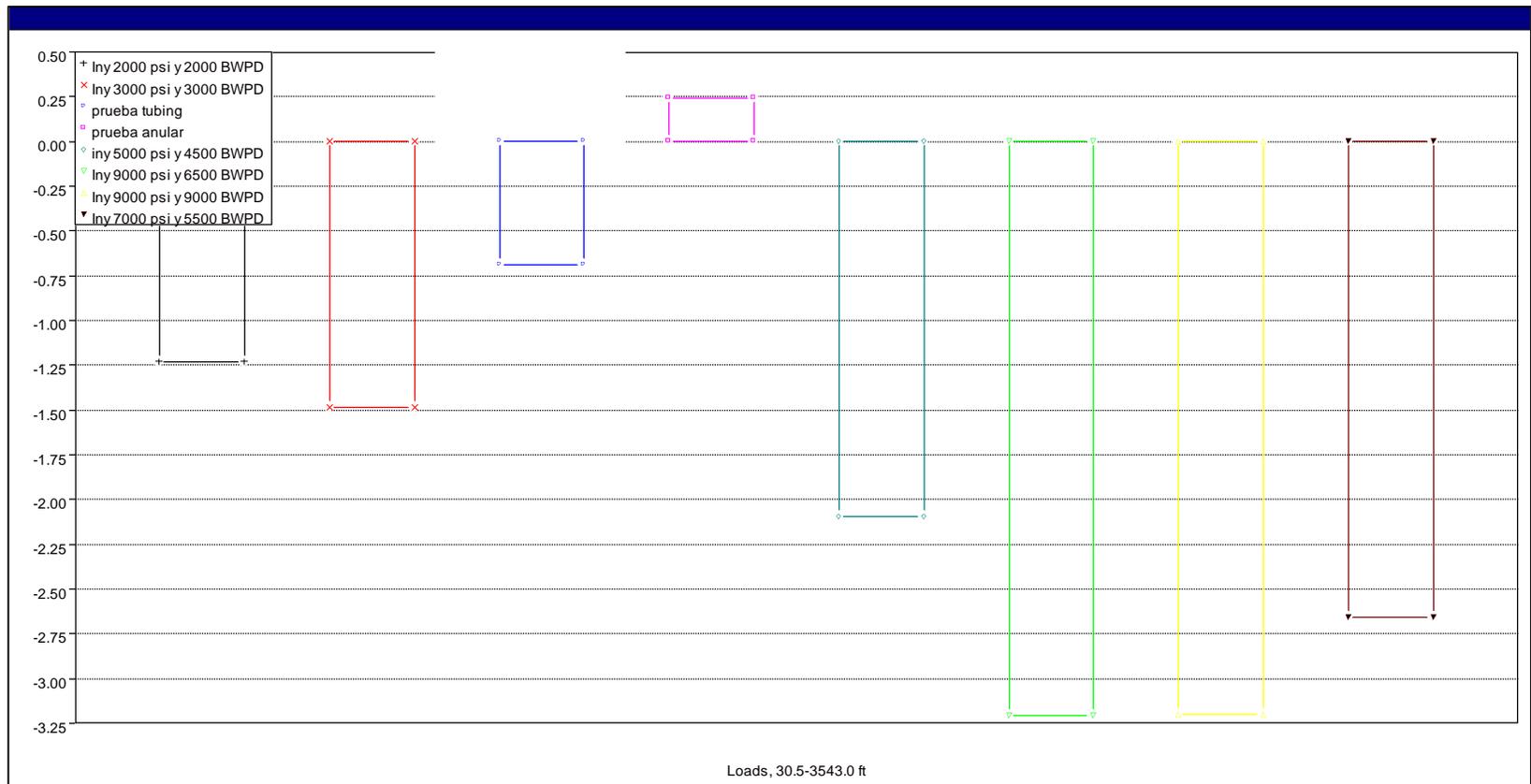
Fuente: Elaboración propia con base en: WELLCAT. Junio 2019.

Figura 51. Gráfica sensibilidad por fuerza triaxial para tubería



Fuente: Elaboración propia con base en: WELLCAT. Junio 2019.

Figura 52. Movimiento de tubería



Fuente: Elaboración propia con base en: WELLCAT. Junio 2019.

4.4 ELABORACIÓN PLAN DE TRABAJO

A continuación, se mostrará el planteamiento del trabajo en donde se hace mención del paso a paso para la conversión del pozo productor a inyector. Además de ello se expondrá las operaciones a realizar en el campo con su respectivo tiempo para su ejecución, del cual se efectuará un cronograma de actividades a partir del mes de septiembre.

4.4.1 Operaciones para convertir pozo productor a inyector. En este punto se muestran todas las operaciones que se realizan para poder convertir un pozo productor a inyector, descritas en la **Tabla 20**.

Tabla 20. Operación paso a paso para convertir pozo productor a inyector.

ÍTEM	FASE	OPERACIONES	TIEMPO (hr)
1	Movilización de equipo de intervención	Movilizar torre de WO hacia el pozo RB K	0.0
2	RIG UP equipo de intervención	Reunión Pre-Operacional y de seguridad "Rig Up Equipo de intervención"	1.0
3	RIG UP equipo de intervención	Realizar R/U de la torre. Instalar mesa de trabajo, herramientas de manejo de tubería de 3 1/2", racks de tubería, pipe handler. Controla pozo, retirar cabezal e instalar BOP	18.0
4	RIH	Recuperar equipo BES con tubería de producción	8.0
5	Limpieza liner 7" y cambio de fluido	Reunión Pre-Operacional y de seguridad "Arme y corrida de BHA de limpieza Liner de 7", bajar hasta tope del colgador	1.0
6	Limpieza liner 7" y cambio de fluido	Armar herramientas de manejo de tubería de trabajo	1.0
7	Limpieza liner 7" y cambio de fluido	Armar BHA # 1 de limpieza de liner 7" en tándem, Junk Mill de 6" y herramientas de limpieza para liner de 7" (Magnetos/Raspadores/cepillos y tie back mil y top dress mil para asegurar la limpieza de la extensión pulida del liner hanger)	4.0

Tabla 21. Continuación

ÍTEM	FASE	OPERACIONES	TIEMPO (hr)
8	Limpieza liner 7" y cambio de fluido	Bajar BHA # 1 de Limpieza Mecánica. Detectar el TOL 7", solo con 5-10 Klbs de peso.	10.0
9	Limpieza liner 7" y cambio de fluido	Bombear 40 Bls de píldora viscosa y circular 1.5 fondos arriba @ 450 gpm (o al máximo caudal permitido por las bombas de la unidad de W.O.) Asegurar segunda bomba.	4.0
10	Limpieza liner 7" y cambio de fluido	<p>Realizar bombeo y desplazamiento del agua fresca por Salmuera (Formiato de Sodio de 8.4 ppg). Bombear el siguiente tren de píldoras:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Bombear 40 Bbl de Agua Fresca @ 500 gpm • Bombear 40 Bbl de Píldora Viscosa @ 500 gpm • Bombear 50 Bbl de Píldora Surfactante @ 500 gpm. • Bombear 40 Bbl de Píldora Viscosa @ 500 gpm • Bombear 1.5 veces Bbl la capacidad del pozo de agua filtrada @ 500 gpm. Continuar circulando el pozo hasta obtener las siguientes propiedades NTU < 50 y % TSS < 0.05. • Bombear Formiato de Sodio de 8.4 ppg @ 500 gpm asegurando cubrir 2000 ft por encima del tope del Liner, dejar el resto de pozo con agua filtrada. (El Company Man deberá realizar cálculo de volumen en sitio). 	6.0
11	Limpieza liner 7" y cambio de fluido	Realizar prueba de integridad # 1 del pozo con 1000 PSI, por 10 min	5.0
12	Limpieza liner 7" y cambio de fluido	Sacar BHA # 2 + DP de trabajo quebrando a los racks de tubería.	17.5
13	Limpieza liner 7" y cambio de fluido	Desarmar BHA # 2	2.0

Tabla 22. Continuación

ÍTEM	FASE	OPERACIONES	TIEMPO (hr)
14	Limpieza liner 7" y cambio de fluido	Desconectar Kelly y Swivel	2.0
15	Limpieza liner 7" y cambio de fluido	Desarmar y bajar herramientas de manejo de tubería de trabajo	1.0
16	Registro de calidad de cemento	Reunión Pre-Operacional y de seguridad "Corridas de registros eléctricos de calidad de cemento 7" "	1.0
17	Registro de calidad de cemento	R/U de herramientas y unidad de wireline.	2.0
18	Registro de calidad de cemento	Armar sonda de registros eléctricos de calidad de cemento	2.0
19	Registro de calidad de cemento	Bajar sonda de registros eléctricos CBL,VDL,CCL, Ultrasónico de cementación, hasta fondo de pozo para sección de 7"	4.0
20	Registro de calidad de cemento	Registrar sección principal desde base a tope de liner de 7". y sección repetida. Sacar sonda de registros hasta superficie. Desarmar sonda de registros y armar segunda sonda de registros (CBL, VDL, CCLI) para revestimiento 9 5/8" y bajar hasta tope de liner de 7". Registrar sección principal y sección repetida Sacar sonda hasta superficie.	10.0
21	Registro de calidad de cemento	Quebrar sonda de registro.	1.5
22	Corrida Sarta punta libre	Reunión Pre-Operacional y de seguridad "arme/bajada de Sarta de inyección con unidad de sellos o punta libre"	1.0

Tabla 23. Continuación

ÍTEM	FASE	OPERACIONES	TIEMPO (hr)
23	Corrida Sarta	Iniciar armado en superficie del BHA de inyección. Verificar BHA armado en superficie. Iniciar bajada del BHA de inyección punta libre. Tener en cuenta el tipo de conexión de cada herramienta para realizar el torque óptimo.	12.0
24	Corrida Sarta	Bajar BHA (sarta de inyección punta libre) con tubería de inyección 3-1/2" EUE desde los racks. Se recomienda realizar pruebas de integridad de tubería cada 1500 ft @ 2000 psi.	24.0
25	Corrida Sarta	Armar Unidad de Slickline. Bajar y PESCAR el tapón instalado en la camisa de circulación, por personal de Slickline.	6.0
26	Corrida Sarta	Realizar una corrida de CALIBRACIÓN con Slickline (herramienta de 2,75"), para asegurar que el dog-leg y la desviación no afecten la operación de pesca e instalación de dummies y válvulas de regulación.	4.0
27	Corrida Sarta	Posicionar sarta de inyección punta libre según datos diseño y con personal técnico de la compañía de Servicios.	6.0
28	Corrida Sarta	Realizar conexiones de circulación. Circular pozo para dejar en anular fluido con anticorrosivo y bactericida.	8.0
29	Instalación sección C	Reunión Pre-Operacional y de seguridad para retirar bops e instalar sección C.	1.0
30	Instalación sección C	Retirar BOP stack y mesa de trabajo.	5.0
31	Instalación sección C	Instalar X-mas Tree Adapter. Probar sellos del colgador con 1500 - 2000 psi @ 10 min. Tomar últimas medidas eléctricas después de instalar la sección C. Liberar Equipo.	6.0
32	RIG DOWN	R/D unidad, herramientas Desinstalar el equipo de WO.	2.0
TIEMPO TOTAL (hr)			171.5
TIEMPO TOTAL (DÍAS)			7.1

Fuente: Elaboración propia. Junio 2019.

Conociendo el procedimiento a seguir para realizar la conversión del pozo productor a inyector, se realiza el plan de trabajo general (ver **Tabla 24**), en el cual se tiene

en cuenta la operación de workover detallada en la tabla anterior, con sus tiempos y el respectivo cronograma de actividades (**Anexo I**), tomando como fecha de inicio el mes de septiembre.

Tabla 24. Global de actividades para las operaciones

OPERACIÓN	TIEMPO	
	HORAS	DIAS
Montaje de Planta		
Obras civiles con materiales	360	15
Piping y montaje de equipo	360	15
Pintura piping (solo materiales)	48	2
Electricidad e instrumentación de planta	240	10
Instalación Hidrociclón	120	5
Workover pozo	179.50	7
TOTAL	1307.5	54.47917

Fuente: Elaboración propia. Junio 2019.

Es importante resaltar que, al final de la ejecución de estas operaciones, se puede establecer la funcionalidad en campo del equipo de separación, llevando a cabo un seguimiento bajo las condiciones operativas establecidas con anterioridad. Puesto que, según las pruebas de laboratorio y los cálculos a partir de la simulación, muestran un correcto y óptimo funcionamiento del equipo.

Igualmente, es de importancia hacer mención que, dentro de las operaciones planeadas para realizarse, el análisis de calidad de agua para inyección, al final no se encuentra proyectada, puesto que el escenario diseñado para el proyecto, es una inyección en circuito cerrado, lo cual hace referencia a que el fluido a inyectar, no va a tener contacto con el exterior y, por ende, no se verá contaminado, sino que mantendrá su composición, discrepando en la concentración de grasas y aceites la cual sería de aproximadamente 500 ppm, según las pruebas de laboratorio.

4.5 PROPUESTA DE PARÁMETROS OPERATIVOS PARA DESARROLLO EN CAMPO

Se tiene en cuenta el desarrollo ejecutado mediante los simuladores, las pruebas de laboratorio y los resultados que se obtuvieron, para identificar las posibles condiciones operativas bajo las cuales se efectuaran los procesos en campo.

4.5.1 Resultados obtenidos a partir de las simulaciones. De las simulaciones realizadas para identificar las condiciones bajo las cuales se realizará la operación, se obtienen los datos descritos en la **Tabla 25**.

Tabla 25. Parámetros operativos estimados

PARÁMETROS OPERATIVOS		
PRODUCCIÓN		
Presión de Yacimiento	1036.9	Psi
Índice de Productividad	24.53	BFPD/Psi
AOF	18063.9	BFPD
Presión en Cabezal	626	Psi
Tasa de Producción	5000	BFPD
INYECCIÓN		
Tasa de Inyección	4139.055	BWPD
Presión de Inyección	1200	Psi
Presión Yacimiento	1036.9	Psi
Índice de Inyección	25.37741	BWPD/Psi

Fuente: Elaboración propia. Junio 2019.

De estos datos obtenidos, es importante resaltar que, comparando con las sensibilidades realizadas al completamiento de pozo, estas condiciones no generarán riesgos durante la operación de inyección, puesto que se encuentran dentro de los límites establecidos por los factores de seguridad que se generan para cada uno de los casos simulados.

4.5.2 Condiciones operativas del equipo de separación. Según las pruebas realizadas en laboratorio y análisis posteriores efectuados internamente por la empresa, se obtuvieron ciertas condiciones adecuadas para su implementación y óptimo funcionamiento en campo, las cuales no son posibles detallar de forma numérica y con datos exactos por términos de confidencialidad.

Previo a las condiciones, es importante destacar los parámetros de diseño del equipo (ver **Tabla 26**).

Tabla 26. Parámetro de diseño del equipo de separación.

PARÁMETRO DE DISEÑO		
Temperatura	145 - 160	°F
Presión de Vapor	0.89 – 3.28	Psia
Viscosidad	0.45 – 375	cP
Volumen de fluido	5000	Bbls

Fuente: Elaboración propia con base en: SUSPES Johon, CASTAÑEDA MORA John Henry, NOVOA Juan Pablo. Criterios y bases de diseño ingeniería prueba piloto. [Documento Word]. Mayo 2019.

Dentro de estos parámetros operativos (ver **Tabla 27**), se resalta que, para la etapa de separación con el equipo a implementar, se ensamble efectuando un arreglo en serie de tres hidrociclones, en donde cada uno varía en su diámetro, esto con el fin de generar cada vez un mejor porcentaje de separación durante el proceso.

Tabla 27. Condiciones de operación del equipo en campo.

CONDICIONES DE OPERACIÓN		
Temperatura Promedio	150	°F
Presión Promedio	80 - 105	Psia
Volumen de fluido promedio	≥5000	Bbls

Fuente: Elaboración propia con base en: SUSPES Johon, CASTAÑEDA MORA John Henry, NOVOA Juan Pablo. Criterios y bases de diseño ingeniería prueba piloto. [Documento Word]. Mayo 2019.

Es importante resaltar que la implementación del equipo en campo no fue posible realizarla dentro de las fechas planteadas en una primera ocasión, por temas administrativos, técnicos, legales y financieros de la empresa. Esto se detalla en el memorando del **Anexo J**. Por ende, se solicitó a la empresa, por medio de una carta (ver **Anexo K**), un soporte mediante el cual se indicara la situación actualmente.

4.5.3 Agua de inyección, posterior a la separación. En cuanto a las condiciones del agua para la inyección, es necesario conocer primero su composición luego de la separación, por ende, es importante resaltar que al no efectuarse todavía las pruebas en campo y conocer de estos resultados, es incierta la calidad del agua en ese momento. Sin embargo, como se hace mención en el numeral **3.3 PROCESOS EN CAMPO**, las condiciones óptimas del agua actualmente para efectuar operaciones de inyección en el Bloque Caño Sur Este, son las que se dan a conocer en la **Tabla 28**, mencionada con anterioridad en el mismo numeral.

Tabla 28. Análisis fisicoquímico del agua para inyección, en el Bloque Caño Sur Este.

G & A	1.69	ppm	DBO	11.3	mg/L	pH	7.57	unidades
Alcalinidad Parcial	0	mg/L	Dioxido de Carbono Libre	15.33	mg/L	Resistividad	0.61	KΩ.cm
Alcalinidad Total	560	mg/L	Dioxido de Carbono Total	267.52	mg/L	Salinidad	0.08	%
Bicarbonatos	683.2	mg/L	DQO	18	mg/L	Sodio	396.4	mg/L
BPA	<10,000	ufc/ml	Dureza Calcica	16	mg/L	Solidos Disueltos	1530	mg/L
BSR	<10,000	ufc/ml	Dureza Magnesica	12	mg/L	Solidos Suspendidos	18	mg/L
Calcio	6.4	mg/L	Dureza Total	28	mg/L	Solidos Totales	1564	mg/L
Carbonatos	0	mg/L	Hierro	0.15	mg/L	Sulfato	5.62	mg/L
Cloruros	230	mg/L	Magnesio	2.9	mg/L	Temperatura	42	°C
Conductividad	1578	µS/cm	Oxigeno Disuelto	4	mg/L	Turbidez	6.21	NTU

Fuente: Elaboración propia con base en: ECOPETROL S.A. Laboratorio de ensayos fisicoquímicos. [PDF] Oil Test International de Colombia S.A.S. Bogotá D.C. marzo de 2019. [Consultado: 10 de julio de 2019].

5. VIABILIDAD FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE HIDROCICLÓN

En este ítem, se realizará el análisis financiero de la implementación proyectada del hidrociclón como equipo de separación de superficie, el cual se plantea instalar luego del cabezal de producción. Este se realizará mediante la diferencia del valor presente neto (VPN), y para el cual solo se tendrá en cuenta los egresos o costos que se presentan para el caso actual, es decir las instalación y tratamiento normal en las facilidades convencionales, y para luego de la instalación y posterior operación del hidrociclón.

Dentro de los costos que se generan (ver **Tabla 29**) actualmente están las facilidades de producción y el tratamiento del agua, el último se efectúa con objeto de acondicionar el agua producida, bajo las diferentes condiciones que estipula la ley en cuanto al vertimiento y disposición del fluido. Estos costos se generan a partir de un análisis financiero interno de la empresa, teniendo en cuenta los contratos que se firman con empresas externas, como es el caso del tratamiento de agua del Bloque Caño Sur Este.

Tabla 29. Costos operativos actuales de las facilidades y tratamiento del agua

OPERACIONES EN PRODUCCIÓN	
	\$USD/Bbl
Costos Operativos	\$ 1.54
Costos de Energía	\$ 4.56
Costos Tratamiento Químico	\$ 0.35
Gastos Empresa	\$ 1.12
Costo tratamiento del agua	\$ 0.02
TOTAL	\$ 7.59

Fuente: Elaboración propia con base en: MAYORGA, Edgar. Datos de costos internos de la empresa. ECOPETROL S.A. Bogotá D.C. abril 2019.

En la instalación del hidrociclón, se contemplan los costos de inversión y operación. Dentro de los costos de inversión, está el valor del equipo, las operaciones a realizar para convertir el pozo productor RB-K a pozo inyector (ver **Tabla 30**) y las herramientas, equipos, ingeniería y completamiento necesaria para el pozo inyector y de más operaciones (ver **Tabla 31**). En cuanto a los costos operativos, estos son los mismos que para el caso actual, excluyendo el tratamiento del agua, es decir el valor de 0.02 \$USD/Bbl.

Tabla 30. Costos de inversión en operación para pozo inyector.

DESCRIPCIÓN	INVERSIONES		
	MOVILIZACIÓN Y DESMOVILIZACIÓN	PERFORACIÓN	COMPLETAMIENTO
	USD\$	USD\$	USD\$
EQUIPO	\$ 12,000.00		\$ 66,500.00
SERVICIOS	\$ 12,795.87		\$ 64,111.99
ALQUILER DE HERRAMIENTAS ESPECIALES DE FONDO Y/O SUPERFICIE			\$ 8,293.58
ALQUILER DE TUBERIA (FRACTURAMIENTO / PERFORACION)			\$ 1,929.35
ASEGURAMIENTO DE CALIDAD	\$ 86.53		
CEMENTACION	\$ 991.80		
COMUNICACIONES	\$ 1,164.47		\$ 209.96
CORRIDA DE EMPAQUES			\$ 8,550.71
CORRIDA DE LINER HANGER			
CORRIDA DE TUBULARES			\$ 3,123.75
FLUIDO DE PERFORACION, COMPLETAMIENTO Y FILTRACION			\$ 6,065.45
INSPECCIÓN DE HERRAMIENTAS Y TUBULARES	\$ 381.45		\$ 656.23
PROFESIONALES DE SUPERVISION E INGENIERIA	\$ 4,767.20		\$ 11,311.17
REGISTROS ELECTRICOS O PRODUCCION (PLT)	\$ 1,132.74		\$ 21,288.00
TRATAMIENTO DE CORTES Y FLUIDOS RESIDUALES-TERMICO - INYECCION / BIOREMEDIACION	\$ 4,271.68		
OTROS COSTOS			\$ 2,683.78
SUBTOTAL INVERSIONES DIRECTAS DE PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO			\$ 24,795.87
INVERSIONES EN MATERIALES (CONSUMIBLES) DE PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO			
DIESEL			\$ 330.54
LINER HANGER Y ACCESORIOS			\$ 78,894.00
TUBERIA DE PRODUCCION Ó INYECCIÓN			\$ 19,607.44
SUBTOTAL INVERSIONES EN MATERIALES (CONSUMIBLES) DE PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO			\$ 98,831.98
INVERSIONES ESPECIALES Y GERENCIAMIENTO ASOCIADOS A PERFORACIÓN Y/O			
SERVICIOS DE PLANEACIÓN Y SEGUIMIENTO	\$ 332.72		
VIATICOS	\$ 889.17		
SERVICIOS ADICIONALES ESPECIALES Y DE GERENCIAMIENTO	\$ 3,294.59		
SUBTOTAL INVERSIONES ESPECIALES Y GERENCIAMIENTO ASOCIADOS A PERFORACIÓN Y/O COMPLETAMIENTO			\$ 4,516.49
SUBTOTALES INVERSIONES DIRECTAS, EN MATERIALES, ESPECIALES Y GERENCIAMIENTO DE PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO			\$ 24,795.87
TOTAL INVERSIONES DIRECTAS, EN MATERIALES , ESPECIALES Y GERENCIAMIENTO DE PERFORACIÓN Y COMPLETAMIENTO			\$ 258,756.32

Fuente: Elaboración propia. Junio 2019.

Tabla 31. Costos de inversión en obras mecánicas

PRESUPUESTO OBRA MECÁNICA			
DESCRIPCION	OBSEV	CANT	COSTO
PLATAFORMA TERMINADA			
0		0.00	\$0.00
TANQUES			
Tanques de Petroleo, Agua de formacion con válvulas e instrumentos		1.00	
Incluye Muro de contención de tanques de Petróleo y todo dentro de este Muro. El Piping que atraviesa el Muro terminará para bridar después del pasamuro.		1.00	\$111,547.20
OLEODUCTOS			
Oleoductos 8"		0.30	\$25,000.00
\$ tuberías			\$10,800.00
HYDROCICLON			
Separacion primaria	SKID	1.00	\$195,000.00
Hydrociclon	SKID	1.00	\$325,000.00
Filtros	SKID	1.00	\$130,000.00
EQUIPOS ELÉCTRICOS			
Transformadores y tableros de distribución de serv. aux. de plataformas		1.00	\$8,000.00
SISTEMA DE CONTROL			
PLC para PLANTA Allen Bradley		1.00	
PLC para CAMPO Allen Bradley		1.00	
Programación, etc		1.00	
			\$18,333.33
MONTAJE DE PLANTA			
OBRAS CIVILES CON MATERIALES		1.00	\$10,000.00
PIPING Y MONTAJE EQUIPOS		1.00	\$25,000.00
PINTURA PIPING (SOLO MATERIALES)		150.00	\$3,500.00
ELECTRICIDAD E INSTRUMENTACIÓN PLANTA		1.00	\$3,500.00
INGENIERÍA CONCEPTUAL, BASICA Y DETALLE			
INGENIERÍA		1.00	\$25,000.00
TOTAL			\$890,680.53

Fuente: Elaboración propia. Junio 2019.

Con los datos de costos e inversión de los escenarios planteados al inicio del capítulo, se llevará a cabo el desarrollo del análisis financiero a una proyección de 10 años con una tasa interna de oportunidad (TIO) asumida como el 10%, ya que el WAAC (Wiegthed Average Cost of Capital) para la empresa oscila entre 9% y 10.98%.

Para el análisis del valor presente neto en cada uno de los casos, se estableció unos valores de producción fijos, que se muestran en la **Tabla 32**, teniendo como referencia el volumen de capacidad del hidrociclón.

Tabla 32. Valores de producción definidos para análisis financiero

FLUIDO TOTAL	5,000	Bbl/Día	1,825,000	Bls/Año
AGUA	4,139	Bbl/Día	1,510,755	Bls/Año
CRUDO	861	Bbl/Día	314,245	Bls/Año

Fuente: Elaboración propia. Junio 2019.

En cuanto a los costos operativos de hidrociclón, se tiene en cuenta solo tres factores, los cuales se definen en la **Tabla 33**.

Tabla 33. Costos de operación del Hidrociclón

HIDROCICLÓN			
	COSTO (\$USD/Bbl)	TIEMPO (año)	PORCENTAJE
Energía			51%
Operación	0.02502	10	15%
Mantenimiento			34%

Fuente: Elaboración propia con base en: TRIANA, Raúl. ECOPETROL S.A. Bogotá D.C. junio 2019.

Ya con los costos y los volúmenes correspondientes se realiza el flujo de efectivo, en el cual los valores a ingresar para hallar la diferencia del VPN en ambos escenarios, son los egresos, el esquema que representa el flujo de efectivo para estos son los ilustrados en la **Figura 53** y **54**.

Tabla 34. Resultado del valor presente neto para los casos planteados y su diferencia.

TIO	10%
VPN Caso 1 (\$USD)	\$ 85,074,389.43
VPN Caso 2 (\$USD)	\$ 16,648,601.24
DIFERENCIA (\$USD)	\$ 68,425,788.19

Fuente: Elaboración propia. Junio 2019.

De los resultados calculados a partir de la diferencia del valor presente neto (ver **Tabla 34**), el cual involucra solamente los egresos, se puede resaltar que para el caso de la instalación de las facilidades para el tratamiento del agua y del crudo actualmente, el costo es mayor a lo que puede generarse con la implementación del hidrociclón, puesto que, en este último se omite el tratamiento del agua, lo cual influye en los gastos que se puedan derivar de este proceso; además, puede generar reducción en algunos costos en cuanto al tratamiento del crudo, como puede ser el uso de químicos para adecuar según estándares de venta. Esto se puede denotar en el flujo de efectivo mostrado en la **Tabla 35**, en donde se muestran los gastos por año y la diferencia en cuanto al valor invertido para los procesos que se efectúan.

Figura 53. Flujo de efectivo caso actual con facilidades y tratamiento de agua.

AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
EGRESOS	\$ 13,845,465.1	\$ 13,845,465.1	\$ 13,845,465.1	\$ 13,845,465.1	\$ 13,845,465.1	\$ 13,845,465.1	\$ 13,845,465.1	\$ 13,845,465.1	\$ 13,845,465.1	\$ 13,845,465.1	\$ 13,845,465.1

Fuente: Elaboración propia. Junio 2019.

Figura 54. Flujo de efectivo caso instalación del hidrociclón.

AÑO	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
EGRESOS	\$ 1,799,436.5		\$ 2,416,633.2		\$ 2,416,633.2		\$ 2,416,633.2		\$ 2,416,633.2		\$ 2,416,633.2
		\$ 2,416,633.2		\$ 2,416,633.2		\$ 2,416,633.2		\$ 2,416,633.2		\$ 2,416,633.2	

Fuente: Elaboración propia. Junio 2019.

Tabla 35. Flujo de efectivo de los costos operativos.

AÑOS	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
OPEX FACILIDADES Y TRATAMIENTO DEL AGUA	\$ 0.00	\$ 13,845,465.10	\$ 13,845,465.10	\$ 13,845,465.10	\$ 13,845,465.10	\$ 13,845,465.10	\$ 13,845,465.10	\$ 13,845,465.10	\$ 13,845,465.10	\$ 13,845,465.10	\$ 13,845,465.10
Total Egresos	\$ 0.00	\$ 13,845,465.10									
OPEX	\$ 0.00	\$ 2,416,633.17	\$ 2,416,633.17	\$ 2,416,633.17	\$ 2,416,633.17	\$ 2,416,633.17	\$ 2,416,633.17	\$ 2,416,633.17	\$ 2,416,633.17	\$ 2,416,633.17	\$ 2,416,633.17
CAPEX Hidrociclón	\$ 1,799,436.53	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00	\$ 0.00
Total Egresos	\$ 1,799,436.53	\$ 2,416,633.17									

Fuente: Elaboración propia. Junio 2019.

6. CONCLUSIONES

- Estudios para la determinación del potencial de un pozo, identificación del porcentaje de corte de agua y caracterización de la emulsión presente, con la cual se indica su grado de estabilidad, son necesarios en el proceso de selección de pozos candidatos para la instalación en campo del hidrociclón. Puesto que son factores que influyen en la determinación de las condiciones operativas bajo las cuales se instalará el equipo.
- Los estudios de laboratorio realizados en el ICP, indican que el equipo es altamente eficiente según el número de etapas que se establezcan. Además, resaltan que su funcionalidad va a depender del volumen de producción a separar, es decir, la capacidad y el dimensionamiento del equipo, va a ser directamente proporcional a la tasa de producción que se esté extrayendo del pozo.
- De las simulaciones realizadas con Prosper, se logró establecer un índice de inyectividad óptimo para el pozo inyector de 25.37 BWPD/psi, teniendo en cuenta la simulación realizada del pozo productor y las condiciones de operación del hidrociclón, es decir, los parámetros de diseño, entre los cuales se encuentra la capacidad que tiene el equipo (de 5000 Bbl), la presión de entrega que genera, que es de aproximadamente 1200 psi, y el porcentaje de agua que separa del fluido inicial (56.5% aproximadamente). Con las sensibilidades realizadas en el Wellcat, se determinaron los rangos óptimos operativos de presión y caudal, a partir de los factores de seguridad que presentan las tuberías del completamiento y componentes como el packer. En donde se observó que los parámetros de caudal y presión establecidos, no generan riesgos para la integridad del pozo.

Tabla 36. Rangos óptimos operativos de presión y caudal. Factores de seguridad completamiento.

RANDOS ÓPTIMOS OPERATIVOS		FACTOR DE SEGURIDAD	
Presión	1200 – 5000 psi	Colapso	1.000
		Estallido	1.100
Caudal	≥ 5000 BFPD	Fuerza Triaxial	1.250
		Tensión Axial	1.300

Fuente: Elaboración propia. Junio 2019.

- A partir de los resultados simulados, es viable realizar la conversión del pozo productor a inyector, para efectuar el diseño planteado. Cabe resaltar que, para este diseño de producción e inyección en circuito cerrado, no es necesario efectuar un análisis fisicoquímico al agua separada, puesto que ésta, no se ve contaminada por el medio externo.

- Al no efectuar la instalación en campo, no fue posible establecer una comparativa de operación en tiempo real entre los separadores convencionales y el hidrociclón. Sin embargo, se resalta que, según los resultados obtenidos en laboratorio, la eficiencia de separación del hidrociclón, es eventualmente mayor a la de un separador convencional, con un valor del 56,5% aproximadamente, destacando la omisión de un tiempo de retención para el primero en mención.
- El análisis VPN de los costos operativos y de inversión para el desarrollo y funcionalidad del proyecto, indican que, estos valores para la proyección a 10 años con la instalación del equipo, son aproximadamente el 20% de los costos que se generan de las facilidades convencionales, en el mismo tiempo planeado. Por ende, se concluye que es un proyecto viable y económico a futuro, además de fácil operación y alta funcionalidad.

7. RECOMENDACIONES

- En vista a que la instalación del hidrociclón en el Bloque Caño Sur, con el diseño planteado, es decir, el circuito cerrado de producción e inyección, no fue posible, se recomienda realizar estudios en este campo, para identificar los pozos prospectos que se asemejen a las condiciones dadas para los pozos piloto de Campo Rubiales.
- Identificar mediante pruebas, y teniendo en cuenta las características del fluido en el Bloque Caño Sur Este, el número de etapas adecuado para una óptima separación, basándose en el arreglo en serie de tres hidrociclones empleado para la prueba piloto en Campo Rubiales.
- Realizar la instalación del equipo de separación (hidrociclón), para poder determinar funcionalidad y eficiencia bajo condiciones operativas y ambientales de campo en tiempo real, para así poder comparar su efectividad con la de un separador convencional.
- Ajustar las tasas de producción y presión en cabeza para verificar el desempeño del hidrociclón según las especificaciones técnicas del equipo.
- Tomar muestras de agua y crudo, posterior a la separación, para efectuar el correspondiente análisis fisicoquímico, con el fin de conocer su composición y así realizar un debido análisis para identificar los procesos de tratamiento para cada fluido, en caso de ser necesario, por la concentración alta de contaminantes que generen riesgos, o por no alcanzar los límites legales permitidos.
- A partir de la determinación de su funcionalidad en campo, establecer eficiencia en cuanto a aumento de la productividad del barrido areal, para pozo inyector de agua con objetivo de empuje hidráulico, e incremento de la producción de crudo.

BIBLIOGRAFÍA

- ANH, HALLIBURTON, INGRAIN. Información geológica y geofísica cuenca Llanos Orientales – Crudos pesados. Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos [PDF]. Bogotá D.C. ANH. Diciembre de 2012.
- ANH, HALLIBURTON, INGRAIN. Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos – Crudos Pesados. [PDF]. Bogotá D.C. ANH. Diciembre de 2012.
- AZUERO, Juan. Perforación y Completamiento – Módulo B3 [Presentación PowerPoint]. Bogotá D.C. ECOPETROL S.A. diciembre de 2017.
- BENITEZ O., Verónica y OLMEDO A., Pablo. Diseño de un separador de producción trifásico horizontal para el Campo Secoya del Distrito Amazónico [PDF]. Trabajo de grado para optar por el título de ingeniero mecánico. Quito, Ecuador. Escuela Politécnica Nacional. Facultad de ingeniería mecánica. 2011.
- BROWN, K. The technology of artificial lift methods. [PDF]. Volumen 2ª. Tulsa, Oklahoma. PennWell Books. 1977. Disponible en internet: <https://es.scribd.com/document/242658083/the-technology-of-artificial-lift-methods-vol2a-kermit-e-brown-pdf>.
- BUSTILLOS, Roco Stalin. Informe de Productividad, Proyecto de optimización de producción Campo Carito [PDF]. Octubre de 2015. Halliburton.
- BUSTILLOS, Roco Stalin. VRE Multiservicios [Presentación PowerPoint]. Gerencia de perforación y completamiento, ECOPETROL S.A. Bogotá D.C. agosto de 2018.
- DOROTEO REYES, Edgar. Diseño y operación de un hidrociclón para mejorar la técnica de lavado de suelos [PDF]. Tesis para optar por el grado de Maestro en Ingeniería. México D.F. Instituto de Ingeniería Universidad Autónoma de México. Instituto de Ingeniería. 2010.
- ECOPETROL S.A. Informe Plan de desarrollo Bloque Caño Sur Este [PDF]. Versión 3. ECOPETROL S.A. Gerencia de Desarrollo de yacimientos. 2017.
- GUILLEMOT, J. Geología y Petróleo. Tomo 7. Geología del petróleo. Editor: Paraninfo, Editorial S.A., 1982. ISBN: 8428304181. Número de páginas: 358. Edición 2.
- INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC-1486-6166. Bogotá D.C.: El instituto, 2018. ISBN 9789588585673 152 p.

LAPEYROUSE, Norton J. Formulas and calculations for drilling, production, and workover. [PDF]. Segunda edición. Editorial: Gulf Professional Publishing. 2002. ISBN: 0750674520. Disponible en: https://www.academia.edu/12016112/Formulas_and_Calculations_for_Drilling_Production_and_Workover_2E.

MACH J., PROANO E., BROWN K.E. A Nodal Approach for Applying Systems to Flowing and Artificial Lift Oil or Gas Well. 1979. Paper SPE 8025, SPE, Richardson, Texas.

MARIÑO ESPINOSA, Lilian. La producción de Campo Rubiales se multiplicó por 15 con Pacific [en línea]. En: Revista La República. Julio 29, 2015. Bogotá D.C. Editorial: La República S.A.S. Disponible en Internet: <https://www.larepublica.co/empresas/la-produccion-de-campo-rubiales-se-multiplico-por-15-con-pacific-2283086>.

MORENO, Miller y NAVARRO, Julián. Elaboración de matrices de selección mediante la evaluación de tecnologías actuales de perforación aplicadas a los campos Castilla, Apiay, Rubiales, Suria y Chichimene. [PDF]. Trabajo de grado para optar por el título de ingeniería de petróleos. Bogotá, Colombia. Facultad de ingeniería. Departamento de Ingeniería de Petróleos. 2009.

QUIJANO DUARTE, Fabio. Informe Generalidades Campo Rubiales [Documento Word]. ECOPETROL S.A Bogotá D.C. julio de 2018.

REQUENA, José y RODRÍGUEZ, Mauricio. Diseño y separación de separadores bifásicos y trifásicos [PDF]. Trabajo de grado para optar por el título de ingeniería de petróleos. Caracas, Venezuela. Universidad Central de Venezuela. 2006.

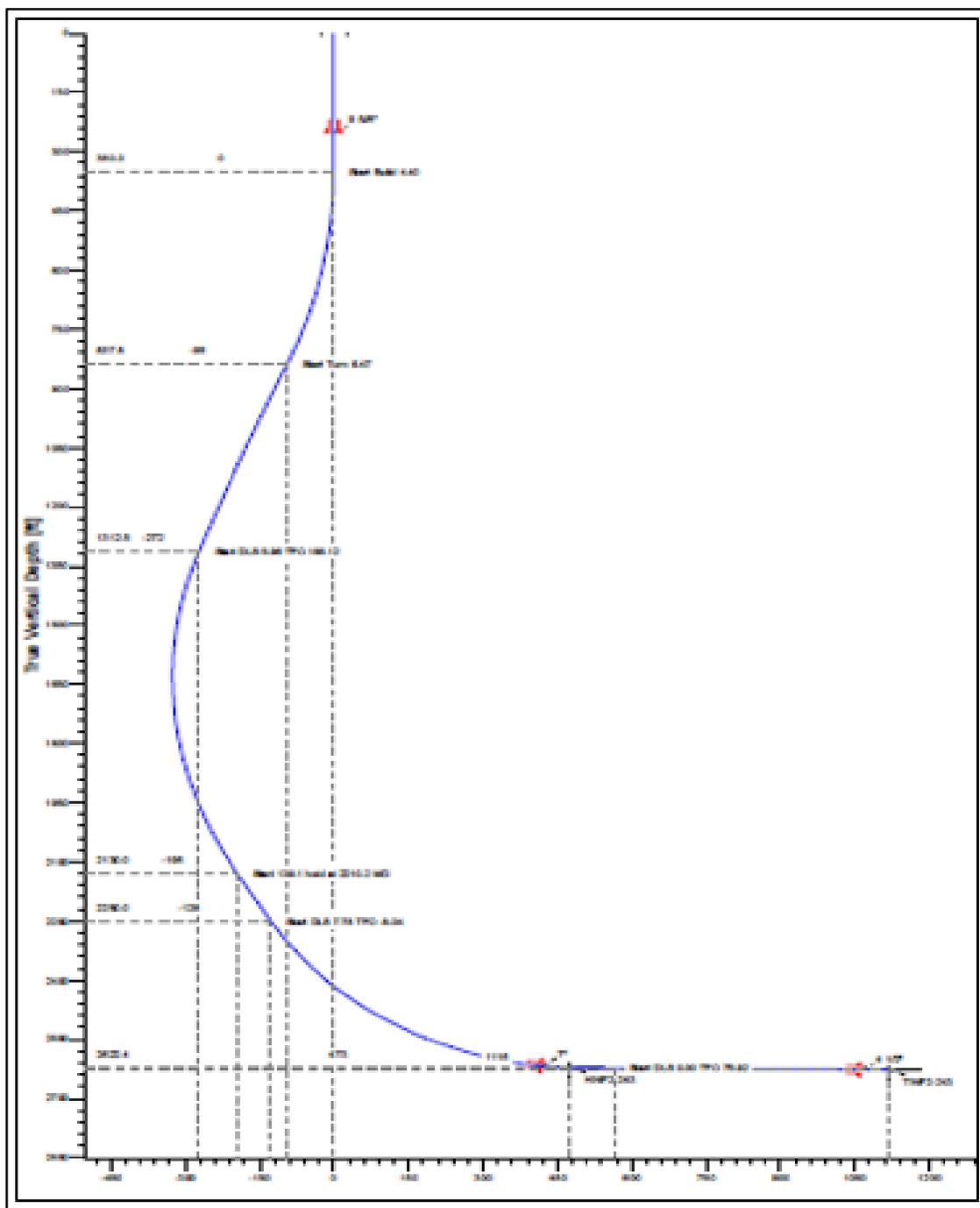
SÁCHICA ÁVILA, Jorge. Caño Sur Este, ejemplo de producción eficiente en escenarios de precios bajos. ACIPET. Junio, 2017.

TRIANA, Raúl Leonardo. Informe de resultados diseño experimental LOOP de pruebas Campo Rubiales. [PDF]. Versión 3. ECOPETROL S.A. Centro de Innovación y Tecnología ICP. Bogotá D.C. 28 de agosto de 2017.

ANEXOS

ANEXO A

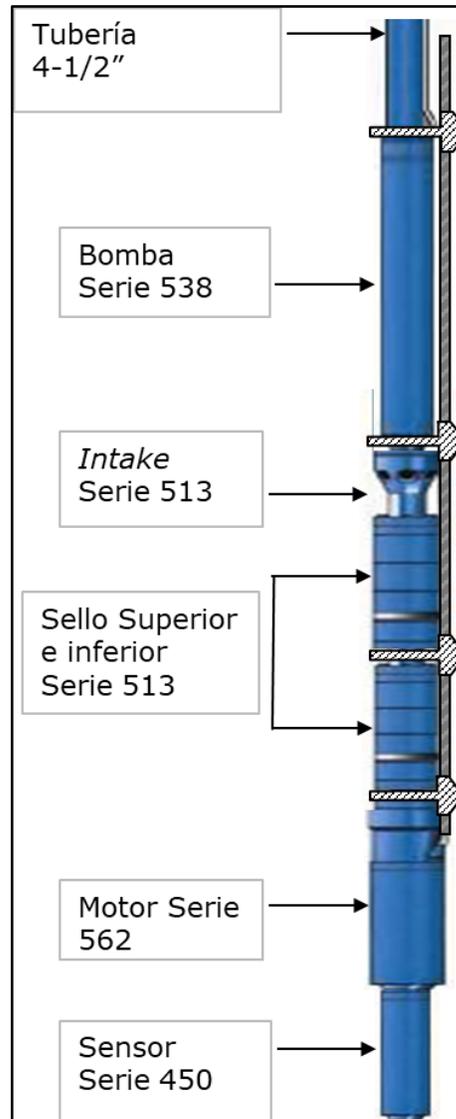
ESQUEMA BIDIMENSIONAL DE LA TRAYECTORIA DE PERFORACIÓN



Fuente: ECOPETROL S.A. Presentación Perforación y Completamiento - Módulo B3. Campo Rubiales. Bogotá D.C. diciembre de 2017. Diapositiva No. 13. [Consultado: 01 de agosto de 2018].

ANEXO B

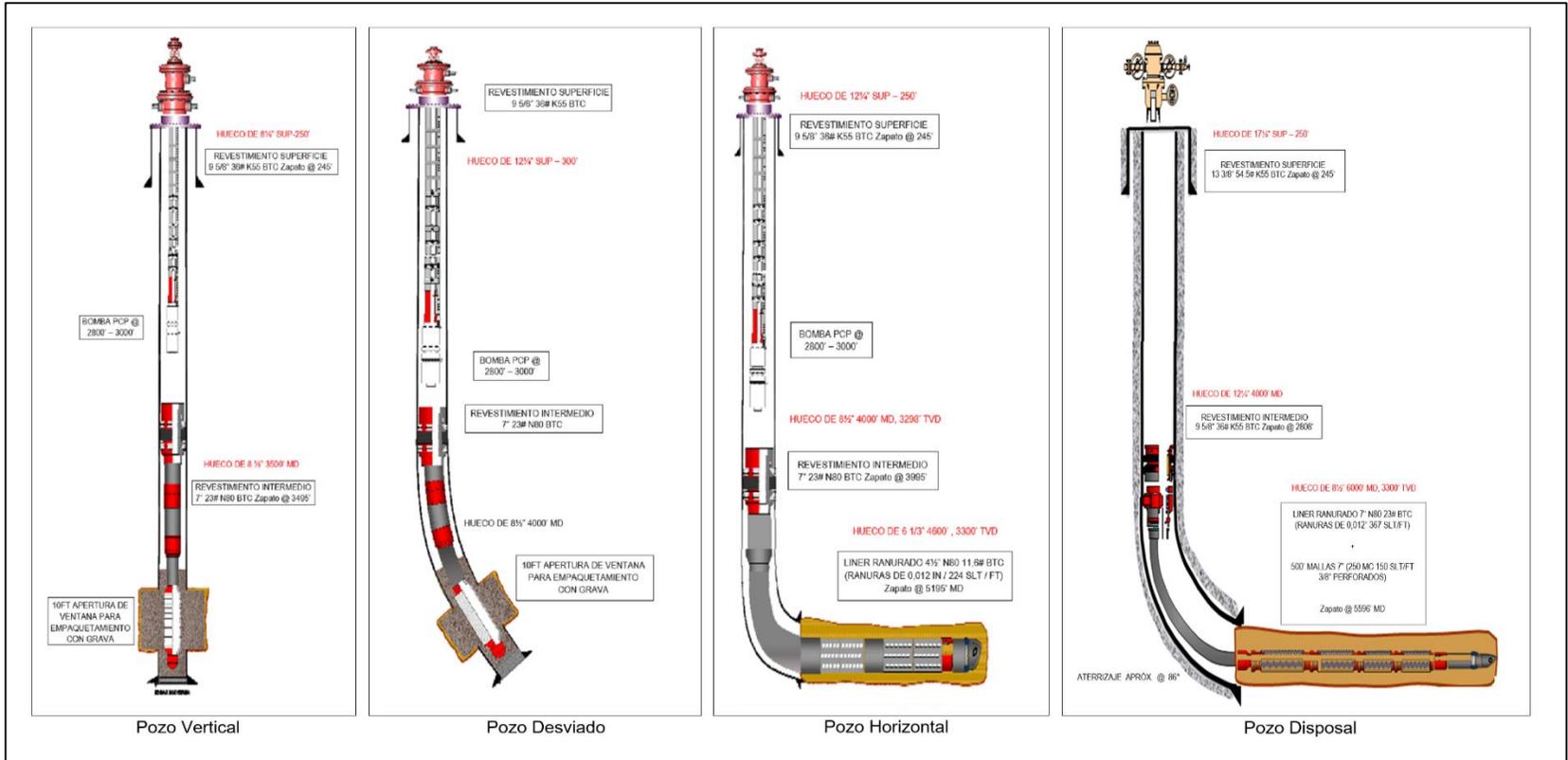
ESQUEMA DE UNA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE



Fuente: ECOPETROL S.A. Presentación Perforación y Completamiento - Módulo B3. Campo Rubiales. Bogotá D.C. diciembre de 2017. Diapositiva No. 21. [Consultado: 01 de agosto de 2018].

ANEXO C

ESTADO MECÁNICO POZOS BLOQUE CAÑO SUR ESTE Y CAMPO RUBIALES



Fuente: Elaboración propia con base en: MULETT DÍAZ, Rafael Andrés, BUSTILLOS, Roco Stalin. VRE Multiservicios. [Presentación PowerPoint]. ECOPEPETROL S.A. Bogotá D.C. 06 de febrero de 2018. Diapositiva No. 2. [Consultado: 01 de agosto de 2018].

ANEXO D

TABLA COMPONENTES ESTADOS MECÁNICOS

HERRAMIENTAS		FUNCIÓN	TIPO DE POZO		
INGLES	ESPAÑOL		VERTICAL	DESVIADO	HORIZONTAL
Adapter Assy		Herramienta con la cual se ajusta en el cabezal la tubería de producción.			
Blank Pipe	Tubería Ciega	Tubería, regularmente de revestimiento sin perforaciones			
Bridge Plug	Tapón Retenedor	Herramienta subsuperficial compuesta principalmente de cuñas, unmandril tapón y un elemento sellante de hule que se implementa para aislar una zona inferior, mientras la superior se prueba o se cementa.			
Bull plug	Tapón Macho	Tubo corto con rosca exterior y un extremo cerrado de forma semiesférica.			
Casinghead	Cabezal	Conexión bridada que va colocada en el tramo superior de la primera tubería de ademe; provee lugar para las cuñas y empaques, permite colgar tuberías y proporciona el medio para cerrar el espacio anular.			
Closing Sleeve	Camisa de circulación	Permite la circulación de los fluidos de lavado, al momento de ser sellado el espacio anular entre la tubería y el hueco.			
Crossover adapter	Tubería de Combinación	Tramo de tubería de revestimiento, con un tipo de conexión en el cople y diferente en el otro extremo, que se emplea para cambiar de un tipo de conexión a otro en una sarta de tubería de revestimiento.			
Electrical Submersible Pump (ESP)	Bomba Electrosumergible (BES)	Bomba Electrosumergible, ésta es tipo Case, y se emplea como sistema de levantamiento artificial para aumentar recobro y mejorar producción en superficie.			
Float Shoe	Zapata de Flotación	Componente fijado en el extremo de fondo de pozo, el cual guía la tubería de revestimiento hacia el centro del pozo para minimizar golpes contra los resaltes rocosos o los derrumbes. Igualmente reduce el peso en el gancho.			
Lower and Upper extension	Extensión de tubería	Extension de tubería, que se emplea para ajustar la tubería.			
Premium Mesh	Malla especial	Es una malla para evitar derrumbamiento y mantener la forma del hueco.			
Pup joint	Punto de referencia	Es un punto de identificación de profundidad, incluido en la tubería de revestimiento para las operaciones.			
Retrievable Packer	Empaque recuperable	Es un dispositivo que se emplea con frecuencia en las intervenciones de pozos. Se coloca en la tubería de revestimiento o en el liner.			
Safety joint	Junta de seguridad	Unión de Seguridad, punto de la sarta el cual se implementa con el objetivo de rescatar la sarta, en caso de exceder la tensión predeterminada. Generalmente se incluye en las sarts de pesca.			
Seal sub	Sub sello	Es un dispositivo que se compone con un empaque, y se utiliza con el fin de sellar el flujo del fluido de lavado hacia el liner ranurado. Siendo ubicado luego del zapato.			
Slotted Liner	Liner Ranurado	Es una tubería de revestimiento corte con orificios, que se encuentra ubicada en la sección horizontal del pozo, mediante la cual se produce el hidrocarburo.			
TBG Head Assy		Componente del cabezal que sustenta el colgador para la tubería de producción y proporciona medio para fijar el árbol de navidad en el cabezal de pozo. Posee un sistema sellado para asegurar aislamiento hidráulico del conducto de la tubería de producción y el espacio del anular.			
Tubing	Tubería de Producción	Es el tubular mediante el cual se producen los fluidos del yacimiento. Ésta se ensambla con otras herramientas a la sarta de producción, la cual debe ser compatible con la geometría del pozo.			

Fuente: Elaboración propia con base en: SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary en español: Donde el Campo Petrolero interactúa con el Diccionario. [en línea]. Oilfield Glossary. [Consultado: 5 de enero de 2019]. [Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/>].

ANEXO E

PRUEBA DE LABORATORIO DE ANÁLISIS FÍSICOQUÍMICO DEL AGUA DE CAÑO SUR ESTE, SIN TRATAMIENTO

	LABORATORIO DE ENSAYOS FÍSICOQUÍMICOS OIL TEST INTERNACIONAL DE COLOMBIA S.A.S CAMPO RUBIALES			
REPORTE DE ANÁLISIS				
Reporte No: CAFQ-0077	Fecha de reporte : 11/03/2019			
Cliente : Ecopetrol Rubiales	Ciudad/Ubicación : Puerto Gaitán - Meta			
Dirección del cliente : Campo Rubiales, Meta	Tipo de muestra : PUNTUAL			
Contacto/Correo : Paola Ortegón / Brillyt Lozano	Muestra obtenida de : TK-1241			
Ref. Cliente : 3004527-2017	Muestra Obtenida por⁽³⁾ : Jorge Santander			
Ref. Operaciones : NA	Analizada por : Jorge Hernández Garcés			
ID. Muestra : TK-1241	Fecha de Inspección : 9/03/2019			
Producto⁽¹⁾ : Fluido de Tratamiento	Fecha de Muestreo : 9/03/2019			
Barco : NA	Fecha de recepción : 9/03/2019			
Terminal : NA	Fecha de Análisis : 10/03/2019			
<input checked="" type="checkbox"/> Analizado <input type="checkbox"/> Atestiguado⁽²⁾				
PRUEBA	UNIDAD	MÉTODO	ESPECIFICACIONES	RESULTADOS
GRASAS Y ACEITES	ppm	SM-5520C	-	366,9
pH	unidades	SM-4500B H ⁺	-	7,34
CONDUCTIVIDAD	μS/cm	SM-2510 B	-	1368
RESISTIVIDAD	KΩ.cm	SM-2510B	-	0,7
SALINIDAD	%	SM-2520B	-	0,06
CLORUROS	mg/l	SM-4500 Cl ⁻	-	228
TURBIDEZ	NTU	SM-2130 B	-	388
DUREZA TOTAL	mg/l	SM-2340 C	-	32
DUREZA CALCICA	mg/l	SM-2340 C	-	20
DUREZA MAGNESICA	mg/l	SM-2340 C	-	12
ALCALINIDAD TOTAL	mg/l	SM-2320B	-	580
ALCALINIDAD PARCIAL	mg/l	SM-2320B	-	0
SOLIDOS TOTALES	mg/l	SM-2540 B	-	1232
SOLIDOS SUSPENDIDOS	mg/l	SM-2540 D	-	748
SOLIDOS DISUELTOS	mg/l	SM-2540 C	-	470
DQO	mg/l	HACH-8000	-	646
DBO	mg/l	CALCULO	-	404
SULFATO	mg/l	HACH	-	8
HIERRO	mg/L	HACH	-	0,21
DIOXIDO DE CARBONO LIBRE	mg/l	CALCULO	-	26,97
DIOXIDO DE CARBONO TOTAL	mg/l	CALCULO	-	288,07
MAGNESIO	mg/l	CALCULO	-	2,9
CALCIO	mg/l	CALCULO	-	8
SODIO	mg/l	CALCULO	-	405
CARBONATOS	mg/l	CALCULO	-	48
BICARBONATOS	mg/l	CALCULO	-	610
Jorge Hernández Garcés Ejecuta: TÉCNICO ESPECIALISTA		Jorge Santander Fernández Autoriza: COORDINADOR DE OPERACIONES		
<small>(1) Descrito según el cliente. (2) NUESTRA RESPONSABILIDAD en el ATESTIGUAMIENTO de Análisis se limita a presenciar que el análisis se este practicando a la muestra correcta y de acuerdo al método previamente establecido. Por lo que el cliente acepta que OIL TEST INTERNACIONAL no es responsable de las condiciones del equipo, instrumento o aparatos de medición, y que acepta los datos de calibración, reactivos, etc., tal como se presentan. (3) Los análisis reportados corresponden a la muestra suministrada al laboratorio por (ver arriba "Muestra obtenida por") (4) Los resultados relacionado en este reporte solo corresponden a las muestras descritas en este documento.</small>				
Este reporte de análisis no puede ser reproducido parcialmente sin la autorización por escrito de OIL TEST INTERNACIONAL.				
OIL TEST INTERNACIONAL DE COLOMBIA S.A.S. Nit: 900.214.450-5 Bellavista, Edificio Comexco Cra 56 # 6- 62, Piso 2. Oficina 202-203 website: www.otilatam.com				

Fuente. Ecopetrol S.A., Oil Test Internacional de Colombia S.A.S, Laboratorio de ensayos fisicoquímicos Oil Test Internacional de Colombia S.A.S Campo Rubiales, julio 2019.

ANEXO F

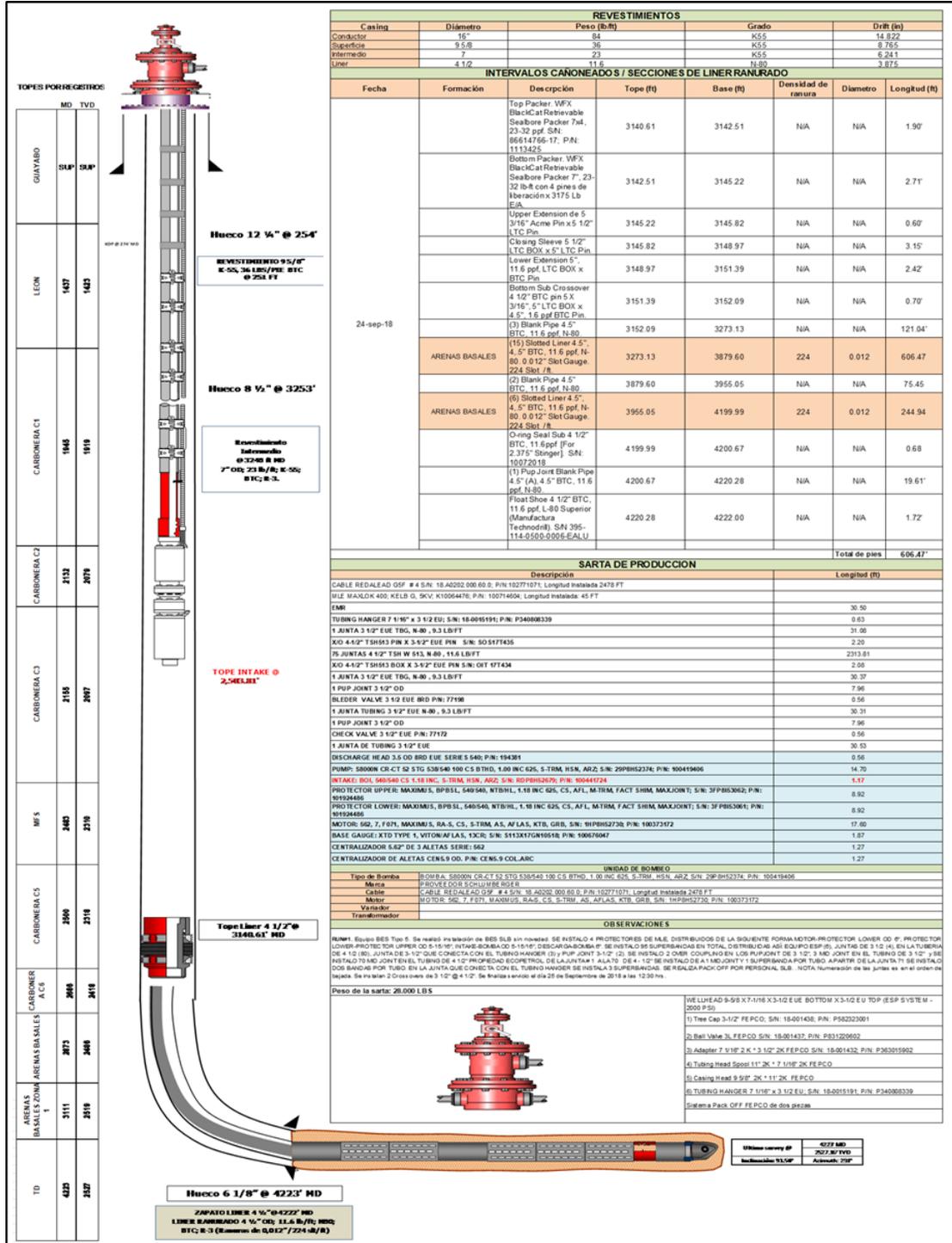
PRUEBA DE LABORATORIO DE ANÁLISIS FÍSICOQUÍMICO DEL AGUA DE CAÑO SUR ESTE, CON TRATAMIENTO

	LABORATORIO DE ENSAYOS FÍSICOQUÍMICOS OIL TEST INTERNACIONAL DE COLOMBIA S.A.S CAMPO RUBIALES			
REPORTE DE ANALISIS				
Reporte No: CAFQ-0112	Fecha de reporte : 8/07/2019			
Cliente : Ecopetrol Rubiales	Ciudad/Ubicación : Puerto Gaitán - Meta			
Dirección del cliente : Campo Rubiales, Meta	Tipo de muestra : PUNTUAL			
Contacto/Correo : Paola Ortegón / Brillyt Lozano	Muestra obtenida de : Ver en resultados			
Ref. Cliente : 3004527-2017	Muestra Obtenida por⁽³⁾ : Carmelo Bejarano			
Ref. Operaciones : NA	Analizada por : Carmelo Bejarano			
ID. Muestra : Ver en resultados	Fecha de Inspección : 6/07/2019			
Producto⁽¹⁾ : AGUA DE INYECCIÓN	Fecha de Muestreo : 6/07/2019			
Barco : NA	Fecha de recepción : 6/07/2019			
Terminal : NA	Fecha de Análisis : 7/07/2019			
<input checked="" type="checkbox"/> Analizado	<input checked="" type="checkbox"/> Atestiguado ⁽²⁾			
PRUEBA	UNIDAD	MÉTODO	ESPECIFICACIONES	RESULTADOS DESPUES DE TK-009 (LÍNEA DE INYECCIÓN)
TEMPERATURA	°C	SM-2550	50 °C a 60 °C	42,0
OXIGENO DISUELTO	mg/l	SM 4500-O	<1	4,0
GRASAS Y ACEITES	ppm	SM-5520C	<3	1,69
pH	unidades	SM-4500B H ⁺	6,5 - 8,5	7,57
CONDUCTIVIDAD	µS/cm	SM-2510 B	-	1578
RESISTIVIDAD	KΩ.cm	SM-2510B	-	0,61
SALINIDAD	%	SM-2520B	-	0,08
CLORUROS	mg/l	SM-4500 Cl ⁻	-	230
TURBIDEZ	NTU	SM-2130 B	<2,0	6,21
DUREZA TOTAL	mg/l	SM-2340 C	-	28
DUREZA CALCICA	mg/l	SM-2340 C	-	16
DUREZA MAGNESICA	mg/l	SM-2340 C	-	12
ALCALINIDAD TOTAL	mg/l	SM-2320B	-	560
ALCALINIDAD PARCIAL	mg/l	SM-2320B	-	0
SOLIDOS TOTALES	mg/l	SM-2540 B	-	1564
SOLIDOS SUSPENDIDOS	mg/l	SM-2540 D	<5,0	18
SOLIDOS DISUELTOS	mg/l	SM-2540 C	-	1530
DQO	mg/l	HACH-8000	-	18
DBO	mg/l	CALCULO	-	11,3
BSR	ufc/ml	BIOCOR	<10.000	
BPA	ufc/ml	BIOCOR	<10.000	
SULFATO	mg/l	HACH	-	5,62
HIERRO	mg/L	HACH	<1,0	0,15
DIOXIDO DE CARBONO LIBRE	mg/l	CALCULO	<10	15,33
DIOXIDO DE CARBONO TOTAL	mg/l	CALCULO	-	267,52
MAGNESIO	mg/l	CALCULO	-	2,9
CALCIO	mg/l	CALCULO	-	6,4
SODIO	mg/l	CALCULO	-	396,4
CARBONATOS	mg/l	CALCULO	-	0
BICARBONATOS	mg/l	CALCULO	-	683,2
Carmelo Bejarano		Jorge Santander Fernández		
Ejecuta: TÉCNICO ESPECIALISTA		Autoriza: COORDINADOR DE OPERACIONES		
(1) Descrito según el cliente.				
(2) NUESTRA RESPONSABILIDAD en el ATESTIGAMIENTO de Análisis se limita a presenciar que el análisis se este practicando a la muestra correcta y de acuerdo al método previamente establecido. Por lo que el cliente acepta que OIL TEST INTERNACIONAL no es responsable de las condiciones del equipo, instrumento o aparatos de medición, y que acepta los datos de calibración, reactivos, etc., tal como se presentan.				
(3) Los análisis reportados corresponden a la muestra suministrada al laboratorio por (ver arriba "Muestra obtenida por")				
(4) Los resultados relacionado en este reporte solo corresponden a las muestras descritas en este documento.				
Este reporte de análisis no puede ser reproducido parcialmente sin la autorización por escrito de OIL TEST INTERNACIONAL.				
OIL TEST INTERNACIONAL DE COLOMBIA S.A.S. Nit: 900.214.450-5 Bellavista, Edificio Comexco Cra 56 # 6- 62, Piso 2. Oficina 202-203 website: www.otilatam.com				

Fuente. Ecopetrol S.A., Oil Test Internacional de Colombia S.A.S, Laboratorio de ensayos fisicoquímicos Oil Test Internacional de Colombia S.A.S Campo Rubiales, julio 2019.

ANEXO G

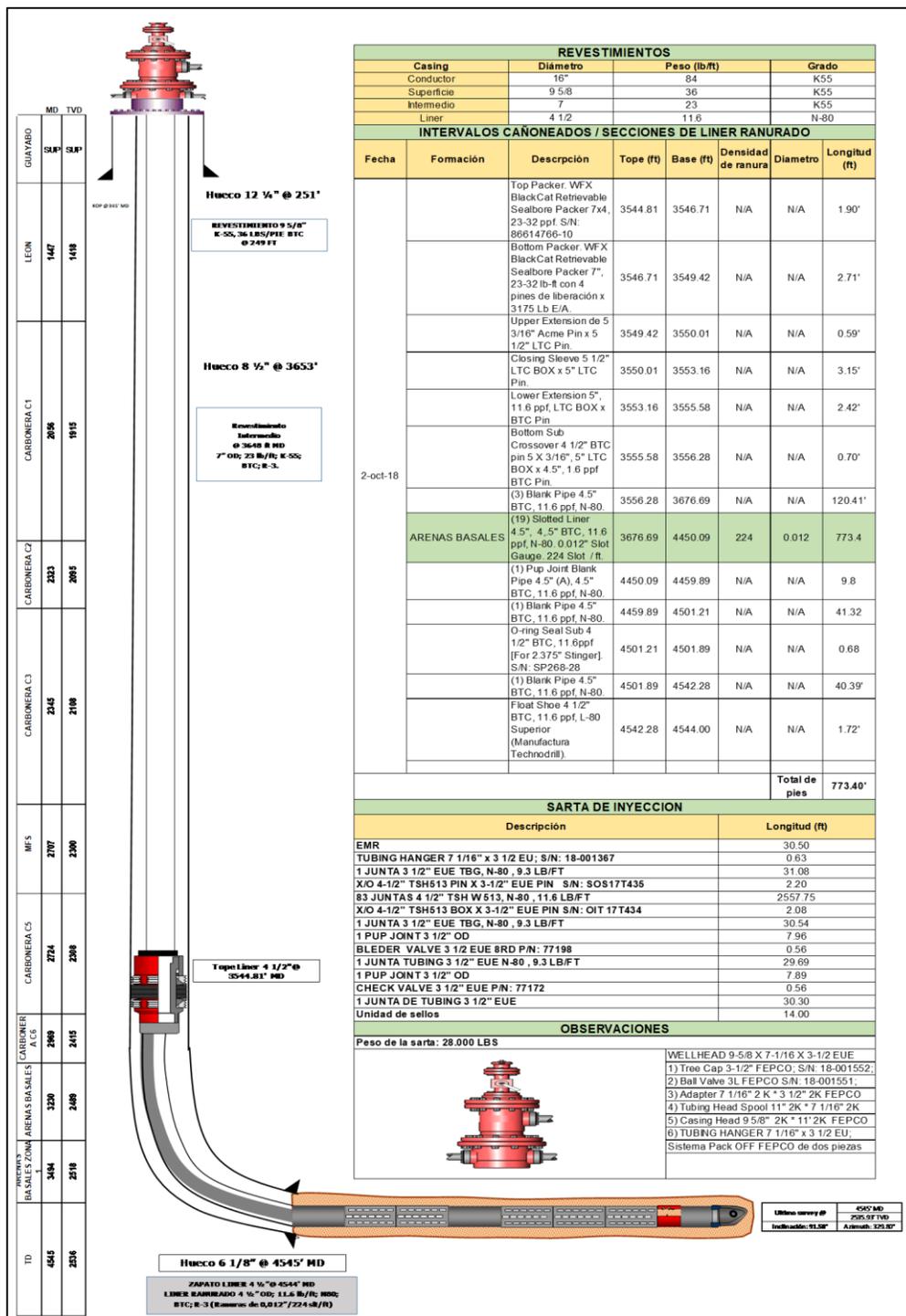
ESTADO MECÁNICO POZO PRODUCTOR RB-J



Fuente: ECOPEL S.A. marzo 2019.

ANEXO H

ESTADO MECÁNICO POZO INYECTOR RB-K



Fuente: ECOPETROL S.A. marzo 2019.

ANEXO I
CRONOGRAMA GLOBAL DE ACTIVIDADES

CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES PARA INSTALACIÓN DE HIDROCICLÓN Y CONVERSIÓN DE POZO PRODUCTOR A POZO INYECTOR																																						
ACTIVIDADES	INICIO	FIN	DURACIÓN (Días)	SEPTIEMBRE (Día)																																		
				1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30					
Obras civiles con materiales	1/09/2019	15/09/2019	15																																			
Piping y montaje de equipo	6/09/2019	20/09/2019	15																																			
Electricidad e instrumentación de planta	11/09/2019	20/09/2019	10																																			
Pintura piping (solo materiales)	21/09/2019	22/09/2019	2																																			
Workover pozo	16/09/2019	22/09/2019	7																																			
Instalación Hidrociclón	23/09/2019	27/09/2019	5																																			

Fuente: Elaboración propia. 2019.

ANEXO J
MEMORANDO IMPLEMENTACIÓN DEL EQUIPO EN CAMPO. RESPUESTA EMPRESA.



MEMORANDO

Bogotá D.C., 05 de agosto de 2019.

Para: Ing. Juan Carlos Rodríguez Esparza
Director Programa de Ingeniería de Petróleos

CC: Srta. Yuliana Romero
Estudiante Fundación Universidad de America

De: Roco Stalin Bustillos L.
Lider de Optimización y Nuevas Tecnologías de Completamiento
Ecopetrol S.A.

Asunto: Certificación Implementación de Hydrociclón en la Vicepresidencia Regional Este (Rubiales & Caño sur)

Dando contestación al documento enviado el 02 de agosto 2019, donde se requiere una certificación de las fechas de instalación y pruebas del Hydrociclón en los pozos piloto RB 1489H y RB 1490H, debo manifestar:

1. El estudio realizado y descrito en el proyecto de grado, nos sirve de soporte técnico y económico para la implementación de esta nueva tecnología en el campo Rubiales y Caño Sur, donde se ha desarrollado:
 - a. Evaluación técnica, inducción al manejo de software especializados (Prosper, WellCat)
 - b. Manejo del proceso interno de Perforación & Completamiento (Well Delivery Process WDP).
 - c. Evaluación y prueba de Laboratorio ICP
 - d. Matrices RAM-Riesgos.
 - e. Estimación de tiempos CWOP.
 - f. Estimación de costos.

2. Por temas administrativos, técnicos, legales y financieros, Ecopetrol, la Vicepresidencia Regional Este, realizo un cambio en la planificación de la instalación y pruebas del sistema de separación de líquidos en locación (Hydrociclón), inicialmente se planteó su instalación hasta el primer semestre del 2019, sin embargo por los temas ya indicados se hicieron ajustes al cronograma, quedando eventualmente proyectado su ejecución a finales del mes de Septiembre del 2019.

Como funcionario de Ecopetrol S.A., de la Gerencia de Perforación & Completamiento, designado como Director de Tesis, doy Fe del cumplimiento de todas las expectativas técnicas y profesionales

Carrera 7 # 32-44. Edificio San Martín piso 17
Teléfono: (571) 234 5003 Fax: (571) 234 5541
www.ecopetrol.com.co
Bogotá D.C. - Colombia



de la Srta. Yuliana Perez en la culminación del estudio realizado, con el objeto que pueda cumplir con los requisitos establecidos y su documentación sea recibida a tiempo para los fines correspondientes.

Agradecemos su atención.

Cordialmente,

Ing. Roco Stalin Bustillos López
E0280039

Líder de Optimización & Nuevas Tecnologías de completamiento

CC.

Ing. Nelson Fernandez Barrero
Ing. Jorge Andres Tovar Moreno

Carrera 7 # 32-44. Edificio San Martín piso 17
Teléfono: (571) 234 5003 Fax: (571) 234 5541
www.ecopetrol.com.co
Bogotá D.C. - Colombia

Fuente: BUSTILLOS LÓPEZ, Roco Stalin. Memorando. Bogotá D.C. agosto 2019.

ANEXO K
CARTA SOLICITUD DE SOPORTE A LA EMPRESA

Bogotá D.C., 02 de Agosto de 2019

Señor
Ing. Roco Stalin Bustillos López
Director Proyecto de Grado
Ecopetrol S.A.

Estimado Señor:

Mediante la presente, me permito Yuliana Andrea Romero Pérez, solicitar de manera cordial, una carta como soporte para efectuar la entrega de mi proyecto de grado que lleva por título "EVALUACIÓN TÉCNICA Y FINANCIERA DE LA IMPLEMENTACIÓN DE UN HIDROCICLÓN QUE PERMITA EL MEJORAMIENTO DE LA SEPARACIÓN AGUA-ACEITE EN SUPERFICIE, PARA MEJOR DISPOSICIÓN, CONTROL Y TRATAMIENTO DEL AGUA EN CAMPO CAÑO SUR", que tiene como fecha límite de entrega el día 15 del mes de agosto del año en transcurso, en su alcance se tenía contemplada las fases de instalación y prueba del equipo en campo, de acuerdo a la planeación de los proyectos de Ecopetrol y su Activo Regional Este, la implementación de este plan piloto esta previsto para el 13 de septiembre y para las pruebas para el mes de Noviembre.

Procedo a esta solicitud a razón de que la fecha de instalación del equipo y prueba en campo, no coincide con el tiempo límite de entrega de mi proyecto, resaltando que actualmente se encuentra en la etapa de adecuación de la ingeniería en campo y ensamblaje del equipo. Remito la presente carta, ya que la universidad me exige el cumplimiento de la instalación del equipo para así firmar lo correspondiente y autorizar lo pertinente para la finalización de mi carrera profesional.



Yuliana Andrea Romero Pérez
Estudiante Fundación Universidad de América
C.C. 1 032 482 684

*Recibo
del soporte
Roco Stalin Bustillos
Ecopetrol S.A.*

Fuente: Elaboración propia. 02 de agosto de 2019.