

**OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA DE UN PAD DEL  
CAMPO RUBIALES MEDIANTE LA EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE LOS  
POZOS Y EL REDISEÑO DE LOS EQUIPOS DE BOMBEO**

**MARÍA PAULA BETANCOURT NAVARRO**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETROLEOS  
BOGOTÁ D.C  
2019**

**OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA DE UN PAD DEL  
CAMPO RUBIALES MEDIANTE LA EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE LOS  
POZOS Y EL REDISEÑO DE LOS EQUIPOS DE BOMBEO**

**MARÍA PAULA BETANCOURT NAVARRO**

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

**Director:  
JACOBO LÓPEZ GÓMEZ  
Ingeniero de Petróleos**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETROLEOS  
BOGOTÁ D.C  
2019**

Nota de aceptación

---

---

---

---

---

---

---

---

Ing. Danuil Elias Dueñas Criado  
Jurado 1

---

Ing. Fernando Wilson Londoño Galvis  
Jurado 2

Bogotá D.C., 6 de 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 GARCÍA-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 RODRIGUEZ 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 por darme sabiduría, capacidad de entendimiento y tranquilidad para poder culminar con éxito este ciclo.

A mi familia, en especial a mis padres Raúl y Alba por brindarme su apoyo, sus consejos y su amor incondicional en cada una de las etapas de mi vida.

María Paula Betancourt Navarro

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco a mis padres por regalarme oportunidades de vida que me han hecho crecer tanto académica como personalmente.

A la Vicepresidencia Regional Oriente de la empresa ECOPETROL S.A y a su jefe de departamento Fredy Omar Niño Flórez por darme la oportunidad de llevar a cabo este proyecto.

Al ingeniero Jacobo López Gómez por su tiempo, apoyo, dedicación y amabilidad durante todo el desarrollo del proyecto, así como por compartirme sus conocimientos, los cuales fueron fundamentales para la realización y finalización exitosa del trabajo.

A los Ingenieros Yatnielah Pirela Ropero por su dirección, guía y colaboración brindada para la elaboración del proyecto.

A la Universidad de América, institución que durante todos mis años de carrera universitaria me proporcionó una educación de calidad y me formó para convertirme en una excelente profesional.

A todas aquellas personas que de una u otra manera formaron parte de la culminación de esta investigación.

## CONTENIDO

	pág.
<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>27</b>
<b>OBJETIVOS</b>	<b>28</b>
<b>1. GENERALIDADES DEL CAMPO RUBIALES</b>	<b>29</b>
1.1 HISTORIA DEL CAMPO	29
1.2 LOCALIZACIÓN	30
1.3 MARCO GEOLÓGICO	33
1.3.1 Columna Estratigráfica	33
1.3.2 Estratigrafía	35
1.3.2.1 Formación Une	35
1.3.2.2 Formación Gachetá	35
1.3.2.3 Formación Guadalupe	35
1.3.2.4 Formaciones Barco y Los Cuervos	35
1.3.2.5 Formación Mirador (Unidad T2)	36
1.3.2.6 Formación Carbonera	36
1.3.2.7 Formación León	36
1.3.2.8 Formación Guayabo	37
1.3.3 Geología estructural	37
1.3.4 Geología del petróleo	39
1.3.4.1 Roca Generadora	39
1.3.4.2 Roca Reservorio	39
1.3.4.3 Migración	39
1.3.4.4 Roca Sello	39
1.3.4.5 Trampa	39
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO	40
1.4.1 Método de producción	40
1.4.2 Tiempo de producción	40
1.4.3 Número de pozos	40
1.4.4 Características del yacimiento	40
1.4.5 Curva de producción acumulada	41
1.5 HISTORIA DE INYECCIÓN	43
1.5.1 Permisos y licencias de disposición	44
1.5.2 Proyectos relacionados con el aumento de inyección	44
1.5.3 Proceso de tratamiento e inyección del agua de producción	45
<b>2. CARACTERÍSTICAS DEL PAD DE INTERÉS</b>	<b>47</b>
2.1 PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA DEL PAD	47
2.2 GENERALIDADES DEL PAD	49



2.2.1 Tasa de inyección de agua	49
2.2.2 Número de pozos	50
2.2.3 Completamiento de los pozos	51
2.2.3.1 Pozos verticales	51
2.2.3.2 Pozos horizontales	52
2.2.4 Bombas utilizadas	54
2.2.4.1 Características de las bombas centrifugas horizontales	54
2.2.4.2 Curvas de las bombas	56
2.2.5 Restricciones presentes en la operación	57
<b>3. ESTRATEGIAS DE OPTIMIZACIÓN</b>	<b>60</b>
3.1 PROBLEMÁTICA PRESENTADA EN LA OPERACIÓN DEL PAD EN ESTUDIO DEL CAMPO RUBIALES	60
3.1.1 Causas y consecuencias de la operación ineficiente del PAD	61
3.2 OPORTUNIDADES DE OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA	62
3.2.1 Homogenización de las condiciones de inyección y rediseño de los equipos de bombeo	62
3.2.1.1 Homogenización de las condiciones de inyección	63
3.2.1.2 Retrofit de los equipos de bombeo	63
3.2.2 Separación de la inyección de los pozos de mayor presión y rediseño de los equipos de bombeo	64
3.2.2.1 Separación de la inyección de los pozos de mayor presión.	64
3.2.2.2 Retrofit de los equipos de bombeo	64
<b>4. SIMULACIÓN EN SOFTWARE PIPESIM</b>	<b>66</b>
4.1 GENERALIDADES DEL SOFTWARE	66
4.1.1 Opciones de simulación	66
4.2 ANÁLISIS NODAL	67
4.3 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO	71
4.3.1 Premisas	71
4.3.2 Espacio de trabajo	71
4.3.3 Modelo de fluido	72
4.3.4. Elementos físicos del modelo	73
4.3.5 Construcción de la fuente	75
4.3.6 Construcción del modelo de pozo	75
4.3.6.1 Datos generales pozo	76
4.3.6.2 Información del revestimiento	76
4.3.6.3 Survey de desviación	77
4.3.6.4 Transferencia de calor	78
4.3.6.5 Terminación del pozo	78
4.3.6.6 Equipo de superficie del pozo	79
4.3.6.7 Análisis nodal del pozo	80
4.3.7 Construcción de las tuberías y conexiones	81
4.3.7.1 Líneas de flujo	81
4.3.7.2 Conectores	82

4.3.8 Configuración de los choques	82
4.3.9 Construcción de las bombas	83
4.3.9.1 Propiedades generales	84
4.3.9.2 Datos de rendimiento	85
4.3.9.3 Curva de rendimiento	85
4.3.9.4 Adición de las bombas al modelo	86
4.4 VALIDACIÓN DEL MODELO	89
<b>5. ANÁLISIS TÉCNICO DE LAS ESTRATEGIAS DE OPTIMIZACIÓN</b>	<b>91</b>
5.1 VARIABLES EVALUADAS	91
5.1.1 Choques	91
5.1.2 Bombas centrifugas	
5.2 ANÁLISIS DE LA HOMOGENIZACIÓN DE LAS CONDICIONES DE INYECCIÓN Y EL REDISEÑO DE LOS EQUIPOS DE BOMBEO	91
5.2.1 Validación del modelo	93
5.2.2 Disminución de las pérdidas de presión en los choques	93
5.2.3 Condiciones de operación de las bombas	94
5.2.4 Costos de levantamiento	97
5.3 ANÁLISIS DE LA SEPARACIÓN DE LA INYECCIÓN DE LOS POZOS DE MAYOR PRESIÓN Y EL REDISEÑO DE LOS EQUIPOS DE BOMBEO	98
5.3.1 Validación del modelo	101
5.3.2 Disminución de las pérdidas de presión en los choques	101
5.3.3 Condiciones de operación de las bombas	103
5.3.4 Costos de levantamiento	105
<b>6. EVALUACIÓN FINANCIERA</b>	<b>107</b>
6.1 EVALUACIÓN FINANCIERA PARA LA HOMOGENIZACIÓN DE LAS CONDICIONES DE INYECCIÓN Y REDISEÑO DE LOS EQUIPOS DE BOMBEO	107
6.1.1 Costos de inversión (CAPEX)	107
6.1.1.1 Costos de materiales y equipos	108
6.1.1.2 Costos de obras de construcción y montaje	109
6.1.1.3 Costos de ingenierías	109
6.1.1.4 Costos de gerenciamiento	110
6.1.1.5 Costos de comisionamiento e inversiones de viabilidad	110
6.1.1.6 Costos de contingencias y escalación	111
6.1.2 Distribución de las inversiones durante la vida del proyecto	112
6.1.3 Ingresos	113
6.1.3.1 Ahorro en costos de mantenimiento de los equipos	113
6.1.3.2 Eliminación del desperdicio de energía	114
6.1.3.3 Tarifas de energía en Campo Rubiales	115
6.1.4 Depreciación y amortización	116
6.1.5 Tasa interna de oportunidad (TIO)	117
6.1.6 Modelo financiero y horizonte del proyecto	117
6.1.7 Sensibilidad frente al ahorro de energía	120

6.2 EVALUACIÓN FINANCIERA PARA LA SEPARACIÓN DE LA INYECCIÓN DE LOS POZOS DE MAYOR PRESIÓN Y REDISEÑO DE LOS EQUIPOS DE BOMBEO	121
6.2.1 Costos de inversión (CAPEX)	122
6.2.1.1 Costos de materiales y equipos	122
6.2.1.2 Costos de obras de construcción y montaje	124
6.2.1.3 Costos de ingenierías	125
6.2.1.4 Costos de gerenciamiento	125
6.2.1.5 Costos de comisionamiento e inversiones de viabilidad	125
6.2.1.6 Costos de contingencias y escalación	126
6.2.2 Distribución de las inversiones durante la vida del proyecto	127
6.2.3 Ingresos	128
6.2.3.1 Ahorro en costos de manteamiento de los equipos	128
6.2.3.2 Eliminación del desperdicio de energía	129
6.2.3.3 Tarifas de la energía en Campo Rubiales	129
6.2.4 Depreciación y amortización	130
6.2.5 Modelo financiero y horizonte del proyecto	130
6.2.6 Sensibilidad frente al ahorro de energía	132
<b>7. CONCLUSIONES</b>	<b>134</b>
<b>8. RECOMENDACIONES</b>	<b>136</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>137</b>
<b>ANEXOS</b>	<b>139</b>

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
<b>Figura 1.</b> Mapa de localización del Campo Rubiales, Cuenca de los Llanos Orientales, Colombia	32
<b>Figura 2.</b> Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales	34
<b>Figura 3.</b> Sección transversal esquemática de la Cuenca de los Llanos Orientales	38
<b>Figura 4.</b> Proceso de disposición de agua del PAD en estudio	48
<b>Figura 5.</b> PAD de inyección en estudio	49
<b>Figura 6.</b> Estado mecánico pozo 1 del PAD de inyección en estudio	52
<b>Figura 7.</b> Estado mecánico pozo 2 del PAD de inyección en estudio	53
<b>Figura 8.</b> Componentes de una bomba centrífuga horizontal	55
<b>Figura 9.</b> Manifold de descarga brazos A y B, con su juego de choques	59
<b>Figura 10.</b> Representación de la condición actual de operación del PAD	62
<b>Figura 11.</b> Condición optimizada de operación “Homogenización de las condiciones de inyección y rediseño de los equipos de bombeo”	64
<b>Figura 12.</b> Condición optimizada de operación “Separación de la inyección de los pozos de mayor presión y rediseño de los equipos de bombeo”	65
<b>Figura 13.</b> Tareas de PIPESIM	66
<b>Figura 14.</b> Principales pérdidas de presión en un sistema de producción	68
<b>Figura 15.</b> Ubicaciones más comunes de nodos en un sistema de producción	69
<b>Figura 16.</b> Espacios de trabajo de PIPESIM	72
<b>Figura 17.</b> Botón del administrador de fluidos	73
<b>Figura 18.</b> Propiedades del fluido del sistema	73
<b>Figura 19.</b> Barra de elementos físicos de PIPESIM	74
<b>Figura 20.</b> Configuración de la fuente	75
<b>Figura 21.</b> Pozo 2	76
<b>Figura 22.</b> Generalidades del pozo 2	76
<b>Figura 23.</b> Tubería del pozo 2	77
<b>Figura 24.</b> Survey de desviación del pozo 2	78
<b>Figura 25.</b> Valores de transferencia de calor del pozo 2	78
<b>Figura 26.</b> Terminación del pozo 2	79
<b>Figura 27.</b> Presión y temperatura de superficie del pozo 2	80
<b>Figura 28.</b> Inicio de la tarea de análisis nodal	80
<b>Figura 29.</b> Resultados del sistema del análisis nodal del pozo 2	81
<b>Figura 30.</b> Cabezal del pozo 1 (simulado como línea de flujo)	82
<b>Figura 31.</b> Configuración del choque ubicado en el brazo A del pozo 1	83
<b>Figura 32.</b> Botón de catálogos	84
<b>Figura 33.</b> Catálogo de bombas genéricas	84
<b>Figura 34.</b> Catálogo de la bomba Baker Hughes	85

<b>Figura 35.</b> Datos de rendimiento de la bomba Baker Huges	85
<b>Figura 36.</b> Curva de rendimiento de la bomba Baker Huges simulada en PIPESIM	86
<b>Figura 37.</b> Configuración de la bomba 1	87
<b>Figura 38.</b> Modelo del sistema de inyección de agua actual de PAD en estudio	88
<b>Figura 39.</b> Modelo de la condición optimizada de operación “Homogenización de las condiciones de inyección y rediseño de los equipos de bombeo” del sistema de inyección agua del PAD en estudio	92
<b>Figura 40.</b> Modelo de la condición optimizada de operación “Separación de la inyección de los pozos de mayor presión y rediseño de los equipos de bombeo” del sistema de inyección agua del PAD en estudio	99
<b>Figura 41.</b> Acercamiento del segundo cabezal simulado para el modelo de la condición optimizada de operación “Separación de la inyección de los pozos de mayor presión y rediseño de los equipos de bombeo” del sistema de inyección agua del PAD en estudio	100

## LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
<b>Gráfica 1.</b> Tasas de producción promedio mensual de Campo Rubiales	42
<b>Gráfica 2.</b> Producción Acumulada de Campo Rubiales	42
<b>Gráfica 3.</b> Historia de disposición del agua de producción de Campo Rubiales	43
<b>Gráfica 4.</b> Crecimiento esperado según proyectos y permisos actuales de inyección para disposición	45
<b>Gráfica 5.</b> Tasa de inyección de agua promedio mensual de Campo Rubiales	46
<b>Gráfica 6.</b> Comportamiento de la inyección de agua del PAD de interés	50
<b>Gráfica 7.</b> Curva bomba Baker Hughes Centrilift	56
<b>Gráfica 8.</b> Curva bomba GE	57
<b>Gráfica 9.</b> Distribución del consumo de energía de Campo Rubiales (MWh)	60
<b>Gráfica 10.</b> Distribución del costo de levantamiento de Campo Rubiales (USD/bbl)	61
<b>Gráfica 11.</b> Curvas de outflow e inflow en un nodo	69
<b>Gráfica 12.</b> Distribución de las inversiones (MUSD) para el caso “Homogenización de las condiciones de inyección y rediseño de los equipos de bombeo”	113
<b>Gráfica 13.</b> Flujo de caja y VPN acumulado para el caso “Homogenización de las condiciones de inyección y rediseño de los equipos de bombeo”	120
<b>Gráfica 14.</b> Sensibilidad del VPN al ahorro de energía para el caso “Homogenización de las condiciones de inyección y rediseño de los equipos de bombeo”	121
<b>Gráfica 15.</b> Distribución de las inversiones (MUSD) para el caso “Separación de la inyección de los pozos de mayor presión y rediseño de los equipos de bombeo”	128
<b>Gráfica 16.</b> Flujo de caja y VPN acumulado para el caso “Separación de la inyección de los pozos de mayor presión y rediseño de los equipos de bombeo”	132
<b>Gráfica 17.</b> Sensibilidad del VPN al ahorro de energía para el caso “Separación de la inyección de los pozos de mayor presión y rediseño de los equipos de bombeo”	133

## LISTA DE CUADROS

	<b>pág.</b>
<b>Cuadro 1.</b> Características del crudo de Campo Rubiales (Unidad C7)	41
<b>Cuadro 2.</b> Modificaciones realizadas en la licencia ambiental	44
<b>Cuadro 3.</b> Restricciones por pozos del PAD	58
<b>Cuadro 4.</b> Costos de mantenimiento de una bomba	114

## LISTA DE TABLAS

	pág.
<b>Tabla 1.</b> Presión y caudal de inyección de agua por pozo del PAD de interés a 27/02/2019	51
<b>Tabla 2 .</b> Reporte del estado de las bombas del PAD a 15/08/18	54
<b>Tabla 3.</b> Datos promedio de inyección por pozo del PAD	71
<b>Tabla 4.</b> Porcentaje de error por pozo y raíz del error cuadrático medio en cuanto a tasa de inyección del caso base	90
<b>Tabla 5.</b> Porcentaje de error por pozo y raíz del error cuadrático medio en cuanto a presión en cabeza de pozo del caso base	90
<b>Tabla 6.</b> Tasas de inyección de agua reales medidas en campo y simuladas en PIPESIM para el caso “Homogenización de las condiciones de inyección y rediseño de los equipos de bombeo”	93
<b>Tabla 7.</b> Perdidas de presión en los choques simulados en PIPESIM para el caso actual y el caso “Homogenización de las condiciones de inyección y rediseño de los equipos de bombeo”	94
<b>Tabla 8.</b> Condiciones de operación de las bombas simuladas en PIPESIM para el caso actual y el caso “Homogenización de las condiciones de inyección y rediseño de los equipos de bombeo”	95
<b>Tabla 9.</b> Presión de descarga de las bombas simuladas en PIPESIM para el caso base y el caso “Homogenización de las condiciones de inyección y rediseño de los equipos de bombeo”	96
<b>Tabla 10.</b> Caballos de fuerza de las bombas simuladas en PIPESIM para el caso base y el caso “Homogenización de las condiciones de inyección y rediseño de los equipos de bombeo”	96
<b>Tabla 11.</b> Cantidad de ahorro en cuanto a consumo de energía del caso “Homogenización de las condiciones de inyección y rediseño de los equipos de bombeo”	97
<b>Tabla 12.</b> Costos de levantamiento para caso “Homogenización de las condiciones de inyección y rediseño de los equipos de bombeo”	98
<b>Tabla 13.</b> Porcentaje de error por pozo y raíz del error cuadrático medio en cuanto a tasa de inyección del caso “Separación de la inyección de los pozos de mayor presión y rediseño de los equipos de bombeo”	101
<b>Tabla 14.</b> Perdidas de presión en los choques simulados en PIPESIM para el caso actual y el caso “Separación de la inyección de los pozos de mayor presión y rediseño de los equipos de bombeo”	102
<b>Tabla 15.</b> Condiciones de operación de las bombas simuladas en PIPESIM para el caso actual y el caso “Separación de la inyección de los pozos de mayor presión y rediseño de los equipos de bombeo”	103
<b>Tabla 16.</b> Presión de descarga de las bombas simuladas en PIPESIM para el caso base y el caso “Separación de la inyección de los pozos de mayor	



presión y rediseño de los equipos de bombeo”	104
<b>Tabla 17.</b> Caballos de fuerza de las bombas simuladas en PIPESIM para el caso base y el caso “Separación de la inyección de los pozos de mayor presión y rediseño de los equipos de bombeo”	105
<b>Tabla 18.</b> Cantidad de ahorro en cuanto a consumo de energía del caso “Separación de la inyección de los pozos de mayor presión y rediseño de los equipos de bombeo”	105
<b>Tabla 19.</b> Costos de levantamiento para caso “Separación de la inyección de los pozos de mayor presión y rediseño de los equipos de bombeo”	106
<b>Tabla 20.</b> Costos de materiales y equipos requeridos para retrofit de 7 unidades de bombeo	108
<b>Tabla 21.</b> Costos de las obras de construcción y montaje requeridos por 7 unidades de bombeo	109
<b>Tabla 22.</b> Costos de ingenierías del caso “Homogenización de las condiciones de inyección y rediseño de los equipos de bombeo”	110
<b>Tabla 23.</b> Costos del gerenciamiento del caso “Homogenización de las condiciones de inyección y rediseño de los equipos de bombeo”	110
<b>Tabla 24.</b> Costos de comisionamiento del caso “Homogenización de las condiciones de inyección y rediseño de los equipos de bombeo”	111
<b>Tabla 25.</b> Costos de las inversiones de viabilidad del caso “Homogenización de las condiciones de inyección y rediseño de los equipos de bombeo”	111
<b>Tabla 26.</b> Costos de contingencias y escalación del caso “Homogenización de las condiciones de inyección y rediseño de los equipos de bombeo”	111
<b>Tabla 27.</b> Capex total para el caso “Homogenización de las condiciones de inyección y rediseño de los equipos de bombeo”	112
<b>Tabla 28.</b> Fases de maduración del proyecto de inversión para el caso “Homogenización de las condiciones de inyección y rediseño de los equipos de bombeo”	113
<b>Tabla 29.</b> Vida útil de las bombas que se retiran de la operación del PAD.	114
<b>Tabla 30.</b> Tarifa y variación de la tarifa del kWh por año	115
<b>Tabla 31.</b> Valor anual del ahorro de energía para el caso “Homogenización de las condiciones de inyección y rediseño de los equipos de bombeo”.	116
<b>Tabla 32.</b> Depreciación para el caso “Homogenización de las condiciones de inyección y rediseño de los equipos de bombeo”	117
<b>Tabla 33.</b> Modelo financiero para el caso “Homogenización de las condiciones de inyección y rediseño de los equipos de bombeo”	119
<b>Tabla 34.</b> Sensibilidad del VPN al ahorro de energía para el caso “Homogenización de las condiciones de inyección y rediseño de los equipos de bombeo”	121
<b>Tabla 35.</b> Costos de materiales y equipos requeridos para retrofit de 6 unidades de bombeo	123
<b>Tabla 36.</b> Costos de materiales y equipos requeridos para retrofit de 3 unidades de bombeo	124
<b>Tabla 37.</b> Costos de las obras de construcción y montaje requeridos por 9 unidades de bombeo	124

<b>Tabla 38.</b> Costos de ingenierías del caso “Separación de la inyección de los pozos de mayor presión y rediseño de los equipos de bombeo”	125
<b>Tabla 39.</b> Costos de gerenciamiento del caso “Separación de la inyección de los pozos de mayor presión y rediseño de los equipos de bombeo”	125
<b>Tabla 40.</b> Costos de comisionamiento del caso “Separación de la inyección de los pozos de mayor presión y rediseño de los equipos de bombeo”	126
<b>Tabla 41.</b> Costos de las inversiones de viabilidad del caso “Separación de la inyección de los pozos de mayor presión y rediseño de los equipos de bombeo”	126
<b>Tabla 42.</b> Costos de contingencias y escalación del caso “Separación de la inyección de los pozos de mayor presión y rediseño de los equipos de bombeo”	126
<b>Tabla 43.</b> Capex total para el caso “Separación de la inyección de los pozos de mayor presión y rediseño de los equipos de bombeo”	127
<b>Tabla 44.</b> Fases de maduración del proyecto de inversión para el caso “Separación de la inyección de los pozos de mayor presión y rediseño de los equipos de bombeo”	128
<b>Tabla 45.</b> Valor anual del ahorro de energía para el caso “Separación de la inyección de los pozos de mayor presión y rediseño de los equipos de bombeo”	130
<b>Tabla 46.</b> Depreciación para el caso “Separación de la inyección de los pozos de mayor presión y rediseño de los equipos de bombeo”	130
<b>Tabla 47.</b> Modelo financiero para el caso “Separación de la inyección de los pozos de mayor presión y rediseño de los equipos de bombeo”	131
<b>Tabla 48.</b> Sensibilidad del VPN al ahorro de energía para el caso “Separación de la inyección de los pozos de mayor presión y rediseño de los equipos de bombeo”	132
<b>Tabla 49.</b> Longitud equivalente de válvulas y accesorios en pies	140

## LISTA DE ECUACIONES

	<b>pág.</b>
<b>Ecuación 1.</b> Presión en el nodo de la curva inflow	70
<b>Ecuación 2.</b> Presión en el nodo de la curva outflow	70
<b>Ecuación 3.</b> Porcentaje de error para caudales	89
<b>Ecuación 4.</b> Porcentaje de error para presiones	89
<b>Ecuación 5.</b> Raíz del error cuadrático medio	89
<b>Ecuación 6.</b> Caballos de fuerza requeridos por los equipos de bombeo	97
<b>Ecuación 7.</b> Kilovatios hora consumidos por los equipos de bombeo	97
<b>Ecuación 8.</b> Capex base	111
<b>Ecuación 9.</b> Ahorro anual del mantenimiento de las bombas retiradas de la operación del PAD	114
<b>Ecuación 10.</b> Valor anual del ahorro de energía del PAD	116
<b>Ecuación 11.</b> Valor Presente Neto (VPN)	118

## LISTA DE ANEXOS

	<b>pág.</b>
<b>Anexo A.</b> Longitud equivalente de válvulas y accesorios	140

## ABREVIATURAS

<b>%E</b>	Porcentaje de error absoluto
<b>°</b>	Grados
<b>°F</b>	Grados Fahrenheit
<b>2D</b>	Dos dimensiones
<b>3D</b>	Tres dimensiones
<b>ANH</b>	Agencia Nacional de Hidrocarburos
<b>ANSI</b>	Instituto Nacional Estadounidense de Estándares
<b>API</b>	American Petroleum Institute
<b>Bbl/día</b>	Barriles por día
<b>BES</b>	Bomba Electrosumegible
<b>BOPD</b>	Barriles de petróleo por día
<b>BPD</b>	Barriles por día
<b>BS&amp;W</b>	Basic Sediment and Water
<b>BWPD</b>	Barriles de agua por día
<b>CAPEX</b>	Capital Expenditure (Costos de inversión)
<b>COP</b>	Peso colombiano
<b>COP/USD</b>	Peso colombiano por dólar americano
<b>ESP</b>	Electric Submersible Pump
<b>FCLD</b>	Flujo de caja libre descontado
<b>ft</b>	Pies
<b>FWKO</b>	Separador de agua libre
<b>Glb</b>	Global
<b>GLP</b>	Gas Liquid Ratio (Relación gas líquido)
<b>HP</b>	Caballos de fuerza
<b>HTC</b>	Cámara de empuje horizontal
<b>Hz</b>	Hertz
<b>in</b>	Pulgadas
<b>IPR</b>	Inflow Performance Relationship
<b>IVA</b>	Impuesto al valor agregado
<b>Kbbl</b>	Mil barriles
<b>KBWPD</b>	Mil barriles de agua por día
<b>kWh</b>	Kilovatio hora
<b>lb/ft</b>	Libra sobre pie
<b>Mbbl</b>	Millones de barriles
<b>MBWPD</b>	Millones de barriles de agua por día
<b>MD</b>	Profundidad medida
<b>MUSD</b>	Millones de dólares americanos
<b>MWh</b>	Megavatio hora
<b>N/A</b>	No aplica
<b>P</b>	Presión
<b>Pest</b>	Presión en el estrangulador
<b>P iny</b>	Presión de inyección

<b>PQ</b>	Cuantificador perceptual
<b>Pr</b>	Presión de yacimiento
<b>psi</b>	Libras por pulgada cuadrada
<b>psia</b>	Libras por pulgada cuadrada absolutas
<b>Psep</b>	Presión en el separador
<b>P/T</b>	Presión/Temperatura
<b>Pwf</b>	Presión de fondo fluyente
<b>Pws</b>	Presión estática de yacimiento
<b>Q</b>	Caudal
<b>RMSE</b>	Raíz del error cuadrático medio
<b>RPM</b>	Revoluciones por minuto
<b>RTJ</b>	Junta de anillo
<b>SCH</b>	Schedule
<b>STB/d</b>	Barril de tanque de almacenamiento por día
<b>TIO</b>	Tasa interna de oportunidad
<b>TOC</b>	Carbono orgánico total
<b>TRM</b>	Tasa representativa del mercado
<b>TVD</b>	Profundidad vertical verdadera
<b>Und</b>	Unidad
<b>USD</b>	Dólar americano
<b>USD/bbl</b>	Dólar americano por barril
<b>VFP</b>	Visual FoxPro
<b>VPN</b>	Valor presente neto

## GLOSARIO

**ACUIFERO:** formación geológica subterránea que almacena agua.

**ANTICLINAL:** plegamiento en el cual las rocas estratificadas buzan en sentido contrario (divergen) a partir de un plano denominado axial.<sup>1</sup>

**ARENISCA:** roca sedimentaria clástica que resulta de la consolidación y diagénesis de la acumulación de arena. De acuerdo con el contenido de sus elementos o de su cementante, la arenisca puede denominarse: Arcosa (predominio de partículas de cuarzo), grauvaca (predominio de feldespatos), arenisca arcillosa (cementante arcilla), arenisca limosa (cementante limo), entre otros.<sup>2</sup>

**BASIC SEDIMENT AND WATER (BS&W):** porcentaje de agua libre y sedimentos que contienen los hidrocarburos líquidos.

**CAMPO:** área donde existe una acumulación o grupo de acumulaciones de petróleo en el subsuelo que puede tener reservas separadas a diferentes profundidades. Usualmente, el termino campo se utiliza con la presunción magnitud económica.

**CAUDAL:** cantidad de fluido por unidad de tiempo que fluye en un determinado lugar.

**CHOQUE:** válvula que brinda la posibilidad de tener un flujo preciso de acuerdo a las necesidades de un pozo y que permite un control sobre la presión del rango operativo del mismo.

**COLUMNA ESTRATIGRÁFICA:** representación gráfica que describe la secuencia de rocas en una locación determinada.

**CUENCA:** estructura geológica cóncava, donde los buzamientos de los estratos convergen hacia un punto central. Depresión de la tierra donde se realiza la sedimentación.<sup>3</sup>

**ETAPAS:** longitud requerida para que una bomba pueda realizar la acción de bombeo.

---

<sup>1</sup> JORDE DÁVILA BURGA. Diccionario geológico. 2011. p. 60.

<sup>2</sup> Ibid. p.69.

<sup>3</sup> Ibid. p.226.

**FORMACIÓN:** es una secuencia de rocas, generalmente de características semejantes, en cuanto a litología, fósiles y edad. Por lo tanto poseen una facies semejante, cuencas de deposición semejantes y cercanas, y fuentes de aportes de materiales también semejantes. Algunas formaciones tiene gran extensión territorial.<sup>4</sup>

**GRAVEDAD API:** escala de gravedad específica desarrollada por Instituto Estadounidense del Petróleo (API), que cumple la finalidad de medir la densidad relativa de diferentes líquidos de petróleo, se expresa en grados.

**ÍNDICE DE INYECTIVIDAD:** relación entre el caudal de inyección y el exceso de presión que el fluido inyectado debe tener para entrar a un sistema petrolífero.

**MONOCLINAL:** estructura inclinada de rocas estratificadas que siguen un rumbo definido, que cambian de buzamiento en determinado trecho y recuperan el buzamiento original.<sup>5</sup>

**PAD:** área con arreglo de varios pozos inyectores donde concentra la actividad de inyección.

**POZO:** perforación realizada en el suelo, que cumple la finalidad de hallar y extraer hidrocarburos.

**POZO DISPOSAL:** pozo con el cual se realiza la inyección de agua de producción a un formación subterránea.

**PRESIÓN:** fuerza ejercida por unidad de área, usualmente es medida en unidades de campo en psi.

**RE-INYECCIÓN DE AGUA:** operaciones y equipos requeridos para el tratamiento y bombeo del agua de formación hacia pozos disposal.

**RETROFIT:** implementación de nuevas tecnologías o características a sistemas más antiguos.

**STAND BY:** termino utilizado para referirse a los equipos que se encuentran instalados en ciertos sistemas, pero que permanecen apagados debido a que son el reemplazo de los equipos fijos de la operación, cuando estos presentan algún problema que los inactive.

**SOFTWARE:** programa de computo que incluye instrucciones, datos y procedimientos detallados que controlan una operación y permiten realizar tareas

---

<sup>4</sup> Ibid. p.341.

<sup>5</sup> Ibid. p.561.



en un sistema informático.

**SURVEY:** reporte de medición del trayecto de un pozo a medida que es perforado, donde se presenta su inclinación y profundidad total.

**VALOR PRESENTE NETO (VPN):** indicador financiero utilizado con el fin de determinar la viabilidad de un proyecto a futuro.

**VALOR U:** coeficiente de transferencia de calor o medida de la propiedad térmica de una tubería.

**VERTIMIENTO:** disposición de un residuo líquido doméstico, industrial, urbano agropecuario, minero, etc.

## RESUMEN

**TÍTULO:** OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA DE UN PAD DEL CAMPO RUBIALES MEDIANTE LA EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE LOS POZOS Y EL REDISEÑO DE LOS EQUIPOS DE BOMBEO.

### **DESCRIPCIÓN:**

Este proyecto se desarrolla a partir de la búsqueda continua de ECOPETROL S.A como operadora de Campo de Rubiales (ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales), de realizar alternativas para incrementar el límite económico del activo a través de la optimización de los diferentes procesos que se llevan a cabo en el campo, identificando el manejo del agua de producción como uno de los factores más críticos para el éxito de la operación, debido a que por cada barril de petróleo producido se extraen 30 barriles de agua y por que el 92% del total del agua producida se inyecta a la formación mediante pozos disposal, trabajo que consume el 42% del total de la energía utilizada en el campo.

Con lo mencionado anteriormente, se plantean dos estrategias de optimización para el sistema de inyección de agua de uno de los 7 PAD's del Campo Rubiales, las cuales contemplan la realización de un rediseño de los equipos de bombeo presentes en el proceso para ambos casos y la homogenización de las condiciones de inyección de los pozos en la primera alternativa o la separación de la inyección de los pozos con mayor presión en cabeza en la segunda alternativa.

Utilizando el software PIPESIM, se modela el sistema de inyección de agua del PAD desde el CPF (fuente) hasta los pozos de inyección (sumideros) teniendo en cuenta la información de parámetros operativos, y a su vez se desarrollan los modelos de los dos casos de optimización previamente planteados, con el fin de analizar el impacto que estos escenarios ejercen sobre los puntos de desperdicio de energía y el consumo energético del proceso.

A partir de los resultados obtenidos de las simulaciones realizadas en PIPESIM, se evalúan financieramente las dos alternativas por medio del indicador Valor Presente Neto (VPN).

### **PALABRAS CLAVE:**

- PIPESIM
- Análisis nodal
- Inyección de agua
- Pozos disposal
- Rediseño

## INTRODUCCIÓN

En materia de optimización de las operaciones de un campo petrolero, la simulación se ha convertido en una herramienta fundamental para el ingeniero de petróleos al momento de tomar decisiones acertadas, ya que le permite modelar las condiciones de actuales de los sistemas y predecir comportamientos futuros.

Este trabajo busca optimizar el sistema de inyección de agua de un PAD del Campo Rubiales, a través de la evaluación del potencial de sus pozos asociados, con el fin de disminuir el alto consumo de energía requerido para su operación.

Inicialmente, se plantearán dos estrategias de optimización que implican realizar un rediseño de los equipos de inyección de agua como lo son las bombas y restricciones que se encuentran instalados y operando actualmente en el sistema, para de esta manera, generar una reducción equivalente al 20% de la energía consumida actualmente en el proceso.

Para el diseño de los modelos y su posterior evaluación técnica, se utilizará como herramienta principal el software de simulación PIPESIM, cuyos derechos de autor pertenecen a Schlumberger, ya que este programa permite simular el comportamiento del sistema de inyección de agua del PAD tanto para la condición actual de operación y sus posibles alternativas.

Por ultimo, se evaluarán financieramente las dos estrategias de optimización por medio del indicador Valor Presente Neto (VPN).

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Optimizar el sistema de inyección de agua de un PAD del Campo Rubiales mediante la evaluación del potencial de los pozos y el rediseño de los equipos de bombeo.

### **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- 1.** Describir las generalidades del Campo Rubiales, de la Cuenca de los Llanos Orientales (LLA).
- 2.** Describir las características del PAD de inyección de agua del Campo Rubiales.
- 3.** Plantear estrategias de optimización para la disminución del consumo de energía generado en el proceso de inyección de agua del PAD.
- 4.** Realizar la simulación del proceso de inyección de agua actual del PAD y de sus posibles alternativas de operación mediante el software de simulación PIPESIM®.
- 5.** Realizar un análisis técnico de las alternativas propuestas para el rediseño de los equipos de inyección de agua utilizando los resultados de las simulaciones.
- 6.** Evaluar financieramente el impacto de las alternativas determinadas para la reducción del consumo de energía mediante el indicador Valor Presente Neto (VPN).

## **1. GENERALIDADES DEL CAMPO RUBIALES**

En este capítulo se realiza una descripción de las generalidades del Campo Rubiales, el cual se encuentra ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales. Se abarcan temas como su historia, localización geográfica, marco geológico y su producción e inyección histórica.

### **1.1 HISTORIA DEL CAMPO**

La historia de Campo Rubiales inicia en 1981 mediante al programa de exploración “Llanos Heavy Oil”, por medio de los contratos de asociación Rubiales y Pirirí.

Exxon fue la primera compañía en realizar la exploración del campo a través de su subsidiaria en Colombia (Intercol), que en febrero del mismo año comprobó presencia de hidrocarburos (Petróleo pesado de 13,5° API) en el área, específicamente en las areniscas basales de la Formación Carbonera, con la perforación del pozo RB-0001, el cual alcanzó una profundidad de 3.100 pies.

En 1982 se perforan los pozos RB-0002 y RB-0003, mostrando de la misma manera que su predecesor, acumulación de hidrocarburos. Entre los años 1983 y 1988 no se realizaron actividades de perforación.

En 1988, ECOPETROL S.A, Tethys Petroleum Company Limited, Turnsector Limited y Stralstake Limited, celebraron un contrato de exploración y explotación y el Ministerio de Minas y Energía mediante la Resolución 000522 de Febrero de 1989 aprobó el Contrato de Participación de Riesgo Rubiales.

A pesar de la perforación de más pozos a mano de diferentes compañías, no fue posible llevar a cabo la explotación del campo, debido a la situación económica mundial y local, así como, la situación social del país, la complejidad del yacimiento, los precios del crudo en la época, la falta de acceso y la inseguridad, causando que la comercialidad del campo fuera negada y por ende, que se aplicara la cláusula 11, regulando la explotación bajo la modalidad de “Solo Riesgo” por parte de la asociada.

Desde el año de 1995 no se realizaron trabajos de perforación en el campo por problemas sociales en el área, hasta el 2001, cuando se perfora el primer pozo horizontal del campo (RB-0022H) sin éxito, debido a problemas mecánicos.

Solo hasta 2003 se declara la comercialidad del campo con un área estimada de 56.900 hectáreas y Meta Petroleum Limited (filial de Pacific E&P), asume la operación de Rubiales en reemplazo de Tethys Petroleum Company.

En abril de 2006, ECOPETROL S.A anuncia que aplicaría su derecho contemplado en el contrato y entraría a participar en la operación del Campo Rubiales, terminando así con la etapa de explotación bajo la modalidad de “Solo Riesgo” decretada por El Ministerio de Minas y Energía para la explotación de los contratos de participación de Riesgo Rubiales y Asociación Pirirí mediante la Resolución 6-026 del 10 de abril de 1997.

A partir de esta decisión se formó una sociedad conformada por ECOPETROL S.A y Metapetroleum Limited (ECOPETROL S.A 60%, Metapetroleum 40%) con terminación de contrato a fecha del 30 de junio de 2016, iniciando en el año 2006 el desarrollo del campo con una perforación de pozos en su mayoría horizontales.

Para el año 2007 Pacific Rubiales Energy adquirió Metapetroleum Limited, convirtiéndose en el operador del campo hasta el 30 de junio de 2016. Esta empresa logro un acumulado de 455,8 Mbbl extraídos de 610 pozos activos (1.192 pozos perforados a la fecha de terminación).

Desde el 2010, ECOPETROL S.A inició la construcción de sus primeros modelos petrofísicos, geo-estadísticos y numéricos y a partir de 2012, la Gerencia de Desarrollo de Yacimientos de la compañía continuó con los modelos de yacimientos, los cuales han permitido caracterizar el yacimiento y definir el comportamiento futuro del mismo.

Al terminar los contratos Rubiales y Pirirí, ECOPETROL S.A se convirtió en el operador del campo y obtuvo el 100% de la producción y de las reservas a la fecha.

## **1.2 LOCALIZACIÓN**

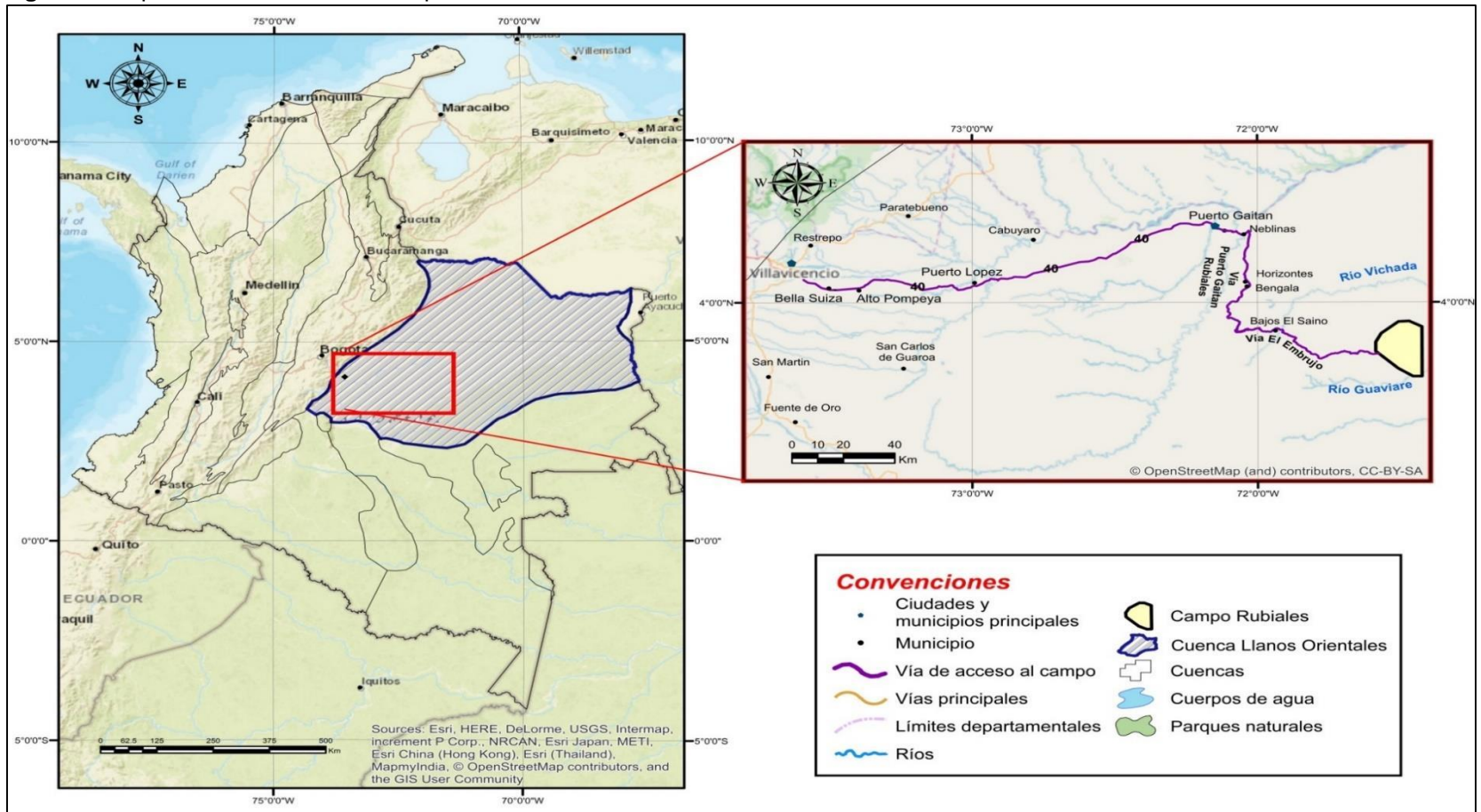
El Campo Rubiales cuenta un área total de 150.847 acres y se encuentra localizado como se puede ver en la **Figura 1**, al Sureste de los Llanos Orientales Colombianos, a una distancia de 465 km de la ciudad de Bogotá. Este campo está en jurisdicción del municipio de Puerto Gaitán (Meta) a 160 km de su casco urbano.

El activo se ubica en una altillanura dividida por los afluentes del Caño Rubiales y del río Tillavá, cuenca alta del río Vichada. Su formación productora es la unidad C7 de la Formación Carbonera.

El campo tiene acceso aéreo privado (Pista Aérea Morelia), lo cual permite el desplazamiento desde y hacia Bogotá D.C. y Villavicencio de una manera sencilla y rápida; también es posible acceder al mismo llegando al Aeropuerto Vanguardia de la ciudad de Villavicencio, para luego realizar el desplazamiento de manera terrestre hasta el campo.

El desplazamiento terrestre desde Bogotá se inicia en la salida sur de la ciudad tomando la Ruta Nacional 40 que conecta a Bogotá con Villavicencio. Esta ruta, es en su mayoría de doble calzada y cuenta con 6 peajes desde Bogotá D.C. hasta Puerto Gaitán, atravesando los municipios de Quetame, Chipaque, Guayabetal y sectores como Piripal y Chiraja. Siguiendo la misma Ruta Nacional 40, desde Villavicencio se sale por el Este para llegar a la Vía Puerto Gaitán-Rubiales, recorriendo 180 km y cruzando los municipios Puerto López, Puerto Gaitán y el sitio de Neblinas. Para finalizar el recorrido se toma la Vía El Embrujado durante 68 km hasta llegar al Campo.

**Figura 1.** Mapa de localización del Campo Rubiales, Cuenca de los Llanos Orientales, Colombia.



**Fuente:** SAAVEDRA, Stiven y SAENZ, Kevin. Direccionamiento de la gestión del proceso de vertimiento de agua industrial del Campo Rubiales al Caño Rubiales. Fundación Universidad de América. Bogotá. 2018. p. 29.



### 1.3 MARCO GEOLÓGICO

Por ser de gran importancia conocer el sistema petrolífero regional, en esta sección se presentará su columna estratigráfica, junto con la información correspondiente de cada una de sus unidades litoestratigráficas; también se tratarán temas como la geología estructural de la cuenca, así como la geología del petróleo.

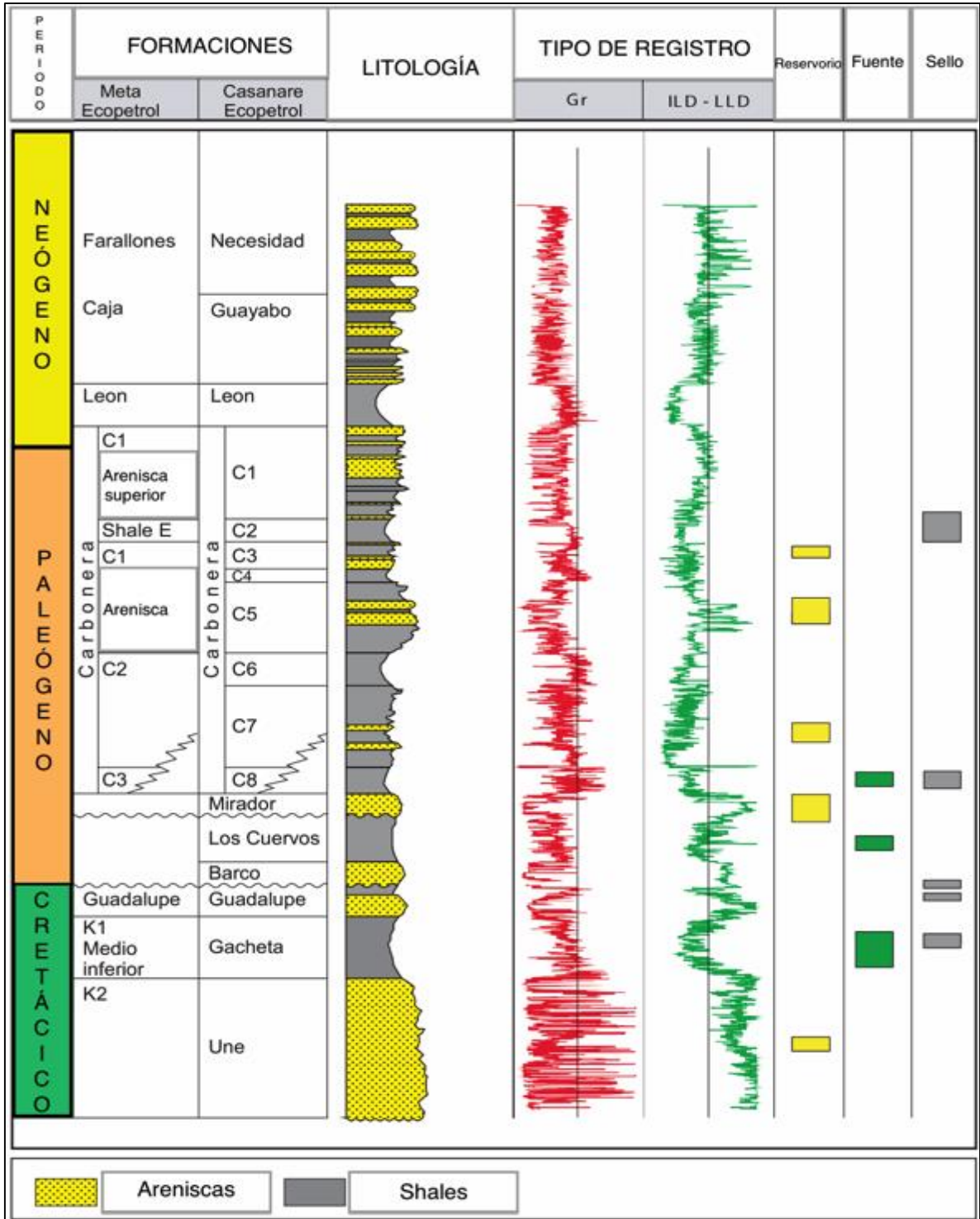
**1.3.1 Columna Estratigráfica.** La Cuenca de los Llanos Orientales se encuentra ubicada al noreste de Colombia y su evolución comenzó en el Paleozoico con una fase de ruptura.

En la estructura geológica de la misma aparecen rocas cristalinas del basamento de edad arcaico-proterozoico temprano y proterozoico tardío, así como formaciones sedimentarias del Paleozoico, Mesozoico y Cenozoico.<sup>6</sup> En la **Figura 2** se muestra el detalle de las formaciones de la cuenca junto con su litología, edad geológica y su sistema petrolífero.

---

<sup>6</sup> UNION TEMPORAL KPITAL GEOFISICA. Proyecto Sísmico Llanos 2D, Informe final de procesamiento e interpretación. Tomo 1. 2006. p.15.

**Figura 2.** Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca de los Llanos Orientales.



**Fuente:** elaboración propia, con base en. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Bogotá. 2007. p. 70.

**1.3.2 Estratigrafía.** Estratigráficamente la producción de la cuenca se extrae de un yacimiento (Formación Carbonera) clástico de edad terciaria el cual fue depositado en un ambiente fluvial con evidencia transicional al oeste. Para un mayor entendimiento del sistema, se informará sobre las unidades que conforman la columna estratigráfica mostrada en la **Figura 2**.

**1.3.2.1 Formación Une.** Esta formación va aumentando su espesor hacia el Noroeste y está compuesta por grano medio a grueso de areniscas cuarzosas moderadamente compactadas con ciertas intercalaciones de lutitas y limolitas carbonosas. Es un yacimiento excelente, incluso a altas profundidades de enterramiento, presentando un valor de cero en el límite de erosión o no deposición en el oriente y sureste; siendo productora de aceite en el sector de los campos Apiay – Suria.<sup>7</sup>

**1.3.2.2 Formación Gachetá.** Se encuentra constituida por una secuencia de lutitas de tonos que van desde el gris al gris oscuro, con cierta cantidad de areniscas limpias de arcilla, pero que comúnmente presentan contenido de glauconita y calcita de cemento, su espesor incrementa hacia el noroccidente y es una formación productora en diferentes campos de la cuenca.<sup>8</sup>

**1.3.2.3 Formación Guadalupe.** Esta formación parece ser de una edad Campaniense y presenta una secuencia de areniscas masivas, con pequeñas intercalaciones de lutitas y algunas capas de carbón. Su mayor espesor se encuentra al sur en las zonas de Vanguardia-1, Cumaral-1 y Medina-1, con más de 600 pies. En general, como las demás formaciones del Cretáceo, el espesor de esta formación aumenta hacia el piedemonte, siendo al igual que las anteriores, productora en la cuenca.<sup>9</sup>

**1.3.2.4 Formaciones Barco y Los Cuervos.** No es posible encontrar estas dos formaciones al sur, en las zonas de Apiay – Ariari y al norte, en Caño Limón ya que únicamente están presentes en el borde occidental de la Cuenca de los Llanos Orientales. En Casanare, sus depósitos continentales son areniscas masivas, pobremente clasificadas en la base de la Formación Barco y suprayacidas por lutitas de color gris o gris verdoso, con intercalaciones de capas delgadas de carbón y de areniscas en la Formación Los Cuervos, mientras que en Arauca, la Formación Barco está constituida por areniscas cuarzosas masivas de grano fino a grueso, con intercalaciones de lutitas y la Formación Los Cuervos está constituida por lutitas de color gris, intercaladas con areniscas de grano muy fino a medio. Los contactos de estas rocas con las secuencias inferiores y superiores son discordantes y sus espesores aumentan de manera regular y

---

<sup>7</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca Llanos Orientales. Integración Geológica de la Digitalización y el Análisis de Núcleos. 2012, p. 48.

<sup>8</sup> Ídem.

<sup>9</sup> Ídem.

rápida hacia el occidente, superando los 1.000 pies en los primeros corrimientos de la cordillera.<sup>10</sup>

**1.3.2.5 Formación Mirador (Unidad T2).** Es considerada como el reservorio más importante de la cuenca, presenta areniscas masivas con diferentes granulometrías, compuestas por cuarzo, materia orgánica leñosa, glauconita y algunas veces feldespatos con muy buenas propiedades petrofísicas. Se acuña hacia el sureste y hacia el este de la cuenca pero su límite litológico es difícil de definir por la falta de información bioestratigráfica que la confunde con areniscas de la base de la Formación Carbonera. Su espesor incrementa hacia el Occidente, hasta llegar a 950 pies en el pozo Floreña-1.<sup>11</sup>

**1.3.2.6 Formación Carbonera.** Esta secuencia litológica presenta un espesor regional que varía entre los 1.200 pies al norte de la cuenca y los 8.200 pies al Sur de la misma. El Aquitaino dividió la formación en 8 unidades operacionales (C1 a C8), donde los niveles pares son transgresivos, fino granulares e importantes sellos regionales, mientras que los impares son regresivos, arenosos, productores de hidrocarburos en varios sectores de la cuenca desde C7 a C3, especialmente en C7; todas estas unidades de base a tope se van acuñando hacia el Sureste y Este de la cuenca.<sup>12</sup> La Formación Carbonera se encuentra presente en toda área del Campo Rubiales.

- **Unidad C7.** Está compuesta por areniscas de color crema a parduzco, de grano fino a medio, intercaladas con conglomerado depositados en un ambiente marino somero, deltaico y continental; estas se encuentran separadas por niveles de arcillolita de color gris a verduzco, en la parte central de la cuenca pueden alcanzar de 250 a 280 pies de espesor.<sup>13</sup>

Esta unidad también recibe el nombre de “Arenas Basales” y corresponde al yacimiento del Campo Rubiales. En el tope cuenta con una sucesión de arenas de cuarzo y variaciones de grano fino a grueso bien seleccionadas, con ciertas intercalaciones de láminas de carbón. Esta área es la principal productora del campo, ya que se ha encontrado acumulación de hidrocarburos en la mayoría de pozos perforados, pero sus zonas media e inferior no son unidades de interés comercial ya que allí se encuentra el contacto agua-petróleo.

**1.3.2.7 Formación León.** Se encuentra compuesta en su mayoría por capas gruesas de lutitas grises y representa la última invasión de los mares terciarios en

---

<sup>10</sup> Íbid, p. 49.

<sup>11</sup> Ídem.

<sup>12</sup> Íbid, p. 50.

<sup>13</sup> Íbid, p. 51.

esta cuenca. Sus máximos espesores se pueden observar en las zonas de Chaparral-1 a más de 2.500 pies y Arauca-1 a 1.980 pies.<sup>14</sup>

**1.3.2.8 Formación Guayabo.** Esta formación es la última sedimentación de la cuenca, su espesor es de más de 13.000 pies en el piedemonte de la cordillera, se encuentra compuesta por arcillolitas muy solubles de tonos grises a pardo rojizos, y areniscas mal seleccionadas, finas a muy gruesas, con ciertos niveles de conglomerados. En su base presenta influencia marina y en su tope fluvial marino a continental. En el sector de Arauca la secuencia de rocas de la Formación Guayabo recibe nombres como Formación Isnotu, Formación Palmar y Formación Bejitoque.<sup>15</sup>

**1.3.3 Geología Estructural.** La Cuenca de los Llanos Orientales es definida como una cuenca de ante-país y debido a que casi 70 campos petroleros se han descubierto en ella, es vista como uno de los objetivos exploratorios más importantes para la industria de los hidrocarburos. Campo Rubiales, es uno de esos campos y constituye una estructura monoclinal con buzamiento de 1° al Noroeste.

Según la ANH<sup>16</sup> esta cuenca es la más prolífica de Colombia, y sus límites geomorfológicos son, al norte la frontera Colombo-Venezolana, al sur se extiende hasta la Macarena, el Arco Vaupés y la evidencia de rocas metamórficas precámbricas aflorando al sur del río Guaviare, de otra parte, el límite oriental se establece por la aparición de rocas plutónicas precámbricas de El Escudo de Guyana y al oeste se encuentra un sistema de empuje frontal perteneciente a La Cordillera Oriental como se puede ver en la **Figura 3**.

Se trata de una cuenca asimétrica que está conformada por sedimentos terciarios y cretácicos ubicados de manera discordante sobre el Paleozoico o rocas más antiguas, esta se levanta progresivamente en dirección Oeste – Sureste y es afectada por fallas normales e inversas con saltos variables que algunas veces son imperceptibles en la sísmica convencional.

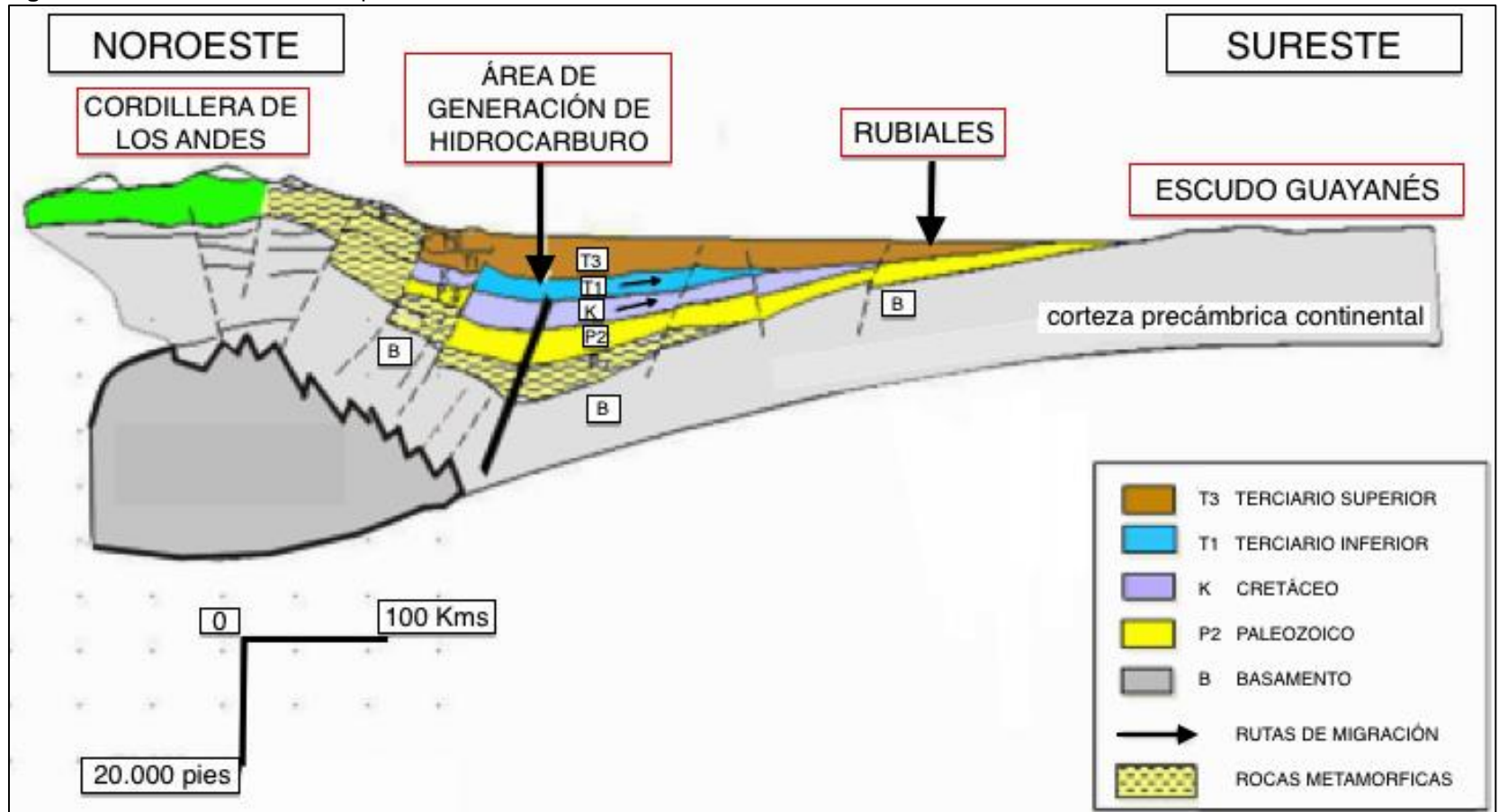
---

<sup>14</sup> Íbid, p. 52.

<sup>15</sup> Ídem.

<sup>16</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. 2007. p. 40.

**Figura 3.** Sección transversal esquemática de la Cuenca de los Llanos Orientales.



Fuente: elaboración propia, con base en. ECOPETROL S.A.

**1.3.4 Geología del Petróleo.** El sistema petrolífero de la Cuenca de los Llanos Orientales presenta los parámetros mostrados a continuación.

**1.3.4.1 Roca Generadora.** Las rocas fuente de esta cuenca, están localizadas debajo del flanco Este de la Cordillera Oriental y se encuentran compuestas por shales de tipo mixto (Marino-Continental) pertenecientes a la Formación Gachetá con kerogeno tipo II y III, un TOC que varía del 1% al 3% con espesores efectivos entre 150 y 300 pies.<sup>17</sup>

**1.3.4.2 Roca Reservorio.** Las areniscas pertenecientes a la Formación Carbonera, específicamente las unidades C3, C5 y C7, así como la Formación Mirador son excelentes reservorios. También se pueden encontrar reservorios de buena calidad en la secuencia Cretácica dentro de algunos intervalos de areniscas. Su espesor sedimentario aumenta en dirección Este-Oeste y puede pasar de unos pocos pies hasta 180 pies, mientras que su porosidad disminuye del 30% a casi el 10% en la misma dirección.<sup>18</sup>

**1.3.4.3 Migración.** En esta cuenca se han documentado dos pulsos de migración, el primero durante el Eoceno-Oligoceno alto y el segundo que comenzó en el Mioceno y continúa en el presente.<sup>19</sup> Los hidrocarburos allí encontrados migraron desde el piedemonte hasta su sitio de acumulación.

**1.3.4.4 Roca Sello.** Compuesta por capas gruesas de lutitas griseas pertenecientes a la Formación León. Esta formación ha sido considerada como el sello regional de esta cuenca; sin embargo los miembros C2, C4, C6 y C8 pertenecientes a la Formación Carbonera actúan como sellos intraformacionales locales.

**1.3.4.5 Trampa.** La perforación de tipo exploratoria, se ha concentrado desde las zonas normales de la cuenca hasta sus fallas, por lo que anticlinales de falla inversa mal probados, anticlinales de bajo relieve y trampas estratigráficas como canales son objetivos con un alto potencial de exploración.<sup>20</sup> Las trampas del Campo Rubiales son de tipo estructural-estratigráfico-hidrodinámico.

---

<sup>17</sup> *Íbid*, p. 71.

<sup>18</sup> *Ídem*.

<sup>19</sup> *Ídem*.

<sup>20</sup> *Ídem*.

## 1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO

El principal evento del campo fue su descubrimiento en 1981 cuando se obtiene una producción de 12,20 BOPD y 3,65 BWPD y es solo hasta 1988 que se firma el primer contrato de exploración y explotación y desde ese momento hasta 2005 son perforados solo 37 pozos verticales y un horizontal fallido.

Una vez Pacific Rubiales Energy adquiere a la operadora del campo Metapetroleum Limited en el año 2007 y hasta 2015 se perforan más de 1.000 pozos con un porcentaje de pozos horizontales que alcanza el 70%, lo que llevó a la producción del campo a un pico máximo de 212.115 BOPD en septiembre del 2013. A enero 2019, el campo produjo un aproximado de 122.499 BOPD y 3'779.790 BWPD como se puede ver en la **Gráfica 1**.

**1.4.1 Método de producción.** Campo Rubiales cuenta con un empuje hidrodinámico, influenciado por un acuífero activo. Este esquema de producción ha terminado afectando la presión del yacimiento y genera altos cortes de agua, sin la energía suficiente como para levantar los fluidos de manera natural, es por esto que fue necesaria la implementación de sistemas de levantamiento artificial desde el año 2002, utilizando Bombeo por Cavidades Progresivas (PCP) para pozos verticales y posteriormente en el año 2007 Bombeo Electro Sumergible (ESP) en pozos horizontales.

**1.4.2 Tiempo de producción.** Aunque el primer pozo fue perforado en 1981, es hasta el año 2000 que el campo comienza a registrar producción de manera rentable; desde ese momento, la producción de petróleo y agua ha ido incrementando, volviéndose evidente que el volumen de agua ha superado al de petróleo producido el cual van decreciendo, fenómeno que se hace cada vez más notorio en la actualidad.

**1.4.3 Número de pozos.** Con base en lo reportado por ECOPETROL S.A, para febrero de 2019 se cuenta con 1.699 pozos perforados (productores, incluyendo los side tracks geológicos), de los cuales 608 se reportaban como abandonados, 548 como inactivos y 543 como activos, con un total de 51 pozos inyectoros (disposal) activos.

**1.4.4 Características del yacimiento.** El crudo extraído de este yacimiento es pesado, presenta una gravedad API promedio de 12,5, un contenido de gas en solución que es despreciable y un corte de agua que alcanza el 96,7%. En la **Cuadro 1** se encuentran descritas las características del yacimiento y propiedades del crudo presente.



**Cuadro 1.** Características del crudo de Campo Rubiales (Unidad C7).

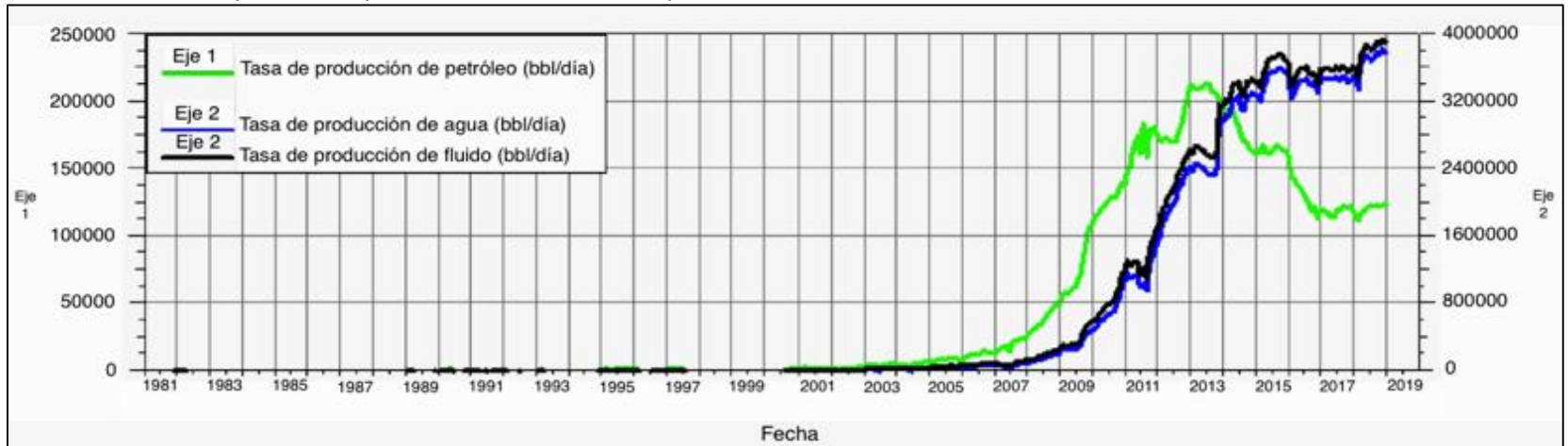
Parámetro	Unidades	Referencia
Tipo de formación		Arenisca no consolidada
Temperatura de yacimiento promedio	°F	148,7
Presión de yacimiento promedio al datum	Psi	1.080
Datum	ft	2.716
Pb	Psi	80
Compresibilidad promedio @ Ty, (P1=Py P2=Pb)	Psi <sup>-1</sup>	4,99E-06
Bod @ Pb	Vol/Vol	1,01254
Salinidad	ppm	830
Gravedad API	°API	12,5
Relación gas petróleo	SCF/STB	5
Densidad del petróleo @ Pb y Ty	gr/cc	0,919
Viscosidad del petróleo muerto @ 122°F	cP	762-1.500
Viscosidad del petróleo muerto @ 150°F	cP	260
Viscosidad del petróleo muerto @ 210°F	cP	35-72
Viscosidad del petróleo vivo @ Ty y Py	cP	347

**Fuente:** CLAVIJO GUTIÉRREZ, Valery Tatiana y MURILLO PARRA, Angie Carolina. Modelamiento y análisis del manejo de fluidos del sistema de recolección de la Troncal 4 de Campo Rubiales. Fundación Universidad de América. Bogotá. 2017. p. 38.

**1.4.5 Curva de producción acumulada.** Aunque en un principio el desarrollo de Campo Rubiales se vio retrasado por la situación social del país y en el 2013 la producción de petróleo empezó a decaer como se observa en la **Gráfica 1** donde se muestran las tasas de producción promedio, este campo fue el responsable del 15,9% correspondiente a la producción total de petróleo en la región durante el 2015, consolidándolo como el campo más grande de Colombia en ese mismo año.

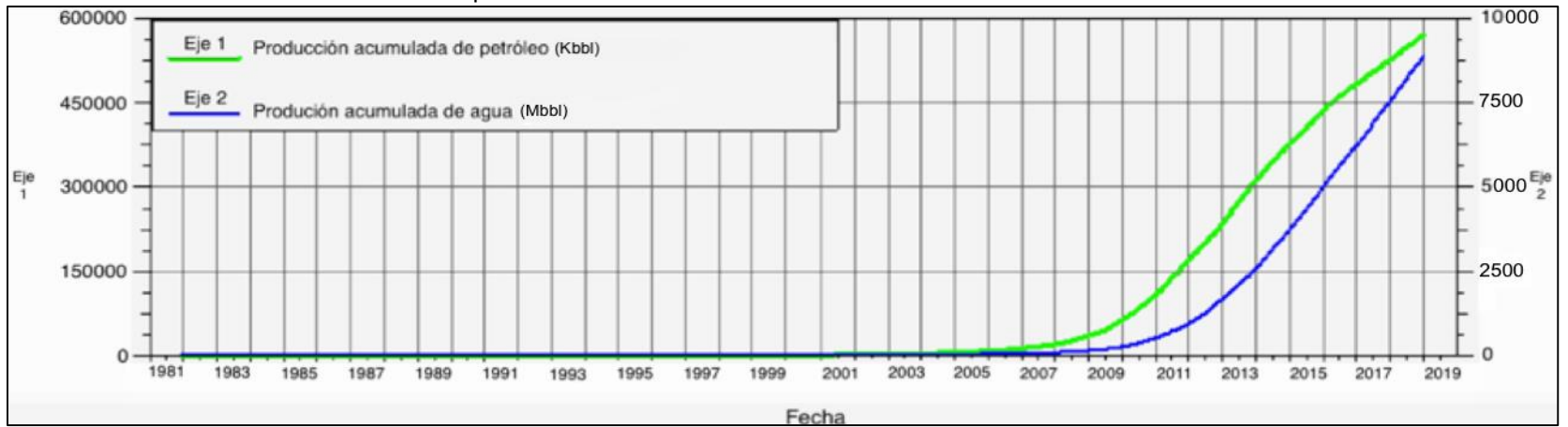
Como se puede ver en la **Gráfica 2** donde se presenta la curva de producción acumulada del campo, a 31 de enero del año 2019 se han extraído del yacimiento volúmenes acumulados que oscilan alrededor de los 569'094.598 bbl de petróleo y 8.844'483.214 bbl de agua.

**Gráfica 1.** Tasas de producción promedio mensual de Campo Rubiales.



**Fuente:** elaboración propia, con base en. SCHLUMBERGER. Software OFM.

**Gráfica 2.** Producción acumulada de Campo Rubiales.



**Fuente:** elaboración propia, con base en. SCHLUMBERGER. Software OFM.

## 1.5 HISTORIA DE INYECCIÓN DEL CAMPO

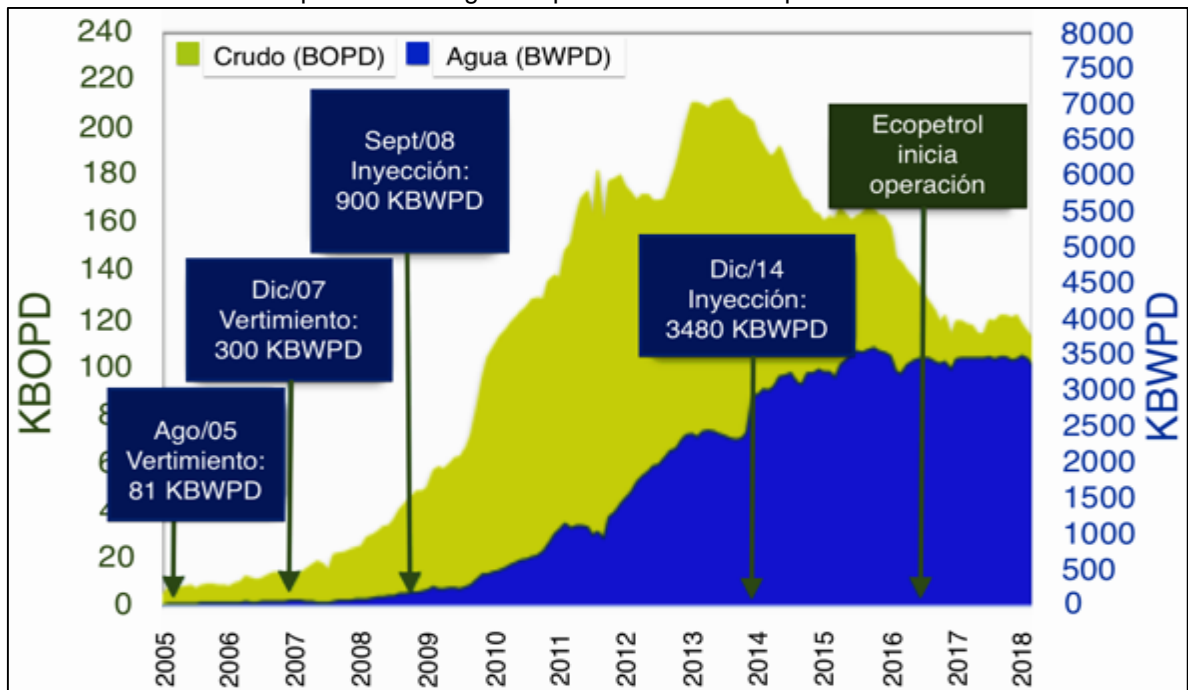
Las operaciones de inyección realizadas en Campo Rubiales a través de los años, han sido de vital importancia para su historia de producción, debido a los altos cortes de agua.

En la actualidad, por cada barril de petróleo producido se extraen 30 barriles de agua, es por esto que la re-inyección de agua a la formación, ha generado la posibilidad de disponer el mayor porcentaje de este fluido a través de 7 PAD, convirtiéndose en una actividad fundamental para mantener los niveles de producción de petróleo.

En el año 2001 se le otorga al campo la disposición de agua mediante el vertimiento al Caño Rubiales con un volumen aprobado de 27 KBWPD; éste fue incrementado en los años siguientes, hasta que en el 2007 se llega al límite de 300 KBWPD, provocando que en ese mismo año la estrategia se viera limitada debido al incremento natural de la producción de agua.

En el año 2008, se inició la disposición del agua de producción en la sistema petrolífero de la Formación Carbonera con un volumen de 900 KBWPD, que en el año 2014 aumenta a 3480 KBPD como se puede ver en la **Gráfica 3** donde se ilustra brevemente la historia de disposición de agua del campo hasta que ECOPETROL S.A entra como operadora del mismo.

**Gráfica 3.** Historia de disposición del agua de producción de Campo Rubiales.



Fuente: ECO PETROL S.A. 2019.

**1.5.1 Permisos y licencias de disposición.** El 16 de marzo de 2001 a Campo Rubiales se le otorga una Licencia Ambiental Global mediante la Resolución 233, donde se le concede el permiso de verter 27 KBWPD y a partir de esa fecha, la resolución ha contado con numerosas modificaciones, en la **Cuadro 2** se encuentran descritos los cambios realizados a la misma desde el 2001, hasta el año 2014, todos, en razón al aumento de la producción de agua,

**Cuadro 2.** Modificaciones realizadas en la licencia ambiental.

<b>Resolución</b>	<b>Solicitud</b>
Res 233 16-mar-01	Se otorga licencia ambiental global y vertimiento de 27 KBWPD
Res 1168 18-ago-05	Se amplía el volumen de vertimiento de 17 a 30 L/s (81 KBWPD)
Res 2355 24-dic-07	Incremento del volumen de vertimiento de 30 L/s a 110,42 L/s (300 KBWPD)
Res 1586 12-sep-08	Autorización de construcción de CPF-2 e inyección de 900 KBWPD
14-sep-10	Se radica modificación de la licencia ambiental, solicitando inyección de 4.000 KBWPD adicionales e incremento del área de CPF's
Res 1769 01-sep-11	Aumento del volumen de inyección de 900 a 1.580 KBWPD
Res 237 19-abr-12	Se niega la modificación de la licencia ambiental radicada el 14 de septiembre de 2010
Res 617 08-ago-12	Se autoriza un volumen de inyección de 1.580 a 1.980 KBWPD y 2 pozos de inyección adicionales
Res 786 02-oct-13	Se autoriza construcción y operación del PAD 9, línea de inyección, aumento del volumen de inyección de 1.980 a 2.980 KBWPD y terceros intervinientes
27-ago-14	Aprobación de la entrega de 1.500 KBWPD a terceros
22-sep-14	Se radica solicitud de concesión de Aguas ante Cormacarena
Res 1559 02-Dic-14	Aprobación de aumento de inyección de 500 KBWPD adicionales

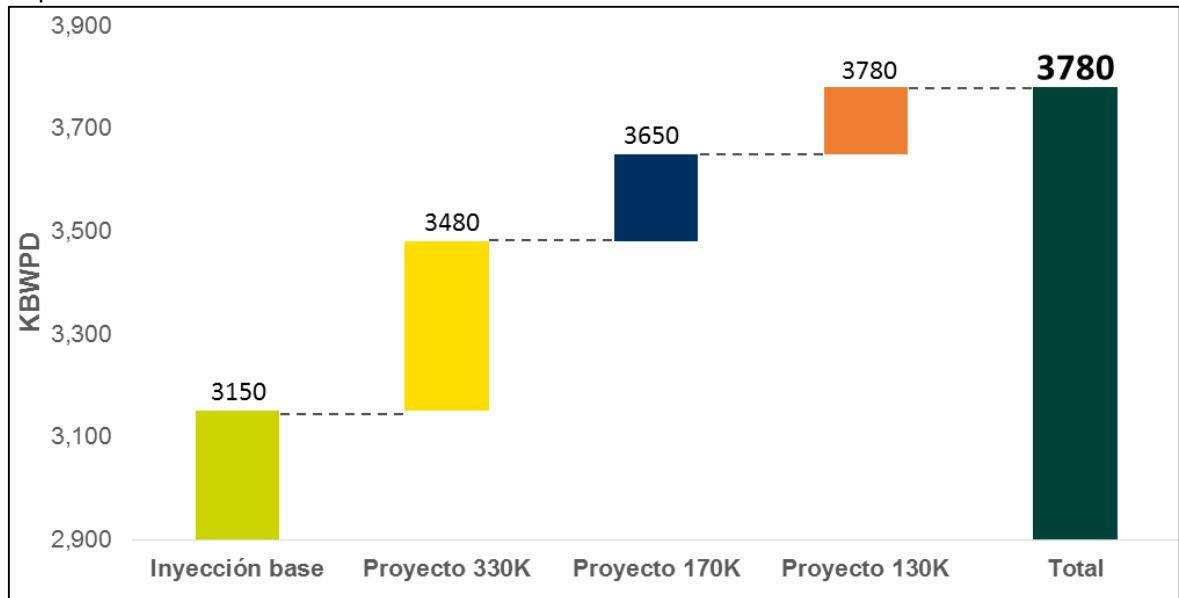
**Fuente:** GALLEGO ESCOBAR, Laura Alejandra y JÁUREGUI NORIEGA, Manuel Alejandro. Evaluación técnico-financiera de un tratamiento termoquímico para la reducción de la fracción de agua de los residuos aceitosos producidos en las facilidades de Campo Rubiales. Fundación Universidad de América. Bogotá. 2017. p. 34.

Uno de los cambios actuales más importantes, se da cuando la Agencia Nacional de Hidrocarburos aprueba en noviembre de 2017 el aumento del volumen de inyección de agua para disposición en Campo Rubiales, asociado a la entrada del proyecto de redistribución de inyección 330K, hasta un potencial de inyección de 3.780 KBWPD.

**1.5.2 Proyectos relacionados con el aumento de inyección.** Para hacer uso de la totalidad de los permisos de disposición de agua mediante re-inyección a la formación otorgados al campo, ECOPETROL S.A, ha desarrollado 3 proyectos con este fin: El primero es el proyecto 330K el cual se aprobó en noviembre de 2017 y a la fecha se encuentra ejecutado en un 100%, el proyecto 170K aprobado en octubre de 2018 que va al 25% de desarrollo y el proyecto 130K que aún se encuentra en maduración.

Con los proyectos y permisos actuales se tiene contemplado crecer en capacidad de inyección de agua para una disposición de hasta 3.780 KBWPD, de acuerdo al balance presentado en la **Gráfica 4**.

**Gráfica 4.** Crecimiento esperado según proyectos y permisos actuales de inyección para disposición.



Fuente: ECOPETROL S.A. 2019.

**1.5.3 Proceso de tratamiento e inyección del agua de producción.** El fluido de producción se recolecta y es transferido a las Centrales de Procesamiento de Fluidos de campo, CPF1 y el CPF2, por medio de 9 troncales principales y dos secundarias; el agua residual de producción que sale de los tanques de separación de agua libre (FWKO), tanques de cabeza y tratadores electrostáticos ingresa a las facilidades de tratamiento de agua con un contenido de aceite que varía entre 1.600 y 2.900 ppm.

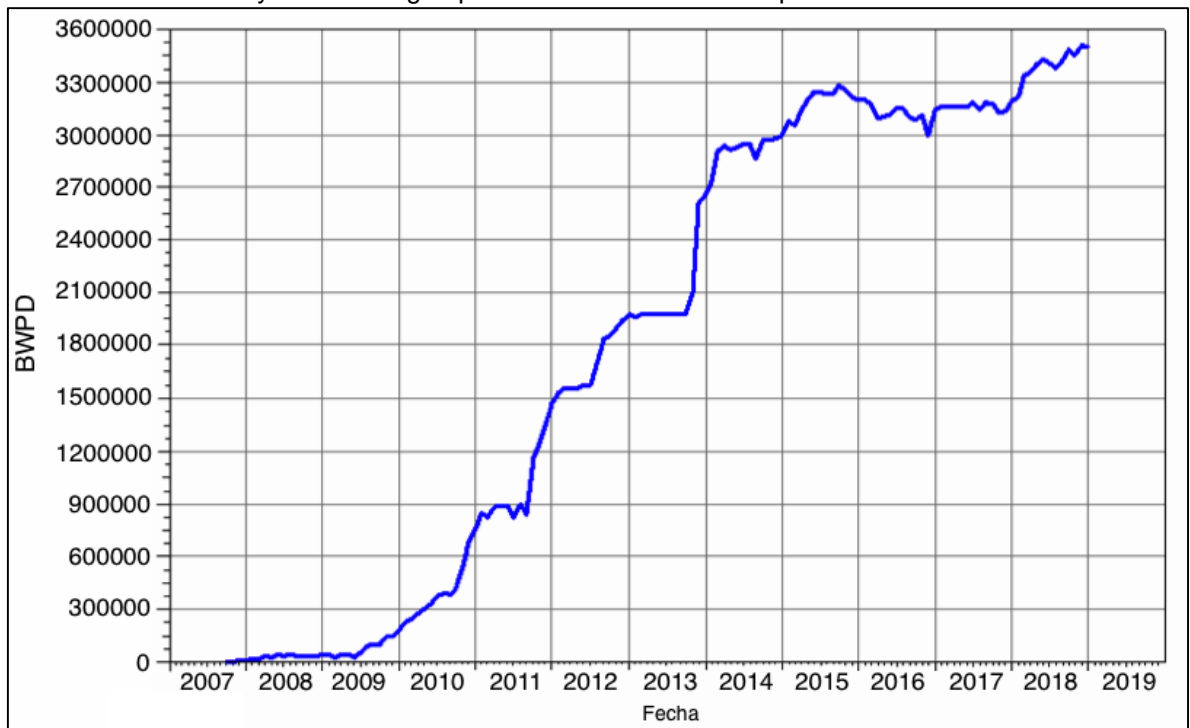
El proceso de tratamiento presenta las etapas de desnatado, flotación y filtración, con el fin de llevar al agua a los estándares de calidad y control ambiental establecidos para vertimiento o inyección según sea el caso.

El agua que se maneja en el CPF1 se dispone mediante vertimiento e inyección contando con una capacidad de 1,9 MBWPD, mientras que el CPF2 solamente trata agua de inyección y puede ocupar volúmenes hasta de 2,05 MBWPD.

Una vez el agua se encuentra en las piscinas y en especificaciones, esta es transferida para su disposición según corresponda, específicamente para inyección.

El campo cuenta con 7 PAD's que a enero del año 2019 inyectaban un promedio de 3,53 MBWPD como se observa **Gráfica 5**, donde se presenta la tasa de inyección de agua promedio mensual de campo, la cual corresponde al 92% del total del agua que se produce.

**Gráfica 5.** Tasa de inyección de agua promedio mensual de Campo Rubiales.



**Fuente:** elaboración propia, con base en. SCHLUMBERGER. Software OFM.

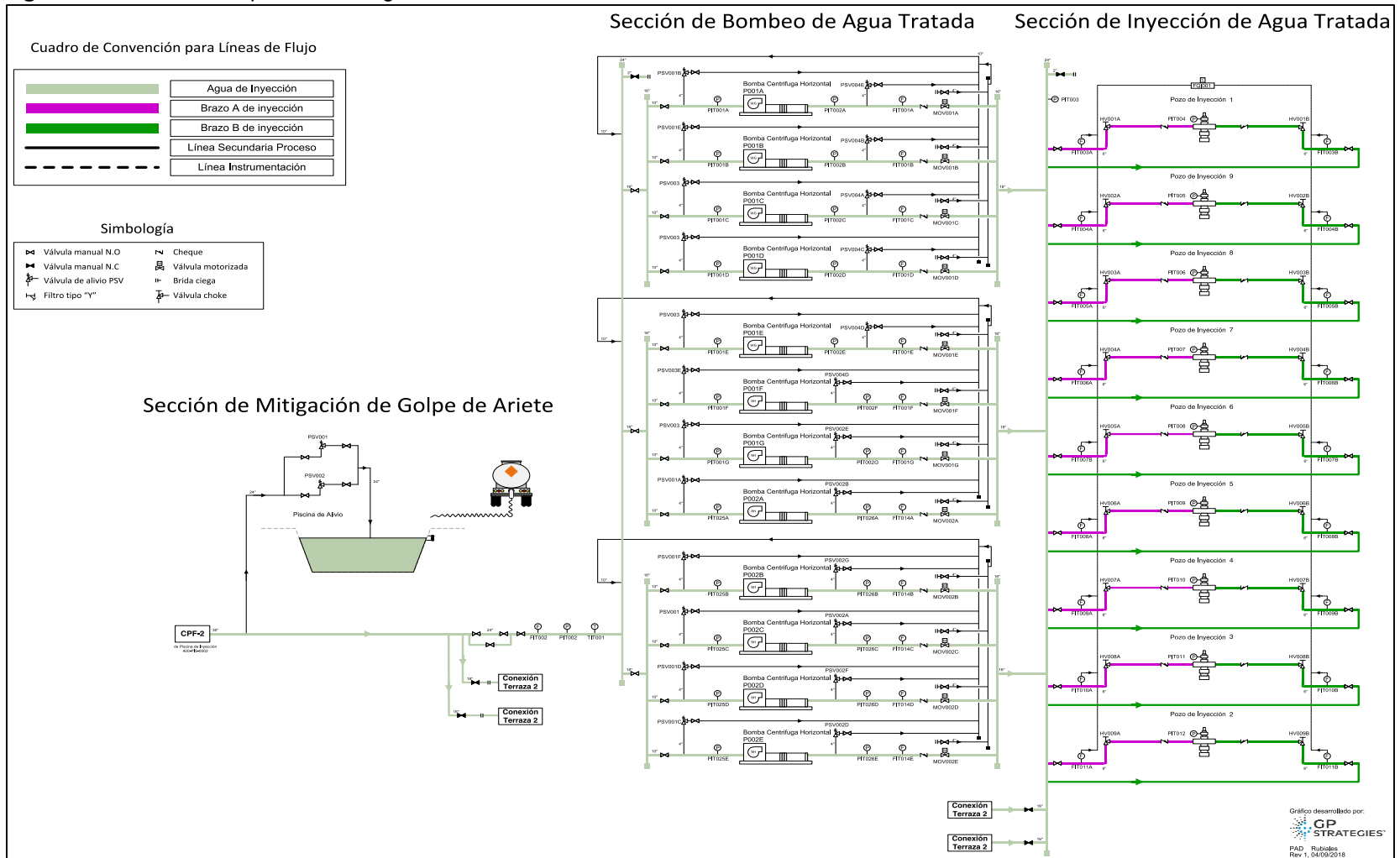
## 2. CARACTERISTICAS DEL PAD DE INTERÉS

A continuación, se describe de manera global el PAD de inyección de agua en estudio, especificando como es su proceso de distribución del fluido desde la fuente o facilidad de producción hasta los pozos asociados, en qué sector del campo se encuentra ubicado, cuál es su diseño, cuáles son las tasas de inyección de agua que ha manejado en el tiempo, cuál es el número de pozos con los que cuenta y las características de los mismos, así como sus equipos y restricciones.

### 2.1 PROCESO DE INYECCIÓN DE AGUA DEL PAD

El agua que es re-inyectada a la formación, se trata previamente para cumplir con las condiciones ambientales establecidas en la facilidad de producción CPF2; ésta es direccionada hasta el PAD mediante una línea de transferencia de 24 pulgadas que luego se convierte en una línea de 16 pulgadas al acercarse al PAD, en la **Figura 4** se puede observar cómo se encuentra distribuida esta planta de disposición de agua mediante un diagrama de control que muestra las secciones en la cuales está dividido el proceso, los equipos instalados, las líneas de transferencia, la dirección en la cual se mueve el fluido y el fluido utilizado.

**Figura 4.** Proceso de disposición de agua del PAD en estudio.

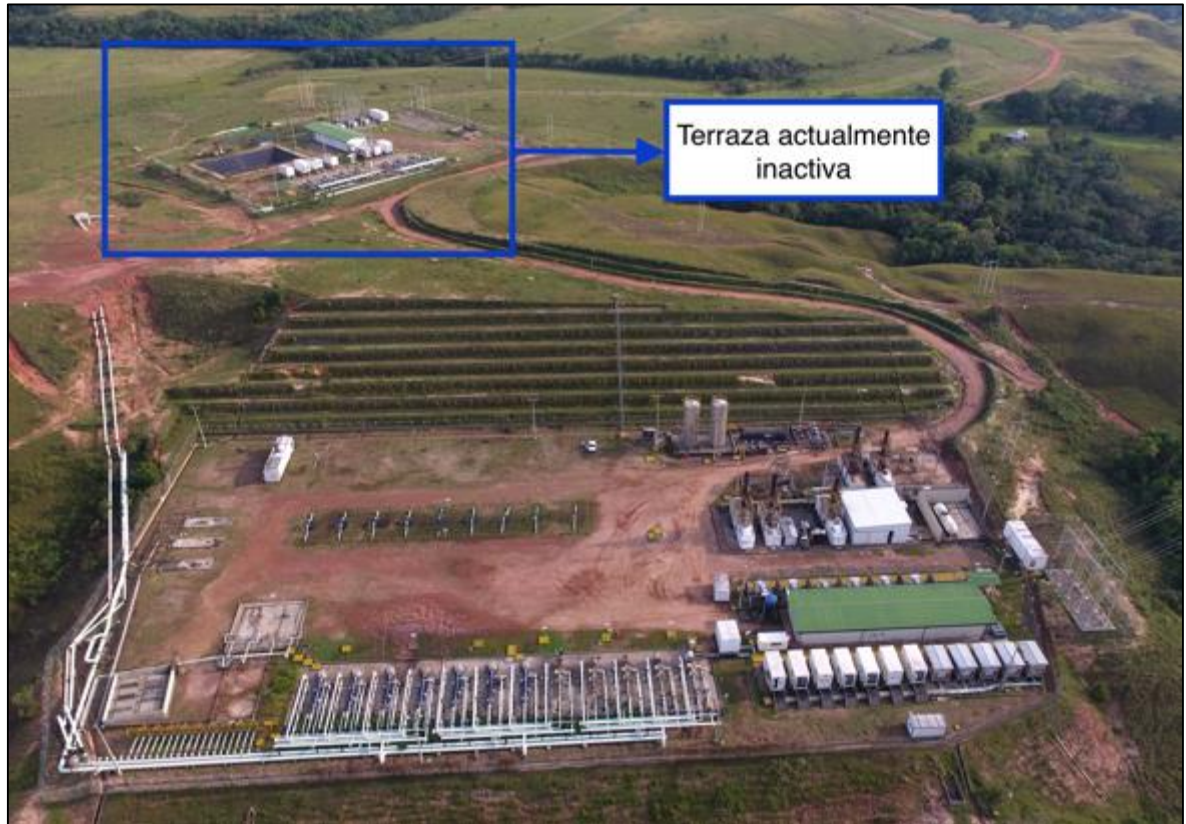




## 2.2 GENERALIDADES DEL PAD

El PAD de interés se encuentra ubicado en la zona oriental de Campo Rubiales; inicialmente su sistema de inyección estaba dividido en dos terrazas como se puede observar en la **Figura 5**, donde actualmente se está desmantelando la terraza superior por regulaciones presentadas en las tasas de inyección de sus pozos asociados.

**Figura 5.** PAD de inyección en estudio.



**Fuente:** elaboración propia, con base en. ECOPETROL S.A.

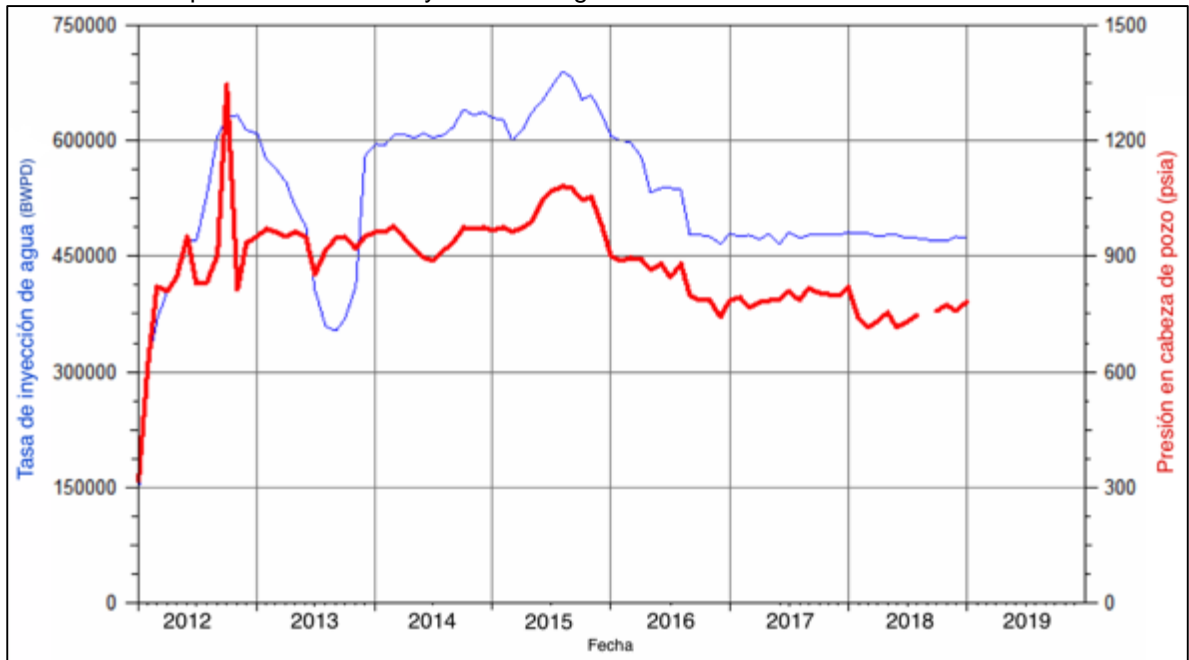
**2.2.1 Tasa de inyección de agua.** En un principio, este PAD fue utilizado por la compañía Pacific Rubiales Energy para re-inyectar alrededor de los 150 KBWPD a la Formación Carbonera, como se puede apreciar en la **Gráfica 6**, y una vez se identificó su potencial lo convirtieron en una de las locaciones con mayor capacidad de inyección de agua del activo considerando un crecimiento de hasta 700 KBWPD.

Debido a condiciones geomecánicas que presenta la zona, la tasa de inyección fue limitada como medida preventiva; es por esto que desde el año 2015 se ha venido presentando una reducción en la disposición de agua que se mantiene estable desde agosto de 2016 en una tasa de inyección promedio del orden de los

480 KBWPD (220 KBWPD menos que su capacidad de diseño), que es cuando ECOPETROL S.A inicia como operadora del campo.

La información sobre las condiciones geomecánicas de la zona en la cual se encuentra ubicado el PAD, corresponde a información reservada por ECOPETROL S.A.

**Gráfica 6.** Comportamiento de la inyección de agua del PAD de interés.



**Fuente:** elaboración propia, con base en. SCHLUMBERGER. Software OFM.

**2.2.2 Número de pozos.** En el PAD se encuentran perforados 9 pozos, de los cuales 1 es vertical y 8 son horizontales, el pozo vertical está reportado como inactivo debido a las condiciones geomecánicas y al completamiento del pozo, como se puede evidenciar en la **Tabla 1**; de igual forma, esta tabla presenta los caudales de inyección de cada pozo y muestra que a las condiciones de inyección actuales el requerimiento de presión en cabeza de los mismos está por debajo de los 850 psi, a excepción de 2 de ellos que cuentan con una presión en cabeza de alrededor de 1.100 psi.

Cada uno de los pozos del PAD inyecta a diferentes unidades de la Formación Carbonera.

**Tabla 1.** Presión y caudal de inyección de agua por pozo del PAD de interés a 27/02/2019.

Pozo	Configuración	Presión Inyección (psia)	Caudal (BWPD)	Horas Operando	Activo	Inactivo
1	Vertical	0	0	0		X
2	Horizontal	867	74.848	24	X	
3	Horizontal	707	59.204	24	X	
4	Horizontal	674	91.936	24	X	
5	Horizontal	521	39.918	24	X	
6	Horizontal	645	50.208	24	X	
7	Horizontal	779	86.046	24	X	
8	Horizontal	1.029	32.920	24	X	
9	Horizontal	1.088	40.844	24	X	
<b>TOTAL</b>			475.924			

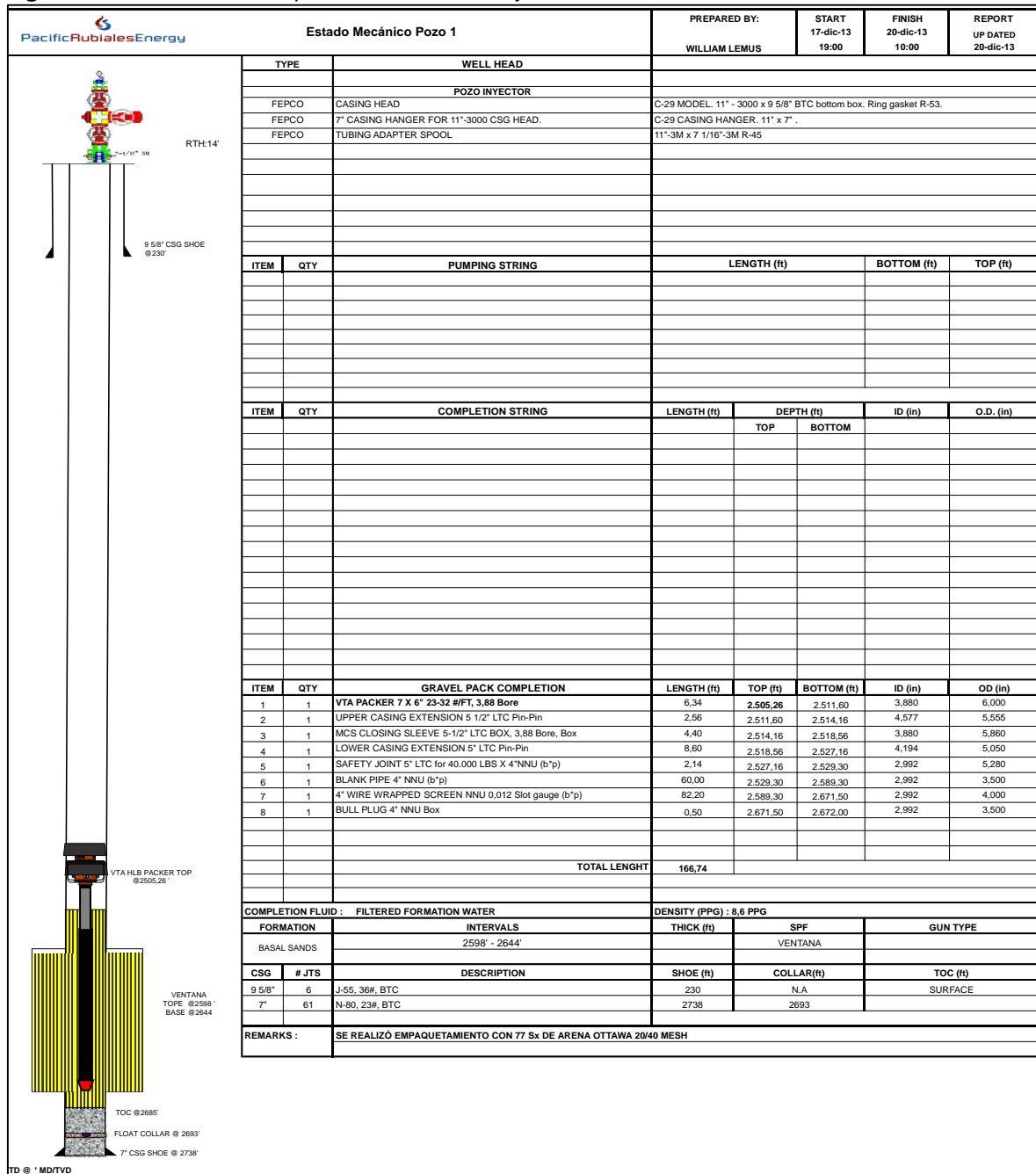
Fuente: ECOPETROL S.A. Reporte Diario Producción y Operaciones VRE. 2019.

**2.2.3 Completamiento de los pozos.** Los completamientos implementados en Campo Rubiales por lo general presentan un diseño estándar correspondiente a la geometría de cada pozo; es por esto que el completamiento utilizado en los pozos del PAD varía dependiendo de la configuración que presente cada uno de ellos; es decir, si son verticales, horizontales o desviados. Así mismo, su diseño depende de las propiedades de la formación, con el fin de dejar los pozos en condiciones óptimas para la inyección.

**2.2.3.1 Pozos verticales.** Los pozos verticales del campo presentan un diseño con un hueco inicial de 12 1/4 pulgadas revestido con casing de 9 5/8 pulgadas, 36 lb/ft y N-80 a una profundidad media de 230 pies; posteriormente se perfora con una broca de 8 1/2 pulgadas, sección que se encuentra revestida por un casing de 7 pulgadas, 23 lb/ft y N-80.

El pozo 1, es el único de esta configuración presente en el PAD. En la **Figura 6** se puede ver el estado mecánico del mismo.

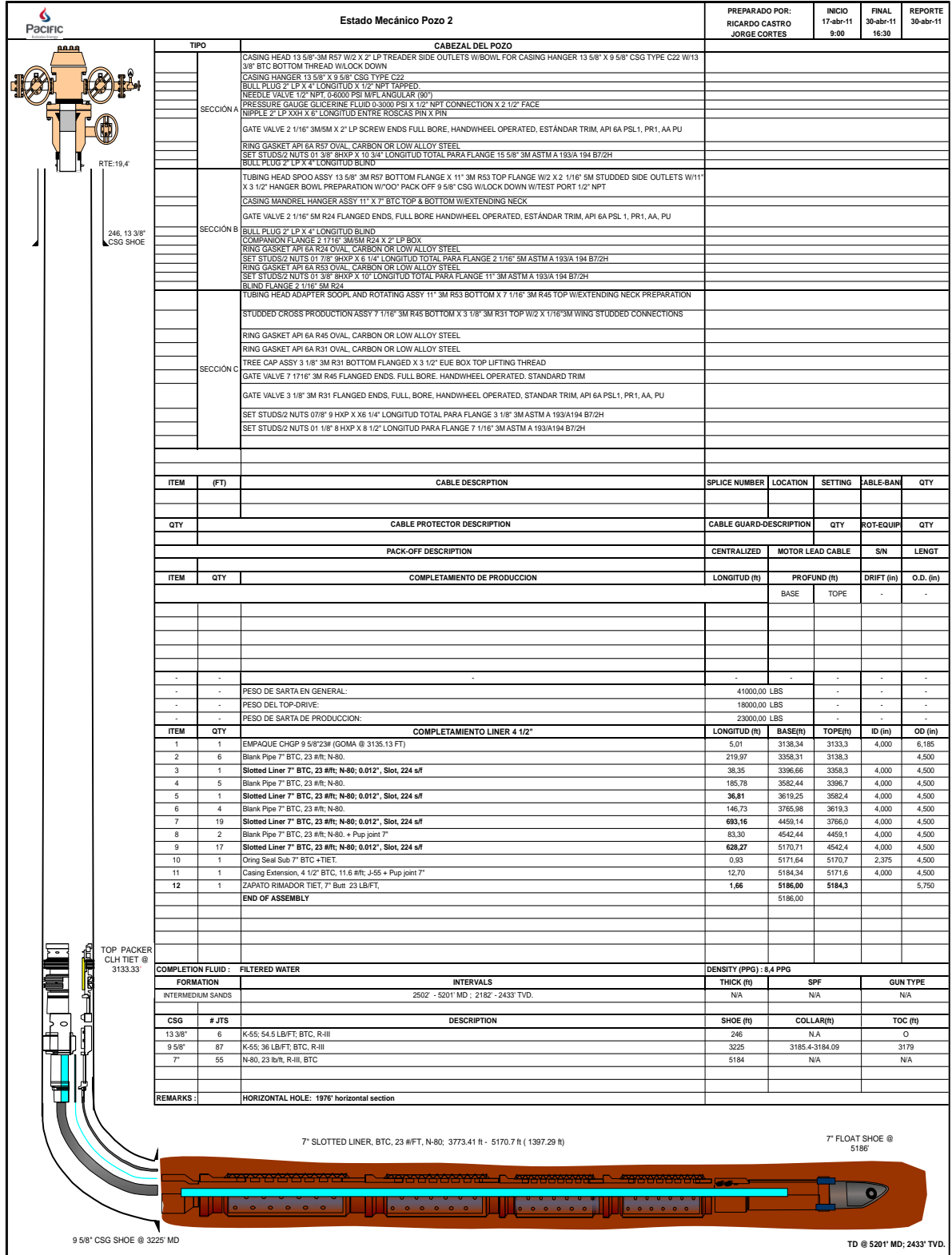
Figura 6. Estado mecánico pozo 1 del PAD de inyección en estudio.



Fuente: elaboración propia, con base en. ECOPETROL S.A.

**2.2.3.2 Pozos horizontales.** Fue solo hasta el año 2006 que se implementó la perforación horizontal en el campo, la cual ha resultado ser económicamente rentable. Este tipo de pozos son completados a hueco abierto con liner ranurado y 8 de los 9 pozos del PAD presentan esta geometría. En la **Figura 7** se muestra el estado mecánico del pozo 2 de este sistema.

Figura 7. Estado mecánico pozo 2 del PAD de inyección en estudio.



Fuente: elaboración propia, con base en. ECOPETROL S.A.

**2.2.4 Bombas utilizadas.** El PAD llegó a contar en un momento con 19 bombas centrífugas horizontales, de las cuales, en la actualidad 7 no se encuentran operativas y están siendo levantadas de la terraza superior de la locación. Las 12 restantes (11 operando + 1 stand by) ubicadas en la terraza inferior, están reguladas a una frecuencia de aproximadamente 54 Hz.

De las 12 bombas que se encuentran operativas, 7 cuentan con una capacidad de 40 KBWPD y 5 tienen capacidad para 35 KBWPD, sumando una capacidad nominal total de 455 KBWPD (incluido el equipo en stand by), tal y como se puede evidenciar en la **Tabla 2**, donde se hace un resumen de las bombas presentes en la locación, junto con la frecuencia a la cual trabaja cada una de ellas, sus presiones de succión y descarga, así como, su capacidad de bombeo a 15 de agosto de 2018.

**Tabla 2.** Reporte del estado de las bombas del PAD a 15/08/18.

Unidad	Frecuencia (Hz)	Presión de succión (psi)	Presión de descarga (psi)	Caudal nominal (BPD)
Bomba 1 / Baker Hughes Centrilift	55	89	1.217	40.000
Bomba 2 / Baker Hughes Centrilift	54,5	89	1.214	40.000
Bomba 3 / Baker Hughes Centrilift	54,5	89	1.215	40.000
Bomba 4 / Baker Hughes Centrilift	54,5	89	1.215	40.000
Bomba 5 / Baker Hughes Centrilift	54,5	89	1.215	40.000
Bomba 6 / Baker Hughes Centrilift	54,5	89	1.217	40.000
Bomba 7 (stand by) / Baker Hughes Centrilift	0	0	0	40.000
Bomba 8 / GE	55	87	1.217	35.000
Bomba 9 / GE	54,5	88	1.217	35.000
Bomba 10 / GE	54,5	88	1.214	35.000
Bomba 11 / GE	54,5	88	1.214	35.000
Bomba 12 / GE	54,5	88	1.215	35.000
<b>TOTAL</b>				455.000

Fuente: elaboración propia, con base en. ECOPETROL S.A.

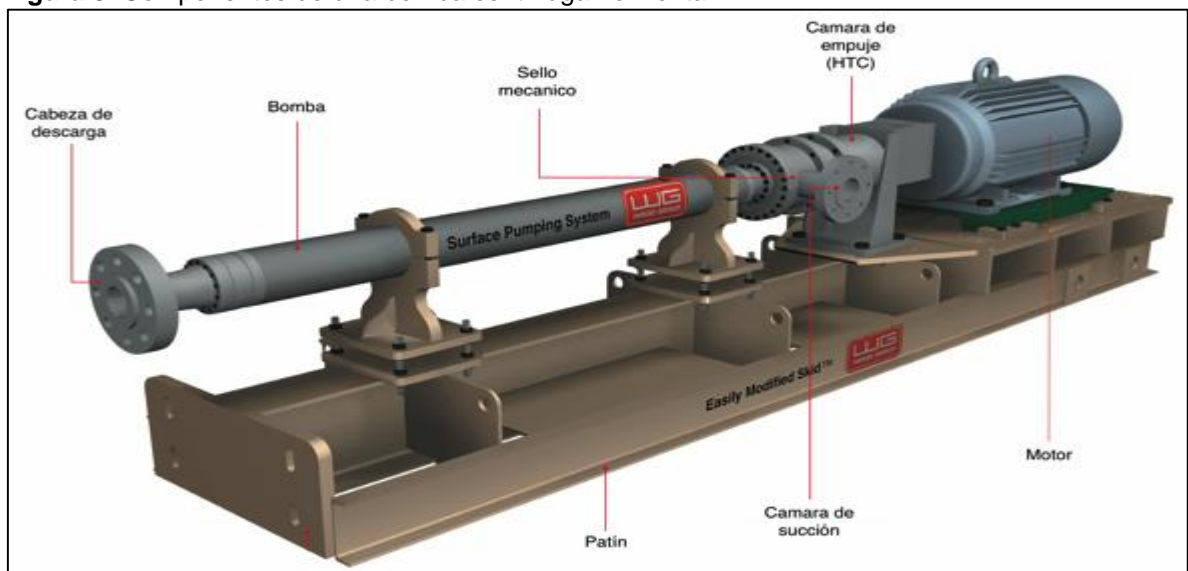
**2.2.4.1 Características de las bombas centrífugas horizontales.** Este tipo de sistema de bombeo es versátil ya que requiere un bajo mantenimiento, una alta presión y su diseño es silencioso, así como amigable con el medio ambiente.



Entre sus componentes principales (**Figura 8**) se encuentran:

- La **bomba centrífuga multietapa**, instalada horizontalmente, que se encuentra compuesta por un impulsor giratorio en un eje con llave y un difusor estacionario.
- El **motor** que puede ser eléctrico o de combustión.
- El **patín**, que es una plataforma utilizada para montar todos los componentes de la bomba, cuya rigidez minimiza la desalineación de equipo durante el transporte, instalación, y vibración de operación.
- La **cámara de empuje horizontal (HTC)**, que se encarga de transmitir el torque del motor a la bomba, absorber las cargas generadas por la bomba y sellar el fluido de bombeo del ambiente.
- El **sello mecánico**, que está diseñado para mantener el fluido aislado del medio ambiente, se instala en la cabeza de la HTC o en la cámara para sello.
- La **descarga**, la cual va atornillada a la cabeza de la bomba y realiza transporte del fluido de bombeo de alta presión de la bomba a la línea de flujo.
- La **instrumentación estándar de este tipo de sistemas**, que se compone por la vibración de la HTC, el nivel de aceite de la HTC, la presión de entrada y de descarga de la bomba, así como también, se pueden implementar instrumentos de medición de temperatura del fluido de la HTC y embobinado del motor.

**Figura 8.** Componentes de una bomba centrífuga horizontal.



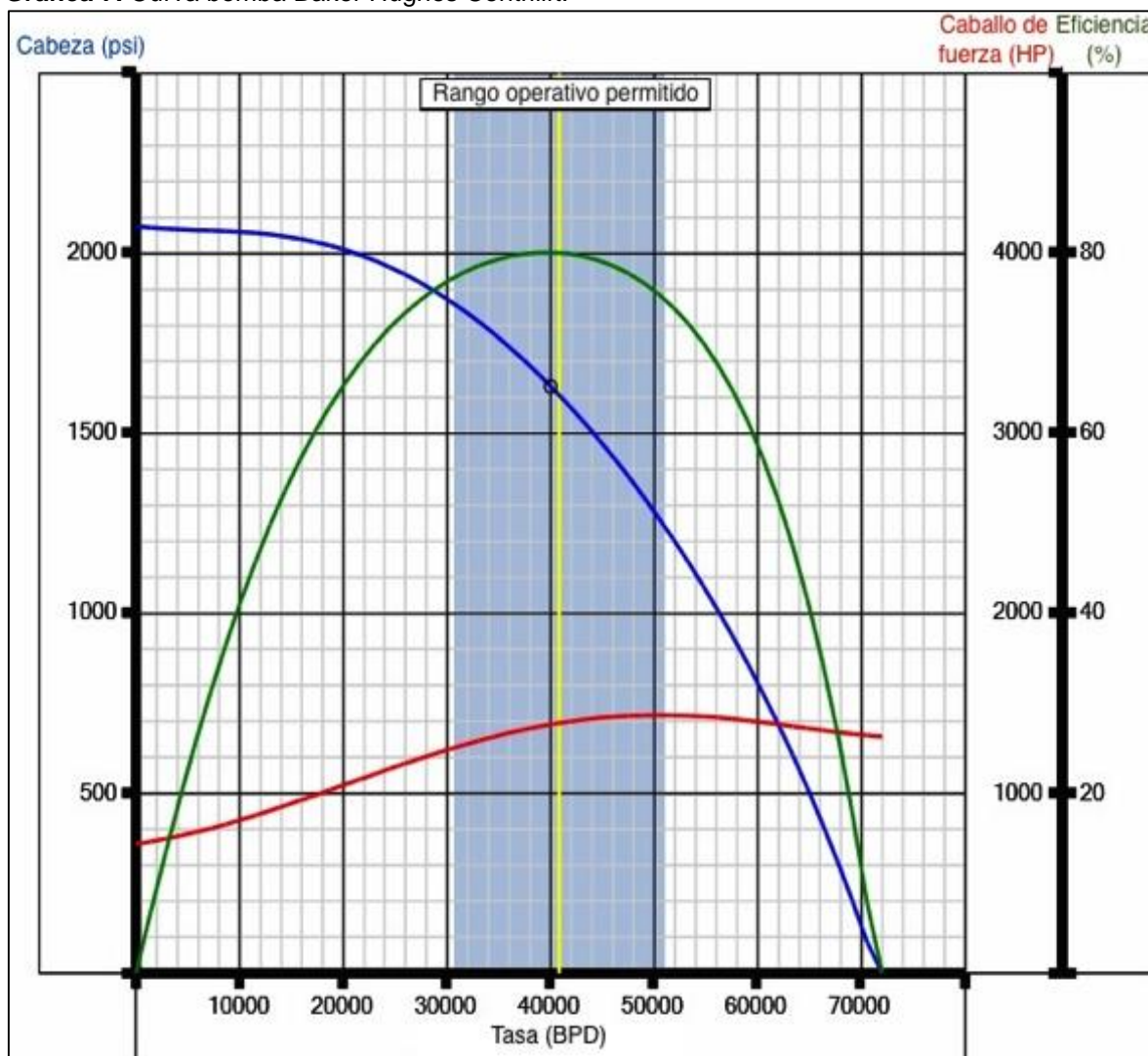
**Fuente:** elaboración propia, con base en. WOOD GROUP SURFACE PUMPS. SPS™ Surface Pumping Systems, User Instruction Manual. 2009-2010. p. 13.

**2.2.4.2 Curvas de las bombas.** Este tipo de curvas son específicas de cada bomba; en ellas, se observa como se relacionan la capacidad de la bomba para

desplazar los fluidos, la eficiencia y la potencia con la tasa de flujo, así como también es posible evidenciar cual es el rango óptimo de operación de la bomba.

Como se muestra en la **Tabla 3**, en el PAD de interés hay dos tipos de bombas instaladas, una de la marca Centrilift de referencia WJJ1200A con 22 etapas y una capacidad nominal de flujo de 40 KBWPD (**Gráfica 7**) y la otra de la marca GE de referencia SN1150 con 24 etapas y una capacidad nominal de flujo de 35 KBWPD (**Gráfica 8**).

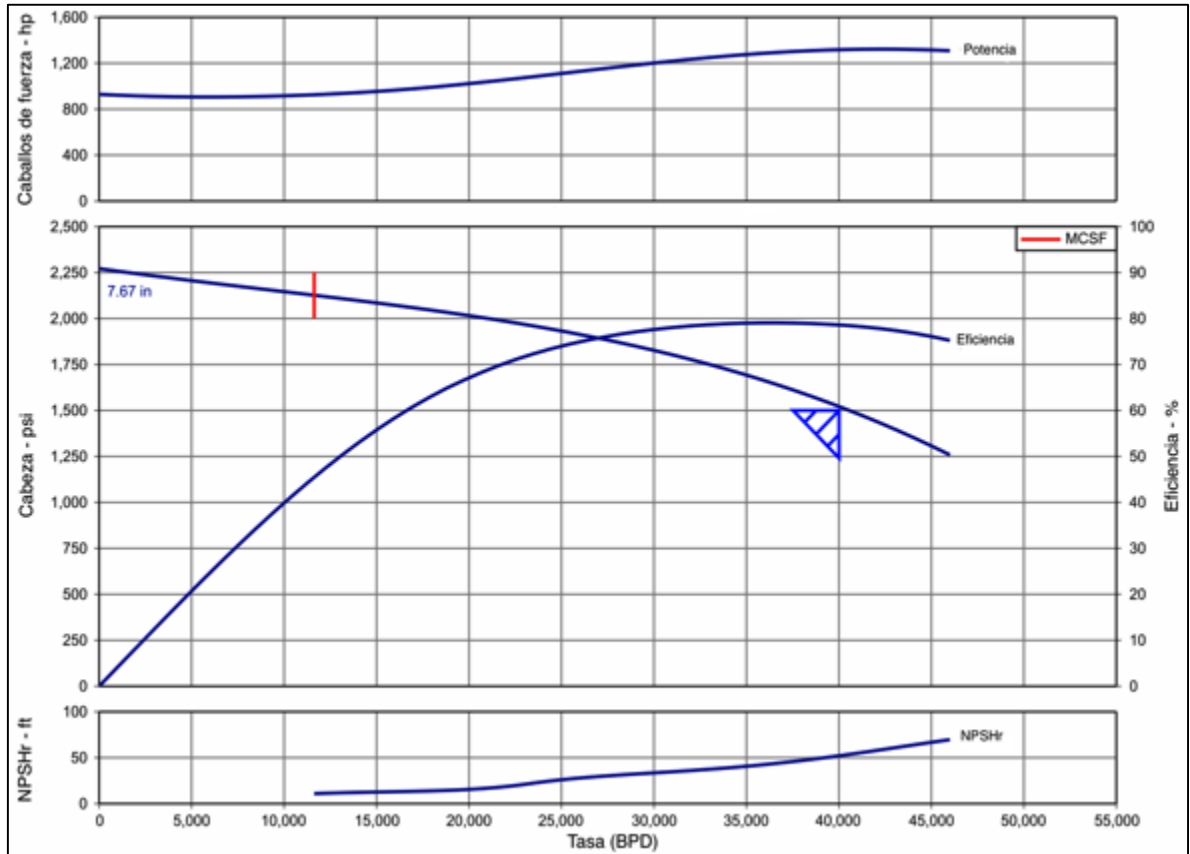
**Gráfica 7.** Curva bomba Baker Hughes Centrilift.



Fuente: elaboración propia, con base en. ECOPETROL S.A.



**Gráfica 8.** Curva bomba GE.



Fuente: elaboración propia, con base en. ECOPEPETROL S.A.

**2.2.5 Restricciones presentes en la operación.** La descarga de las bombas que operan en el PAD, pasan por un juego de choques ajustables que se pueden observar en la **Figura 9**, los cuales permiten modificar la presión o el flujo, de acuerdo al requerimiento de operación de manera manual; en el caso de este PAD, se encargan de bajar la presión de 1.250 psi a 780 psi promedio.

Las líneas que interconectan lo equipos son de 6 pulgadas SCH 120, los cabezales de los pozos están entre 4 1/2 y 7 1/16 de pulgada y cada uno de ellos se encuentra conectado a dos brazos inyectores (A y B). Esta información esta detallada en la **Cuadro 3**.

**Cuadro 3.** Restricciones por pozos del PAD.

Pozo	Tipo de restricción	Especificaciones
1	Choque	RTJ ANSI 900 BRAZO A
		RTJ ANSI 900 BRAZO B
	Reducción	En línea de 6" SCH 120 a 4" SCH 120 BRAZO A (Al conectar con el cabezal del pozo)
		En línea de 6" SCH 120 a 4" SCH 120 BRAZO B (Al conectar con el cabezal del pozo)
Cabezal de pozo	4 1/2" * 3M	
2	Choque	RTJ ANSI 900 BRAZO A
		RTJ ANSI 900 BRAZO B
Cabezal	7 1/16" * 3M	
3	Choque	RTJ ANSI 900 BRAZO A
		RTJ ANSI 900 BRAZO B
Cabezal de pozo	7 1/16" * 3M	
4	Choque	RTJ ANSI 900 BRAZO A
		RTJ ANSI 900 BRAZO B
Cabezal de pozo	7 1/16" * 3M	
5	Choque	RTJ ANSI 900 BRAZO A
		RTJ ANSI 900 BRAZO B
Cabezal de pozo	7 1/16" * 3M	
6	Choque	RTJ ANSI 900 BRAZO A
		RTJ ANSI 900 BRAZO B
Cabezal de pozo	7 1/16" * 3M	
7	Choque	RTJ ANSI 900 BRAZO A
		RTJ ANSI 900 BRAZO B
Cabezal de pozo	7 1/16" * 3M	
8	Choque	RTJ ANSI 900 BRAZO A
		RTJ ANSI 900 BRAZO B
	Reducción	En línea de 6" SCH 120 a 4" SCH 120 BRAZO A (Al conectar con el cabezal del pozo)
		En línea de 6" SCH 120 a 4" SCH 120 BRAZO B (Al conectar con el cabezal del pozo)
Cabezal de pozo	4 1/2" * 3M	
9	Choque	RTJ ANSI 900 BRAZO A
		RTJ ANSI 900 BRAZO B
	Reducción	En línea de 6" SCH 120 a 4" SCH 120 BRAZO A (Al conectar con el cabezal del pozo)
		En línea de 6" SCH 120 a 4" SCH 120 BRAZO B (Al conectar con el cabezal del pozo)
Cabezal de pozo	4 1/2" * 3M	

Fuente: elaboración propia, con base en. ECOPETROL S.A.

**Figura 9.** Manifold de descarga brazos A y B, con su juego de choques.



Fuente: ECOPETROL S.A. 2017.

### 3. ESTRATEGIAS DE OPTIMIZACIÓN

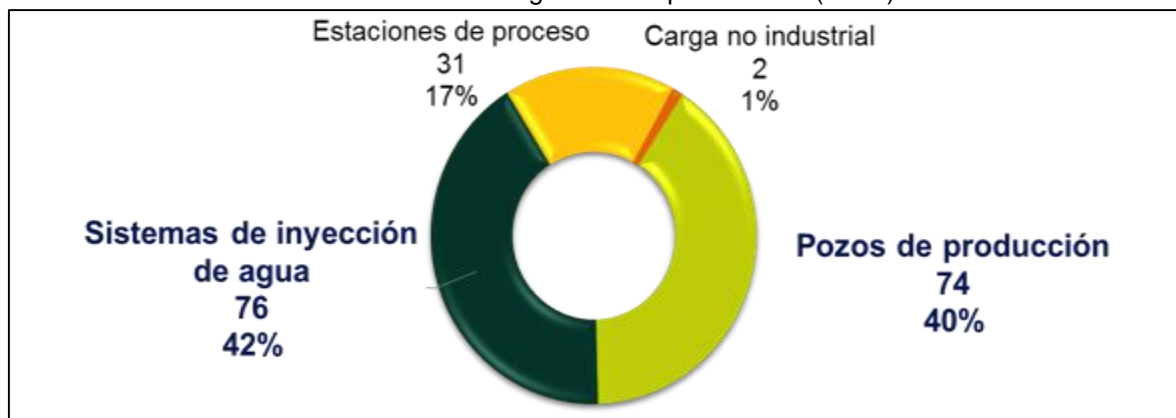
Para plantear estrategias adecuadas de optimización en relación al PAD de inyección de agua en estudio, es necesario establecer la problemática que presenta el sistema con relación al consumo de energía y partiendo de este punto, identificar oportunidades de mejora.

#### 3.1 PROBLEMÁTICA PRESENTADA EN LA OPERACIÓN DEL PAD EN ESTUDIO DEL CAMPO RUBIALES

En Campo Rubiales la re-inyección de agua a la formación es la principal estrategia para la disposición de este fluido, debido a que se trabaja con volúmenes que corresponden al 91% del total del agua producida.

Para que la operación de inyección sea llevada a cabo de manera óptima, se hace necesario consumir altas cantidades de energía, demandando un aproximado del 42% del total de la energía requerida en todo el campo, representado un uso de 76 MWh de los 183 MWh consumidos, como se puede ver en la **Gráfica 9**.

**Gráfica 9.** Distribución del consumo de energía de Campo Rubiales (MWh).

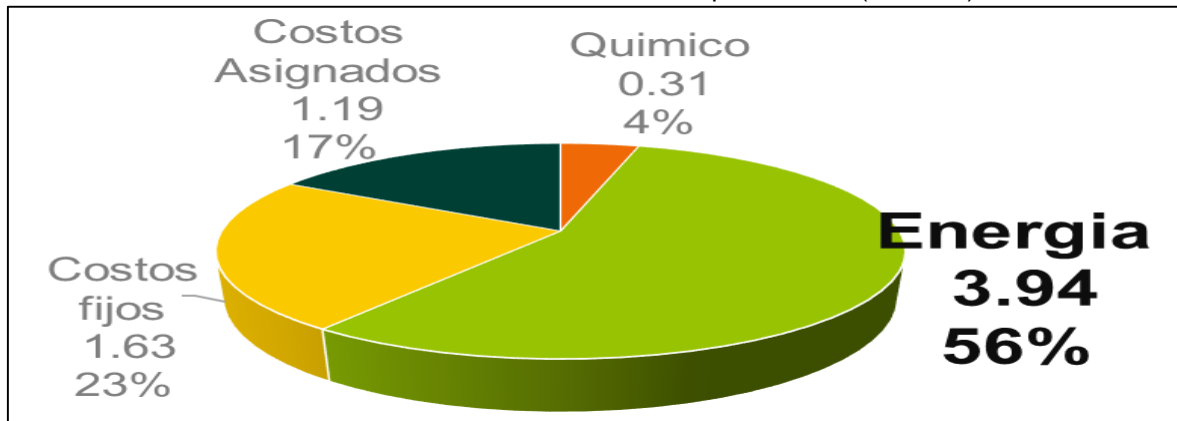


Fuente: ECOPEPETROL S.A. 2019.

La importancia de optimizar los elementos del sistema de inyección de agua del campo, se debe al costo correspondiente a la energía consumida, que al ser puesta en términos de costos de levantamiento, se evidencia que de los 7 USD requeridos, 4 USD equivalen a costos de energía (**Gráfica 10**).

Es necesario aclarar que los costos de levantamiento incluyen el tratamiento químico, los costos de producción, el costo de la contratación, el valor de la mano de obra que trabaja para el campo, la energía y el mantenimiento de los sistemas, sin cubrir temas de proyectos, transporte de hidrocarburos, ni diluyentes de hidrocarburos.

**Gráfica 10.** Distribución del costo de levantamiento de Campo Rubiales (USD/bbl).



Fuente: ECOPETROL S.A. 2019.

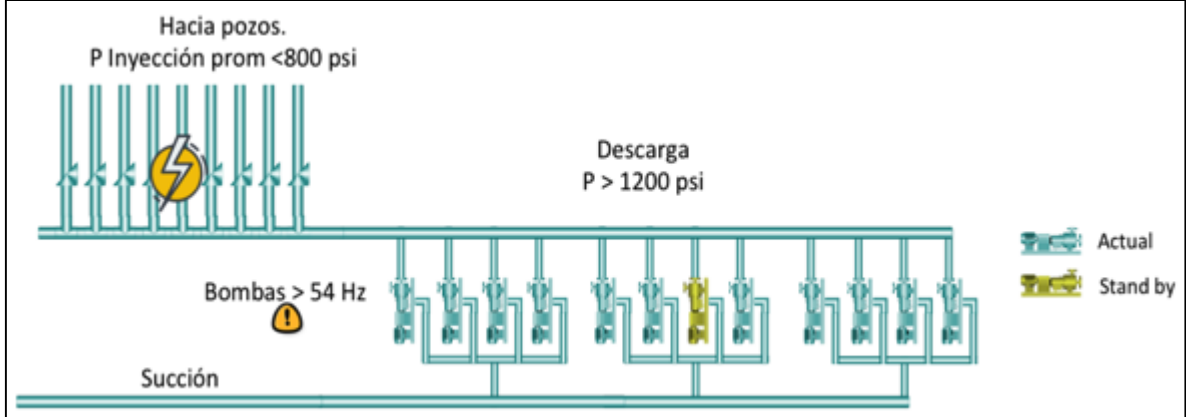
**3.1.1 Causas y consecuencias de la operación ineficiente del PAD.** Como se mencionó en el capítulo 2, el PAD de inyección de agua del Campo Rubiales fue diseñado considerando un crecimiento de 700 KBWPD con una presión de inyección de 1.500 psi. Debido a las restricciones geomecánicas de la zona que derivó en una regulación de la tasa de inyección a 480 KBWPD, el requerimiento de presión en cabeza de los pozos del PAD bajó de manera considerable y en la actualidad se encuentra por debajo de los 850 psi promedio, con dos pozos en 1.100 psi, desembocando en un sobre diseño de los equipos de bombeo.

Aunque ya se han realizado estrategias para disminuir el impacto de esta problemática, es importante mencionar que la situación persiste al continuar operando a condiciones poco óptimas, debido a las pérdidas de presión que se presentan al chocar las bombas, desembocando en un mayor consumo de energía al requerido para la inyección de agua del PAD.

En la **Figura 10**, se encuentra representada la condición actual de operación del PAD, comenzando por la línea de succión, pasando por las bombas y su línea de descarga, hasta llegar a los choques de los pozos.

Si no se implementa una nueva estrategia de operación de este sistema de inyección de agua, el proceso continuará siendo ineficiente, ya que se generan pérdidas cercanas a los 3.100 kWh, los costos de operación y mantenimiento son elevados, eventualmente podría existir una pérdida de confiabilidad de los equipos de bombeo que trabajan muy por debajo de su frecuencia nominal de diseño (60 Hz), todo esto generando una disminución de la vida útil del campo.

**Figura 10.** Representación de la condición actual de operación del PAD.



Fuente: elaboración propia, con base en. Software SymbolFactory.

### 3.2 OPORTUNIDADES DE OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA

En la operación del PAD en estudio se consumen alrededor de 10 MWh, debido al sobredimensionamiento de los equipos de bombeo.

Al rediseñar y optimizar el sistema de inyección de agua del PAD, sería posible alcanzar un ahorro estimado de energía consumida que oscila entre los 2 y 4 MWh, además que al implementar este tipo de iniciativas, se podría disminuir el número de equipos de bombeo, resultando en una reducción de los costos de mantenimiento y en un mejor uso de la infraestructura disponible.

En conjunto con ECOPETROL S.A, se establecieron dos oportunidades de mejora que implican en ambos casos realizar un rediseño de los equipos de bombeo y de manera independiente, homogenizar las condiciones de inyección de todos los pozos o realizar la separación de la inyección de los pozos de mayor presión en cabeza.

Las estrategias planteadas, se establecieron teniendo en cuenta la presión en cabeza de los pozos del PAD, así como el caudal de inyección máximo del mismo.

**3.2.1 Homogenización de las condiciones de inyección y rediseño de los equipos de bombeo.** Esta estrategia de optimización implica eliminar el desperdicio de energía causado por el efecto de los choques y rediseñar las bombas en cuanto a cantidad de equipos, características y parámetros de operación de las mismas.

En la **Figura 11** se encuentra representada esta oportunidad de mejora del sistema de inyección de agua del PAD de interés, desde la línea de succión de las bombas, mostrando cuántos de estos equipos de bombeo van a quedar, lo cual se explica a detalle en el apartado 3.2.1.2.

**3.2.1.1 Homogenización de las condiciones de inyección.** Las restricciones y válvulas de choque que son utilizadas en el sistema generan un desperdicio de más del 20% de la energía, debido a que su finalidad es ajustar las condiciones de operación de las bombas para reducir la presión de descarga de las mismas en 470 psi promedio.

Con el fin de eliminar el desperdicio de energía generado durante el proceso de inyección, el control que el juego de choques está ejerciendo sobre la presión y el flujo deberá ser eliminado o disminuido en una gran proporción. Para cumplir con este propósito el diámetro de estos choques tendrá que aumentar, teniendo en cuenta que aunque la tasa total de inyección del PAD seguirá siendo muy aproximada a la actual, los volúmenes de agua inyectados a la formación por cada pozo sufrirán una variación ya que el sistema se va a autorregular.

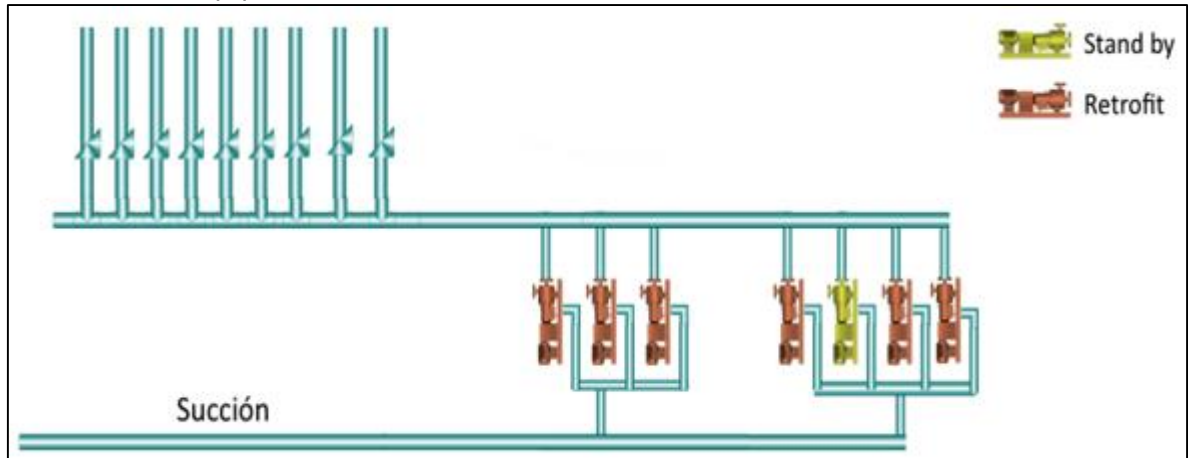
**3.2.1.2 Retrofit de los equipos de bombeo.** Como se mencionó en el apartado 2.2.4, el PAD tiene 12 bombas con una de ellas en stand by, y debido a las regulaciones implementadas al sistema, estos equipos no trabajan de manera óptima y consumen altas cantidades de energía.

Con lo descrito anteriormente se hace evidente la importancia de rediseñar y cambiar los equipos de bombeo, con el propósito de mejorar su eficiencia y reducir su presión de descarga, aplicando los siguientes parámetros:

- **Cantidad.** Disminuir el número de equipos a un total de 7 bombas (6 operativas + 1 stand by).
- **Capacidad.** Todas las bombas deberán contar con una capacidad de 80 KBWPD incluido el equipo de stand by, con el fin de que las 6 bombas que se encuentren operativas tengan una capacidad total de bombeo de 480 KBWPD.
- **Frecuencia.** Regular la frecuencia de las bombas a una cercana a la nominal de diseño de las mismas (60 Hz).



**Figura 11.** Condición optimizada de operación “Homogenización de las condiciones de inyección y rediseño de los equipos de bombeo”.



Fuente: elaboración propia, con base en. Software SymbolFactory.

**3.2.2 Separación de la inyección de los pozos de mayor presión y rediseño de los equipos de bombeo.** En la siguiente estrategia se plantea independizar la inyección de los 2 pozos que presentan mayor presión en cabeza mediante la creación de un cabezal independiente, así como también, rediseñar los equipos de bombeo con la posibilidad de utilizar algunas de las bombas ya instaladas, realizando una reducción del número de etapas de estos equipos, como se puede observar en la **Figura 12** donde se encuentra representada esta condición optimizada de operación.

**3.2.2.1 Separación de la inyección de los pozos de mayor presión.** La regulación de la tasa de inyección ocasionó que los pozos 8 y 9 del PAD tengan actualmente un requerimiento de presión en cabeza del orden de los 1.100 a los 1.200 psi.

Para disminuir la presión de descarga de las bombas y minimizar el gasto de energía, se plantea construir un cabezal de descarga independiente para los pozos 8 y 9, separándolos de la actividad de inyección de los otros 7 pozos del PAD, permitiendo que la inyección promedio por pozo continúe siendo controlada de forma independiente, a diferencia de la estrategia detallado en el numeral 3.2.1.

**3.2.2.2 Retrofit de los equipos de bombeo.** Al igual que en la oportunidad descrita en el apartado 3.2.1, este caso específico requiere realizar un rediseño y cambiar los equipos de bombeo del sistema de inyección de agua del PAD teniendo en cuenta a que cabezal de descarga se encuentran conectadas cada una de las bombas.

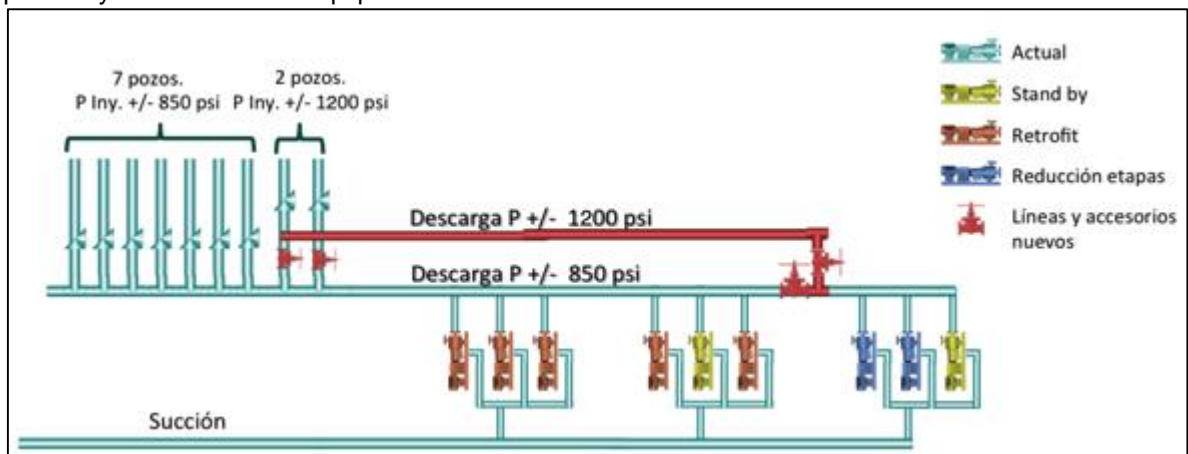
Para llevar a cabo correctamente la estrategia es necesario precisar las características de los equipos, estas se encuentran descritas a continuación:



- **Cantidad.** Disminuir el número de equipos a un total de 9 bombas (7 operativas + 2 stand by), de las cuales 6 (5 operativas + 1 stand by) irán conectadas a los pozos de menor presión y serán cambiadas por bombas con mayor capacidad, mientras que las 3 restantes (2 operativas + 1 stand by) irán conectadas a los pozos de mayor presión.
- **Capacidad.** Las 6 bombas conectadas a los 7 pozos de menor presión deberán contar con una capacidad de 80 KBWPD, mientras que las 3 bombas que descargan a los 2 pozos de mayor presión tendrán una capacidad de 40 KBWPD, para que de esta manera, las 7 bombas que se encuentren operativas presenten una capacidad total de bombeo de 480 KBWPD.
- **Frecuencia.** Regular la frecuencia de las bombas a una cercana a la nominal de diseño de las mismas (60 Hz).
- **Reducción de etapas.** Reducir el número de etapas de las 3 bombas que presentan una capacidad de 40 KBWPD, para disminuir su presión de operación y no tener que bajarla totalmente mediante choques.

Con este tipo de estrategia será posible disminuir en gran proporción la restricción generada por los choques, debido a que la presión de descarga de las bombas va a ser más cercana a la presión en cabeza de los pozos. Esto va a permitir que el diámetro del equipo aumente levemente, ajustando las condiciones de inyección y permitiendo reducir las caídas de presión que se presentan en este punto.

**Figura 12.** Condición optimizada de operación “Separación de la inyección de los pozos de mayor presión y rediseño de los equipos de bombeo”.



**Fuente:** elaboración propia, con base en. Software SymbolFactory.

## 4. SIMULACIÓN EN SOFTWARE PIPESIM

Para el desarrollo del proyecto de investigación se utiliza el software de simulación PIPESIM versión 2015.1.681.0 como herramienta principal en la evaluación de las posibilidades de mejora en el sistema de inyección de agua de un PAD del Campo Rubiales. En este capítulo se especifican las características principales del mismo, la metodología implementada en el desarrollo de la simulación, así como también, se describe la información pertinente requerida para este fin.

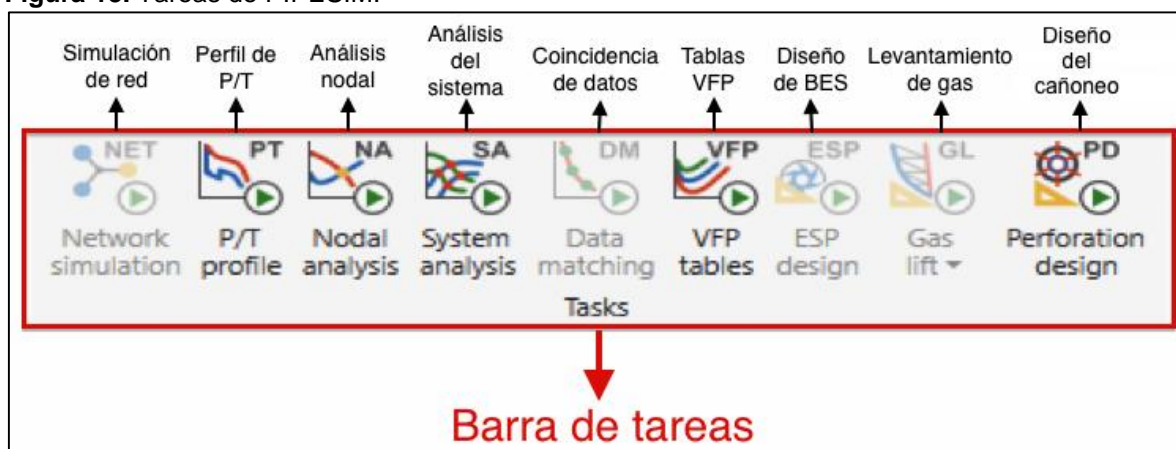
### 4.1 GENERALIDADES DEL SOFTWARE

PIPESIM es un software de análisis y descripción de sistemas de producción cuyos derechos de autor pertenecen a Schlumberger. Este programa brinda la posibilidad de realizar simulaciones para sistemas de producción de petróleo y gas utilizando una variedad de correlaciones de propiedades de fluidos, de flujo multifásico e IPR's con el fin de generar una descripción precisa de estos sistemas.

El simulador ejecuta diferentes tipos de tareas que abarcan temas como análisis nodal y brinda la posibilidad de utilizar herramientas analíticas como perfiles de presión/temperatura, tablas VFP y simulaciones de red, para calcular la distribución de tasas de flujo, temperaturas y presiones en un sistema. Esto permite realizar nuevos desarrollos de campo mediante el modelado del rendimiento de pozos, el diseño de sistemas de levantamiento artificial, redes de tuberías, facilidades, entre otros.

**4.1.1 Opciones de simulación.** Este software da la posibilidad de seleccionar entre diferentes tareas de diagnóstico, las cuales se presentan en la **Figura 13**.

**Figura 13.** Tareas de PIPESIM.



**Fuente:** elaboración propia, con base en. SCHLUMBERGER. Software PIPESIM.

- **Simulación de red (Network simulation):** Calcula la distribución de caudales, temperaturas y presiones, y otras propiedades en todo el sistema, esta opción se puede ejecutar utilizando condiciones conocidas o hipotéticas y requiere incluir como mínimo una fuente y un sumidero o pozo de inyección.
- **Perfil de presión/temperatura (P/T Profile):** Genera perfiles de presión y temperatura en función de la distancia o elevación a lo largo de una trayectoria de flujo definida de una sola rama.
- **Análisis nodal (Nodal analysis):** Esta es una metodología que considera el sistema de producción total como un grupo de componentes. Un diseño inadecuado de cualquiera de estos componentes, afecta de manera negativa el rendimiento de todo el sistema, por lo que esta función permite estimar el potencial de producción de pozo, identificar cuellos de botella del sistema, optimizar el diseño del sistema, entre otros. El análisis nodal se usa comúnmente en la planificación de nuevos desarrollos de campo en conjunto con la simulación de yacimientos y herramientas analíticas.
- **Análisis del sistema (System analysis):** Determina el rendimiento de un sistema en diversas condiciones de operación o propiedades, permite generar curvas de rendimiento del sistema mediante el cambio de las variables de sensibilidad en grupos, o aplicando permutaciones a variables de sensibilidad individuales; esto hace que esta tarea sea una herramienta muy flexible para analizar un amplio rango de condiciones operativas.
- **Coincidencia de datos (Data matching):** Permite ajustar o retroceder matemáticamente correlaciones de flujo seleccionadas y/o modelos de transferencia de calor.
- **Tablas VFP (VPF table):** Simula el sistema hidráulico del pozo para una amplia variedad de condiciones y escribe los datos en formato tabular en un archivo que se puede usar con un simulador de reservorio.
- **Diseño de BES (ESP Design):** Permite seleccionar las bombas BES más adecuadas de la base de datos y realizar los cálculos necesarios para establecer el número de etapas que esta requiera para obtener un caudal objetivo en un pozo dado, así como sus condiciones de operación.
- **Levantamiento de gas (Gas lift):** Determina el rendimiento de un pozo que se encuentre bajo un levantamiento de gas.
- **Diseño del cañoneo (Perforation design):** Modela el rendimiento del cañoneo en los yacimientos, esta tarea permite optimizar la eficiencia del completamiento de los pozos.

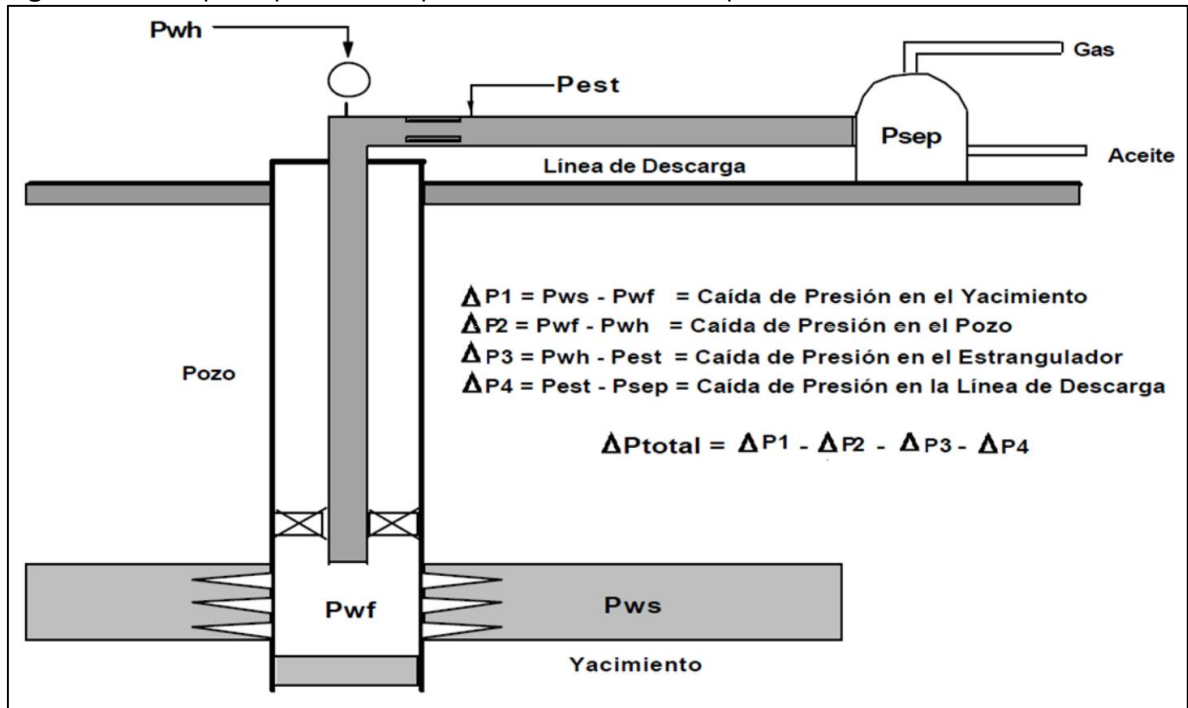
## 4.2 ANÁLISIS NODAL

El análisis nodal es una de las técnicas que más se aplican en la industria del petróleo para la optimización de sistemas de producción en razón a su alta efectividad.

Este método consiste en segmentar los sistemas de producción en puntos o nodos

donde se generen pérdidas de presión (**Figura 14**), y de esta manera calcular las secciones de entrada (inflow section) y salida (outflow section) de ese nodo, las cuales abarcan los componentes aguas arriba (upstream) y aguas abajo (downstream) del mismo respectivamente. Este análisis permite detectar restricciones de flujo e identificar el impacto que estas restricciones puedan ejercer sobre la capacidad de producción total del sistema.

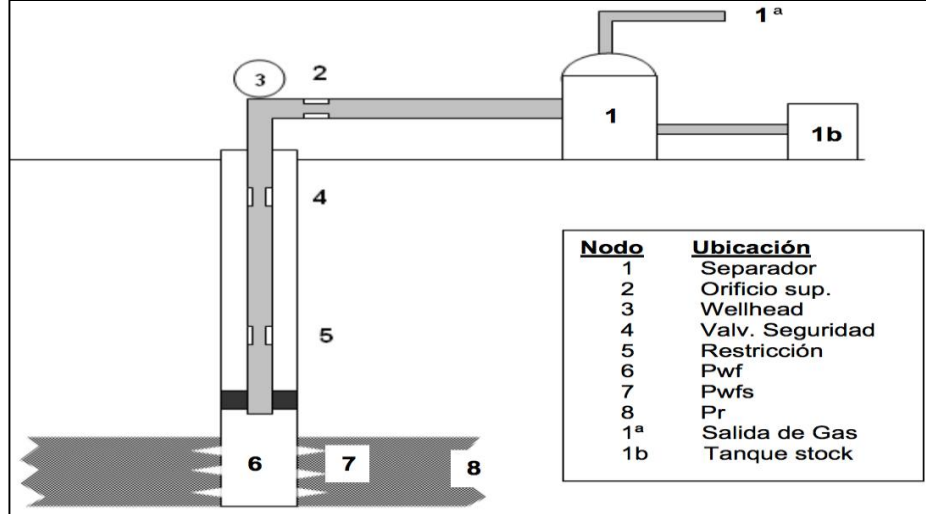
**Figura 14.** Principales pérdidas de presión en un sistema de producción.



**Fuente:** ZAMBRANO, Holger Javier; TAPIA FALCONÍ, Daniel; BARRAGÁN CHANG, Ernesto. Optimización de la producción utilizando Análisis Nodal en el Campo Fanny 18b operado por Andes Petroleum Ecuador Ltd. Escuela Superior Politécnica del Litoral. 2012. p. 56.

Los puntos nodales pueden ser simples (no generan caídas de presión) o funcionales (generan caídas de presión asociadas a restricciones de flujo). Sus ubicaciones más comunes dentro del sistema de producción son el separador, estrangulador de superficie, cabezal de pozo, válvula de seguridad, restricciones, fondo del completamiento del pozo, cara de las perforaciones, yacimiento, salida de gas del tanque y tanque de almacenamiento, ilustradas en la **Figura 15**.

**Figura 15.** Ubicaciones más comunes de nodos en un sistema de producción.

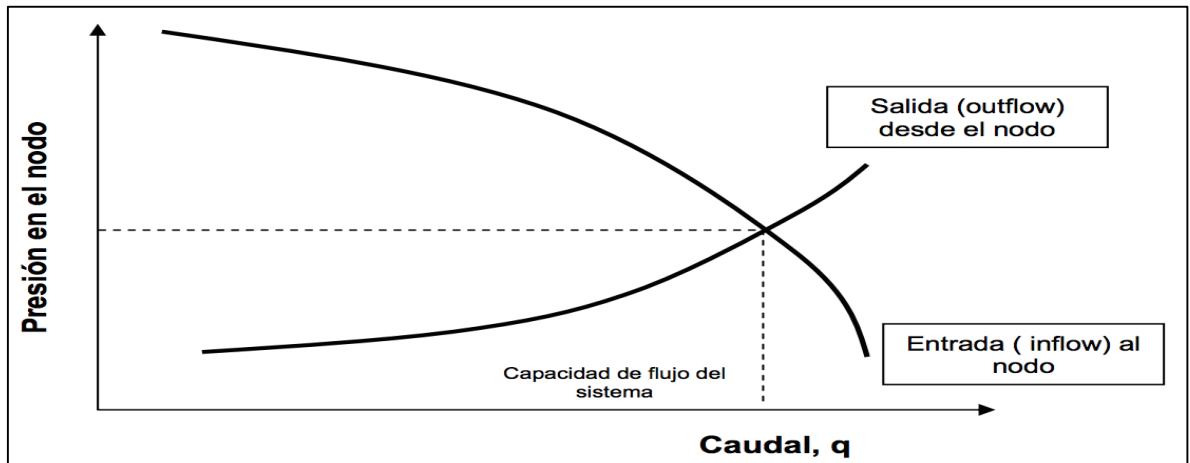


**Fuente:** HIRSCHFELDT, Marcelo. Análisis de un sistema de producción y Análisis Nodal. 2009. p. 3.

Debido a que la relación entre la caída de presión y el caudal debe estar disponible para todos los componentes de un sistema, al realizar la gráfica de estas variables se van generar dos curvas correspondientes a flujo de entrada (inflow) y flujo de salida (outflow), como se observa en la **Gráfica 11**.

La intersección de las curvas será el punto de análisis del nodo, que es el único punto donde el flujo de la entrada es igual al flujo de salida y existe una sola presión, mientras que para los demás puntos la caída de presión va a variar con el caudal.<sup>21</sup>

**Gráfica 11.** Curvas de outflow e inflow en un nodo.



**Fuente:** HIRSCHFELDT, Marcelo. Análisis de un sistema de producción y Análisis Nodal. 2009. p. 4.

<sup>21</sup> HIRSCHFELDT, Marcelo. Análisis de un sistema de producción y Análisis Nodal. 2009. p. 4.

Las curvas de outflow e inflow pueden variar si ciertas condiciones de operación del sistema tales como tasa de flujo, diámetro de la tubería, consumo de corriente, profundidad de la zona productora, eficiencia de flujo, propiedades de los fluidos, presión de fondo fluyente, entre otras, son modificadas y por ende, la intercepción las curvas cambia, resultando en una capacidad de flujo diferente.<sup>22</sup>

Cuando se realiza un cambio en un componente de la sección de salida (outflow section), la curva de inflow permanece constante y de igual manera para la curva de outflow, cuando se genera un cambio en un componente de la sección de entrada (inflow).<sup>23</sup>

Una vez se definido el nodo, para la curva de inflow se cumple que:

**Ecuación 1.** Presión en el nodo de la curva inflow.

$$P_{nodo} = P - \Delta P_{ups}$$

**Fuente:** CLAVIJO GUTIÉRREZ, Valery Tatiana y MURILLO PARRA, Angie Carolina. Modelamiento y análisis del manejo de fluidos del sistema de recolección de la Troncal 4 de Campo Rubiales. Fundación Universidad de América. Bogotá. 2017.

Donde:

$P_{nodo}$  = Presión en el nodo.

$\Delta P_{ups}$  = Caidas de presión de los componentes aguas arriba del nodo.

$P$  = Presión promedio del yacimiento.

Para la curva de outflow se cumple que:

**Ecuación 2.** Presión en el nodo de la curva outflow.

$$P_{nodo} = P_{separador} - \Delta P_{down}$$

**Fuente:** CLAVIJO GUTIÉRREZ, Valery Tatiana y MURILLO PARRA, Angie Carolina. Modelamiento y análisis del manejo de fluidos del sistema de recolección de la Troncal 4 de Campo Rubiales. Fundación Universidad de América. Bogotá. 2017.

Donde:

$P_{nodo}$  = Presión en el nodo.

$\Delta P_{down}$  = Caídas de presión de los componentes aguas abajo del nodo.

$P_{separador}$  = Presión del separador.

---

<sup>22</sup> CLAVIJO GUTIÉRREZ, Valery Tatiana y MURILLO PARRA, Angie Carolina. Modelamiento y análisis del manejo de fluidos del sistema de recolección de la Troncal 4 de Campo Rubiales. Fundación Universidad de América. Bogotá. 2017. p. 66.

<sup>23</sup> *Íbid*, p. 65.

### 4.3 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO

En esta sección, se describen los aspectos que se tuvieron en cuenta para realizar la simulación, así como, el procedimiento que se siguió para la generación del sistema actual de inyección de agua del PAD de Campo Rubiales y de sus pozos asociados en el software PIPESIM.

**4.3.1 Premisas.** A continuación se describen las premisas que se tuvieron en cuenta para el desarrollo de la simulación.

- Para la validación de la simulación se utilizaron datos promedio de inyección de los pozos del PAD entre los meses de octubre y noviembre del año 2018. En razón a que el pozo 1 se encuentra inactivo desde el 3 de septiembre del 2018, para este caso se aplicaron valores promedio de inyección de agosto del mismo año. Esta información se encuentra en la **Tabla 3**.

**Tabla 3.** Datos promedio de inyección por pozo del PAD.

Pozo	Tasa de inyección (BWPD)	Presión en cabeza de pozo (psia)
1	6.607,9	726,4
2	78.311,3	805,8
3	58.210,6	682,0
4	88.942,4	660,3
5	39.026,4	501,9
6	48.739,7	652,2
7	84.826,9	758,0
8	32.841,6	1.000,4
9	38.576,2	1.059,6
<b>TOTAL</b>	<b>476.082,9</b>	

**Fuente:** elaboración propia, con base en. ECOPETROL S.A.

- El pozo 1 se tuvo en cuenta dentro de la simulación debido a tiene como fecha estimada de reactivación el mes de julio de 2020, luego de que se le realice un trabajo de workover.
- En todas las simulaciones se aplicó la correlación de Moody, la cual es recomendada por el programa de simulación PIPESIM para una sola fase.
- La información de datos de distancias de las líneas de flujo se obtuvo por medio de un levantamiento realizado por el personal de inyección de campo.
- Para la simulación de accesorios como cabezales de pozo, válvulas, codos y reducciones se aplicó la norma API RP14E, la cual recomienda calcular las pérdidas de presión en los accesorios con su equivalente en tubería.

**4.3.2 Espacio de trabajo.** El programa presenta dos tipos de espacios de trabajo:

En red o por pozo como se muestra en la **Figura 16**.



El modo por pozo es un subconjunto del modo en red y cumple la tarea de simplificar la interfaz del usuario mostrándole elementos relevantes solo para aplicaciones de modelado de pozos, es por esto que para crear una red de producción completa y ejecutar tareas de simulación de red es necesario utilizar un espacio de trabajo que se encuentre en modo de red.

**Figura 16.** Espacios de trabajo de PIPESIM.



**Fuente:** elaboración propia, con base en. SCHLUMBERGER. Software PIPESIM.

Con el fin de crear el sistema de inyección de agua del PAD en su totalidad, se ejecutó el programa PIPESIM y en las opciones de espacios de trabajo se seleccionó crear un nuevo modelo de red, que permite realizar una representación esquemática de fuentes, nodos, sumideros o pozos de inyección conectados mediante líneas de flujo, entre otros.

**4.3.3 Modelo de fluido.** Los modelos de fluidos sirven para describir el comportamiento de las fases, así como para proporcionar las propiedades físicas y de transporte que el fluido necesita al momento de correr cualquier tipo de simulación.

Para crear el fluido que se utilizó en la simulación (en este caso agua), se buscó en la barra de datos de PIPESIM la opción de administrador de fluidos (**Figura 17**). Una vez se desplegó, se hizo click en (+) con el fin insertar un nuevo fluido al cual se le denominó como "Agua de inyección" y se le establecieron sus respectivas propiedades de corte de agua, relación gas-liquido, gravedades específicas, entre otras, como se puede ver en la **Figura 18**.



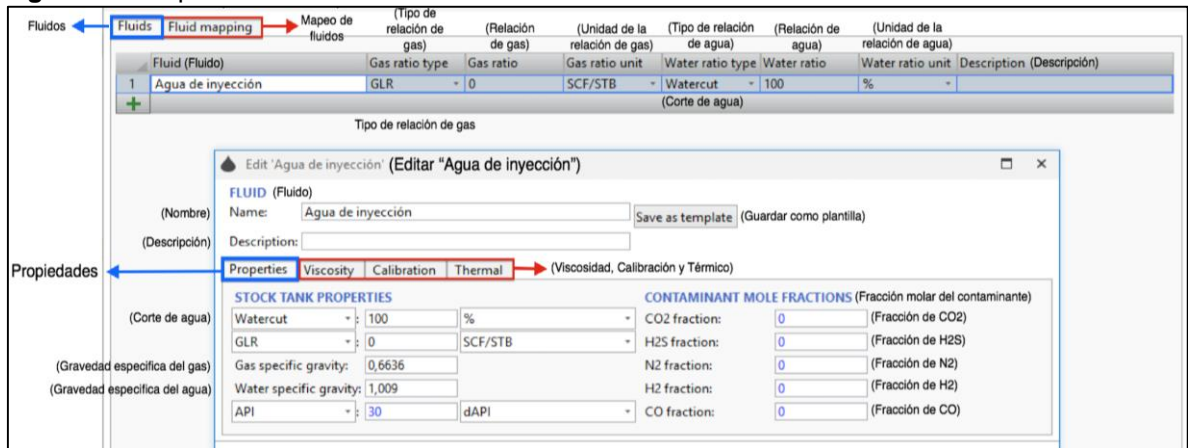
No fue necesario utilizar opción de mapeo de fluidos para asociar el “Agua de inyección” con la fuente y los pozos de inyección presentes en el modelo debido a que después de seleccionar un tipo de fluido en el administrador de fluidos, todos los objetos del modelo usan automáticamente ese tipo de fluido.

**Figura 17.** Botón del administrador de fluidos.



**Fuente:** elaboración propia, con base en. SCHLUMBERGER. Software PIPESIM.

**Figura 18.** Propiedades del fluido del sistema.

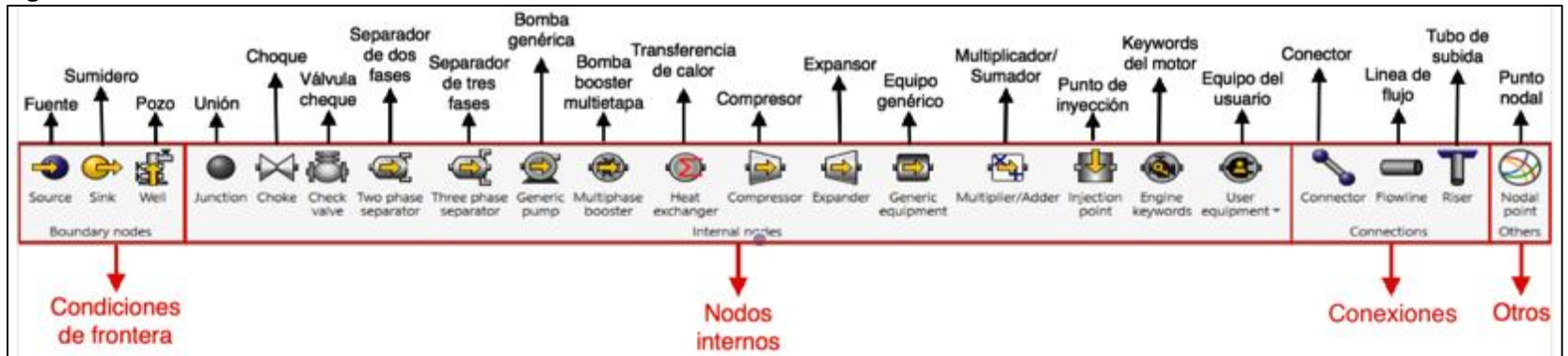


**Fuente:** elaboración propia, con base en. SCHLUMBERGER. Software PIPESIM.

**4.3.4 Elementos físicos del modelo.** El software da la posibilidad de seleccionar entre una gran variedad de elementos físicos de condiciones de frontera, nodos internos, conexiones o puntos nodales para agregar al modelo, los cuales se encuentran ilustrados en la **Figura 19**.

En la creación de la simulación del sistema se utilizaron condiciones de frontera (fuente y pozos inyectoros), nodos internos (uniones, choques y bombas genéricas), conexiones (conectores y líneas de flujo) y puntos nodales.

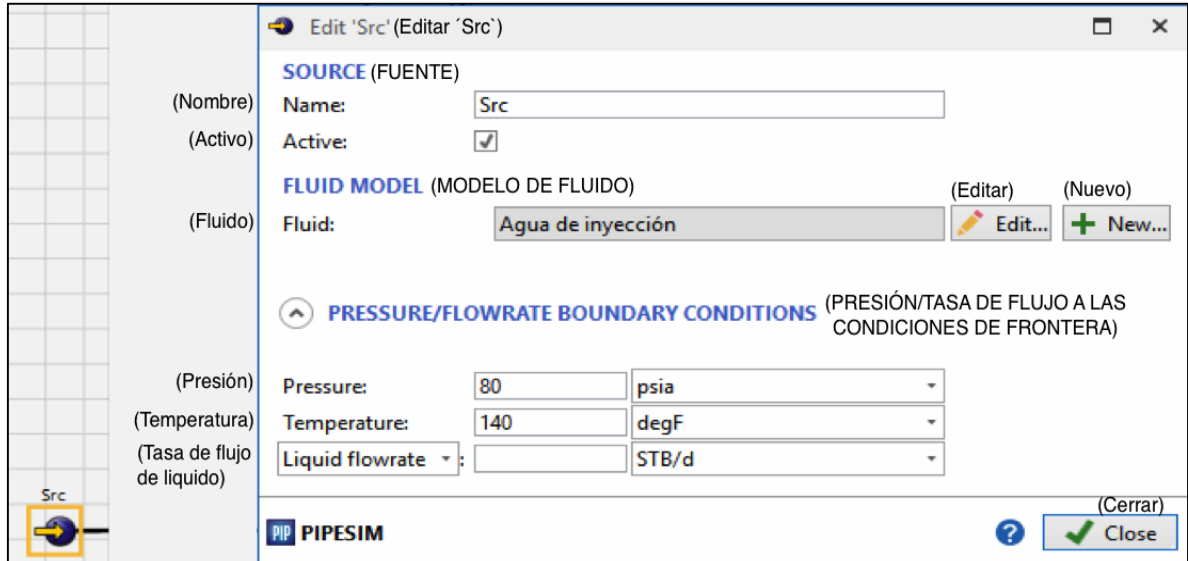
**Figura 19.** Barra de elementos físicos de PIPESIM.



**Fuente:** elaboración propia, con base en. SCHLUMBERGER. Software PIPESIM.

**4.3.5 Construcción de la fuente.** Un nodo fuente establece el punto inicial del flujo de fluido. En este caso, el modelo cuenta con una sola fuente que simula las condiciones de presión y temperatura del lugar desde donde proviene el fluido inyectado a la formación, que son de 80 psia y 140 °F respectivamente como se puede ver en la **Figura 20**.

**Figura 20.** Configuración de la fuente.



**Fuente:** elaboración propia, con base en. SCHLUMBERGER. Software PIPESIM.

**4.3.6 Construcción del modelo de pozo.** Para realizar una representación esquemática de un pozo se debe crear un modelo, siendo necesario contar con la información completa sobre el pozo (estado mecánico, survey de desviación, equipo de fondo, equipo de superficie, entre otros) según corresponda.

Un pozo de inyección es una de las formas en que los fluidos dejan la red, y, para su configuración se realizaron las siguientes acciones:

- Insertar un pozo por medio la barra de elementos físicos del software.
- Añadir información general del pozo.
- Añadir información del revestimiento.
- Añadir survey de desviación.
- Agregar equipo de fondo de pozo (en este caso no se agregan equipos de fondo).
- Agregar un sistema de levantamiento artificial (en este caso no corresponde al ser pozos de inyección y no de producción).
- Añadir datos de transferencia de calor.
- Agregar completamiento.
- Agregar equipo de superficie.
- Realizar análisis nodal.

Se tomó como referencia el pozo 2 del PAD (**Figura 21**), con el fin ilustrar el paso a paso de cómo se realizó la construcción de los pozos una vez se insertan en el modelo.

**Figura 21.** Pozo 2.



**Fuente:** elaboración propia, con base en. SCHLUMBERGER. Software PIPESIM.

**4.3.6.1 Datos generales pozo.** En la pestaña “General” se cambió el nombre del pozo por “Pozo 2” como se observa en la **Figura 22**, se indicó que el pozo se encuentra activo, que es un pozo de inyección y se dejó una válvula de cheque de bloqueo inverso, la cual garantiza que el flujo sea siempre hacia abajo para un pozo de inyección.

**Figura 22.** Generalidades del pozo 2.

	General	Tubería	Survey de desviación	Equipo de fondo	Levantamiento artificial	Transferencia de calor	Terminación	Equipo de superficie
	General	Tubulars	Deviation survey	Downhole equipment	Artificial lift	Heat transfer	Completions	Surface equipment
Nombre del pozo	Well name:	Pozo 2						
Activo	Active:	<input checked="" type="checkbox"/>						
Tipo de pozo	Well type:	<input type="radio"/> (Producción) <input checked="" type="radio"/> (Inyección)						
Ajuste de válvula cheque	Check valve setting:	Block reverse (Bloque inverso)						

**Fuente:** elaboración propia, con base en. SCHLUMBERGER. Software PIPESIM.

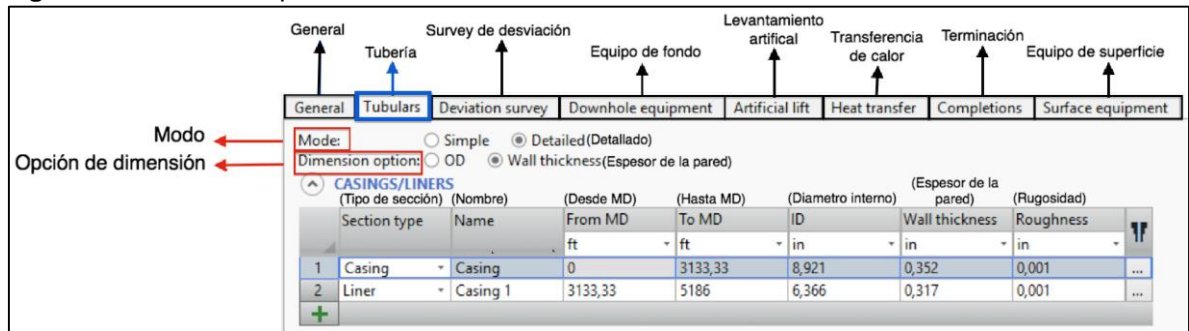
**4.3.6.2 Información del revestimiento.** La información que se utilizó en la pestaña “Tubería”, se obtuvo del estado mecánico del pozo que se encuentra ilustrado en la **Figura 7**.

Primero se estableció como un modelo simple y se dimensionó por el espesor de la pared, luego se agregó el casing intermedio del pozo. Para cargar los datos correspondientes a este revestimiento se ingresó al catálogo del casing haciendo click en (...) y se seleccionó la opción con diámetro de 9 5/8 de pulgada, peso de 36 lb/ft y grado K-55, con el fin de obtener de forma automática la información del diámetro interno de este completamiento, el espesor de la pared y su rugosidad. Se insertó la profundidad medida del mismo que va desde 0 pies hasta 3.133,33 pies, tomando como referencia el tope del empaque.

Por último se insertó el liner ranurado de la misma manera que el casing intermedio, esta vez con valores de diámetro de 7 pulgadas, peso de 23 lb/ft y grado N-80 y una profundidad que va desde el tope del empaque (3.133,33 pies), hasta la profundidad del zapato rimador (5.186 pies).

La información mencionada anteriormente se encuentra ilustrada en la **Figura 23**.

**Figura 23.** Tubería del pozo 2.



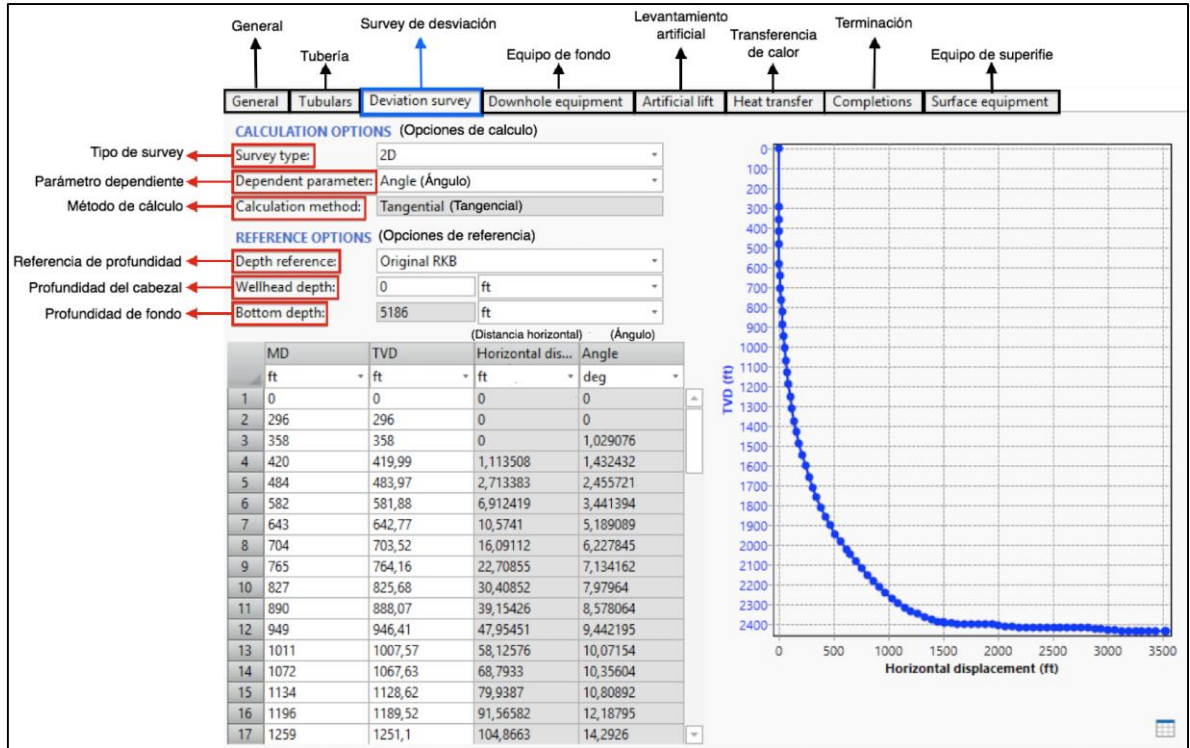
**Fuente:** elaboración propia, con base en. SCHLUMBERGER. Software PIPESIM.

**4.3.6.3 Survey de desviación.** En esta pestaña el software permite seleccionar entre diferentes tipos de survey, las opciones disponibles son vertical, 2D ó 3D (si el pozo es vertical no se requiere survey de desviación).

Para este caso se seleccionó un tipo de survey 2D como se puede ver en la **Figura 24**. Esta opción despliega parámetros adicionales de MD, TVD y ángulo que se cargan a través de una tabla para definir la trayectoria del pozo, los valores de MD y TVD fueron facilitados por ECOPETROL S.A a través del survey de desviación del pozo, mientras que el ángulo al ser un parámetro dependiente fue calculado automáticamente por el software al agregar los otros dos valores.

Como el parámetro dependiente es ángulo, el método de cálculo se establece automáticamente en el método tangencial.

**Figura 24.** Survey de desviación del pozo 2.



**Fuente:** elaboración propia, con base en. SCHLUMBERGER. Software PIPESIM.

**4.3.6.4 Transferencia de calor.** El proceso de transferencia de calor se puede modelar cargando el coeficiente de transferencia de calor único (valor U) o agregando múltiples valores en una tabla; para este caso se dejan los valores predeterminados por el software que se encuentran en la **Figura 25**.

**Figura 25.** Valores de transferencia de calor del pozo 2.

(Valor U) U Value input:  Single  Multiple

(Coeficiente de tranferencia de calor) Heat transfer coefficient:

(Temperatura ambiente) Ambient temperature input:  Single  Multiple

(Temperatura del suelo en cabeza de pozo) Soil temperature at wellhead:

**Fuente:** elaboración propia, con base en. SCHLUMBERGER. Software PIPESIM.

**4.3.6.5 Terminación del pozo.** En PIPESIM la terminación de un pozo hace referencia al intervalo de contacto que hay entre el pozo y el yacimiento. Con el fin de simular este contacto se adicionó una terminación en la tabla, se seleccionó la geometría del pozo como horizontal, luego se estableció un entrada de fluido distribuida y no de un solo punto ya que el pozo presenta un liner ranurado, se cargaron las profundidades de tope (3.358,31 pies) y de fondo (5.170,71 pies) de la zona de contacto las cuales fueron tomadas del estado mecánico del pozo, se estableció que la terminación se encontraba activa. Por último, se seleccionó el



modelo IPR del pozo como índice de productividad distribuido o en este caso índice inyectividad distribuido (por unidad de longitud).

Una vez se terminó de agregar la información de la finalización, fue necesario cargar los datos de presión (986 psi) y temperatura (145 °F) del yacimiento proporcionados por ECOPETROL S.A, es importante mencionar que el valor de presión de yacimiento varía dependiendo de la capa o unidad de la formación en la que cada pozo esta inyectando.

De igual manera, se adiciono el tipo de fluido manejado por el pozo que en este caso es líquido y su índice de inyectividad por unidad de longitud, como se puede ver en la **Figura 26**. Es importante mencionar que el índice de inyectividad fue variado a criterio de la autora mediante método iterativo, para que el caudal de inyección del pozo estuviera acorde a la realidad.

El modelo de fluido se estableció previamente en el apartado 4.2.3.

**Figura 26.** Terminación del pozo 2.

The screenshot shows the 'COMPLETIONS' tab in the PIPESIM software. At the top, a navigation bar includes 'General', 'Tubulars', 'Deviation survey', 'Downhole equipment', 'Artificial lift', 'Heat transfer', 'Completions', and 'Surface equipment'. The 'Completions' section contains a table with the following data:

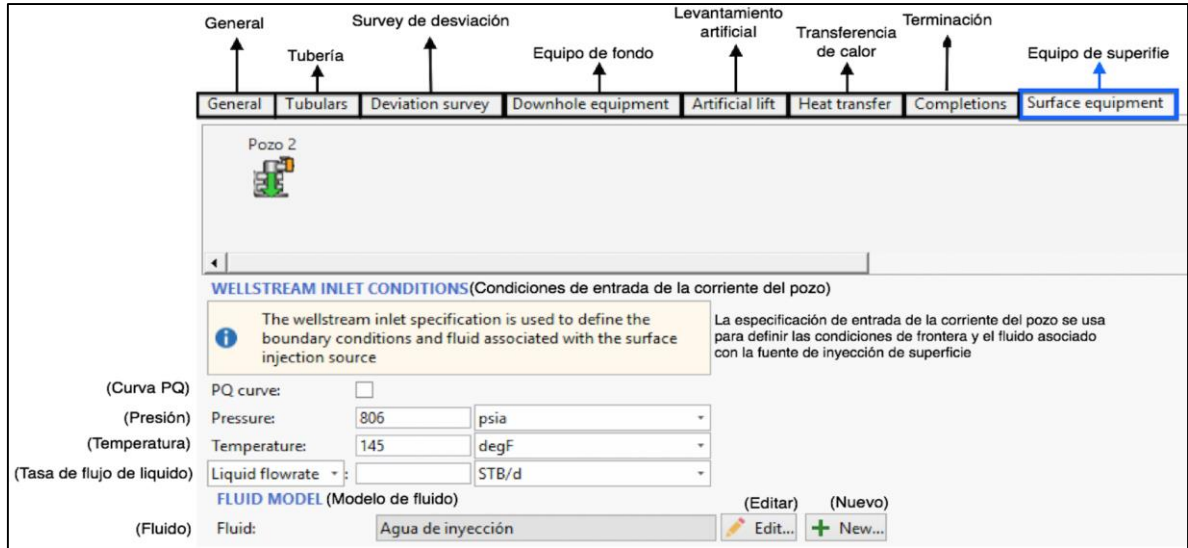
Name (Nombre)	Geometry prof...	Fluid entry (Entrada de fluido)	Top MD (ft)	Middle MD (ft)	Bottom MD (ft)	Type (Tipo)	Active (Activo)	IPR model (Modelo IPR)
1 Cpl	Horizontal	Distributed	3358,31		5170,71	Perforation	<input checked="" type="checkbox"/>	Distribute...

Below the table, the 'Fluid model' section is visible, showing 'Reservoir pressure: 986 psia' and 'Reservoir temperature: 145 degF'. The 'IPR basis' is set to 'Liquid' and the 'Productivity index' is '0,05788513 STB/(d.psi.ft)'.

**Fuente:** elaboración propia, con base en. SCHLUMBERGER. Software PIPESIM.

**4.3.6.6 Equipo de superficie del pozo.** Los equipos de superficie conectados al pozo se agregaron más adelante en la simulación y en esta opción se insertó la información que corresponde a la presión y temperatura en superficie del pozo como se muestra en la **Figura 27**.

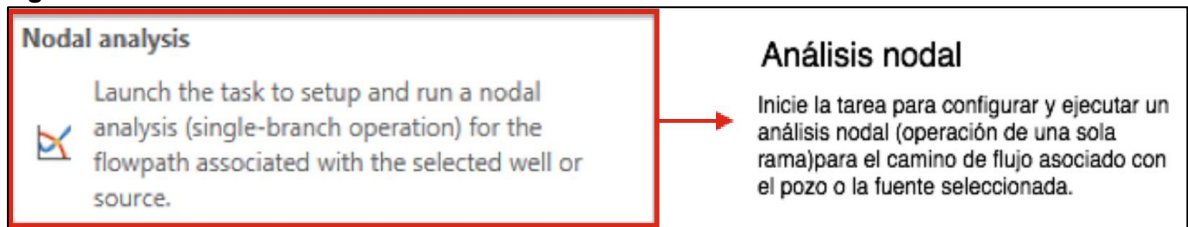
**Figura 27.** Presión y temperatura de superficie del pozo 2.



**Fuente:** elaboración propia, con base en. SCHLUMBERGER. Software PIPESIM.

**4.3.6.7 Análisis nodal del pozo.** Una vez terminada la simulación, se seleccionó el pozo para activar la tarea de análisis nodal (**Figura 28**), que al iniciarse solicita insertar un punto nodal en el fondo o en la cabeza del pozo. Para lo buscado por esta simulación, el punto se colocó en fondo y así se obtuvieron los resultados de tasa de flujo y presión en esta zona.

**Figura 28.** Inicio de la tarea de análisis nodal.



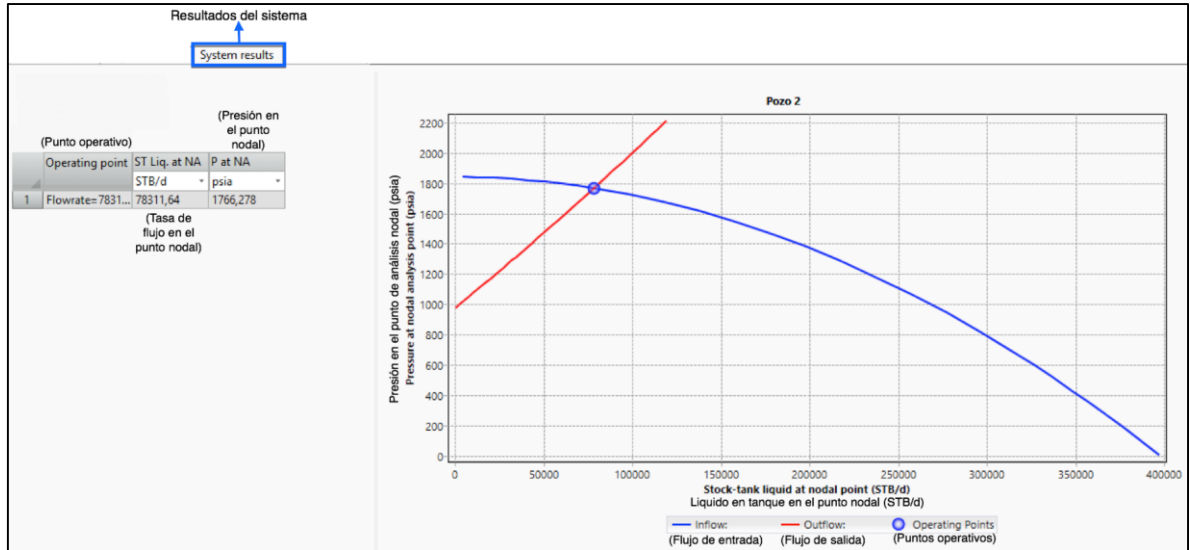
**Fuente:** elaboración propia, con base en. SCHLUMBERGER. Software PIPESIM.

Al entrar en la tarea, se ejecutó la simulación sin realizar ningún cambio en las propiedades para el análisis nodal, ya que estas fueron definidas previamente en la configuración del pozo.

Una vez la simulación terminó de correr, el software mostró de manera automática en la pestaña de resultados del sistema, las curvas de flujo de salida (outflow) y flujo de entrada (inflow), así como, el punto operativo del pozo en el punto nodal, el cual mostró una tasa de flujo de 78.311,64 BWPD y una presión de 1.766,29 psia como se puede observar en la **Figura 29**.



**Figura 29.** Resultados del sistema del análisis nodal del pozo 2.



**Fuente:** elaboración propia, con base en. SCHLUMBERGER. Software PIPESIM.

**4.3.7 Construcción de las tuberías y conexiones.** El software permite seleccionar entre tres tipos de conexiones diferentes (conector, línea de flujo o tubo de subida) como se puede ver en la **Figura 19**, las cuales se utilizan para conectar dos objetos de nodo agregados previamente al modelo.

**4.3.7.1 Líneas de flujo.** PIPESIM permite definir una línea de flujo como un modelo simple o como un modelo detallado.

- **Modelo simple:** Requiere de datos básicos y se utiliza para líneas con geometrías relativamente lineales (horizontales, verticales, inclinadas con ángulo constante) y permite realizar un cálculo de transferencia de calor simplista.
- **Modelo detallado:** Permite insertar el perfil de la tubería de manera detallada, así como llevar a cabo un cálculo detallado de la transferencia de calor en el que se encuentra incluido el revestimiento de la tubería, la variación en las condiciones ambientales, entre otros.

En la construcción de la simulación se implementaron modelos de líneas de flujo simples para tuberías cortas ubicadas en el PAD y detalladas para líneas de transferencia más largas como la que conecta a la fuente (CPF) con el PAD.

Como se mencionó en las premisas, los cabezales de los pozos, sus válvulas, codos y reducciones se simularon como líneas de flujo (tuberías).

Para configurar una línea de flujo se requieren los datos generales de la misma, como su nombre, estado activo o inactivo, si se va utilizar en modo simple o

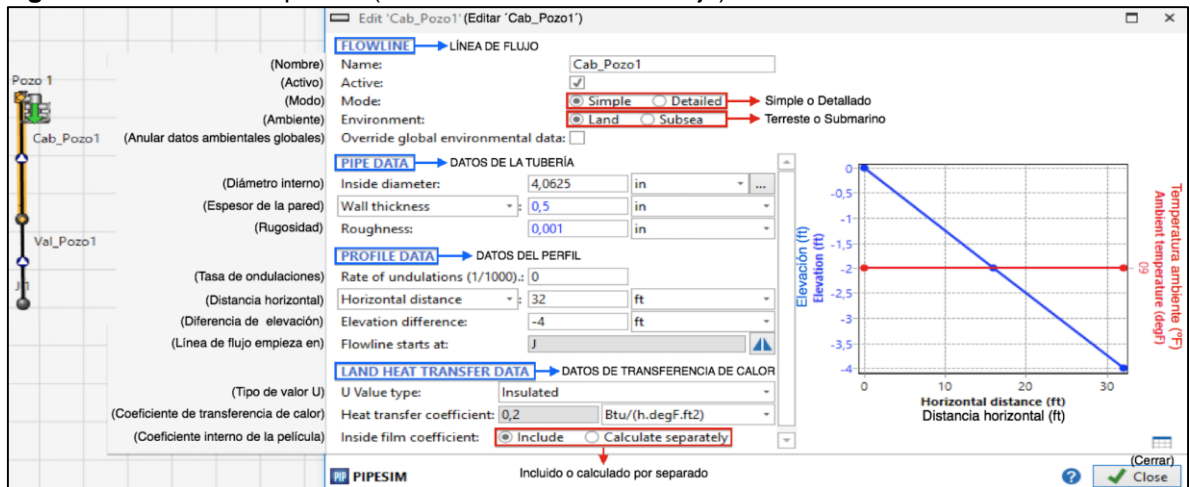
detallado y si es una línea terrestre o submarina. En esta sección también existe la posibilidad de anular datos ambientales globales.

De igual manera, es necesario incluir los datos de la tubería, tales como su diámetro, el espesor de su pared o diámetro externo y su rugosidad según el tipo de material del que este compuesto. También se adicionan datos de su perfil, su tasa de ondulaciones (factor artificial utilizado para introducir ondulaciones en la línea de flujo y capturar los efectos del terreno resultando una mayor caída de presión), su distancia horizontal y su diferencia de elevación (valor negativo para una línea de flujo cuesta abajo, valor positivo para una línea de flujo cuesta arriba).

Por último, se cargan los datos de transferencia de calor donde se especifica cuál es el tipo de valor U, cuál es el valor del coeficiente de transferencia de calor y se especifica si el coeficiente interno de la película se incluye dentro del coeficiente de transferencia de calor suministrado anteriormente o se calcula por separado.

En la **Figura 30**, se muestra como referencia el cabezal del pozo 1 del PAD en estudio, el cual fue simulado como una línea de flujo y contiene la información mínima que se mencionó anteriormente.

**Figura 30.** Cabezal del pozo 1 (simulado como línea de flujo).



**Fuente:** elaboración propia, con base en. SCHLUMBERGER. Software PIPESIM.

**4.3.7.2 Conectores.** Un conector no tiene propiedades configurables, su única función es conectar dos objetos. Cuando una línea de flujo se encuentra inactiva, el software la asumirá como una conexión directa o conector.

**4.3.8 Configuración de los choques.** Los choques son equipos que se pueden utilizar tanto en el pozo como en la superficie y se encargan de limitar el flujo al estrangular de manera mecánica el área de la sección transversal por la cual pasa el fluido. Entre más limitada se encuentre esta área, la velocidad del fluido va a aumentar resultando en una pérdida de presión.

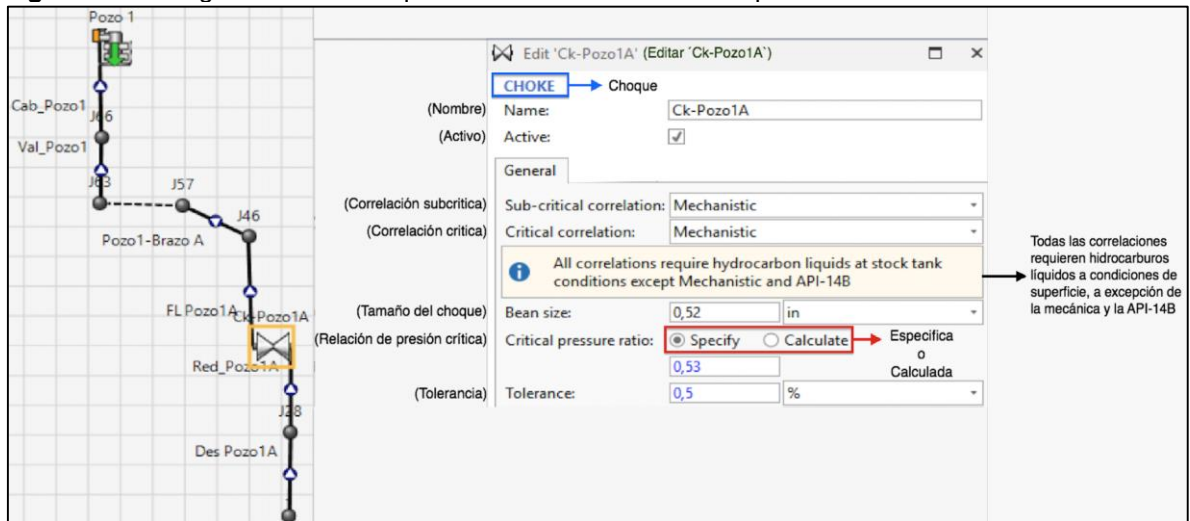
Al introducir un choque en la simulación, el programa va a requerir datos de las propiedades del choque como su nombre, si el equipo se encuentra activo o inactivo y va a solicitar la selección de una correlación subcrítica y una correlación crítica.

De igual manera, se van a necesitar valores como el tamaño del choque (diámetro del área de flujo suponiendo que el estrangulamiento es circular), la relación de presión crítica (especifica o calculada) para determinar la presión aguas abajo cuando se produce un flujo crítico en el estrangulador y la tolerancia (porcentaje o fracción) para la identificación de condiciones de flujo crítico.

A todos los choques insertados en la simulación se le aplicaron correlaciones críticas y subcríticas mecánicas, ya que se encuentra de manera predeterminada por el software para estos equipos y no requiere hidrocarburos líquidos a condiciones de superficie.

Para reproducir las condiciones operativas reales de cada uno de los pozos se ajustaron manualmente los choques, mientras que la relación de presión crítica (0,53) y la tolerancia (0,5%) se conservaron con los valores predeterminados por el programa, como se puede ver en la **Figura 31** donde se presenta la información de un choque del pozo 1.

**Figura 31.** Configuración del choque ubicado en el brazo A del pozo 1.



**Fuente:** elaboración propia, con base en. SCHLUMBERGER. Software PIPESIM.

**4.3.9 Construcción de las bombas.** Para configurar una bomba centrífuga es necesario ir al botón de catálogos (**Figura 32**), el cual se encuentra en el grupo de opciones de la aplicación y brinda acceso a los catálogos de diferentes equipos.

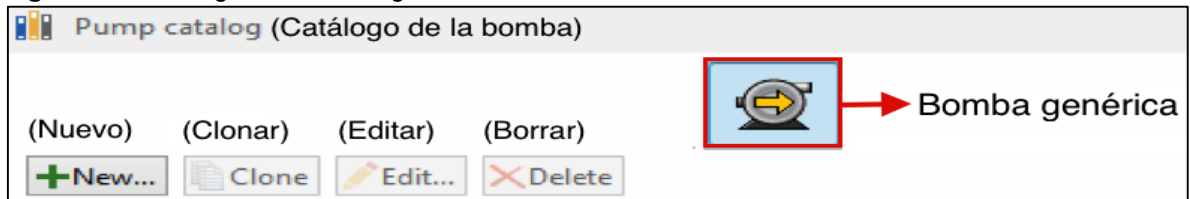
**Figura 32.** Botón de catálogos.



**Fuente:** elaboración propia, con base en. SCHLUMBERGER. Software PIPESIM.

Una vez se ingresa a los catálogos, se selecciona la opción de catálogo de bombas o bomba genérica (**Figura 33**), el cual se encuentra vacío ya que el software no cuenta con bombas predefinidas y brinda la posibilidad de cargar estos equipos desde cero según la necesidad del ingeniero.

**Figura 33.** Catálogo de bombas genéricas.



**Fuente:** elaboración propia, con base en. SCHLUMBERGER. Software PIPESIM.

El modelo de bomba genérica utiliza ecuaciones de bomba centrífuga con el fin de hallar el caudal, la potencia del eje, la potencia hidráulica, la eficiencia y la relación entre presión y temperatura de entrada y de salida.

A medida que se van creando las nuevas bombas, estas irán apareciendo en el catálogo que también da la posibilidad clonar, editar o eliminar los equipos.

Con el fin de mostrar el procedimiento que se llevó a cabo para cargar las bombas en el catálogo de bombas de PIPESIM, se tomó como referencia el equipo de la marca Baker Huges Centrilift de referencia WJJ1200A con 22 etapas, cuya información general y de operación se obtuvo del catálogo de la bomba entregada por el fabricante, la cual se encuentra ilustrada en la **Gráfica 7**.

**4.3.9.1 Propiedades generales.** En la opción de propiedades de la bomba (**Figura 34**), se cargó la información del fabricante (Baker Huges), el modelo (WJJ1200A), su tasa de flujo mínima recomendada (31.000 BPD), su tasa de flujo máxima recomendada (51.000 BPD), su velocidad base (3.570 RPM) y el número de etapas iniciales de la bomba (22).

**Figura 34.** Catálogo de la bomba Baker Huges.

Datos de rendimiento			
Propiedades			Curva de rendimiento
Properties	Performance data	Performance curve	
<b>GENERAL (General)</b>			
(Fabricante)	Manufacturer:	Baker Huges	
(Modelo)	Model:	WJJ1200A	
(Tasa de flujo mínima)	Min. flowrate:	31000	bbl/d
(Tasa de flujo máxima)	Max. flowrate:	51000	bbl/d
(Velocidad base)	Base speed:	3570	c/min
(Etapas base)	Base stages:	22	

Fuente: elaboración propia, con base en. SCHLUMBERGER. Software PIPESIM.

**4.3.9.2 Datos de rendimiento.** En esta sección, se ingresaron los valores de las tres curvas o propiedades de la bomba encontradas en su catálogo (tasa de flujo, cabeza o presión real en el cabezal de la bomba y eficiencia asociada a la presión de descarga de la bomba) como se observa en la **Figura 35**.

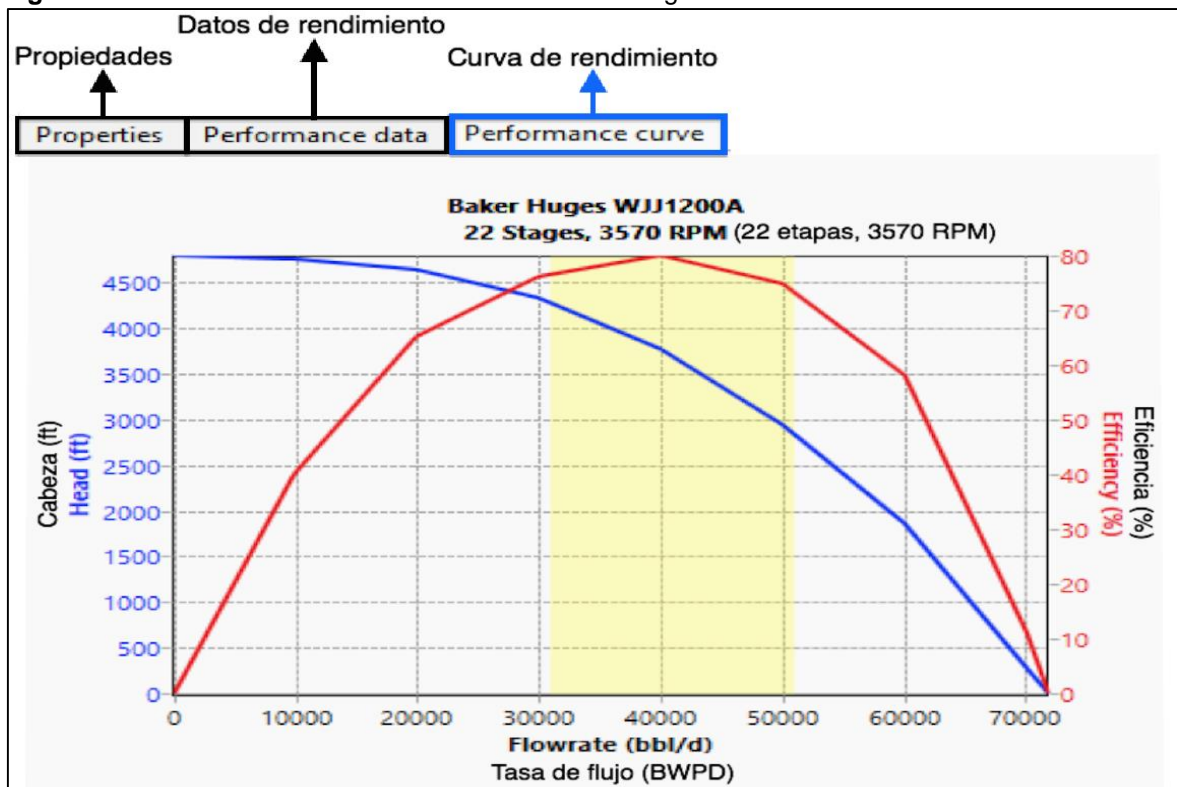
**Figura 35.** Datos de rendimiento de la bomba Baker Huges.

Datos de rendimiento			
Propiedades			Curva de rendimiento
Properties	Performance data	Performance curve	
	Flowrate	Head	Efficiency
	bbl/d	ft	%
1	0	4797	0
2	9882	4753	40
3	19921	4640	65
4	29960	4326	76
5	40000	3767	80
6	50039	2947	75
7	60078	1848	58
8	70117	279	11
9	71843	0	0
+			
	Tasa de flujo	Cabeza	Eficiencia

Fuente: elaboración propia, con base en. SCHLUMBERGER. Software PIPESIM.

**4.3.9.3 Curva de rendimiento.** Una vez se han cargado todos los valores requeridos por el simulador, este crea una gráfica de la curva de rendimiento de la bomba en la pestaña de curva de rendimiento como se puede ver en la **Figura 36**.

**Figura 36.** Curva de rendimiento de la bomba Baker Hughes simulada en PIPESIM.



Fuente: elaboración propia, con base en. SCHLUMBERGER. Software PIPESIM.

**4.3.9.4 Adición de las bombas al modelo.** Una vez se inserta la bomba al sistema, en su configuración se va a solicitar la información general de la misma, como nombre (bomba 1), si se encuentra activa o inactiva (activa) y si se van a utilizar las curvas (si), opción que permite seleccionar un modelo del catálogo.

Al seleccionar una bomba del catálogo, el simulador no permite cambiar los valores ya establecidos, como se puede ver en la **Figura 37**, a excepción de los datos correspondientes al número de etapas de la bomba que en este caso serán iguales a las etapas base (22) y su velocidad de operación que se encuentra en 3.213 RPM, equivalente a una frecuencia de 54 Hz.



**Figura 37.** Configuración de la bomba 1.

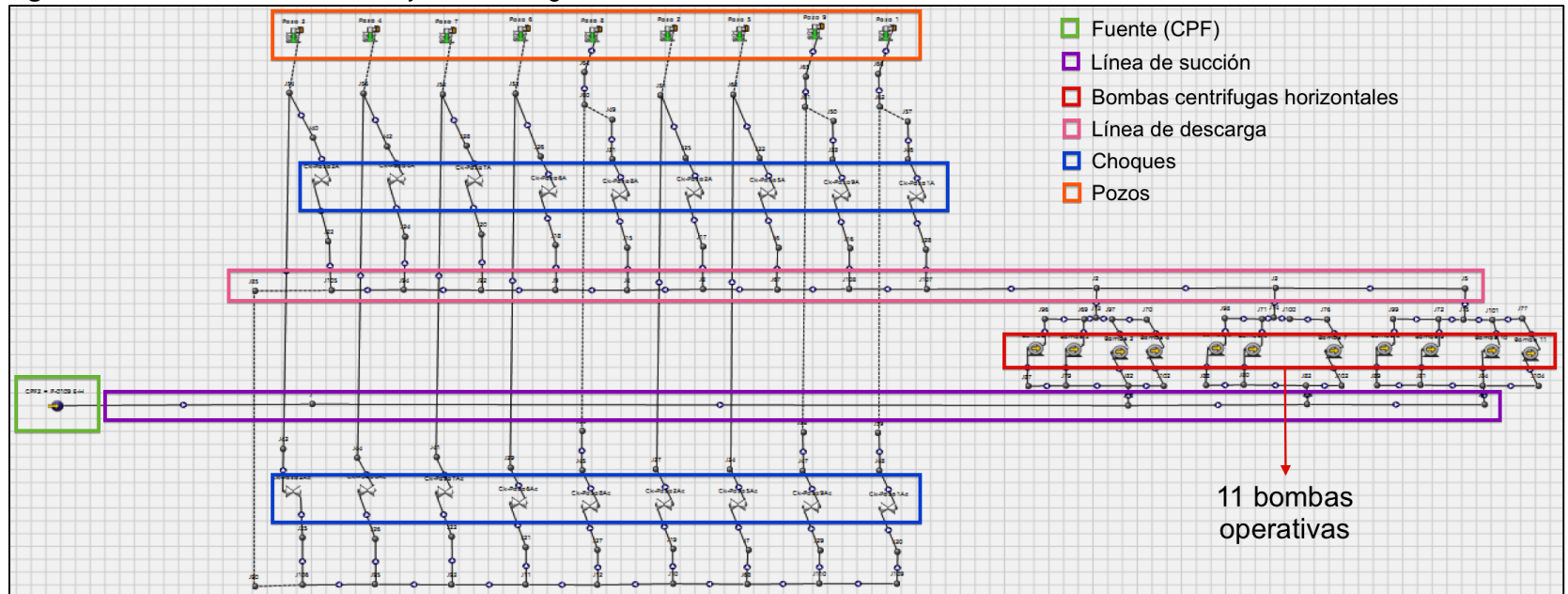
The screenshot shows the configuration window for 'Bomba 1' in PIPESIM. On the left, a schematic diagram shows a pump icon connected to a network of pipes and valves labeled J73, FL50, J87, FL21, J84, J96, and the pump itself. The configuration panel on the right is titled 'Edit 'Bomba 1' (Editar 'Bombas 1')' and contains the following settings:

PUMP (BOMBA)	
(Nombre)	Name: Bomba 1
(Activo)	Active: <input checked="" type="checkbox"/>
(Usar curvas)	Use curves: <input checked="" type="checkbox"/>
PERFORMANCE DATA (DATOS DE RENDIMIENTO)	
General	
(Fabricante)	Manufacturer: Baker Hugues
(Modelo)	Model: WJJ1200A
(Tasa de flujo mínima)	Min. flowrate: 31000 bbl/d
(Tasa de flujo máxima)	Max. flowrate: 51000 bbl/d
(Velocidad base)	Base speed: 3570 c/min
(Etapas base)	Base stages: 22
(Número de etapas)	Number of stages: 22
(Velocidad de operación)	Operating speed: 3213 c/min
(Factor de calor)	Head factor: 1
(Corrección de viscosidad)	Viscosity correction: <input type="checkbox"/>

**Fuente:** elaboración propia, con base en. SCHLUMBERGER. Software PIPESIM.

La **Figura 38** representa el modelo construido en PIPESIM del sistema de inyección de agua actual del PAD en estudio.

**Figura 38.** Modelo del sistema de inyección de agua actual del PAD en estudio.



Fuente: elaboración propia, con base en. SCHLUMBERGER. Software PIPESIM.



#### 4.4 VALIDACIÓN DEL MODELO

La validación del modelo se realizó mediante el análisis de los parámetros de tasas de inyección por cada pozo y presiones en cabeza de los mismos, tomando como valores de referencia los datos expuestos en la **Tabla 6**.

Para el cálculo del error en cuanto a tasas de inyección de cada pozo se implementó la **Ecuación 3**, mientras que para hallar el error respecto a presiones en la cabeza de los pozos se utilizó la **Ecuación 4**.

**Ecuación 3.** Porcentaje de error para caudales.

$$\%E = \left| \frac{Q(\text{medido}) - Q(\text{simulado})}{Q(\text{medido})} \right| * 100\%$$

**Fuente:** elaboración propia, con base en. INSTITUTO DE HIDROLOGÍA, METEOROLOGÍA Y ESTUDIOS AMBIENTALES. Estandarización de métodos analíticos. 2006.

**Ecuación 4.** Porcentaje de error para presiones.

$$\%E = \left| \frac{P(\text{medida}) - P(\text{simulada})}{P(\text{medida})} \right| * 100\%$$

**Fuente:** elaboración propia, con base en. INSTITUTO DE HIDROLOGÍA, METEOROLOGÍA Y ESTUDIOS AMBIENTALES. Estandarización de métodos analíticos. 2006.

Para de determinar la magnitud del error, se aplicó la raíz del error cuadrático medio (**Ecuación 5**), la cual permitió corroborar que los valores presión y tasa de inyección de cada pozo no presentarán una variación considerable.

**Ecuación 5.** Raíz del error cuadrático medio.

$$RMSE = \sqrt{\sum (\%E^2)}$$

**Fuente:** elaboración propia, con base en. NEGRÓN BAEZ, Pablo Andrés. Redes Neuronales Sigmoidal con algoritmo LM para pronóstico de tendencia del precio de las acciones del IPSA. Pontificia Universidad Católica de Valparaíso. 2014.

Los resultados obtenidos de porcentaje de error y raíz del error cuadrático medio respecto a tasas de inyección de los pozos se encuentran en la **Tabla 4**, donde se puede observar que la magnitud del error obtenido fue del 1,41%, mostrando un buen ajuste o exactitud entre los datos arrojados por la simulación y los valores reportados por ECOPETROL S.A, ya que este valor está por debajo del 2%.

**Tabla 4.** Porcentaje de error por pozo y raíz del error cuadrático medio en cuanto a tasa de inyección del caso base.

Pozo	Tasa de inyección (BWPD) SIMULACIÓN CASO BASE	Tasa de inyección (BWPD) MEDIDA EN CAMPO	ERROR	ERROR^2
1	6.646,82	6.607,91	0,59%	0,003%
2	78.660,40	78.311,31	0,45%	0,002%
3	58.340,61	58.210,56	0,22%	0,000%
4	89.405,90	88.942,39	0,52%	0,003%
5	38.869,31	39.026,43	0,40%	0,002%
6	49.057,02	48.739,66	0,65%	0,004%
7	85.315,85	84.826,87	0,58%	0,003%
8	32.984,79	32.841,61	0,44%	0,002%
9	38.649,64	38.576,16	0,19%	0,000%
<b>TOTAL</b>				0,020%
<b>RMSE</b>				1,41%

Fuente: elaboración propia.

En la **Tabla 5** se muestran los errores obtenidos en cuanto a presiones en cabeza de pozo, parámetro que presenta un buen ajuste ya que se determinó una magnitud de error del 1,37%.

**Tabla 5.** Porcentaje de error por pozo y raíz del error cuadrático medio en cuanto a presión en cabeza de pozo del caso base.

Pozo	Presión (psia) SIMULACIÓN CASO BASE	Presión (psia) MEDIDA EN CAMPO	ERROR	ERROR^2
1	728,86	726,36	0,34%	0,001%
2	808,60	805,84	0,34%	0,001%
3	682,26	682,03	0,03%	0,000%
4	662,76	660,30	0,37%	0,001%
5	497,45	501,87	0,88%	0,008%
6	655,09	652,20	0,44%	0,002%
7	761,71	758,03	0,49%	0,002%
8	1005,16	1000,39	0,48%	0,002%
9	1062,44	1059,62	0,27%	0,001%
<b>TOTAL</b>				0,019%
<b>RMSE</b>				1,37%

Fuente: elaboración propia.

## 5. ANÁLISIS TÉCNICO DE LAS ESTRATEGIAS DE OPTIMIZACIÓN

En los numerales subsiguientes se presentan los resultados obtenidos de las simulaciones desarrolladas en el software PIPESIM, realizando una comparación del proceso actual de operación del PAD de inyección de agua en estudio y las dos estrategias de optimización planteadas en el Capítulo 3, junto con el análisis técnico de cada una de ellas.

### 5.1 VARIABLES EVALUADAS

Para la evaluación del potencial de las estrategias de optimización del PAD se tuvieron en cuenta diferentes variables en relación a los equipos de inyección de agua modificados o rediseñados.

**5.1.1 Choques.** Estos equipos limitan las tasas de inyección de los pozos con el fin de mantenerlos en los límites de operación establecidos y se encargan de ajustar la presión de descarga de las bombas con la presión en cabeza de los pozos, generando caídas de presión muy significativas a través de ellos. En la evaluación técnica de las estrategias de optimización se tuvieron en cuenta:

- Diámetro (in).
- Perdidas de presión (psia).

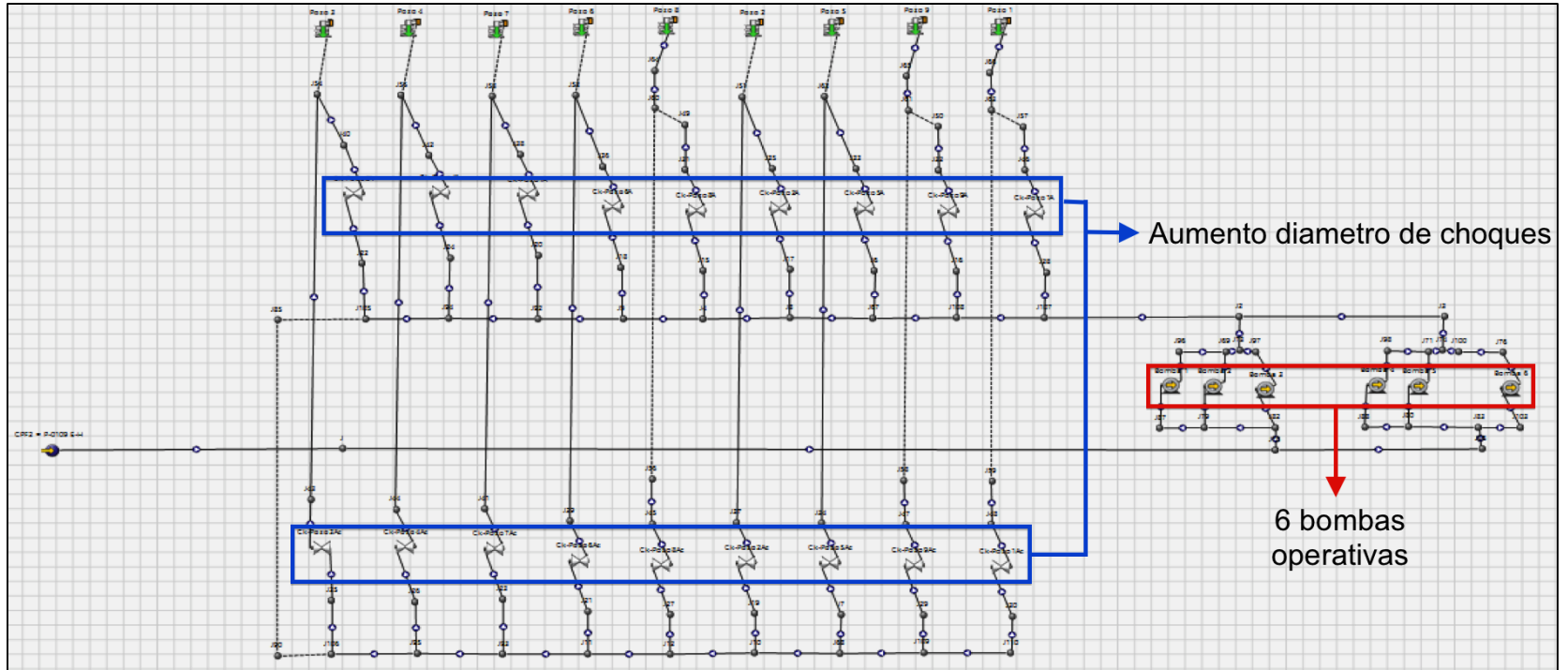
**5.1.2 Bombas centrífugas.** Las bombas centrífugas son los equipos encargados de proporcionar la fuerza a los fluidos descargados hacia los pozos, por lo que se evaluaron sus siguientes características:

- Presión de descarga (psia).
- Caballo de fuerza (hp).
- Velocidad de los impulsores (RPM).
- Frecuencia (Hz).
- Número de etapas.

### 5.2 ANÁLISIS DE LA HOMOGENIZACIÓN DE LAS CONDICIONES DE INYECCIÓN Y EL REDISEÑO DE LOS EQUIPOS DE BOMBEO

En esta sección se presentan y analizan los resultados obtenidos para la oportunidad de mejora expuesta en el numeral 3.2.1, la cual requiere homogenizar las condiciones de inyección del sistema, así como realizar un rediseño de las bombas. Este caso se encuentra representado en la **Figura 39** mediante el modelo construido en el software PIPESIM.

**Figura 39.** Modelo de la condición optimizada de operación “Homogenización de las condiciones de inyección y rediseño de los equipos de bombeo” del sistema de inyección agua del PAD en estudio.



Fuente: elaboración propia, con base en. SCHLUMBERGER. Software PIPESIM.

**5.2.1 Validación del modelo.** En la validación de este modelo se tomó como referencia la tasa de inyección de agua total del PAD (**Tabla 6**) y no los valores pozo a pozo, debido a que el sistema se autorregula en razón a la disminución de las restricciones causadas por los choques, generando que los volúmenes de agua inyectados por pozo varíen de manera considerable.

**Tabla 6.** Tasas de inyección de agua reales medidas en campo y simuladas en PIPESIM para el caso "Homogenización de las condiciones de inyección y rediseño de los equipos de bombeo".

Pozo	Tasa de inyección (BWPD) SIMULACIÓN CASO OPTIMIZADO	Tasa de inyección (BWPD) MEDIDA EN CAMPO
1	6.752,42	6.607,91
2	72.323,54	78.311,31
3	61.698,47	58.210,56
4	96.005,57	88.942,39
5	50.312,15	39.026,43
6	54.735,73	48.739,66
7	82.408,98	84.826,87
8	25.089,44	32.841,61
9	29.278,43	38.576,16
<b>TOTAL</b>	478.604,73	476.082,89

Fuente: elaboración propia.

Para el cálculo del error se utilizó la **Ecuación 3**, la cual fue previamente aplicada en el cálculo del error con respecto a tasas de inyección del caso base de operación del PAD en estudio.

$$\%E = \left| \frac{476.082,893 \text{ BWPD} - 478.604,727 \text{ BWPD}}{476.082,893 \text{ BWPD}} \right| * 100\%$$

$$\%E = 0,53\%$$

La simulación presentó un buen ajuste con un porcentaje de error al 2%, y una desviación respecto a la tasa de inyección medida en campo del 0,53%.

**5.2.2 Disminución de las pérdidas de presión en los choques.** Una vez se aumenta el diámetro de choques, el desperdicio de presión que estos generan se disminuye, como se muestra en la **Tabla 7**, donde se encuentran los diámetros que fueron utilizados en las simulaciones.

**Tabla 7.** Pérdidas de presión en los choques simulados en PIPESIM para el caso actual y el caso “Homogenización de las condiciones de inyección y rediseño de los equipos de bombeo”.

		SIMULACIÓN CASO BASE		SIMULACIÓN CASO “HOMOGENIZACIÓN Y REDISEÑO”	
Pozo	Choque	Diámetro (pulgadas)	Pérdidas de presión (psia)	Diámetro (pulgadas)	Pérdidas de presión (psia)
1	Brazo A	0,52	409,66	1,25	13,01
	Brazo B	0,52	409,40	1,25	12,14
2	Brazo A	1,891	308,14	5	1,37
	Brazo B	1,891	300,01	5	1,06
3	Brazo A	1,5	443,39	3,281	7,80
	Brazo B	1,5	441,50	3,281	6,90
4	Brazo A	1,828	457,34	6,563	0,79
	Brazo B	1,828	450,39	6,563	0,65
5	Brazo A	1,179	633,34	3,75	1,85
	Brazo B	1,179	634,24	3,75	1,85
6	Brazo A	1,355	476,75	3,438	3,64
	Brazo B	1,355	472,35	3,438	2,61
7	Brazo A	1,9	354,54	5,625	1,09
	Brazo B	1,9	345,70	5,625	0,88
8	Brazo A	1,56	121,00	3,125	2,01
	Brazo B	1,56	119,55	3,125	2,01
9	Brazo A	2	58,59	4,688	0,30
	Brazo B	2	56,29	4,688	0,22
<b>Promedio</b>			360,68		3,34

Fuente: elaboración propia.

En el sistema actual de operación del PAD, los choques se encuentran restringidos a diámetros entre 0,5 pulgadas y 2 pulgadas, generando pérdidas de presión promedio que equivalen a 360,68 psia. Con el caso optimizado se aplicarían diámetros que oscilan entre 1,25 pulgadas y 6,6 pulgadas, reduciendo las restricciones generadas por estos equipos y a su vez las pérdidas de presión promedio a 3,34 psia, lo que equivale a una disminución del desperdicio de energía del 99,07%.

Como se mencionó anteriormente, al aumentar el diámetro los choques se va a perder control sobre las tasas de inyección de agua de cada uno de los pozos, los cuales inyectan en diferentes unidades de la formación productora.

**5.2.3 Condiciones de operación de las bombas.** Para este caso se requieren 7 bombas (6 operativas + 1 stand by), con una capacidad individual de 80 KBWPD.

Las condiciones de operación de las bombas ingresadas de manera manual a la simulación para el caso actual y el caso optimizado se encuentran en la **Tabla 8**, donde se presenta el número de etapas, la velocidad y la frecuencia de operación de cada uno de estos equipos.

**Tabla 8.** Condiciones de operación de las bombas simuladas en PIPESIM para el caso actual y el caso "Homogenización de las condiciones de inyección y rediseño de los equipos de bombeo".

	SIMULACIÓN CASO BASE			SIMULACIÓN CASO "HOMOGENIZACIÓN Y REDISEÑO"		
Bomba	Número de etapas	Velocidad (RPM)	Frecuencia (Hz)	Número de etapas	Velocidad (RPM)	Frecuencia (Hz)
1	22	3.213	54	7	3.421,3	57,5
2	22	3.213	54	7	3.421,3	57,5
3	22	3.213	54	7	3.421,3	57,5
4	22	3.213	54	7	3.421,3	57,5
5	22	3.213	54	7	3.421,3	57,5
6	22	3.213	54	7	3.421,3	57,5
7	22	3.213	54	N/A		
8	22	3.213	54	N/A		
9	22	3.213	54	N/A		
10	22	3.213	54	N/A		
11	22	3.213	54	N/A		

Fuente: elaboración propia.

La etapa de una bomba centrífuga consiste en un impulsor giratorio y un difusor estacionario y el número de etapas determina la presión de operación del equipo (a mayor número de etapas, mayor presión de operación). Para este caso, cada bomba cuenta con 7 etapas debido a que se busca disminuir la presión de descarga desde este punto del sistema, con el fin de eliminar las restricciones (disminución de presión) generadas por los choques.

Al regular la frecuencia de las bombas a 57,5 Hz y la velocidad a 3.421,3 RPM se minimiza el riesgo de pérdida de confiabilidad de los equipos, ya que estos valores van a ser cercanos a los de diseño (60 Hz y 3.570 RPM), evitando un aumento en sus costos de mantenimiento.

En la **Tabla 9** se encuentran los datos de presión de descarga de las bombas arrojados por la simulación, donde se puede apreciar que su promedio pasa de 1.136,33 psia a 753,2 psia.

**Tabla 9.** Presión de descarga de las bombas simuladas en PIPESIM para el caso base y el caso “Homogenización de las condiciones de inyección y rediseño de los equipos de bombeo”.

Bomba	Presión de descarga (psia)	
	SIMULACIÓN CASO BASE	SIMULACIÓN CASO “HOMOGENIZACIÓN Y REDISEÑO”
1	1.141,34	753,45
2	1.135,58	752,23
3	1.137,07	752,96
4	1.134,38	754,03
5	1.141,48	752,85
6	1.135,55	753,66
7	1.137,81	N/A
8	1.137,15	N/A
9	1.137,82	N/A
10	1.137,27	N/A
11	1.124,13	N/A
<b>Promedio</b>	1.136,33	753,20

Fuente: elaboración propia.

En la **Tabla 10** se observa que el requerimiento en caballos de fuerza actual de las bombas instaladas en el PAD se encuentra en 11.536,92 hp, mientras que con el caso optimizado este requerimiento disminuye a 6.610,85 hp.

**Tabla 10.** Caballos de fuerza de las bombas simuladas en PIPESIM para el caso base y el caso “Homogenización de las condiciones de inyección y rediseño de los equipos de bombeo”.

Bomba	Caballo de fuerza (hp)	
	SIMULACIÓN CASO BASE	SIMULACIÓN CASO “HOMOGENIZACIÓN Y REDISEÑO”
1	1.048,59	1.101,74
2	1.048,86	1.102,38
3	1.048,80	1.102,08
4	1.048,91	1.101,27
5	1.048,57	1.101,90
6	1.048,86	1.101,49
7	1.048,75	N/A
8	1.048,77	N/A
9	1.048,74	N/A
10	1.048,77	N/A
11	1.049,30	N/A
<b>TOTAL</b>	11.536,92	6.610,85

Fuente: elaboración propia.



Con el fin de hallar los caballos de fuerza reales requeridos por lo equipos de bombeo, se incluyó el factor de eficiencia de los motores (90%) y los variadores de media tensión (95%) típicamente utilizados en las bombas del Campo Rubiales, aplicando la **Ecuación 6**.

**Ecuación 6.** Caballos de fuerza requeridos por los equipos de bombeo.

$$HP(\text{requerido}) = \frac{HP(\text{simulado})}{0,9 * 0,95}$$

**Fuente:** elaboración propia, con base en. ECOPETROL S.A.

Una vez se determinaron los caballos de fuerza reales requeridos por las bombas, estos valores se convirtieron a unidades de energía consumida mediante la **Ecuación 7**.

**Ecuación 7.** Kilovatios hora consumidos por los equipos de bombeo.

$$kWh = HP(\text{requerido}) * 0,746 * 1 \text{ hora}$$

**Fuente:** elaboración propia, con base en. ECOPETROL S.A.

Como se puede ver en la **Tabla 11**, al realizar esta estrategia de optimización existe un potencial de ahorro de 4.298,06 kWh (4,3 MWh) consumidos en las operaciones de inyección de agua del PAD en estudio.

**Tabla 11.** Cantidad de ahorro en cuanto a consumo de energía del caso “Homogenización de las condiciones de inyección y rediseño de los equipos de bombeo”.

	HP SIMULADO	HP REQUERIDO	kWh	MWh
<b>Simulación caso base</b>	11.536,92	13.493,47	10.066,13	10,07
<b>Simulación caso “homogenización y rediseño”</b>	6.610,85	7.731,99	5.768,07	5,77
<b>Ahorro</b>	4.926,07	5.761,48	4.298,06	4,30

**Fuente:** elaboración propia.

**5.2.4 Costos de levantamiento.** Con un potencial de ahorro de 4,3 MWh, los costos de levantamiento se reducen de 7,07 USD/bbl a 6,98 USD/bbl como se puede observar en la **Tabla 12**.

**Tabla 12.** Costos de levantamiento para caso “Homogenización de las condiciones de inyección y rediseño de los equipos de bombeo”.

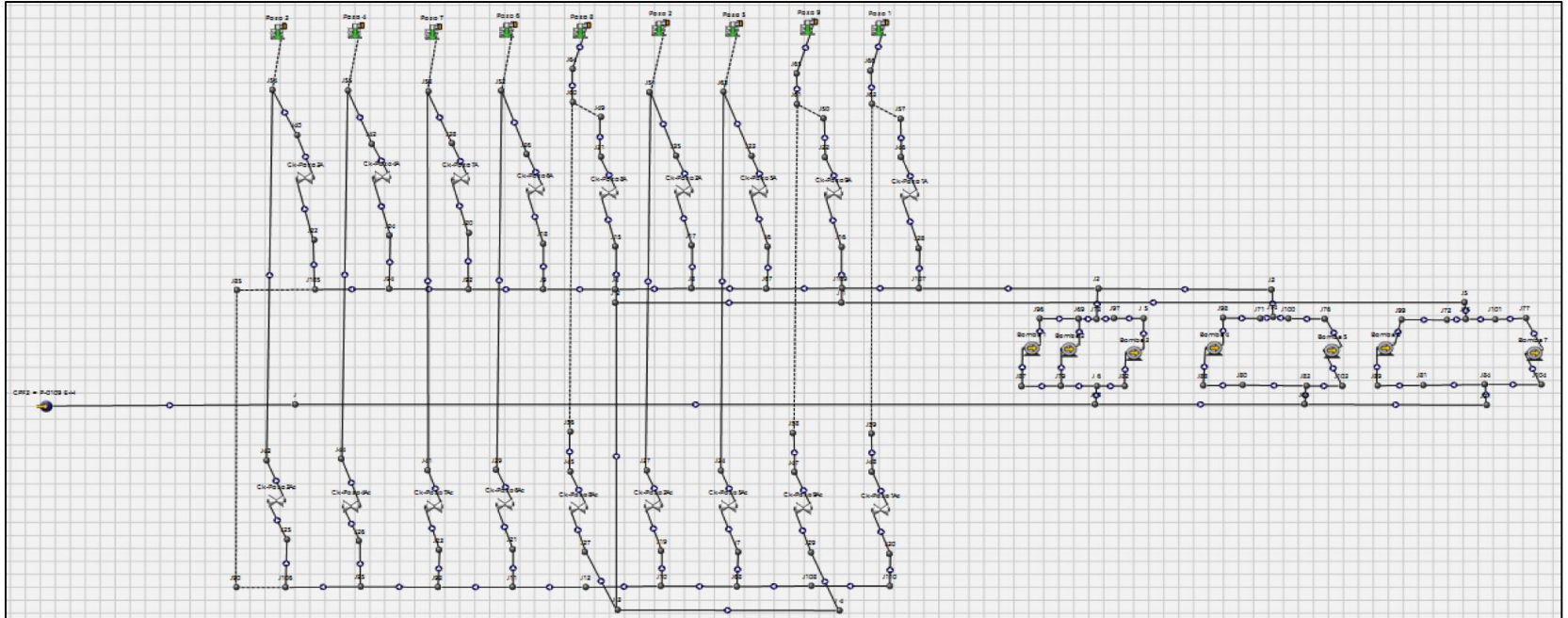
CASO	BASE		" HOMOGENIZACIÓN Y REDISEÑO "	
Consumo de energía en el campo	183 MWh		178,7 MWh	
	Valor (USD/bbl)	Porcentaje	Valor (USD/bbl)	Porcentaje
Costos fijos	1,63	23,1%	1,63	23,4%
Costos asignados	1,19	16,8%	1,19	17,1%
Químico	0,31	4,4%	0,31	4,4%
Energía	3,94	55,7%	3,85	55,1%
<b>TOTAL</b>	<b>7,07</b>	<b>100%</b>	<b>6,98</b>	<b>100%</b>

Fuente: elaboración propia.

### 5.3 ANÁLISIS DE LA SEPARACIÓN DE LA INYECCIÓN DE LOS POZOS DE MAYOR PRESIÓN Y EL REDISEÑO DE LOS EQUIPOS DE BOMBEO

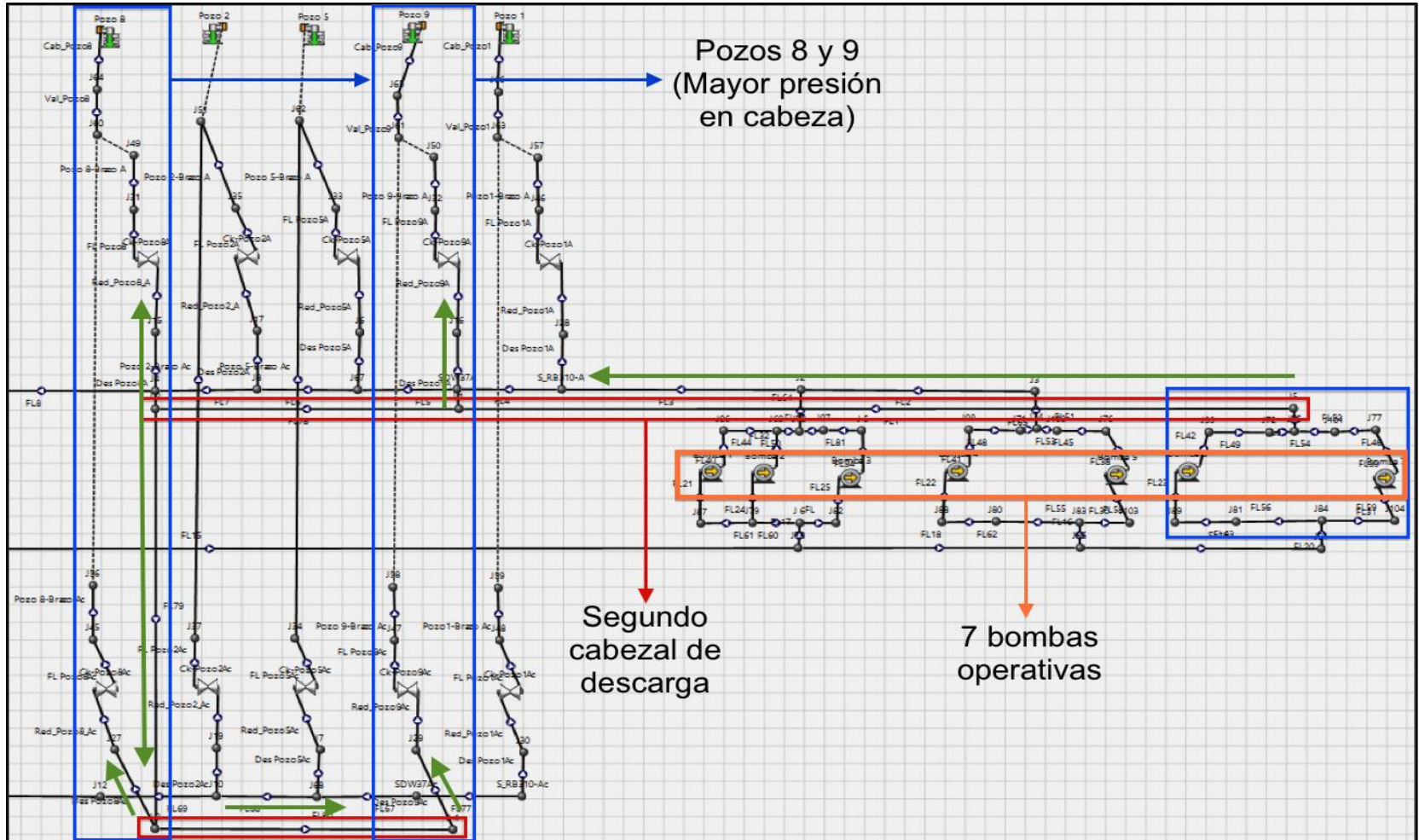
A continuación se muestran y analizan los resultados obtenidos mediante la simulación en el software PIPESIM de la oportunidad de mejora expuesta en el numeral 3.2.2 (**Figura 40 y Figura 41**). Esta estrategia busca separar la inyección de los pozos del PAD que presentan mayor presión en cabeza (pozos 8 y 9) mediante la construcción de un segundo cabezal de descarga y rediseñar los equipos de bombeo.

**Figura 40.** Modelo de la condición optimizada de operación “Separación de la inyección de los pozos de mayor presión y rediseño de los equipos de bombeo” del sistema de inyección agua del PAD en estudio.



**Fuente:** elaboración propia, con base en. SCHLUMBERGER. Software PIPESIM.

**Figura 41.** Acercamiento del segundo cabezal simulado para el modelo de la condición optimizada de operación “Separación de la inyección de los pozos de mayor presión y rediseño de los equipos de bombeo” del sistema de inyección agua del PAD en estudio.



Fuente: elaboración propia, con base en. SCHLUMBERGER. Software PIPESIM.

**5.3.1 Validación del modelo.** La validación de este modelo se realizó por medio del análisis del parámetro de tasas de inyección pozo a pozo, tomando como datos de referencia los valores medidos en campo.

Para hallar el error, se aplicó la misma metodología utilizada en la validación de la simulación del sistema actual de inyección de agua del PAD, aplicando la **Ecuación 3**, con el fin de determinar el error en cuanto a tasas de inyección por cada pozo y la **Ecuación 5**, para encontrar la magnitud del error y así validar que los valores de cada pozo no cambiaran en una gran proporción.

Los resultados obtenidos se observan en la **Tabla 13**, donde se puede apreciar que la desviación del error encontrado fue del 1,16%, representando un ajuste adecuado con un porcentaje de error al 2% entre los valores encontrados por medio de la simulación y los valores medidos en campo.

**Tabla 13.** Porcentaje de error por pozo y raíz del error cuadrático medio en cuanto a tasa de inyección del caso “Separación de la inyección de los pozos de mayor presión y rediseño de los equipos de bombeo”.

Pozo	Tasa de inyección (BWPD) SIMULACIÓN CASO OPTIMIZADO	Tasa de inyección (BWPD) MEDIDA EN CAMPO	ERROR	ERROR <sup>2</sup>
1	6.653,95	6.607,91	0,697%	0,005%
2	77.905,18	78.311,31	0,519%	0,003%
3	58.289,22	58.210,56	0,135%	0,000%
4	89.280	88.942,39	0,380%	0,001%
5	38.874,25	39.026,43	0,390%	0,002%
6	48.838,77	48.739,66	0,203%	0,000%
7	85.073,75	84.826,87	0,291%	0,001%
8	32.969,04	32.841,61	0,388%	0,002%
9	38.541,20	38.576,16	0,091%	0,000%
<b>TOTAL</b>				0,014%
<b>RMSE</b>				1,16%

Fuente: elaboración propia.

**5.3.2 Disminución de las pérdidas de presión en los choques.** En este caso de optimización del sistema de inyección de agua, se aumentó el diámetro de los choques de la misma manera que en el caso de la homogenización de las condiciones de inyección, en una menor proporción, con el fin de continuar teniendo el control sobre las tasas de inyección de agua de los pozos del PAD.

En la **Tabla 14** se encuentran los diámetros utilizados en las simulaciones del caso base y del caso optimizado y sus pérdidas de presión asociadas.

**Tabla 14.** Perdidas de presión en los choques simulados en PIPESIM para el caso actual y el caso “Separación de la inyección de los pozos de mayor presión y rediseño de los equipos de bombeo”.

		SIMULACIÓN CASO BASE		SIMULACIÓN CASO “HOMOGENIZACIÓN Y REDISEÑO”	
Pozo	Choque	Diámetro (pulgadas)	Perdidas de presión (psia)	Diámetro (pulgadas)	Perdidas de presión (psia)
1	Brazo A	0,52	409,66	0,75	95,63
	Brazo B	0,52	409,40	0,75	94,10
2	Brazo A	1,891	308,14	4,688	2,06
	Brazo B	1,891	300,01	4,688	1,59
3	Brazo A	1,5	443,39	2	132,72
	Brazo B	1,5	441,50	2	132,72
4	Brazo A	1,828	457,34	2,359	146,38
	Brazo B	1,828	450,39	2,359	140,21
5	Brazo A	1,179	633,34	1,328	324,88
	Brazo B	1,179	634,24	1,328	322,59
6	Brazo A	1,355	476,75	1,75	170,86
	Brazo B	1,355	472,35	1,75	155,79
7	Brazo A	1,9	354,54	2,891	43,91
	Brazo B	1,9	345,70	2,891	40,02
8	Brazo A	1,56	121,00	1,391	193,40
	Brazo B	1,56	119,55	1,391	192,06
9	Brazo A	2	58,59	1,641	134,54
	Brazo B	2	56,29	1,641	131,73
<b>Promedio</b>			360,68		136,40

Fuente: elaboración propia.

Al aumentar los diámetros de los choques a valores que van desde 0,75 pulgadas a 4,7 pulgadas, se disminuyen las pérdidas de presión promedio en estos puntos del sistema de 360,68 psia a 136,40 psia, lo que equivale a una reducción del desperdicio de energía del 62,2%.

Los choques de los pozos 8 y 9 que son los que presentan mayor presión en cabeza, en lugar de reducir la restricción que están generando la están aumentando, debido a que el número de etapas de las bombas que descargan a esos pozos se reduce de 22 a 19 (**Tabla 15**), por lo que se debe disminuir el diámetro de estos equipos.



**5.3.3 Condiciones de operación de las bombas.** Para este caso se necesitan un total de 9 bombas (7 operativas + 2 stand by), de las cuales 6 (5 operativas + 1 stand by) irán conectadas a los pozos de menor presión y contarán con una capacidad individual de 80 KBWPD y 3 (2 operativas + 1 stand by) a las que se les reducirá el número de etapas, descargarán a los pozos de mayor presión y tendrán una capacidad de 40 KBWPD cada una.

Las condiciones de operación de las bombas (número de etapas, velocidad y frecuencia de operación) ingresadas de manera manual a la simulación para el caso actual y el caso optimizado se encuentran en la **Tabla 15**.

**Tabla 15.** Condiciones de operación de las bombas simuladas en PIPESIM para el caso actual y el caso “Separación de la inyección de los pozos de mayor presión y rediseño de los equipos de bombeo”.

	SIMULACIÓN CASO BASE			SIMULACIÓN CASO “SEPARACIÓN Y REDISEÑO”		
Bomba	Número de etapas	Velocidad (RPM)	Frecuencia (Hz)	Número de etapas	Velocidad (RPM)	Frecuencia (Hz)
1	22	3.213	54	8	3.400	57,1
2	22	3.213	54	8	3.400	57,1
3	22	3.213	54	8	3.400	57,1
4	22	3.213	54	8	3.400	57,1
5	22	3.213	54	8	3.400	57,1
6	22	3.213	54	19	3.400	57,1
7	22	3.213	54	19	3.400	57,1
8	22	3.213	54	N/A		
9	22	3.213	54	N/A		
10	22	3.213	54	N/A		
11	22	3.213	54	N/A		

**Fuente:** elaboración propia.

Para este caso, las bombas que se encuentran conectadas a los pozos de menor presión tendrían 8 etapas, mientras que las bombas que descargan a los pozos de mayor presión contarán con 19 etapas, por lo que se evidencia que las bombas con un mayor número de etapas tendrán una presión de operación más elevada.

La frecuencia y la velocidad de las bombas en este caso de optimización se encontrarán en valores de 57,1 Hz y 3.400 RPM que son cercanos a los diseño (60 Hz y 3.570 RPM), por lo que al igual que con el caso de optimización anterior

el riesgo de pérdida de confiabilidad de estos equipos se disminuye, reduciendo los posibles costos de mantenimiento.

En la **Tabla 16** se pueden observar los valores de presión de descarga de las bombas obtenidos por medio de la simulación.

Para el caso base el promedio de presión de descarga de las bombas está en 1.136,33 psia, mientras que al separar la inyección se evidencia que las bombas que alimentan a los pozos de menor presión contarán con una presión promedio de descarga de 824,69 psia, mientras que para las bombas conectadas a los pozos de mayor presión este promedio será de 1.209,52 psia.

**Tabla 16.** Presión de descarga de las bombas simuladas en PIPESIM para el caso base y el caso “Separación de la inyección de los pozos de mayor presión y rediseño de los equipos de bombeo”.

Bomba	Presión de descarga (psia)			
	SIMULACIÓN CASO BASE		SIMULACIÓN CASO “SEPARACIÓN Y REDISEÑO”	
	Simulado	Promedio	Simulado	Promedio
1	1.141,34	1.136,33	826,10	824,69
2	1.135,58		825,31	
3	1.137,07		822,53	
4	1.134,38		828,05	
5	1.141,48		821,48	
6	1.135,55		1.209,54	1.209,52
7	1.137,81		1.209,49	
8	1.137,15		N/A	
9	1.137,82		N/A	
10	1.137,27		N/A	
11	1.124,13		N/A	

**Fuente:** elaboración propia.

En la **Tabla 17** se encuentran los datos arrojados por el software PIPESIM de caballos de fuerza actualmente requeridos por las bombas del PAD, así como también, por las bombas implementadas en este caso de optimización.

Los caballos de fuerza que se están consumiendo por los equipos de bombeo operativos del sistema son de 11.536,92 hp, mientras que al implementar esta estrategia de mejora el consumo se reduce a 7.983,87 hp.



**Tabla 17.** Caballos de fuerza de las bombas simuladas en PIPESIM para el caso base y el caso “Separación de la inyección de los pozos de mayor presión y rediseño de los equipos de bombeo”.

Bomba	Caballo de fuerza (hp)	
	SIMULACIÓN CASO BASE	SIMULACIÓN CASO “SEPARACIÓN Y REDISEÑO”
1	1.048,59	1.241,66
2	1.048,86	1.242,03
3	1.048,80	1.242,94
4	1.048,91	1.240,97
5	1.048,57	1.243,29
6	1.048,86	886,49
7	1.048,75	886,50
8	1.048,77	N/A
9	1.048,74	N/A
10	1.048,77	N/A
11	1.049,30	N/A
<b>TOTAL</b>	<b>11.536,92</b>	<b>7.983,87</b>

Fuente: elaboración propia.

Para determinar los caballos de fuerza reales requeridos por lo equipos de bombeo y convertirlos en unidades de energía consumida se utilizaron la **Ecuación 7** y la **Ecuación 8** respectivamente, de la misma manera que se realizó con el caso de optimización anterior.

En la **Tabla 18** se encuentran los resultados obtenidos de caballos de fuerza requeridos y de energía consumida, evidenciándose un potencial de ahorro de 3.100,09 kWh (3,1 MWh) al implementar esta estrategia de optimización.

**Tabla 18.** Cantidad de ahorro en cuanto a consumo de energía del caso “Separación de la inyección de los pozos de mayor presión y rediseño de los equipos de bombeo”.

	HP SIMULADO	HP REQUERIDO	kWh	MWh
<b>Simulación caso base</b>	11.536,92	13.493,47	10.066,13	10,07
<b>Simulación caso “separación y rediseño”</b>	7.983,87	9.337,86	6.966,04	6,97
<b>Ahorro</b>	3.553,05	4.155,61	3.100,09	3,10

Fuente: elaboración propia.

**5.3.4 Costos de levantamiento.** Con un potencial de ahorro de 3,1 MWh, los costos de levantamiento se reducen de 7,07 USD/bbl a 7 USD/bbl como se puede observar en la **Tabla 19**.

**Tabla 19.** Costos de levantamiento para caso “Separación de la inyección de los pozos de mayor presión y rediseño de los equipos de bombeo”.

<b>CASO</b>	<b>BASE</b>		<b>" HOMOGENIZACIÓN Y REDISEÑO "</b>	
<b>Consumo de energía en el campo</b>	183 MWh		179,9 MWh	
	<b>Valor (USD/bbl)</b>	<b>Porcentaje</b>	<b>Valor (USD/bbl)</b>	<b>Porcentaje</b>
<b>Costos fijos</b>	1,63	23,1%	1,63	23,3%
<b>Costos asignados</b>	1,19	16,8%	1,19	17,0%
<b>Químico</b>	0,31	4,4%	0,31	4,4%
<b>Energía</b>	3,94	55,7%	3,87	55,3%
<b>TOTAL</b>	7,07	100%	7,00	100%

Fuente: elaboración propia.

## 6. EVALUACIÓN FINANCIERA

Uno de los aspectos más importantes al momento de tomar la mejor decisión de inversión para la realización de un proyecto es la evaluación financiera de diferentes alternativas planteadas, cuyos resultados deben ser sopesados con otras características como la viabilidad técnica y operativa de esas alternativas.

Como se ha venido mencionando y de acuerdo a lo expuesto en el Capítulo 3 de este documento, se plantearon dos posibles oportunidades de optimización del sistema de inyección de agua del PAD en estudio.

Dado que cada una de esas oportunidades presenta montos de inversión (CAPEX) y ahorros diferentes, se realizará el análisis financiero de manera independiente para cada caso.

Se tiene el 1 de octubre del año 2020 como fecha planeada de inicio de la inyección con el nuevo modelo planteado en este proyecto, por temas previos que se tuvieron en cuenta en este trabajo, como la revisión pertinente por parte de la empresa a las alternativas propuestas, la gestión del portafolio, el tiempo de construcción, entre otros.

El límite económico del Campo Rubiales está definido por ECOPETROL S.A para finales del año 2030.

### 6.1 EVALUACIÓN FINANCIERA PARA LA HOMOGENIZACIÓN DE LAS CONDICIONES DE INYECCIÓN Y REDISEÑO DE LOS EQUIPOS DE BOMBEO

En esta alternativa de inversión se hace un rediseño a los equipos de bombeo en el cual se reduce el número de bombas de 12 (11 operativas + 1 stand by) a 7 (6 operativas + 1 stand by). Se realiza una repotenciación a los 7 equipos que permanecerían en el PAD, con la fin de cada uno cuente con una capacidad de bombeo individual de 80 KBWPD incluido el equipo de stand by, de tal manera que las 6 bombas que permanezcan operativas tengan una capacidad total de 480 KBWPD.

**6.1.1 Costos de inversión (CAPEX).** El Capex es la inversión que una empresa realiza en capital generándole beneficios futuros. Esta inversión corresponde a recursos utilizados por la compañía para la adquisición de nuevos activos fijos o el aumento del valor de los activos fijos ya existentes.

Para poder llevar a que las bombas requeridas por esta estrategia de optimización tengan las características adecuadas, existen unos costos asociados a la repotenciación e instalación de los equipos, de tal manera que se garantice la confiabilidad del sistema.

Los costos estimados de la inversión que se tienen en cuenta para este caso fueron entregados por el equipo de planeación de proyectos de acuerdo con la información histórica de proyectos ejecutados por ECOPETROL S.A y los lineamientos del Manual de Ingeniería para estimación de costos en proyectos. A partir de esto, se tomó la información sobre porcentajes para el cálculo de ingenierías, contingencias y escalación, entre otros.

**6.1.1.1 Costos de materiales y equipos.** Como se puede ver en la **Tabla 20**, para este escenario se debe presupuestar una inversión total requerida de 2.429.873 USD para realizar el rediseño de las 7 bombas a 80 KBWPD.

**Tabla 20.** Costos de materiales y equipos requeridos para retrofit de 7 unidades de bombeo.

Descripción	Unidad	Cantidad	Valor Unitario (USD)	Valor Total (USD)
<b>RETROFITS DE LAS BOMBAS DE 80 KBWPD</b>				<b>2.429.873</b>
<b>“Retrofit” bombas centrifugas de inyección de agua</b> (retrofit de la bomba, acople, cámara de empuje, sistema de control, sistema de lubricación, instrumentación, prueba de conjunto completo).	Und	7	264.981	1.854.867
<b>Asistencia técnica para servicio de precomisionamiento, comisionamiento y arranque de retrofit.</b> (se estiman 15 días por bomba)	Und	7	5.522	38.654
<b>Repuestos de precomisionamiento, comisionamiento y arranque para cada equipo.</b>	Glb	1	55.646	55.646
<b>Repuestos para dos años de operación para cada equipo.</b>	Glb	1	92.743	92.743
<b>SUBTOTAL (SIN IVA)</b>				<b>2.041.910</b>
<b>IVA (19%)</b>				<b>387.963</b>
<b>TOTAL CON IVA</b>				<b>2.429.873</b>

Fuente: elaboración propia, con base en. ECOPETROL S.A.

El prepuesto destinado para la repotenciación de las bombas rediseñadas es de 1.854.867 USD, a este monto se le deben sumar 94.300 USD que corresponden al valor total de la asistencia técnica y de los repuestos requeridos para el arranque de las unidades.

Igualmente, dentro del rubro de materiales y equipos es necesario prever un inventario de repuestos que deben estar disponibles para atender emergencias

técnicas durante dos años de operación y cuyo valor total se estima en 92.743 USD.

Sumados los rubros detallados, se obtiene una inversión de 2.041.910 USD, valor que un vez incluido el 19% del IVA sube a 2.429.873 USD.

**6.1.1.2 Costos de obras de construcción y montaje.** Las inversiones asociadas a estos rubros están relacionadas con la adecuación de locaciones, excavaciones, rellenos, obras en concreto, acero de refuerzo, anclajes y estructuras metálicas, demoliciones y desmonte de estructuras, montaje de equipos, preparación de superficies, ensayos no destructivos, montaje de tuberías, cuadrillas de construcción, además de las actividades de instrumentación y control.

En este caso, el costo estimado para las obras de construcción y montaje de las 7 bombas es de 1.243.623 USD, tal y como se presenta en la **Tabla 21**.

**Tabla 21.** Costos de las obras de construcción y montaje requeridos por 7 unidades de bombeo.

ACTIVIDAD	COSTO TOTAL ESTIMADO (USD)
Construcción, instalación, montaje y puesta en operación de 7 unidades de bombeo (retrofits)	1.047.811,65
Actividades de instrumentación y control	195.811,78
<b>OBRAS DE CONSTRUCCIÓN Y MONTAJE</b>	<b>1.243.623</b>

Fuente: elaboración propia, con base en. ECOPETROL S.A.

La suma de los costos de los materiales y equipos (numeral 6.1.1.1) junto con las obras de construcción y montaje (numeral 6.1.1.2), equivale al valor de las inversiones (inversiones directas) que se deben realizar en facilidades de pozos y superficie que para esta alternativa corresponde a un valor de 3.673.496 USD.

**6.1.1.3 Costos de ingenierías.** La ingeniería del proyecto se requiere para definir claramente las especificaciones técnicas, características y condiciones de equipos, locaciones e instalaciones.

Los costos de ingeniería se dividen en tres componentes que son la ingeniería conceptual y básica, la ingeniería detallada y la oficina técnica en campo, cuyo valor se estima como un porcentaje de la inversión destinada a facilidades de pozos y superficie, tal y como se puede apreciar la **Tabla 22**.

**Tabla 22.** Costos de ingenierías del caso “Homogenización de las condiciones de inyección y rediseño de los equipos de bombeo”.

ACTIVIDAD	COSTO TOTAL ESTIMADO (USD)	% PESO RESPECTO A LAS FACILIDADES DE POZOS Y SUPERFICIE
Conceptual y básica	183.674,82	5%
Detallada	220.409,79	6%
Oficina técnica en campo	73.469,93	2%
<b>ESTUDIOS E INGENIERÍAS</b>	<b>477.554,54</b>	<b>13%</b>

Fuente: elaboración propia, con base en. ECOPETROL S.A.

**6.1.1.4 Costos de gerenciamiento.** Los costos de gerenciamiento del proyecto (Tabla 23) incluyen el valor de la planeación, administración, control y gestión del mismo, y al igual que los costos de ingenierías, se estiman como un porcentaje de la inversión destinada a facilidades de pozos y superficie.

**Tabla 23.** Costos del gerenciamiento del caso “Homogenización de las condiciones de inyección y rediseño de los equipos de bombeo”.

ACTIVIDAD	COSTO TOTAL ESTIMADO (USD)	% PESO RESPECTO A LAS FACILIDADES DE POZOS Y SUPERFICIE
Gerencia del proyecto	165.307,34	4,5%
Aseguramiento en campo	238.777,27	6,5%
Calidad	41.510,51	1,13%
Catering	128.572,38	3,5%
Vuelos	91.837,41	2,5%
<b>GERENCIAMIENTO DEL PROYECTO</b>	<b>666.004,90</b>	<b>18,13%</b>

Fuente: elaboración propia, con base en. ECOPETROL S.A.

**6.1.1.5 Costos de comisionamiento e inversiones de viabilidad.** El comisionamiento es la verificación de que las unidades se encuentran en condiciones óptimas para su arranque y operación (Tabla 24), mientras que las inversiones de viabilidad corresponden a los valores del proyecto que se deben destinar para temas sociales, ambientales y de seguridad física (Tabla 25).

Los costos de comisionamiento se estiman como un porcentaje de la inversión destinada a facilidades y/o ingenierías, mientras que las inversiones de viabilidad son un porcentaje de la inversión destinada únicamente a facilidades.

**Tabla 24.** Costos de comisionamiento del caso “Homogenización de las condiciones de inyección y rediseño de los equipos de bombeo”.

ACTIVIDAD	COSTO TOTAL ESTIMADO (USD)	% PESO RESPECTO A FACILIDADES + INGENIERÍAS
<b>COMISIONAMIENTO</b>	<b>145.286,78</b>	<b>3,5%</b>

Fuente: elaboración propia, con base en. ECOPETROL S.A.

**Tabla 25.** Costos de las inversiones de viabilidad del caso “Homogenización de las condiciones de inyección y rediseño de los equipos de bombeo”.

ACTIVIDAD	COSTO TOTAL ESTIMADO (USD)	% PESO RESPECTO A LAS FACILIDADES DE POZOS Y SUPERFICIE
Social	36.734,96	1,0%
Ambiental	18.367,48	0,5%
Seguridad física	14.693,99	0,4%
<b>INVERSIONES DE VIABILIDAD</b>	<b>69.796,43</b>	<b>1,9%</b>

Fuente: elaboración propia, con base en. ECOPETROL S.A.

El valor de Capex base que es de 5.032.140,78 USD se obtuvo aplicando la **Ecuación 8**.

**Ecuación 8.** Capex base.

$$Capex\ base\ (USD) = Facilidades\ de\ pozos\ y\ superficie + Ingenierías + Gerenciamiento + Comisionamiento + Inversiones\ de\ viabilidad$$

Fuente: elaboración propia.

**6.1.1.6 Costos de contingencias y escalación.** Los costos de contingencias del proyecto están asociadas a los riesgos que se pueden materializar durante su ejecución del proyecto, mientras que la escalación hace referencia a los incrementos en salarios o los contratos no previstos en los costos base. Estos dos costos se calculan como porcentajes del valor del Capex base, los cuales se pueden observar en la **Tabla 26**.

**Tabla 26.** Costos de contingencias y escalación del caso “Homogenización de las condiciones de inyección y rediseño de los equipos de bombeo”.

ACTIVIDAD	COSTO TOTAL ESTIMADO (USD)	% PESO RESPECTO AL CAPEX BASE
<b>CONTINGENCIAS DE FACILIDADES DE POZOS Y SUPERFICIE</b>	<b>754.820,97</b>	<b>15%</b>
<b>ESCALACIÓN DE FACILIDADES DE POZOS Y SUPERFICIE</b>	<b>150.964,19</b>	<b>3%</b>

Fuente: elaboración propia, con base en. ECOPETROL S.A.

Teniendo en consideración todos los rubros detallados para poder ejecutar el proyecto con esta alternativa de inversión, se tendría un Capex total de 5,937 MUSD, tal y como se muestra en la **Tabla 27**.

**Tabla 27.** Capex total para el caso “Homogenización de las condiciones de inyección y rediseño de los equipos de bombeo”.

ACTIVIDAD	COSTO ESTIMADO (USD)
Gerenciamiento del proyecto	666.005,39
Estudios e Ingenierías	477.554,54
Facilidades de pozos y superficie (inversiones directas)	3.673.496,42
Comisionamiento	145.287
Inversiones de viabilidad (sociales y ambientales)	69.796,43
<b>SUBTOTAL CAPEX</b>	<b>5.032.139,78</b>
Contingencias	754.820,97
<b>SUBTOTAL CAPEX P50 (Con contingencia)</b>	<b>5.786.960,75</b>
Escalación de facilidades de pozos y superficie	150.964,19
<b>TOTAL CAPEX (Con contingencia y escalación)</b>	<b>5.937.924,94</b>

Fuente: elaboración propia.

**6.1.2 Distribución de las inversiones durante la vida del proyecto.** Las fechas tentativas de distribución de las inversiones fueron suministradas por el equipo de planeación de proyectos de ECOPETROL S.A.

En las fases de maduración se tiene previsto que las ingenierías tanto conceptual como detallada se realicen casi a totalidad en el año 2019.

En el año 2020 se comprarán todos los equipos y se realizarán las actividades de instrumentación y control, además de adelantar obras de construcción y adecuación

El 72% de los costos de gerenciamiento del proyecto se cubrirán en el año 2020 y los valores restantes se ejecutarán en los años 2019 y 2021.

El 80% de los valores relacionados con las inversiones directas requeridas para la repotenciación de las 7 bombas a 80 KBWPD y la instalación de las mismas se llevará a cabo en el año 2020.

La mayor parte del presupuesto para contingencias y la totalidad del presupuesto de escalación se estimó para el año 2020.

La información detallada sobre las fases de maduración del proyecto se encuentra en la **Tabla 28**.



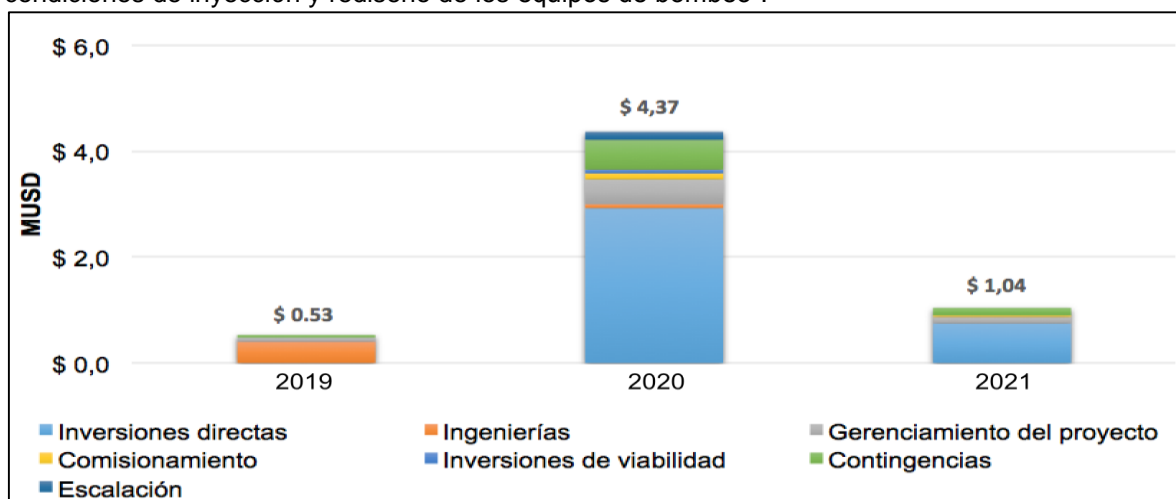
**Tabla 28.** Fases de maduración del proyecto de inversión para el caso “Homogenización de las condiciones de inyección y rediseño de los equipos de bombeo”.

RUBROS DE INVERSIÓN	MUSD		
	2019	2020	2021
Inversiones directas		2,930	0,750
Ingenierías	0,404	0,070	
Gerenciamiento del proyecto	0,077	0,470	0,120
Comisionamiento		0,120	0,030
Inversiones de viabilidad		0,070	
Contingencias	0,048	0,560	0,140
Escalación		0,151	
<b>Subtotales</b>	<b>0,530</b>	<b>4,370</b>	<b>1,040</b>
<b>TOTAL</b>		<b>5,938</b>	

Fuente: elaboración propia, con base en. ECOPEPETROL S.A.

En la **Gráfica 12** se puede observar que más del 70% de la inversión se ejecutará en el año 2020.

**Gráfica 12.** Distribución de las inversiones (MUSD) para el caso “Homogenización de las condiciones de inyección y rediseño de los equipos de bombeo”.



Fuente: elaboración propia.

**6.1.3 Ingresos.** En este numeral se especifican los ingresos que recibiría la compañía si realizara este proyecto de inversión.

**6.1.3.1 Ahorro en costos de mantenimiento de los equipos.** Como las 5 bombas que se retirarían de la operación tienen en la actualidad costos asociados a su mantenimiento y reparación de los equipos asociados a su operatividad, dichos costos constituyen un ingreso dentro del modelo financiero del proyecto.

Los costos promedio de mantenimiento Mayor de una bomba fueron suministrados por el Departamento de Mantenimiento de Rubiales y se encuentran expuestos en la **Cuadro 4**.

**Cuadro 4.** Costos de mantenimiento de una bomba.

Equipo	Costo de mantenimiento de una bomba (USD)
Motor	\$7.500
Cámara	\$40.000
Bomba	\$110.000
Cooler	\$10.000
<b>TOTAL</b>	<b>\$167.500</b>

Fuente: elaboración propia, con base en. ECOPETROL S.A.

Se conoce igualmente que la vida útil restante promedio estimada para cada una de las 5 bombas que salen de la operación del PAD es de 2.145 días (**Tabla 29**).

**Tabla 29.** Vida útil de las bombas que se retiran de la operación del PAD.

Vida útil por bomba (Días)	2.145
Vida útil por bomba (Años)	5,87
Número de bombas que se retiran de la operación	5

Fuente: elaboración propia, con base en. ECOPETROL S.A.

A partir de esta información, se inició la construcción del modelo financiero, en el cual se reflejó como un ingreso anual del proyecto el costo de mantenimiento de estas 5 bombas, calculado mediante la **Ecuación 9**.

**Ecuación 9.** Ahorro anual del mantenimiento de las bombas retiradas de la operación del PAD.

$$\frac{\text{Ahorro Anual Mantenimiento Bombas}}{\text{Costo total mantenimiento de una bomba (USD)}} = \frac{\text{Vida util de una bomba (Años)}}{\text{Vida útil de una bomba (Años)}} * \# \text{ bombas retiradas de la operación}$$

Fuente: elaboración propia.

$$\text{Ahorro Anual Mantenimiento Bombas} = \frac{167.500 \text{ USD}}{5,87 \text{ Años}} * 5 \text{ bombas}$$

$$\text{Ahorro Anual Mantenimiento Bombas} = 142.668 \text{ USD}$$

En razón a que en el 2020 las 5 bombas que se retiran de la operación únicamente estarán activas durante 9 meses, el ahorro se calculó para los 90 días correspondientes a los últimos 3 meses de ese año, que sería de 35.178 USD.

**6.1.3.2 Eliminación del desperdicio de energía.** Al ejecutar los modelos en el software PIPESIM, se pudo establecer que con el caso base (seguir operando bajo las condiciones actuales, con 12 equipos de bombeo), la potencia requerida

para la operación de las bombas es de 11.536,92 hp, lo que corresponde a 10.066,13 kWh.

Por otra parte, una vez realizada la corrida del modelo de la alternativa de inversión “Homogenización de las condiciones de inyección y rediseño de los equipos de bombeo” (6 bombas en operación y 1 en stand by), se obtiene que la potencia requerida para este caso es de 6.610,85 hp que en términos de energía consumida equivale a 5.568,07 kWh.

Con respecto a lo anterior, el potencial de ahorro de energía para este caso sería de 4.298,06 kWh (4,3 MWh), como se mencionó en el numeral 5.2.3 y se mostró en la **Tabla 11**.

**6.1.3.3 Tarifas de la energía en Campo Rubiales.** Según datos suministrados por la Coordinación de Energía de ECOPETROL S.A, se tiene establecida una proyección de los costos de energía para el área de Rubiales con cifras que dependen de las proyecciones macroeconómicas de los contratos que actualmente se tienen firmados y que reflejan incrementos moderados en las tarifas para los años 2019 a 2021.

El costo parte de 318 COP por kWh en 2018 y llega a 332 COP en 2021. A partir del 2021 inicia una tendencia descendente que ubica el precio del kWh en 271 COP para el año 2028 como se observa en la **Tabla 30**, debido en parte a que para los años 2024 y 2025, algunas térmicas que suministran energía a ECOPETROL S.A pasarán a ser propiedad de esta empresa, con lo cual se puede lograr optimización de costos internos.

**Tabla 30.** Tarifa y variación de la tarifa del kWh por año.

<b>Año</b>	<b>Tarifa (COP/kWh)</b>	<b>Variación de la tarifa</b>
<b>2018</b>	318	
<b>2019</b>	322	1,1%
<b>2020</b>	325	0,9%
<b>2021</b>	332	2,3%
<b>2022</b>	306	-7,9%
<b>2023</b>	309	1,0%
<b>2024</b>	294	-4,7%
<b>2025</b>	275	-6,6%
<b>2026</b>	275	0,2%
<b>2027</b>	271	-1,7%
<b>2028</b>	271	0,0%
<b>2029</b>	271	0,0%
<b>2030</b>	271	0,0%

**Fuente:** elaboración propia, con base en. ECOPETROL S.A.

Para el cálculo del valor del ahorro de energía dentro del modelo financiero de esta alternativa de inversión, se utilizó la **Ecuación 10**.

**Ecuación 10.** Valor anual del ahorro de energía del PAD.

Valor Anual del ahorro de energía (USD)	=	$\frac{\text{Potencial de ahorro (kWh)} * \text{Valor del kWh (COP)} * 24 \text{ Horas} * \text{Días del año}}{\text{TRM}}$
---	---	---

**Fuente:** elaboración propia.

De acuerdo con los lineamientos de disciplina de capital suministrados por la Vicepresidencia Financiera de ECOPETROL S.A, la empresa tiene establecida para sus proyectos de Inversión una TRM de 3.200 COP por cada dólar.

Aplicando la **Ecuación 10**, el valor de los ahorros de energía para cada año una vez se inicia la inyección bajo esta alternativa de inversión se encuentran en la **Tabla 31**.

**Tabla 31.** Valor anual del ahorro de energía para el caso “Homogenización de las condiciones de inyección y rediseño de los equipos de bombeo”.

Año	Potencial de ahorro (kWh)	Valor del kWh (COP)	Horas	Días de inyección	TRM (COP/USD)	Valor Anual de los kWh consumidos (USD)
2020	4.298	325	24	90	3.200	941.639
2021	4.298	332	24	365	3.200	3.905.343
2022	4.298	306	24	365	3.200	3.597.643
2023	4.298	309	24	365	3.200	3.634.511
2024	4.298	294	24	365	3.200	3.462.780
2025	4.298	275	24	365	3.200	3.235.335
2026	4.298	275	24	365	3.200	3.241.309
2027	4.298	271	24	365	3.200	3.184.670
2028	4.298	271	24	365	3.200	3.184.670
2029	4.298	271	24	365	3.200	3.184.670
2030	4.298	271	24	365	3.200	3.184.670

**Fuente:** elaboración propia.

Como se estima que la inyección del PAD inicia el 1 de octubre del 2020, ese año serian únicamente 90 días efectivos de ahorro.

**6.1.4 Depreciación y amortización.** La depreciación de un proyecto de inversión se realiza por el valor de la inversión total y empieza desde el momento en que se inicia la operación del proyecto.

Para este caso, como se está invirtiendo en equipos de bombeo, la depreciación se realiza a 10 años, que para el 2020 sería solo de los últimos tres meses de ese año y para el 2030 sería de los primeros 9 meses, como puede ver en la **Tabla 32**.

**Tabla 32.** Depreciación para el caso “Homogenización de las condiciones de inyección y rediseño de los equipos de bombeo”.

<b>Inversión total (USD)</b>	5.937.925
<b>Depreciación/Amortización año 2020 (USD)</b>	146.415
<b>Depreciación/Amortización años 2021 a 2029 (USD)</b>	593.792
<b>Depreciación/Amortización año 2030 (USD)</b>	447.378

Fuente: elaboración propia.

**6.1.5 Tasa interna de oportunidad (TIO).** La Tasa Interna de Oportunidad (TIO) hace referencia a la tasa de interés más alta que un inversionista está dispuesto a sacrificar con el objeto de llevar a cabo un proyecto de inversión.<sup>24</sup>

La Vicepresidencia Financiera de ECOPETROL S.A, dentro sus lineamientos corporativos para el análisis financiero de inversiones de capital (Capex), tiene definida una rentabilidad mínima (TIO) para sus inversiones en proyectos, equivalente al 10% anual.

Para verificar que el proyecto sea económicamente viable se halló la Tasa Interna de Retorno (TIR), ya que es un índice que mide la rentabilidad de una inversión y permite establecer una comparación con la rentabilidad mínima de un proyecto (TIO) establecida por ECOPETROL S.A.

**6.1.6 Modelo financiero y horizonte del proyecto.** Con la información previamente detallada, se construyó el modelo financiero para la alternativa de inversión “Homogenización de las condiciones de inyección y rediseño de los equipos de bombeo” (**Tabla 33**).

Para este caso se utilizó el método FCLD (Flujo de Caja Libre Descontado), ya que toma en consideración el valor del dinero a través del tiempo y da la posibilidad de evaluar el efecto de un gran número de variables en los comportamientos futuros de las empresas.<sup>25</sup>

En la realización del modelo, se aplicó el indicador Valor Presente Neto (VPN) como referente, con el fin de determinar la viabilidad de cada caso de optimización, ya que este es un indicador que muestra la diferencia entre los

<sup>24</sup> BACA CURREA, Guillermo. Ingeniería Financiera, Octava Edición. Fondo educativo panamericano. Bogotá, 2007. p. 197.

<sup>25</sup> GÓMEZ GONZÁLES, Luis Fernando y ÁLVAREZ MARÍN, Andrés Felipe. Utilización del método de flujo de caja libre descontado para la valoración de empresas en procesos de fusión. Caso Bancolombia, Conavi y Corfinsura. 2008 p. 6.

ingresos y los egresos de un proyecto, para de esta manera validar si la inversión requerida para llevarlo a cabo genera ganancias o pérdidas a una empresa.

El Valor Presente Neto es la sumatoria de los flujos de caja puestos al día de hoy, como se muestra en la **Ecuación 11**.

**Ecuación 11.** Valor Presente Neto (VPN).

$$VPN = \sum F_n (1+i)^{-n} = F_0 + F_1(1+i)^{-1} + F_2(1+i)^{-2} + \dots + F_n(1+i)^{-n}$$

**Fuente:** BACA CURREA, Guillermo. Ingeniería Financiera, Octava Edición. Fondo educativo panamericano. Bogotá, 2007.

Donde:

VPN: Valor presente neto.

F<sub>n</sub>: Ingresos de un determinado periodo.

n: Número de periodos.

i: Interés por periodo.

Es importante mencionar que si el VPN es mayor a cero (0), esto indica que los ingresos son mayores a los egresos, por ende el proyecto es económicamente atractivo. Si el VPN es menor a cero (0), quiere decir que el proyecto no cumple las expectativas esperadas debido a que los ingresos son menores a los egresos, de otra parte, cuando el VPN es igual a cero (0) el proyecto es indiferente para el inversionista.<sup>26</sup>

Se consideró un horizonte de inversión de 11 años teniendo como año cero (0) el año 2019 y año once (11) el año 2030, en el cual se tiene establecido el límite económico del campo.

---

<sup>26</sup> BACA CURREA, Guillermo. Op. Cit. p. 197.

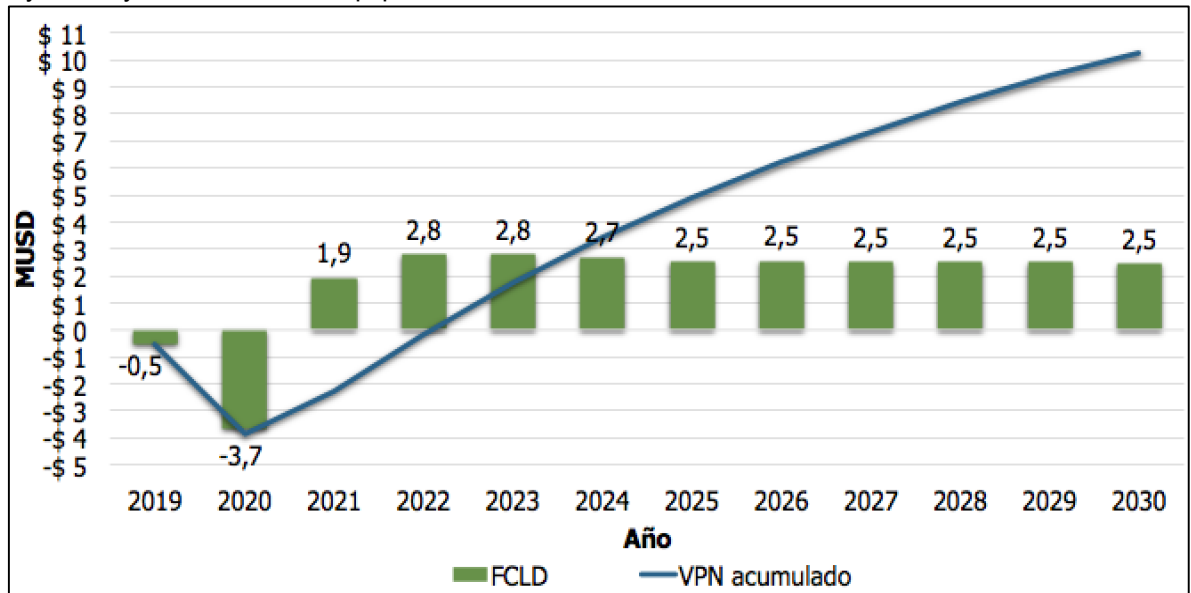
**Tabla 33.** Modelo financiero para el caso “Homogenización de las condiciones de inyección y rediseño de los equipos de bombeo”.

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Ahorro de energía (USD)		941.640	3.905.344	3.597.643	3.634.512	3.462.781	3.235.336	3.241.309	3.184.670	3.184.670	3.184.670	3.184.670
Ahorro mantenimiento bombas (USD)		35.178	142.668	142.668	142.668	142.668	142.668	142.668	142.668	142.668	142.668	142.668
<b>UTILIDAD OPERACIONAL (USD)</b>		<b>976.818</b>	<b>4.048.012</b>	<b>3.740.311</b>	<b>3.777.179</b>	<b>3.605.449</b>	<b>3.378.004</b>	<b>3.383.977</b>	<b>3.327.338</b>	<b>3.327.338</b>	<b>3.327.338</b>	<b>3.327.338</b>
Depreciación/Amortización (USD)		-146.415	-593.792	-593.792	-593.792	-593.792	-593.792	-593.792	-593.792	-593.792	-593.792	-447.378
<b>UTILIDAD OPERACIONAL/ANTES DE IMPUESTOS (USD)</b>		<b>830.404</b>	<b>3.454.219</b>	<b>3.146.518</b>	<b>3.183.387</b>	<b>3.011.656</b>	<b>2.784.211</b>	<b>2.790.185</b>	<b>2.733.545</b>	<b>2.733.545</b>	<b>2.733.545</b>	<b>2.879.960</b>
% del Impuesto renta		32%	31%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%
Impuesto de renta (USD)		265.729	1.070.808	943.956	955.016	903.497	835.263	837.055	820.064	820.064	820.064	863.988
<b>UTILIDAD NETA (USD)</b>		<b>564.674</b>	<b>2.383.411</b>	<b>2.202.563</b>	<b>2.228.371</b>	<b>2.108.159</b>	<b>1.948.948</b>	<b>1.953.129</b>	<b>1.913.482</b>	<b>1.913.482</b>	<b>1.913.482</b>	<b>2.015.972</b>
Depreciación/amortización (USD)		146.415	593.792	593.792	593.792	593.792	593.792	593.792	593.792	593.792	593.792	447.378
<b>GENERACIÓN INTERNA DE FONDOS (USD)</b>		<b>711.089</b>	<b>2.977.204</b>	<b>2.796.355</b>	<b>2.822.163</b>	<b>2.701.952</b>	<b>2.542.740</b>	<b>2.546.922</b>	<b>2.507.274</b>	<b>2.507.274</b>	<b>2.507.274</b>	<b>2.463.350</b>
Inversiones del proyecto (USD)	-528.641,81	-4.367.143	-1.042.140									
<b>FLUJO DE CAJA LIBRE DESCONTADO (USD)</b>	<b>-528.642</b>	<b>-3.656.054</b>	<b>1.935.063</b>	<b>2.796.355</b>	<b>2.822.163</b>	<b>2.701.952</b>	<b>2.542.740</b>	<b>2.546.922</b>	<b>2.507.274</b>	<b>2.507.274</b>	<b>2.507.274</b>	<b>2.463.350</b>
<b>VPN acumulado (USD)</b>	<b>-528.642</b>	<b>-3.852.327</b>	<b>-2.253.101</b>	<b>-152.158</b>	1.775.418	3.453.117	4.888.428	6.195.401	7.365.063	8.428.392	9.395.055	10.258.444
<b>VPN (USD)</b>	10.258.444											
<b>TIR</b>	54%											

Fuente: elaboración propia.

Como se puede observar en la **Gráfica 13**, el modelo financiero muestra un Flujo de Caja Libre Descontado con valores positivos desde el año 2021, mientras el Valor Presente Neto acumulado arroja resultados positivos a partir del año 2023, que es el año donde se recupera la inversión realizada en el proyecto.

**Gráfica 13.** Flujo de caja y VPN acumulado para el caso “Homogenización de las condiciones de inyección y rediseño de los equipos de bombeo”.



Fuente: elaboración propia.

Desde el punto de vista financiero, esta alternativa de inversión cumple con las expectativas de la compañía, ya que genera un Valor Presente Neto de 10,2 MUSD y una Tasa Interna de Retorno del 54%, lo que implica una ganancia extraordinaria a la Tasa Interna de Oportunidad establecida por la empresa, convirtiéndolo en un proyecto de muy alta rentabilidad.

**6.1.7 Sensibilidad frente al ahorro de energía.** Este proyecto de inversión tiene como palanca fundamental de sus ingresos el ahorro de energía ocasionado por la disminución del número de bombas y la optimización de las que quedan en operación, por lo que es un proyecto altamente sensible a esta variable.

En la **Tabla 34** se presenta como la variación en el ahorro del consumo en MWh afecta el VPN del proyecto.



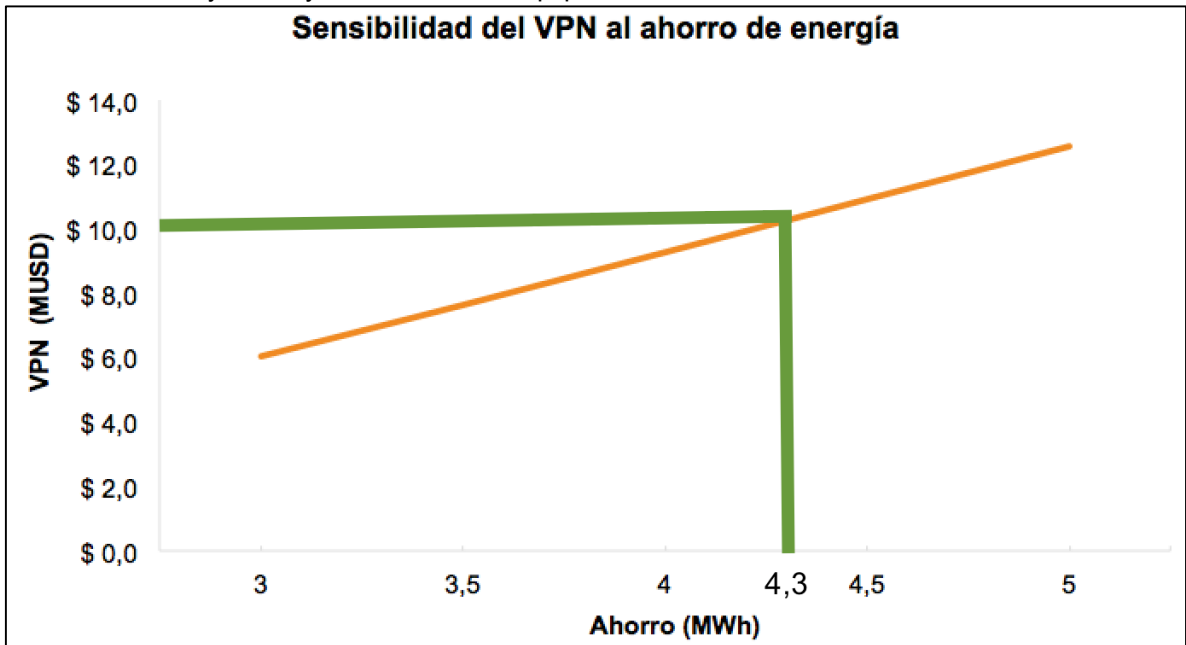
**Tabla 34.** Sensibilidad del VPN al ahorro de energía para el caso “Homogenización de las condiciones de inyección y rediseño de los equipos de bombeo”.

	Ahorro del caso "HOMOGENIZACIÓN Y REDISEÑO"	Sensibilidad al ahorro de energía				
Ahorro (MWh)	4,3	3	3,5	4	4,5	5
VPN (USD)	10.258.444	6.026.394	7.656.534	9.286.673	10.916.813	12.546.952

Fuente: elaboración propia.

En la **Gráfica 14** se presentan los resultados expuestos en la **Tabla 34**, donde se puede observar que el ahorro asociado a que se cumpla la meta en un 81%, es de 3,5 MWh, valor con el cual se estima un VPN de 7,6 MUSD. Al aplicar tecnologías más eficientes el ahorro podría alcanzar los 4,5 MWh con un VPN de 10,9 MUSD, frente a los 10,2 MUSD que dio el VPN con el potencial de ahorro de energía de 4,3 MWh estimado mediante el modelo de esta estrategia de optimización realizado en PIPESIM.

**Gráfica 14.** Sensibilidad del VPN al ahorro de energía para el caso “Homogenización de las condiciones de inyección y rediseño de los equipos de bombeo”.



Fuente: elaboración propia.

## 6.2 EVALUACIÓN FINANCIERA PARA LA SEPARACIÓN DE LA INYECCIÓN DE LOS POZOS DE MAYOR PRESIÓN Y REDISEÑO DE LOS EQUIPOS DE BOMBEO

Para esta estrategia de optimización del sistema de inyección de agua del PAD en estudio, se aplican los mismos lineamientos financieros de la estrategia analizada previamente en el apartado 6.1 de este capítulo.

En esta oportunidad de inversión, se le hace un rediseño a los equipos de bombeo, reduciendo el número de bombas de 12 (11 operativas + 1 stand by) a 9 (7 operativas + 2 stand by). Se realiza una repotenciación a 80 KBWPD de los 6 equipos (5 operativas + 1 stand by) que irán conectados a los pozos de menor presión y reduciendo el número de etapas de 22 a 19 a 3 bombas (2 operativas + 1 stand by) que irán conectadas con los pozos de mayor presión.

**6.2.1 Costos de inversión (CAPEX).** Con el fin de llevar a que las bombas tengan las características requeridas, es necesario hacer la repotenciación, disminución de etapas e instalación de los equipos, por lo que se necesita realizar la inversión que cubra estas necesidades, así como la asistencia técnica y repuestos.

**6.2.1.1 Costos de materiales y equipos.** Los valores estimados en lo correspondiente a las 6 bombas que se pasan a tener una capacidad de 80 KBWPD se encuentran en la **Tabla 35**.

Para la repotenciación de las 6 bombas se requieren 1.589.886 USD, a lo cual se le suman los valores referentes a costos de asistencia técnica y la compra de repuestos para el servicio de precomisionamiento, el comisionamiento y el arranque de los equipos que presenta un valor de 80.829 USD.

Adicionalmente, al rubro de materiales se le agregó el costo de los repuestos en inventario que deben estar disponibles para atender emergencias por dos años de operación por un valor de 79.494 USD.

El subtotal de este componente técnico de la inversión es de 2.082.749 USD incluido el 19% del IVA.

**Tabla 35.** Costos de materiales y equipos requeridos para retrofit de 6 unidades de bombeo.

Descripción	Unidad	Cantidad	Valor Unitario (USD)	Valor Total (USD)
<b>RETROFITS DE LAS BOMBAS DE 80 KBWPD</b>				<b>2.082.749</b>
“Retrofit” bombas centrifugas de inyección de agua (retrofit de la bomba, acople, cámara de empuje, sistema de control, sistema de lubricación, instrumentación, prueba de conjunto completo).	Und	6	264.981	1.589.886
Asistencia técnica para servicio de precomisionamiento, comisionamiento y arranque de retrofit. (se estiman 15 días por bomba).	Und	6	5.522	33.132
Repuestos de precomisionamiento, comisionamiento y arranque para cada equipo.	Glb	1	47.697	47.697
Repuestos para dos años de operación para cada equipo.	Glb	1	79.494	79.494
<b>SUBTOTAL (SIN IVA)</b>				<b>1.750.209</b>
<b>IVA (19%)</b>				<b>332.540</b>
<b>TOTAL CON IVA</b>				<b>2.082.749</b>

Fuente: elaboración propia, con base en. ECOPETROL S.A.

Los valores que se deben invertir en la reducción de etapas de las 3 bombas de 40 KBWPD se encuentran en la **Tabla 36**.

Para la reducción de etapas de cada bomba se requieren 192.714 USD, para un total de 578.142 USD por este concepto, que adicionando el costo de 28.387 USD correspondientes a la asistencia técnica y los repuestos para arranque, más el valor de los repuestos en inventario para atender dos años de operación de 28,907 USD, da un subtotal de la inversión para este componente técnico de 756.169 USD incluido el 19% del IVA.

**Tabla 36.** Costos de materiales y equipos requeridos para retrofit de 3 unidades de bombeo.

Descripción	Unidad	Cantidad	Valor Unitario (USD)	Valor Total (USD)
<b>CAMBIO/AJUSTE DE ETAPAS DE LAS BOMBAS DE 40 KBWPD</b>				<b>756.169</b>
Ajuste de etapas de bombas centrifugas de inyección de agua ( retrofit de la bomba, acople, cámara de empuje, sistema de control, sistema de lubricación, instrumentación, prueba de conjunto completo).	Und	3	192.714	578.142
Asistencia técnica para servicio de precomisionamiento, comisionamiento y arranque de retrofit. (se estiman 15 días por bomba)	Und	3	3.681	11.043
Repuestos de precomisionamiento, comisionamiento y arranque para cada equipo.	Glb	1	17.344	17.344
Repuestos para dos años de operación para cada equipo.	Glb	1	28.907	28.907
<b>SUBTOTAL (SIN IVA)</b>				<b>635.436</b>
<b>IVA (19%)</b>				<b>120.733</b>
<b>TOTAL CON IVA</b>				<b>756.169</b>

Fuente: elaboración propia, con base en. ECOPELROL S.A.

**6.2.1.2 Costos de obras de construcción y montaje.** El costo estimado para la construcción y el montaje de las 9 bombas es de 1.481.929 USD, tal y como se puede observar en la **Tabla 37**.

**Tabla 37.** Costos de las obras de construcción y montaje requeridos por 9 unidades de bombeo.

ACTIVIDAD	COSTO TOTAL ESTIMADO (USD)
Construcción, instalación, montaje y puesta en operación de 6 unidades de bombeo de 80 kbwpd	898.124,27
Construcción, instalación, montaje y puesta en operación de 3 unidades de bombeo de 40 kbwpd	332.046,31
Actividades de instrumentación y control	251.758
<b>OBRAS DE CONSTRUCCIÓN Y MONTAJE</b>	<b>1.481.928,58</b>

Fuente: elaboración propia, con base en. ECOPELROL S.A.

**6.2.1.3 Costos de ingenierías.** Los costos de ingeniería se dividen en tres componentes que son la ingeniería conceptual y básica, la ingeniería detallada y la oficina técnica en campo, cuyo valor se estima como un porcentaje de la inversión destinada a facilidades de pozos y superficie y se detallan en la **Tabla 38**.

**Tabla 38.** Costos de ingenierías del caso “Separación de la inyección de los pozos de mayor presión y rediseño de los equipos de bombeo”.

ACTIVIDAD	COSTO TOTAL ESTIMADO (USD)	% PESO RESPECTO A LAS FACILIDADES DE POZOS Y SUPERFICIE
Conceptual y básica	216.042,33	5%
Detallada	259.250,8	6%
Oficina técnica en campo	86.416,93	2%
<b>ESTUDIOS E INGENIERÍAS</b>	<b>561.710,06</b>	<b>13%</b>

Fuente: elaboración propia, con base en. ECOPETROL S.A.

**6.2.1.4 Costos de gerenciamiento.** Los costos de gerenciamiento se encuentran en la **Tabla 39** y se obtienen como un porcentaje de la inversión destinada a facilidades de pozos y superficie.

**Tabla 39.** Costos de gerenciamiento del caso “Separación de la inyección de los pozos de mayor presión y rediseño de los equipos de bombeo”.

ACTIVIDAD	COSTO TOTAL ESTIMADO (USD)	% PESO RESPECTO A LAS FACILIDADES DE POZOS Y SUPERFICIE
Gerencia del proyecto	194.438,1	4,50%
Aseguramiento en campo	280.855,03	6,50%
Calidad	48.826	1,13%
Catering	151.229,63	3,50%
Vuelos	108.021,17	2,50%
<b>GERENCIAMIENTO DEL PROYECTO</b>	<b>783.369,92</b>	<b>18,13%</b>

Fuente: elaboración propia, con base en. ECOPETROL S.A.

**6.2.1.5 Costos de comisionamiento e inversiones de viabilidad.** El comisionamiento es la verificación de que las unidades se encuentran en condiciones óptimas para su arranque y operación (**Tabla 40**), y las inversiones de viabilidad corresponden a los valores del proyecto que se deben destinar para temas sociales, ambientales y de seguridad física (**Tabla 41**).

Los costos de comisionamiento se estiman como un porcentaje de la inversión destinada a facilidades y/o ingenierías, mientras que las inversiones de viabilidad son un porcentaje de la inversión destinada únicamente a facilidades.

**Tabla 40.** Costos de comisionamiento del caso “Separación de la inyección de los pozos de mayor presión y rediseño de los equipos de bombeo”.

ACTIVIDAD	COSTO TOTAL ESTIMADO (USD)	% PESO RESPECTO A FACILIDADES + INGENIERÍAS
<b>COMISIONAMIENTO</b>	<b>170.889</b>	<b>3,50%</b>

Fuente: elaboración propia, con base en. ECOPEPETROL S.A.

**Tabla 41.** Costos de las inversiones de viabilidad del caso “Separación de la inyección de los pozos de mayor presión y rediseño de los equipos de bombeo”.

ACTIVIDAD	COSTO TOTAL ESTIMADO (USD)	% PESO RESPECTO A LAS FACILIDADES DE POZOS Y SUPERFICIE
Social	43.208,47	1,00%
Ambiental	21.604,23	0,50%
Seguridad física	17.283,39	0,40%
<b>INVERSIONES DE VIABILIDAD</b>	<b>82.096,09</b>	<b>1,90%</b>

Fuente: elaboración propia, con base en. ECOPEPETROL S.A.

El valor de Capex base que es de 5.918.911,64 USD, se calcula utilizando la **Ecuación 8**.

**6.2.1.6 Costos de contingencias y escalación.** Los costos de contingencias asociadas a los riesgos que se pueden materializar durante la ejecución del proyecto y la escalación por el incremento en los salarios o en los contratos no previstos en los costos base, se calculan como un porcentaje del valor del Capex y se encuentran detallados en la **Tabla 42**.

**Tabla 42.** Costos de contingencias y escalación del caso “Separación de la inyección de los pozos de mayor presión y rediseño de los equipos de bombeo”.

ACTIVIDAD	COSTO TOTAL ESTIMADO (USD)	% PESO RESPECTO AL CAPEX BASE
<b>CONTINGENCIAS DE FACILIDADES DE POZOS Y SUPERFICIE</b>	<b>887.836,75</b>	<b>15%</b>
<b>ESCALACIÓN DE FACILIDADES DE POZOS Y SUPERFICIE</b>	<b>177.567,35</b>	<b>3%</b>

Fuente: elaboración propia, con base en. ECOPEPETROL S.A.

Teniendo en consideración todos los rubros detallados para poder ejecutar el proyecto con esta alternativa de inversión, el Capex total sería de 6,98 MUSD, como se puede observar en la **Tabla 43**.

**Tabla 43.** Capex total para el caso “Separación de la inyección de los pozos de mayor presión y rediseño de los equipos de bombeo”.

<b>ACTIVIDAD</b>	<b>COSTO ESTIMADO (USD)</b>
Gerenciamiento del proyecto	783.369,92
Estudios e Ingenierías	561.710,06
Facilidades de pozos y superficie (inversiones directas)	4.320.846,58
Comisionamiento	170.889
Inversiones de viabilidad (sociales y ambientales)	82.096,09
<b>SUBTOTAL CAPEX</b>	<b>5.918.911,64</b>
Contingencias	887.836,75
<b>SUBTOTAL CAPEX P50 (Con contingencia)</b>	<b>6.806.748,39</b>
Escalación de facilidades de pozos y superficie	177.567,35
<b>TOTAL CAPEX (Con contingencia y escalación)</b>	<b>6.984.315,74</b>

Fuente: elaboración propia.

**6.2.2 Distribución de las inversiones durante la vida del proyecto.** Las fechas tentativas de distribución de las inversiones fueron suministradas por el equipo de planeación de proyectos de ECOPETROL S.A.

El 72% de las inversiones se realizarán en el año 2020, ya que en el año 2019 solo se ejecutará presupuesto destinado a la realización de las ingenierías y una porción menor de los costos de gerenciamiento, además de destinar para ese año una provisión menor para posibles contingencias que se llegasen a presentar.

De otra parte, en el año 2021 se realizarán las inversiones relacionadas con obras asociadas a la adecuación de las 3 bombas de 40 KBWPD y de 4 de las 6 unidades de bombeo de 80 KBWPD, pues los equipos y materiales para este trabajo serán adquiridos en el año 2020.

La información detallada sobre las fases de maduración del proyecto se encuentra en la **Tabla 44**.

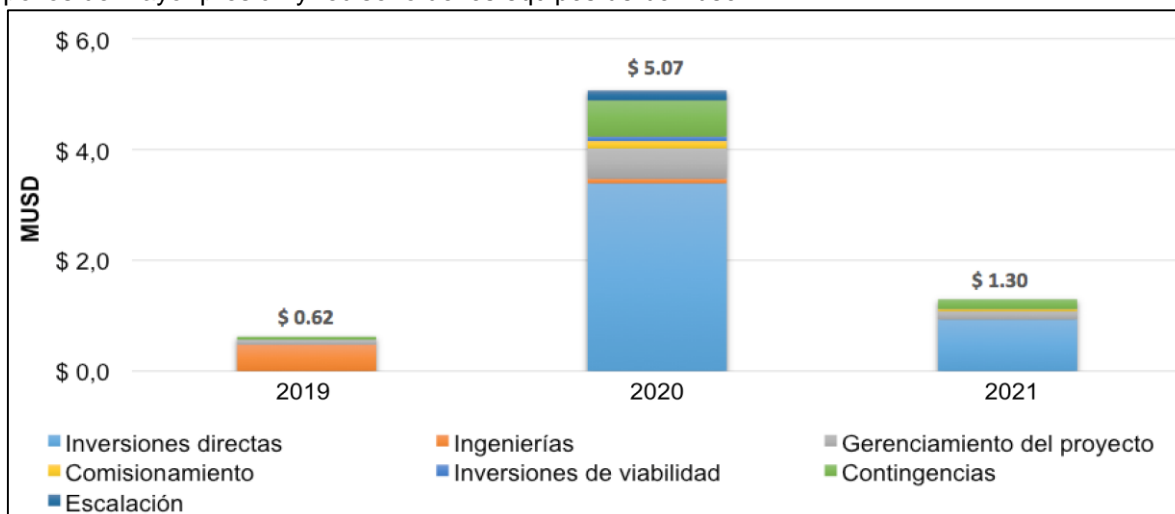
**Tabla 44.** Fases de maduración del proyecto de inversión para el caso “Separación de la inyección de los pozos de mayor presión y rediseño de los equipos de bombeo”.

RUBROS DE INVERSIÓN	MUSD		
	2019	2020	2021
Inversiones directas		3,390	0,931
Ingenierías	0,475	0,086	
Gerenciamiento del proyecto	0,090	0,544	0,149
Comisionamiento		0,134	0,037
Inversiones de viabilidad		0,082	
Contingencias	0,057	0,652	0,179
Escalación		0,178	
<b>Subtotales</b>	<b>0,622</b>	<b>5,066</b>	<b>1,296</b>
<b>TOTAL</b>		<b>6,984</b>	

Fuente: elaboración propia, con base en. ECOPEPETROL S.A.

En la **Gráfica 15** se puede observar que más del 70% de la inversión se ejecutará en el año 2020.

**Gráfica 15.** Distribución de las inversiones (MUSD) para el caso “Separación de la inyección de los pozos de mayor presión y rediseño de los equipos de bombeo”.



Fuente: elaboración propia.

**6.2.3 Ingresos.** A continuación, se especifican los ingresos que recibiría la compañía si toma la decisión de realizar este proyecto de inversión.

**6.2.3.1 Ahorro en costos de mantenimiento de los equipos.** En razón a que con esta estrategia de optimización se retiran 3 bombas de la operación del PAD en estudio y cada una de esas bombas tiene costos asociados a su mantenimiento y al mantenimiento de los equipos asociados a su actividad, dichos costos constituyen un ingreso dentro del modelo financiero del proyecto.



Los costos de mantenimiento estimados durante su vida útil restante de cada una de las bombas que se retiran de la operación se encuentran detallados en el análisis financiero de la alternativa de inversión anterior, donde se especificó que el mantenimiento de una bomba tiene un valor de 167.500 USD y la vida útil de los equipos que saldrán del sistema se estimó en 5,87 años.

Con esa información, se inició la construcción del modelo financiero, el cual deberá reflejar como ingreso anual del proyecto el costo de mantenimiento de las 3 bombas que salen de servicio, calculado aplicando la **Ecuación 9**.

$$\text{Ahorro Anual Mantenimiento Bombas} = \frac{167.500 \text{ USD}}{5,87 \text{ Años}} * 3 \text{ bombas}$$

$$\text{Ahorro Anual Mantenimiento Bombas} = 85.601 \text{ USD}$$

Como el proyecto de inicia inyección con el nuevo modelo el 1 de octubre del año 2020, las 3 bombas que se retiran de la operación estarán activas durante 90 de los 365 meses del año, por lo que el ahorro para ese año se calculó únicamente para los meses de octubre, noviembre y diciembre en 21.400 USD.

**6.2.3.2 Eliminación del desperdicio de energía.** Con la ejecución de los modelos en el software PIPESIM, se pudo establecer que para el caso base, la potencia requerida en la operación de las bombas es de 11.536,92 hp, lo que corresponde a 10.066,13 kWh. Con el modelo de la alternativa de inversión “Separación de la inyección de los pozos de mayor presión y rediseño de los equipos de bombeo” se obtuvo que la potencia requerida es de 6.610,85 hp, que en términos de energía consumida equivale a 5.568,07 kWh.

Con los valores obtenidos, se pudo determinar que el potencial de ahorro de energía para este caso sería de 3.100,09 kWh (3,1 MWh), como se mencionó en el apartado 5.3.3 y se mostró en la **Tabla 18**.

**6.2.3.3 Tarifas de la energía en Campo Rubiales.** Las tarifas de energía y la TRM utilizadas para este caso son las mismas que las de la alternativa analizada en el apartado 6.1 al inicio del capítulo.

Para el cálculo del valor del ahorro de energía, el cual se encuentra en la **Tabla 45**, se aplicó la **Ecuación 10**.

**Tabla 45.** Valor anual del ahorro de energía para el caso “Separación de la inyección de los pozos de mayor presión y rediseño de los equipos de bombeo”.

Año	Potencial de ahorro (kWh)	Valor del kWh (COP)	Horas	Días de inyección	TRM (COP/USD)	Valor Anual de los kWh consumidos consumida (USD)
2020	3.100	325	24	90	3.200	679.182
2021	3.100	332	24	365	3.200	2.816.831
2022	3.100	306	24	365	3.200	2.594.893
2023	3.100	309	24	365	3.200	2.621.486
2024	3.100	294	24	365	3.200	2.497.620
2025	3.100	275	24	365	3.200	2.333.570
2026	3.100	275	24	365	3.200	2.337.878
2027	3.100	271	24	365	3.200	2.297.026
2028	3.100	271	24	365	3.200	2.297.026
2029	3.100	271	24	365	3.200	2.297.026
2030	3.100	271	24	365	3.200	2.297.026

Fuente: elaboración propia.

Como se estima que la inyección del PAD inicia el 1 de octubre del 2020, ese año serian únicamente 90 días efectivos de ahorro.

**6.2.4 Depreciación y amortización.** Dado que se está invirtiendo en equipos de bombeo, la depreciación se realiza a 10 años, de los cuales aplica para los últimos tres meses del año 2020 y para el 2030 aplicaría para los primeros 9 meses del año, como se puede ver en la **Tabla 46**.

**Tabla 46.** Depreciación para el caso “Separación de la inyección de los pozos de mayor presión y rediseño de los equipos de bombeo”.

<b>Inversión total (USD)</b>	6.984.316
<b>Depreciación/Amortización año 2020 (USD)</b>	172.216
<b>Depreciación/Amortización años 2021 a 2029 (USD)</b>	698.432
<b>Depreciación/Amortización año 2030 (USD)</b>	526.216

Fuente: elaboración propia.

**6.2.5 Modelo financiero y horizonte del proyecto.** Con la información detallada en este capítulo, se construyó el modelo financiero para la alternativa de inversión “Separación de la inyección de los pozos de mayor presión y rediseño de los equipos de bombeo” (**Tabla 47**), mediante el de método FCLD (Flujo de Caja Libre Descontado) y aplicando el indicador Valor Presente Neto (VPN) como referente, con el fin de determinar la viabilidad de cada caso de optimización.

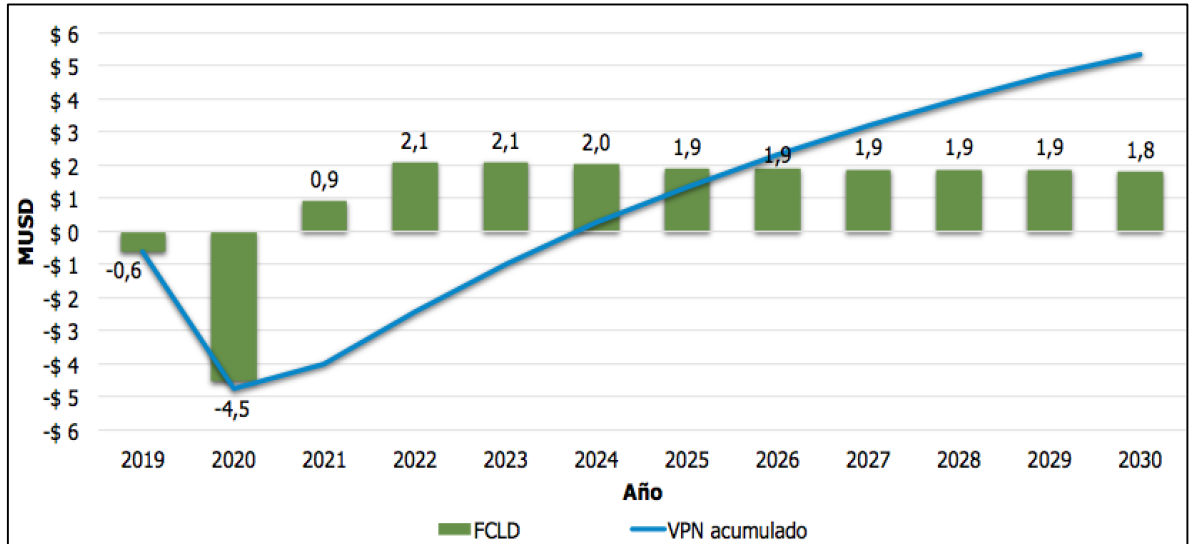
**Tabla 47.** Modelo financiero para el caso “Separación de la inyección de los pozos de mayor presión y rediseño de los equipos de bombeo”.

Año	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Ahorro de energía (USD)		679.181	2.816.827	2.594.890	2.621.482	2.497.617	2.333.567	2.337.875	2.297.023	2.297.023	2.297.023	2.297.023
Ahorro mantenimiento bombas (USD)		21.107	85.601	85.601	85.601	85.601	85.601	85.601	85.601	85.601	85.601	85.601
<b>UTILIDAD OPERACIONAL (USD)</b>	<b>0</b>	<b>700.288</b>	<b>2.902.427</b>	<b>2.680.491</b>	<b>2.707.083</b>	<b>2.583.218</b>	<b>2.419.167</b>	<b>2.423.476</b>	<b>2.382.624</b>	<b>2.382.624</b>	<b>2.382.624</b>	<b>2.382.624</b>
Depreciación/Amortización (USD)		-172.216	-698.432	-698.432	-698.432	-698.432	-698.432	-698.432	-698.432	-698.432	-698.432	-526.216
<b>UTILIDAD OPERACIONAL/ANTES DE IMPUESTOS (USD)</b>	<b>0</b>	<b>528.072</b>	<b>2.203.996</b>	<b>1.982.059</b>	<b>2.008.651</b>	<b>1.884.786</b>	<b>1.720.736</b>	<b>1.725.044</b>	<b>1.684.192</b>	<b>1.684.192</b>	<b>1.684.192</b>	<b>1.856.408</b>
% del Impuesto renta		32%	31%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%
Impuesto de renta (USD)		168.983	683.239	594.618	602.595	565.436	516.221	517.513	505.258	505.258	505.258	556.922
<b>UTILIDAD NETA (USD)</b>	<b>0</b>	<b>359.089</b>	<b>1.520.757</b>	<b>1.387.441</b>	<b>1.406.056</b>	<b>1.319.350</b>	<b>1.204.515</b>	<b>1.207.531</b>	<b>1.178.934</b>	<b>1.178.934</b>	<b>1.178.934</b>	<b>1.299.486</b>
Depreciación/amortización (USD)	0	172.216	698.432	698.432	698.432	698.432	698.432	698.432	698.432	698.432	698.432	526.216
<b>GENERACIÓN INTERNA DE FONDOS (USD)</b>		<b>531.305</b>	<b>2.219.189</b>	<b>2.085.873</b>	<b>2.104.488</b>	<b>2.017.782</b>	<b>1.902.947</b>	<b>1.905.963</b>	<b>1.877.366</b>	<b>1.877.366</b>	<b>1.877.366</b>	<b>1.825.701</b>
Inversiones del proyecto (USD)	-621.800,00	-5.066.455	-1.296.061									
<b>FLUJO DE CAJA LIBRE DESCONTADO (USD)</b>	<b>-621.800</b>	<b>-4.535.150</b>	<b>923.128</b>	<b>2.085.873</b>	<b>2.104.488</b>	<b>2.017.782</b>	<b>1.902.947</b>	<b>1.905.963</b>	<b>1.877.366</b>	<b>1.877.366</b>	<b>1.877.366</b>	<b>1.825.701</b>
<b>VPN acumulado (USD)</b>	<b>-621.800</b>	<b>-4.744.664</b>	<b>-3.981.748</b>	<b>-2.414.601</b>	<b>-977.207</b>	275.676	1.349.840	2.327.900	3.203.705	3.999.892	4.723.698	5.363.595
<b>VPN (USD)</b>	5.363.595											
TIR	30%											

Fuente: elaboración propia.

En la **Gráfica 16** se puede observar que el modelo financiero arroja un Flujo de Caja Libre Descontado con valores positivos desde el año 2021, mientras que la inversión se recupera en al año 2024, que es cuando el Valor Presente Neto acumulado empieza a mostrar resultados positivos.

**Gráfica 16.** Flujo de caja y VPN acumulado para el caso “Separación de la inyección de los pozos de mayor presión y rediseño de los equipos de bombeo”.



Fuente: elaboración propia.

Este proyecto desde un punto de vista financiero, cumple con las expectativas de la compañía, debido a que genera un Valor Presente Neto de 5,3 MUSD y una Tasa Interna de Retorno del 30%, lo que lo convierte en una alternativa de muy alta rentabilidad, siendo menor en comparación con la alternativa de “Homogenización de las condiciones de inyección y rediseño de los equipos de bombeo”

**6.2.6 Sensibilidad frente al ahorro de energía.** Este es un proyecto altamente sensible al ahorro de energía generado por la disminución del número de bombas y la optimización de las que quedan en operación.

En la **Tabla 48** se presenta la forma en que la variación en el ahorro del consumo de MWh afecta el VPN del proyecto.

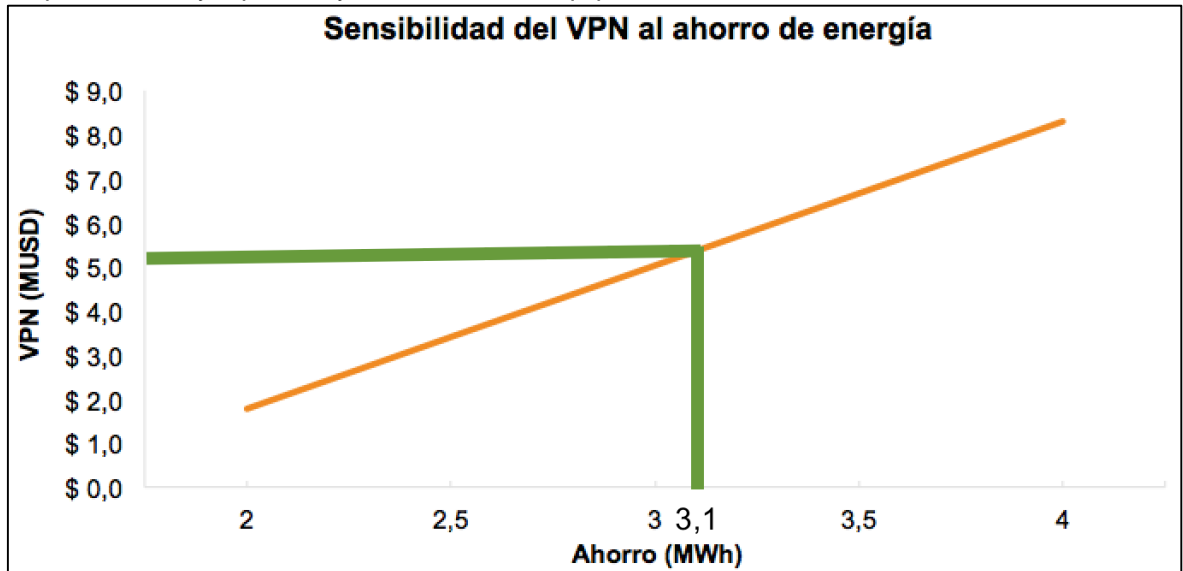
**Tabla 48.** Sensibilidad del VPN al ahorro de energía para el caso “Separación de la inyección de los pozos de mayor presión y rediseño de los equipos de bombeo”.

	Ahorro del caso "SEPARACIÓN Y REDISEÑO"	Sensibilidad al ahorro de energía				
		2	2,5	3	3,5	4
Ahorro (MWh)	3,1					
VPN (USD)	5.363.595	1.777.008	3.407.148	5.037.287	6.667.427	8.297.566

Fuente. elaboración propia.

En la **Gráfica 17** se presentan los resultados expuestos en la **Tabla 48**, donde se puede observar con un ahorro de 2,5 MWh, lo que representa un cumplimiento de la meta del 81%, con un VPN estimado de 3,4 MUSD. Aplicando tecnología con mayor eficiencia el ahorro podía llegar a ser de 3,5 MWh con un VPN de 6,6 MUSD, frente a los 5,3 MUSD que dio el VPN con el potencial de ahorro de energía de 3,1 MWh estimado mediante el modelo de esta estrategia de optimización realizado en PIPESIM.

**Gráfica 17.** Sensibilidad del VPN al ahorro de energía para el caso “Separación de la inyección de los pozos de mayor presión y rediseño de los equipos de bombeo”.



Fuente: elaboración propia.

La optimización del sistema de inyección de agua del PAD en estudio contribuye a la extensión de la vida útil del campo debido a menores costos de operación, aplicando cualquiera las dos alternativas planteadas.

## 7. CONCLUSIONES

- El Campo Rubiales cuenta con un acuífero activo que mantiene el corte de agua promedio de los pozos en 96,7%, esto equivale a que por cada barril de petróleo producido se extraen 30 barriles de agua, con un incremento natural de la producción de agua. La producción de este fluido, ha generado la necesidad de disponer altas cantidades de agua mediante dos diferentes estrategias que son el vertimiento al Caño Rubiales y como principal estrategia la re-inyección a la Formación Carbonera con un manejo de volúmenes correspondientes al 91% del total del agua producida.
- La demanda de energía del Campo Rubiales es de 183 MWh, con un impacto en el costo de levantamiento de 3,94 USD/bbl de los 7,07 USD/bbl requeridos, en donde la inyección de agua juega un papel fundamental, ya que representa el 42% del total de la energía consumida en el campo. Es fundamental para la sostenibilidad financiera del campo la optimización de los sistemas de inyección en pro de reducir el consumo de energía.
- Las condiciones geomecánicas de la zona en la que está ubicado el PAD de estudio, han limitado la tasa de inyección de 700 KBWPD con una presión de descarga de las bombas de 1500 psi, a 480 KBWPD y un requerimiento de presión en cabeza de los pozos que se encuentra por debajo de los 850 psi, a excepción de dos pozos que se encuentran en 1100 psi. El uso de restricciones y choques que ajustan las condiciones de operación de las bombas, generan un desperdicio de más del 20% de la energía, resultando en oportunidades de optimizar el sistema de inyección del PAD y reducir los costos de operación.
- Los modelos realizados en PIPESIM de la condición actual de operación del PAD y de las dos estrategias de optimización planteadas, fueron considerados como representativos, debido a que los porcentajes de error encontrados en todos los casos, resultaron en una desviación menor al 2%.
- Los choques presentes en el sistema de inyección de agua del PAD están generando caídas de presión promedio de 360,68 psia. Con el caso que homogeniza las condiciones de inyección del sistema, las caídas de presión promedio se reducen en un 99,07%, y a su vez, se pierde el control sobre las tasas de inyección de cada uno de los pozos, los cuales disponen el agua en diferentes unidades de la Formación Carbonera, con condiciones geomecánicas distintas. Para el caso que separa la inyección de los pozos de mayor presión en cabeza, esta disminución tendría un decrecimiento menor correspondiente al 62,2%, sin perder el control sobre las tasas de inyección de cada pozo.

- La frecuencia y la velocidad de las bombas se encontrarán en valores cercanos a los diseños (60 Hz y 3.570 RPM) en los dos casos de optimización trabajados, es por esto que el riesgo de pérdida de confiabilidad de estos equipos se disminuye, minimizando los costos de mantenimiento.
- La energía consumida por los 11 equipos de bombeo que se encuentran operativos dentro del sistema actual de inyección de agua del PAD es de 10.066,13 kWh. Con la estrategia de optimización que busca homogeneizar las condiciones de inyección del sistema se requerirían únicamente 6 bombas operativas, resultando en un potencial de ahorro de 4.298,06 kWh. Para el caso de optimización que plantea separar la inyección de los pozos de mayor presión se necesitarían 7 bombas operativas, presentando un potencial de ahorro de 3.100,09 kWh, siendo menor en comparación con la estrategia anterior.
- Los modelos financieros mostraron que las dos estrategias de optimización propuestas logran tener rentabilidades altas. Mientras que el caso que homogeniza las condiciones de inyección del sistema alcanza un VPN de 10,2 MUSD, el caso que separa la inyección de los pozos de mayor presión genera un VPN de 5,3 MUSD, teniendo ambas estrategias un alto atractivo económico para la empresa.

## 8. RECOMENDACIONES

- Se recomienda a ECOPETROL S.A evaluar la posibilidad de implementar alguna de las dos estrategias planteadas, debido a que ambas cuentan con un VPN positivo y brindan la posibilidad de mejorar los costos del activo.
- Evaluar el impacto que el cambio en las tasas de inyección de agua de cada uno de los pozos PAD, tienen sobre las condiciones geomecánicas de la unidades estratigráficas de la Formación Carbonera en la que cada uno de ellos dispone este fluido.
- Modelar los sistemas de inyección de agua de los 7 PAD's de Campo Rubiales tanto de manera individual como conjunta, con el fin de evaluar las condiciones de operación de estos sistemas, y verificar que se encuentren trabajando de manera optima.
- Desarrollar una programación automática del modelo realizado en PIPESIM, con el fin de que la simulación se ajuste en tiempo real de acuerdo a la valores reportados diariamente en campo.
- Evaluar la posibilidad de realizar trabajos de workover a los pozos que inyectan en unidades estratigráficas con condiciones geomecánicas que los restringen, con el fin de aislar estas zonas e inyectar en unidades que les permitan aumentar los volúmenes de inyección.
- Plantear estrategias para la disposición del agua producida en Campo Rubiales, diferentes a el vertimiento en el Caño Rubiales y a la re-inyección en la Formación Carbonera.



## BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. {En línea}. {Consultado el 13 de Febrero de 2019}. Disponible en: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Cuencas-sedimentarias/Documents/colombian\\_sedimentary\\_basins.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Cuencas-sedimentarias/Documents/colombian_sedimentary_basins.pdf).

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Cuenca Llanos Orientales. Integración Geológica de la Digitalización y el Análisis de Núcleos. 2012. {En línea}. {Consultado el 14 de Febrero de 2019}. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/5.%20Informe%20Final%20Llanos.pdf>.

BACA CURREA, Guillermo. Ingeniería Financiera, Octava Edición. Fondo educativo panamericano. Bogotá, 2007.

BAKER HUGHES CENTRILIFT. HPump Horizontal Surface Pumping System, manual de instalación, operación y mantenimiento. 2008.

CARVAJAL ZAMBRANO, Holger Javier; TAPIA FALCONÍ, Daniel; BARRAGÁN CHANG, Ernesto. Optimización de la producción utilizando Análisis Nodal en el Campo Fanny 18b operado por Andes Petroleum Ecuador Ltd. Escuela Superior Politécnica del Litoral. 2012.

CLAVIJO GUTIÉRREZ, Valery Tatiana y MURILLO PARRA, Angie Carolina. Modelamiento y análisis del manejo de fluidos del sistema de recolección de la Troncal 4 de Campo Rubiales. Fundación Universidad de América. Bogotá. 2017.

GALLEGO ESCOBAR, Laura Alejandra y JÁUREGUI NORIEGA, Manuel Alejandro. Evaluación técnico-financiera de un tratamiento termoquímico para la reducción de la fracción de agua de los residuos aceitosos producidos en las facilidades de Campo Rubiales. Fundación Universidad de América. Bogotá. 2017.

GÓMEZ GONZÁLES, Luis Fernando y ÁLVAREZ MARÍN, Andrés Felipe. Utilización del método de flujo de caja libre descontado para la valoración de empresas en procesos de fusión. Caso Bancolombia, Conavi y Corfinsura. 2008. GPSA. Engineering Data Book. 11th Edition (Electronic). 1998.

HIRSCHFELDT, Marcelo. Análisis De Un Sistema De Producción Y Análisis Nodal. 2009. {En línea}. {Consultado el 1 de mayo de 2019}. Disponible en: [http://oilproduction.net/files/analisis\\_nodal\\_hirschfeldt.pdf](http://oilproduction.net/files/analisis_nodal_hirschfeldt.pdf).

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos. NTC-1486-6166. Bogotá D.C.: El instituto, 2018. ISBN 9789588585673 153 p.

INSTITUTO DE HIDROLOGÍA, METEOROLOGÍA Y ESTUDIOS AMBIENTALES. Estandarización de métodos analíticos. 2006.

NEGRÓN BAEZ, Pablo Andrés. Redes Neuronales Sigmoidal con algoritmo LM para pronóstico de tendencia del precio de las acciones del IPSA. Pontificia Universidad Católica de Valparaíso. 2014.

SAAVEDRA, Stiven y SAENZ, Kevin. Direccionamiento de la gestión del proceso de vertimiento de agua industrial del Campo Rubiales al Caño Rubiales. Trabajo de Grado. Fundación Universidad de América. Bogotá. 2018.

SCHLUMBERGER. PIPESIM Versión 2015.1. User Guide. 2015.

UNION TEMPORAL KPITAL GEOFISICA. Proyecto Sísmico Llanos 2D, Informe final de procesamiento e interpretación. Tomo 1. 2006. {En línea}. {Consultado el 12 de Febrero de 2019}. Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Tesis/SISMICA%20LLANOS%202D%202005.pdf>.

WOOD GROUP SURFACE PUMPS. SPSTM Surface Pumping Systems, User Instruction Manual. 2009-2010.

## **ANEXOS**

## ANEXO A

### LONGITUD EQUIVALENTE DE VÁLVULAS Y ACCESORIOS

La simulación de accesorios (cabezales de pozo, válvulas, codos y reducciones) se realizó mediante la adición de las longitudes equivalentes de esos accesorios a las longitudes reales de las tuberías, con el fin de agregar los efectos de caída de presión de los accesorios en el análisis. En la **Tabla 49** se encuentran las longitudes equivalentes utilizada para este fin.

**Tabla 49.** Longitud equivalente de válvulas y accesorios en pies.

Nominal Pipe size in.	Globe valve or ball check valve	Angle valve	Swing check valve	Plug cock	Gate or ball valve	45° ell		Short rad. ell		Long rad. ell		Hard T		Soft T		90° miter bends			Enlargement					Contraction						
						Welded	Threaded	Welded	Threaded	Welded	Threaded	Welded	Threaded	Welded	Threaded	Welded	Threaded	Welded	Threaded	2 miter	3 miter	4 miter	Sudden		Std. red.		Sudden		Std. red.	
																							Equiv. L in terms of small d							
1½	55	26	13	7	1	1	2	3	5	2	3	8	9	2	3				5	3	1	4	1	3	2	1	1	-		
2	70	33	17	14	2	2	3	4	5	3	4	10	11	3	4				7	4	1	5	1	3	3	1	1	-		
2½	80	40	20	11	2	2	5	-	3	-	12	-	3	-				8	5	2	6	2	4	3	2	2	-			
3	100	50	25	17	2	2	6	4	14	4	14	4	4					10	6	2	8	2	5	4	2	2	-			
4	130	65	32	30	3	3	7	5	19	5	19	5	5					12	8	3	10	3	6	5	3	3	-			
6	200	100	48	70	4	4	11	8	28	8	28	8	8					18	12	4	14	4	9	7	4	4	1			
8	260	125	64	120	6	6	15	9	37	9	37	9	9					25	16	5	19	5	12	9	5	5	2			
10	330	160	80	170	7	7	18	12	47	12	47	12	12					31	20	7	24	7	15	12	6	6	2			
12	400	190	95	170	9	9	22	14	55	14	55	14	14	28	21	20		37	24	8	28	8	18	14	7	7	2			
14	450	210	105	80	10	10	26	16	62	16	62	16	16	32	24	22		42	26	9	-	-	20	16	8	-	-			
16	500	240	120	145	11	11	29	18	72	18	72	18	18	38	27	24		47	30	10	-	-	24	18	9	-	-			
18	550	280	140	160	12	12	33	20	82	20	82	20	20	42	30	28		53	35	11	-	-	26	20	10	-	-			
20	650	300	155	210	14	14	36	23	90	23	90	23	23	46	33	32		60	38	13	-	-	30	23	11	-	-			
22	688	335	170	225	15	15	40	25	100	25	100	25	25	52	36	34		65	42	14	-	-	32	25	12	-	-			
24	750	370	185	254	16	16	44	27	110	27	110	27	27	56	39	36		70	46	15	-	-	35	27	13	-	-			
30	-	-	-	312	21	21	55	40	140	40	140	40	40	70	51	44														
36	-	-	-	-	25	25	66	47	170	47	170	47	47	84	60	52														
42	-	-	-	-	30	30	77	55	200	55	200	55	55	98	69	64														
48	-	-	-	-	35	35	88	65	220	65	220	65	65	112	81	72														
54	-	-	-	-	40	40	99	70	250	70	250	70	70	126	90	80														
60	-	-	-	-	45	45	110	80	260	80	260	80	80	190	99	92														

Fuente. GPSA. Engineering Data Book. 11th Edition (Electronic). 1998.