

GENERACIÓN DE UNA PROPUESTA PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA  
INYECCIÓN DE AGUA EN UN PAD DE CAMPO RUBIALES MEDIANTE EL  
ESTUDIO DE PRUEBAS DE PRESIÓN Y ANÁLISIS NODAL.

CRISTHIAN DAVID MORENO MERCHAN

DANIELA TORRES RUBIO

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C.  
2019

GENERACIÓN DE UNA PROPUESTA PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA  
INYECCIÓN DE AGUA EN UN PAD DE CAMPO RUBIALES MEDIANTE EL  
ESTUDIO DE PRUEBAS DE PRESIÓN Y ANÁLISIS NODAL.

CRISTHIAN DAVID MORENO MERCHAN

DANIELA TORRES RUBIO

Proyecto Integral de Grado para optar al título de:  
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director  
JACOBO LOPEZ GOMEZ  
Ingeniero de Petróleos

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BOGOTÁ D.C.  
2019

Nota de aceptación

---

---

---

---

---

---

Ing. Danuil Elías Dueñas Criado

---

Ing. Edison Enrique Jiménez Bracho

Bogotá, Abril de 2019

## **DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD**

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro.

Dr. JAIME POSADA DIAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos.

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCIA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados.

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Decano de la Facultad de Ingenierías.

Dr. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI

Director Programa de Ingeniería de Petróleos

Dr. 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 a los autores.

## **AGRADECIMIENTOS**

A nuestras familias por su amor y apoyo incondicional durante estos años a través de esta etapa.

A la vicepresidencia Regional Oriente de ECOPETROL S.A. por permitirnos desarrollar este trabajo con ustedes, esperamos que sea de gran utilidad para el área y futuros estudios. Al ingeniero Freddy Niño por permitir de igual manera el desarrollo y feliz culminación del proyecto.

A nuestro director Jacobo López, un especial agradecimiento por brindarnos la orientación durante todo el trabajo, por su disposición y amabilidad para responder todas nuestras dudas e inquietudes, siempre con el ánimo de enseñarnos cosas nuevas cada día.

A los orientadores y miembros del comité de la Fundación Universidad de América, por su disposición para guiarnos durante todo este proceso.

Finalmente a todas las personas que indirectamente hicieron posible la culminación de este trabajo.

## CONTENIDO

	pág
<b>RESUMEN</b>	29
<b>INTRODUCCIÓN</b>	30
<b>OBJETIVOS</b>	31
<b>1. GENERALIDADES DEL CAMPO RUBIALES</b>	32
1.1 HISTORIA DEL CAMPO	32
1.2 LOCALIZACIÓN	33
1.3 MARCO GEOLÓGICO	36
1.3.1 Columna Estratigráfica	36
1.3.2 Estratigrafía	38
1.3.2.1 Precámbrico	38
1.3.2.2 Paleozoico	38
1.3.2.3 Mesozoico	38
1.3.2.4 Cenozoico	39
1.3.3 Geología Estructural	41
1.3.4 Geología del petróleo	42
1.3.4.1 Roca Generadora	43
1.3.4.2 Roca Reservorio	43
1.3.4.3 Migración y Empaquetamiento	43
1.3.4.4 Roca Sello	44
1.3.4.5 Trampa	44
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	44
1.4.1 Método de producción	45
1.4.2 Tiempo de producción	45
1.4.3 Numero de pozos	46
1.4.4 Gráfica de producción acumulada	47
1.4.5 Características del yacimiento	48
1.4.5.1 Propiedades Petrofísicas	48
1.4.5.2 Propiedades del fluido	49
<b>2. TRATAMIENTO Y DISPOSICION DEL AGUA DE PRODUCCIÓN EN CAMPO RUBIALES</b>	51
2.1 TRATAMIENTO DE LOS FLUIDOS DE PRODUCCIÓN	51
2.1.1 Tratamiento de crudo	51
2.1.1.1 Tanques FWKO	51
2.1.1.2 Tanques de Cabeza	51
2.1.1.3 Intercambiadores	51
2.1.1.4 Tanques tratadores	51
2.1.1.5 Tanques de almacenamiento	52

2.1.1.6 Fiscalización y entrega	52
2.1.2 Tratamiento de agua	52
2.1.2.1 Skim Tank	52
2.1.2.2 Celdas de flotación	53
2.1.2.3 Filtros	53
2.1.2.4 Decantadores	53
2.1.2.5 Tratamiento para inyección	53
2.1.2.6 Tratamiento para vertimiento	53
2.2 GENERALIDADES SOBRE LA DISPOSICION DE AGUA DE PRODUCCION	54
2.2.1 Métodos de disposición de agua de producción	54
2.2.1.1 Descarga sin Control a la Superficie	55
2.2.1.2 Descarga sin Control en Agua Dulce	55
2.2.1.3 Descarga Controlada en Aguas Superficiales	55
2.2.1.4 Descarga Controlada en la Superficie	55
2.2.1.5 Evaporación	55
2.2.1.6 Inyección en Pozo Poco Profundo	55
2.2.1.7 Inyección en Pozo Profundo.	55
2.2.1.8 Inyección para mantenimiento de presión o recuperación secundaria	56
2.3 PRODUCCIÓN Y DISPOSICIÓN DE AGUA EN CAMPO RUBIALES	57
2.3.1 Inyección de agua como método de recobro secundario	58
2.3.2 Vertimiento a Caño Rubiales	58
2.3.3 Inyección Disposal	62
2.3.3.1 Pozos inyectoros	64
2.3.3.2 PADS de Inyección	66
2.4. GENERALIDADES SOBRE EL PAD DE ESTUDIO	70
2.4.1 Localización	70
2.4.2 Funcionamiento	71
2.4.3 Inyección	72
2.4.4 Consumo de energía	74
2.4.5 Pozos	74
2.4.5.1 Pozo inyector A - 008	75
2.4.5.2 Pozo inyector A - 009H	76
2.4.5.3 Pozo inyector A - 010H	76
2.4.5.4 Pozo inyector A - 011H	77
2.4.5.5 Pozo inyector A - 012H	78
2.4.5.6 Pozo inyector A - 025H	79
2.4.5.7 Pozo inyector A - 026H	79
2.4.5.8 Pozo inyector A - 040HST	80
2.4.5.9 Pozo inyector A-053H	80
<b>3. ANÁLISIS DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN DEL PAD A DE CAMPO RUBIALES</b>	<b>82</b>
3.1 PRUEBAS DE PRESIÓN	82
3.1.1 Ejecución de las pruebas	82

3.1.2	Clasificación de las pruebas de presión	83
3.1.2.1	Prueba de pozo simple (Sencilla)	83
3.1.2.2	Prueba de pozo múltiple	83
3.1.3	Tipos de pruebas de presión	83
3.1.3.1	Build Up Test	83
3.1.3.2	Draw Down Test	86
3.1.3.	Pruebas de tasa de flujo múltiple	86
3.1.3.	Pruebas de flujo de dos tasas	87
3.1.3.5	Pruebas de interferencia	87
3.1.3.6	Drill Stem Test	88
3.1.3.7	Fall Off Test	88
3.1.3.8	Pruebas isócronas	89
3.2	MÉTODOS DE ANÁLISIS	90
3.2.1	Derivativa de curva de presión y análisis log-log	90
3.2.2	Análisis semi-log o método de Horner	91
3.2.3	Análisis en gráfica cartesiana	92
3.3	CONSIDERACIONES PARA LA EJECUCIÓN DE LA PRUEBA	93
3.3.1	Sensores de presión	93
3.3.2	Cierre del pozo en fondo	93
3.3.3	Regímenes de flujo	94
3.3.3.1	Wellbore storage o periodo de almacenamiento	95
3.3.3.2	Flujo lineal	98
3.3.3.3	Flujo radial	98
3.3.3.4	Flujo esférico	99
3.3.3.5	Flujo hemisférico	99
3.3.3.6	Flujo birradial	100
3.3.4	Regímenes de flujo en pozos Horizontales	100
3.3.4.1	Flujo radial temprano	100
3.3.4.2	Flujo hemicilíndrico	101
3.3.4.3	Flujo Hemiradial	101
3.3.4.4	Flujo lineal en pozo horizontal	102
3.3.4.5	Flujo radial a tiempos tardíos	102
3.3.4.6	Estado estable	102
3.4	PROCEDIMIENTO DE ANALISIS	104
3.4.1	Ingreso de data de presión y tiempo	104
3.4.2	Plot de la data	104
3.4.3	Selección de las regiones de interés	105
3.4.4	Ajuste del modelo analítico	106
3.4.4.1	Control de Fluido	106
3.4.4.2	Datos del pozo	107
3.4.4.3	Datos de estratos de la formación geológica	108
3.4.5	Grafica log-log	110
3.4.6	Identificar los patrones de régimen de flujo	111
3.4.7	Simulación	111
3.4.7.1	Auto-Match	111

3.4.7.2 Igualación rápida (Quick Match).	111
3.4.7.3 Simulación Avanzada	111
3.4.8 Ajustes del modelo	111
3.4.8.1 Opción FR	111
3.4.8.2 Sugerir Modelo	112
3.4.8.3 Curvas tipo	112
3.4.9 Verificación de resultados	112
3.4.10 Otros análisis	113
3.5 ANÁLISIS PRUEBAS DE PRESIÓN DEL PAD A	114
3.5.1 Pozo A – 010H	114
3.5.2 Pozo A – 011H	118
3.5.3 Pozo A - 012H	123
3.6 RESUMEN PROBLEMÁTICA DEL PAD	126
<b>4. ESTUDIO TÉCNICO PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL PAD A DE CAMPO RUBIALES</b>	<b>127</b>
4.1 ANALISIS NODAL	127
4.1.1 Definición	127
4.1.2 Conceptos básicos	128
4.1.3 Análisis nodal en flujo monofásico	130
4.1.3.1 Ecuación de Darcy	130
4.1.3.2 Curvas IPR y VLP	133
4.1.3.3 Análisis en pozos inyectores	134
4.1.4 Aspectos Generales del software PIPESIM	136
4.1.4.1 Análisis de sistema (System Analysis)	136
4.1.4.2 Perfil presión- Temperatura	137
4.1.4.3 Análisis de pozo	137
4.2 AJUSTE DEL CASO BASE PARA EL PAD A	137
4.2.1 Adquisición de la información PAD A	137
4.2.2 Creación del PAD A en Pipesim	139
4.2.3 Ajuste del Análisis Nodal por pozo	141
4.2.3.1 Ajuste pozos con pruebas FOT	141
4.2.3.2 Ajuste pozos sin pruebas FOT	145
4.2.4 Ajuste del análisis nodal del PAD A	147
4.2.5 Gasto de energía caso base	149
4.3 ESTUDIO DE ALTERNATIVAS DE OPTIMIZACION DEL PAD A	150
4.3.1 Alternativa: Estimulación del pozo A-10H	150
4.3.1.1 Remoción del 50% del daño de formación	151
4.3.1.2 Remoción del 80% del daño de formación	153
4.3.2 Alternativa: Estimulación del pozo A-11H	155
4.3.2.1 Remoción del 50% del daño de formación	155
4.3.2.2 Remoción del 80% del daño de formación	156
4.3.3 Alternativa: Estimulación del pozo A-10H y A-11H	157
4.3.3.1 Remoción del 50% del daño de formación	157
4.3.3.2 Remoción del 80% del daño de formación.	159

4.3.4	Alternativa: Perforación de un pozo nuevo.	160
4.4.	FACTIBILIDAD TÉCNICA DE LAS ALTERNATIVAS EVALUADAS	162
<b>5.</b>	<b>ANÁLISIS FINANCIERO</b>	164
5.1	CONSIDERACIONES BÁSICAS	164
5.2	ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)	165
5.2.1	Costos de inversión alternativas de estimulación	165
5.2.2	Costos de inversión para la perforación de un pozo nuevo	165
5.3	ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)	166
5.4	INGRESOS	166
5.5	EVALUACIÓN FINANCIERA	167
5.5.1	Tasa de interés de oportunidad (TIO)	167
5.5.2	Flujo de caja.	167
5.5.3	Valor presente neto.	167
5.5.4	Cálculo VPN.	168
5.5.4.1	Alternativa 1: Estimulación de los pozos A-010H y A-011H.	168
5.5.4.2	Alternativa 2: Perforación de un pozo nuevo.	171
5.5.5	Comparativo de alternativas evaluadas.	173
<b>6.</b>	<b>CONCLUSIONES</b>	175
<b>7.</b>	<b>RECOMENDACIONES</b>	177
	<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	178
	<b>ANEXOS</b>	181

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
<b>Figura 1.</b> Ubicación del Campo Rubiales y formas de acceso.	35
<b>Figura 2.</b> Columna estratigráfica general para la Cuenca Llanos Orientales y el Campo Rubiales	37
<b>Figura 3.</b> Esquema de cuenca ante país.	42
<b>Figura 4.</b> Esquema general del tratamiento de crudo	52
<b>Figura 5.</b> Esquema general del tratamiento del agua.	54
<b>Figura 6.</b> Estructura y ubicación de un pozo disposal.	56
<b>Figura 7.</b> Disposición de agua por pozo disposal y por inyección para recobro.	57
<b>Figura 8.</b> Cabezal de entrega en puntos de vertimiento.	59
<b>Figura 9.</b> Registro de contenido de cloruros con el kit de medición del agua en el cabezal de entrega.	62
<b>Figura 10.</b> Estado Mecánico tipo para un pozo inyector horizontal	65
<b>Figura 11.</b> Localización y estado PAD's de Inyección Campo Rubiales.	66
<b>Figura 12.</b> Localización del PAD A en mapa de áreas.	70
<b>Figura 13.</b> Vista aérea dirección de pozos PAD A.	71
<b>Figura 14.</b> Configuración de superficie PAD A.	72
<b>Figura 15.</b> Herramienta de identificación de regímenes de flujo	95
<b>Figura 16.</b> Incremento del almacenamiento para un pozo inyector cerrado	96
<b>Figura 17.</b> Representación del flujo lineal (yacimiento alargado)	98
<b>Figura 18.</b> Representación del flujo radial	99
<b>Figura 19.</b> Representación del flujo esférico	99
<b>Figura 20.</b> Representación del flujo hemisférico	100
<b>Figura 21.</b> Flujo radial a tiempos tempranos	101
<b>Figura 22.</b> Flujo hemicilíndrico en pozo horizontal	101
<b>Figura 23.</b> Flujo hemiradial en pozo horizontal.	101
<b>Figura 24.</b> Flujo lineal en pozo horizontal	102
<b>Figura 25.</b> Flujo radial a tiempos tardíos	102
<b>Figura 26.</b> Ingreso de data de presión y tiempo en Pansystem.	104
<b>Figura 27.</b> Descripción del fluido y del yacimiento en Pansystem	107
<b>Figura 28.</b> Parámetros de pozo en Pansystem	107
<b>Figura 29.</b> Parámetros del yacimiento	108
<b>Figura 30.</b> Ingreso de parámetros de fluido en Pansystem	109
<b>Figura 31.</b> Curvas tipo de Bourdet	112
<b>Figura 32.</b> Zonas de arcillosidad atravesadas por el pozo	121
<b>Figura 33.</b> Componentes comunes del sistema de producción para análisis nodal	129
<b>Figura 34.</b> Nodos básicos en un sistema de producción.	130
<b>Figura 35.</b> Esquema base para analisis del modelo de Darcy	131
<b>Figura 36.</b> Unidades de variables para la ecuación de Darcy	132
<b>Figura 37.</b> Esquema de pozo para análisis de la ecuación de Darcy.	132
<b>Figura 38.</b> Tabla guía para análisis de sistema de inyección.	135

<b>Figura 39.</b> Esquema del PAD A en Campo Rubiales	140
<b>Figura 40.</b> Datos de completamiento del pozo en Pipesim.	142
<b>Figura 41.</b> Información sobre el daño en Pipesim.	142
<b>Figura 42.</b> Información sobre fluido del pozo en Pipesim.	143
<b>Figura 43.</b> Análisis nodal base A-010H	143
<b>Figura 44.</b> Análisis nodal base A-011H.	144
<b>Figura 45.</b> Análisis nodal base A-012H.	144
<b>Figura 46.</b> Completamiento de los pozos sin pruebas de presión.	145
<b>Figura 47.</b> Análisis nodal pozo A-008.	146
<b>Figura 48.</b> Análisis nodal base pozo A-040HST	146
<b>Figura 49.</b> Análisis nodal base pozo A-053H.	147
<b>Figura 50.</b> Resultados del “Network Simulation” caso base.	148
<b>Figura 51.</b> Parámetros de pozo caso base.	148
<b>Figura 52.</b> Búsqueda de la potencia requerida por bomba en Pipesim.	149
<b>Figura 53.</b> Modificación del daño A-010H a un 50% del daño inicial.	151
<b>Figura 54.</b> Parámetros de bomba HPI-861A, remoción 50% del daño pozo A-10H	152
<b>Figura 55.</b> Esquema del PAD A con perforación de pozo nuevo.	160
<b>Figura 56.</b> Diseño del pozo nuevo en Pipesim	161
<b>Figura 57.</b> Flujo de caja alternativa estimulación de dos pozos con 50% de remoción de daño.	169
<b>Figura 58.</b> Flujo de caja alternativa estimulación de dos pozos con 80% de remoción de daño.	170
<b>Figura 59.</b> Flujo de caja alternativa perforación de un pozo nuevo.	172

## LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
<b>Gráfica 1.</b> Comportamiento histórico de producción de Campo Rubiales	46
<b>Gráfica 2.</b> Histórico de completamiento de pozos en Campo Rubiales	47
<b>Gráfica 3.</b> Producción acumulada de Campo Rubiales	47
<b>Gráfica 4.</b> Histórico de Inyección de agua Campo Rubiales	67
<b>Gráfica 5.</b> Consumo de energía para las actividades en Campo Rubiales	68
<b>Gráfica 6.</b> Inyección Histórica del PAD A	73
<b>Gráfica 7.</b> Presión de Inyección histórica del PAD A	74
<b>Gráfica 8.</b> Inyección Histórica Pozo A-008	75
<b>Gráfica 9.</b> Inyección histórica del pozo A – 010H	77
<b>Gráfica 10.</b> Inyección histórica pozo A-011H	78
<b>Gráfica 11.</b> Inyección Histórica del pozo A – 012H.	79
<b>Gráfica 12.</b> Inyección Histórica Pozo A-040HST	80
<b>Gráfica 13.</b> Inyección Histórica Pozo A-053H	81
<b>Gráfica 14.</b> Historial de producción en prueba Build Up	84
<b>Gráfica 15.</b> Historial de presión ideal en prueba Build Up	85
<b>Gráfica 16.</b> Historial de Producción y Presión en una prueba Draw Down	86
<b>Gráfica 17.</b> Historial de Producción y Presión en una prueba multi-tasa	87
<b>Gráfica 18.</b> Historial de Producción y Presiones para prueba de flujo de dos tasas	87
<b>Gráfica 19.</b> Historial de presión y producción para prueba Fall Off Test.	89
<b>Gráfica 20.</b> Prueba tipo Isócrona	90
<b>Gráfica 21.</b> Análisis de datos a tiempos tempranos, Función de presión y derivativa para un yacimiento homogéneo e infinito	91
<b>Gráfica 22.</b> Gráfica tipo semi-log: identificación de pendiente.	92
<b>Gráfica 23.</b> Gráfica tipo cartesiano: tendencia tipo línea recta de los datos de presión.	93
<b>Gráfica 24.</b> Efecto de válvula de cierre de fondo	94
<b>Gráfica 25.</b> Efecto del almacenamiento de la rata de flujo en la cara del pozo cuando $C3 > C2 > C1$	97
<b>Gráfica 26.</b> Presión y derivada para un pozo con incremento en su almacenamiento.	98
<b>Gráfica 27.</b> Gráfico general de una prueba Fall Off.	105
<b>Gráfica 28.</b> Selección de puntos en el gráfico general de la prueba.	106
<b>Gráfica 29.</b> Grafica log-log de la presión y su derivativa para una prueba Fall Off Test	110
<b>Gráfica 30.</b> Gráfico General de la prueba A-10H.	114
<b>Gráfica 31.</b> Análisis de cierre de pozo A-10H.	115
<b>Gráfica 32.</b> Grafica Log-Log A-10H.	115
<b>Gráfica 33.</b> Identificación regímenes de flujo pozo A-10H.	117
<b>Gráfica 34.</b> Resultado simulación pozos A-10H	117
<b>Gráfica 35.</b> Gráfico general de la prueba A-011H.	119

<b>Gráfica 36.</b> Análisis de cierre de pozo A-011H.	119
<b>Gráfica 37.</b> Identificación regímenes de flujo A-011H.	121
<b>Gráfica 38.</b> Resultado simulación pozo A-011H.	122
<b>Gráfica 39.</b> Gráfico General de la prueba A-012H.	123
<b>Gráfica 40.</b> Análisis de cierre de pozo A-012H	123
<b>Gráfica 41.</b> Resultado simulación pozo A-012H.	125
<b>Gráfica 42.</b> Ejemplo Capacidad de inyección de un pozo.	135
<b>Gráfica 43.</b> Evaluación de escenarios de inyección.	136

## LISTA DE TABLAS

	pág.
<b>Tabla 1.</b> Propiedades promedio del acuífero y del área petrolífera	43
<b>Tabla 2.</b> Tipos de levantamiento artificial en Campo Rubiales	45
<b>Tabla 3.</b> Información básica del yacimiento.	49
<b>Tabla 4.</b> Composición del Crudo Rubiales.	50
<b>Tabla 5.</b> Resultado pruebas PVT Campo Rubiales	50
<b>Tabla 6.</b> Caudales autorizados en la Resolución 2355 del 24 de Diciembre de 2007.	59
<b>Tabla 7.</b> Resumen parámetros fisicoquímicos para vertimiento de aguas de producción.	61
<b>Tabla 8.</b> Datos técnicos de la inyección.	63
<b>Tabla 9.</b> Información promedio según geometría de pozos Rubiales	64
<b>Tabla 10.</b> Inyección de agua por PAD.	67
<b>Tabla 11.</b> Consumo promedio por barril inyectado por cada PAD.	69
<b>Tabla 12.</b> Información de inyección pozos PAD A	73
<b>Tabla 13.</b> Resumen de configuración de los pozos del PAD A.	74
<b>Tabla 14.</b> Resultados obtenidos de las diferentes pruebas	113
<b>Tabla 15.</b> Datos de entrada pozo A-10H	116
<b>Tabla 16.</b> Parámetros simulados pozo A-10H	118
<b>Tabla 17.</b> Datos de entrada pozo A-011H	120
<b>Tabla 18.</b> Parámetros simulados pozo A-011H	122
<b>Tabla 19.</b> Datos de entrada pozo A-012H	124
<b>Tabla 20.</b> Parámetros simulados pozo A-012H.	125
<b>Tabla 21.</b> Caudales históricos pozo A-10H	138
<b>Tabla 22.</b> Promedio Real de los parámetros del campo	139
<b>Tabla 23.</b> Frecuencia de las bombas del PAD A.	140
<b>Tabla 24.</b> Comparación caudales reales vs análisis nodal para pozos con FOT.	145
<b>Tabla 25.</b> Comparación caudal real vs análisis nodal para pozos sin FOT.	147
<b>Tabla 26.</b> Caudal y presión real vs datos simulados caso base	149
<b>Tabla 27.</b> Energía requerida para el caso base del PAD A.	150
<b>Tabla 28.</b> Caudal y presión remoción 50% del daño pozo A-10H	152
<b>Tabla 29.</b> Energía requerida removiendo 50% del daño del pozo A-010H	153
<b>Tabla 30.</b> Caudal y presión remoción 80% del daño pozo A-10H	154
<b>Tabla 31.</b> Energía requerida removiendo 80% del daño del pozo A-010H	154
<b>Tabla 32.</b> Caudal y presión remoción 50% del daño pozo A-11H	155
<b>Tabla 33.</b> Energía requerida removiendo 50% del daño del pozo A-11H	155
<b>Tabla 34.</b> Caudal y presión remoción 80% del daño pozo A-011H	156
<b>Tabla 35.</b> Energía requerida removiendo 80% del daño del pozo A-011H	157
<b>Tabla 36.</b> Caudal y presión remoción 50% del daño A-10H y A-11H	158
<b>Tabla 37.</b> Energía requerida removiendo 50% del daño del pozo A-010H y A-011H	158
<b>Tabla 38.</b> Caudal y presión remoción 80% del daño A-10H y A-11H.	159

<b>Tabla 39.</b> Energía requerida removiendo 80% del daño del pozo A-010H y A-011H	159
<b>Tabla 40.</b> Caudal y presión PAD A con nuevo pozo.	161
<b>Tabla 41.</b> Energía requerida alternativa perforación pozo nuevo	162
<b>Tabla 42.</b> Comparación costos alternativas de estimulación.	164
<b>Tabla 43.</b> Costos de inversión para estimular un pozo.	165
<b>Tabla 44.</b> Costos de inversión creación de un pozo nuevo	166
<b>Tabla 45.</b> Precios promedio de energía por año	166
<b>Tabla 46.</b> VPN alternativa estimulación de dos pozos con 50% de remoción de daño.	169
<b>Tabla 47.</b> VPN alternativa estimulación de dos pozos con 80% de remoción de daño.	170
<b>Tabla 48.</b> VPN alternativa perforación de un pozo nuevo.	172
<b>Tabla 49.</b> Comparativo de la eficiencia de inversión	173

## LISTA DE ECUACIONES

	pág.
<b>Ecuación 1.</b> Calculo de la potencia requerida	68
<b>Ecuación 2.</b> Calculo de potencia en KiloWattss.	69
<b>Ecuación 3.</b> Cálculo de eficiencia de inyección.	69
<b>Ecuación 4.</b> Presión de yacimiento en un Build Up	84
<b>Ecuación 5.</b> Calculo de la permeabilidad en Build up Test	85
<b>Ecuación 6.</b> Calculo del Daño (S) en Build Up Test	85
<b>Ecuación 7.</b> Forma adimensional de la derivativa.	90
<b>Ecuación 8.</b> Coeficiente de almacenamiento del pozo.	96
<b>Ecuación 9.</b> Ley de Darcy	131
<b>Ecuación 10.</b> Relación de tasa de flujo y presión fluyente	133
<b>Ecuación 11.</b> Ley de Darcy	133
<b>Ecuación 12.</b> Índice de productividad	134
<b>Ecuación 13.</b> Error porcentual.	148
<b>Ecuación 14.</b> Ingresos Anuales por optimización	167
<b>Ecuación 15.</b> Valor presente neto.	168
<b>Ecuación 16.</b> Eficiencia de inversión	173

## LISTA DE ANEXOS

	<b>pág.</b>
<b>Anexo A.</b> Estados mecánicos pozos PAD A.	181
<b>Anexo B.</b> Gráficas de Hall pozos PAD A.	186
<b>Anexo C.</b> Gráficas de soporte pruebas de presión.	189
<b>Anexo D.</b> Completamiento de pozos con fot en pipesim	192

## ABREVIATURAS

<b>%</b>	Porcentaje
<b>ALS</b>	Sistema de levantamiento artificial
<b>ANH</b>	Agencia Nacional de Hidrocarburos
<b>ANLA</b>	Agencia Nacional de Licencias Ambientales
<b>BOPD</b>	Barriles de petróleo por día
<b>BPD</b>	Barriles por Día
<b>BSW</b>	Basic Sediment and water
<b>Bw</b>	Factor volumétrico del agua
<b>BWPD</b>	Barriles de agua por día
<b>CAPEX</b>	Costos de Inversión
<b>Cp</b>	Centipoise
<b>CPF</b>	Centro de Facilidades de producción
<b>Cw</b>	Compresibilidad del agua
<b>ESP</b>	Bomba electro-sumergible
<b>°F</b>	Grados Fahrenheit
<b>°F/ft</b>	Grados Fahrenheit por cada pie
<b>FOT</b>	Fall Off Test
<b>Ft</b>	Pies
<b>FWKO</b>	Free water knock-out
<b>GOR</b>	Relación Gas-Aceite
<b>Has</b>	Hectáreas
<b>HI</b>	Índice de Hidrogeno
<b>IP</b>	Índice de productividad
<b>Kbls</b>	Miles de barriles
<b>KBWPD</b>	Miles de barriles de agua por día
<b>kWh</b>	Kilo Watts hora
<b>kWh/año</b>	Kilo Watts hora por año
<b>Lw</b>	Longitud abierta del pozo
<b>L1</b>	Distancia a la falla
<b>M</b>	m: metros
<b>M.a.</b>	Millones de años
<b>MBOPD</b>	Millones de barriles de petróleo por día
<b>MBWPD</b>	Millones de barriles de agua por día
<b>Md</b>	Mili Darcy
<b>N</b>	Norte
<b>NE</b>	Nor-Este
<b>Ntu</b>	Unidad de turbidez
<b>OOIP</b>	Petróleo original en sitio
<b>OPEX</b>	Costos de Operación
<b>Pb</b>	Presión de burbuja
<b>pD</b>	Presión adimensional
<b>ppm</b>	Partes por millón
<b>PWF</b>	Presión de Fondo Fluyente

<b>S</b>	Sur
<b>SW</b>	Sur-Oeste
<b>tD</b>	Tiempo adimensional
<b>TOC</b>	
<b>TVD</b>	Profundidad vertical
<b>TVDss</b>	Profundidad vertical bajo el nivel del mar
<b>Uw</b>	Viscosidad del agua
<b>USD</b>	Dólar Americano
<b>VPN</b>	Valor Presente Neto

## GLOSARIO

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

**AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN:** área en la que se identifican las condiciones físicas bajo las cuales, se depositan los sedimentos, incluida la fuente de los sedimentos; los procesos depositacionales tales como la depositación por acción del viento, el agua o el hielo; y la localización y el clima, tal como un desierto, un pantano o un río.

**AMBIENTE CONTINENTAL:** relativo a los sedimentos o los ambientes depositacionales situados en tierra firme o sobre el nivel de la pleamar.

**AMBIENTE FLUVIAL:** relativo a un ambiente de depositación resultante de la acción de un río o de agua viva. Los depósitos fluviales tienden a exhibir una buena selección, especialmente si se comparan con los depósitos aluviales, debido al transporte relativamente regular provisto por los ríos.

**AMBIENTE LACUSTRE:** relativo a un ambiente de depositación en lagos, o a un área con lagos. Dado que la depositación de sedimentos en los lagos puede producirse de manera lenta y en condiciones relativamente calmas, en ambientes lacustres pueden formarse rocas generadoras ricas en contenido orgánico.

**AMBIENTE MARINO:** relativo a los sedimentos o los ambientes depositacionales situados en los mares o en aguas oceánicas, entre la profundidad de la bajamar y el fondo oceánico.

**ACUÑAMIENTO:** tipo de trampa estratigráfica. La terminación de un yacimiento, mediante adelgazamiento o ahusamiento ("acuñamiento") contra una roca sello no porosa genera una geometría favorable para el entrapamiento de hidrocarburos, especialmente si la roca sello adyacente es una roca generadora tal como una lutita.

**AGUA DISPOSAL:** agua que está asociada a la producción de un campo petrolífero y que no tiene ningún objetivo más de desecho o sobrante.

**ANÁLISIS NODAL:** análisis de un sistema de producción en su conjunto que permite predecir el comportamiento actual y futuro de un pozo. Este evalúa un sistema de producción dividido en tres componentes básicos: flujo a través de medios porosos, flujo a través de tubería vertical o de producción y flujo a través de la tubería horizontal o línea de descarga.

**ARENISCA:** roca sedimentaria y alóctona de textura clástica, compuesta principalmente por cuarzo cuyo tamaño de partícula se encuentra en un rango alrededor de 0,06 mm.

**BASAMENTO:** corresponde normalmente a rocas ígneas o metamórficas deformadas, más antiguas, que rara vez desarrollan la porosidad y la permeabilidad necesarias para actuar como un yacimiento de hidrocarburos, y por debajo del cual las rocas sedimentarias no son comunes.

**BASIC SEDIMENT AND WATER (BSW):** porcentaje de agua libre que no se disolvió y sedimentos como arena y limo que trae el crudo. Estos deben separarse del mismo para su entrega final.

**BARRIL DE PETRÓLEO CRUDO EQUIVALENTE:** medida estándar para el crudo y otros productos derivados la cual tiene equivalencias como galones imperiales (35), galones (42) o litros (159).

**BOMBEO DE CAVIDAD PROGRESIVA (PCP):** tipo de unidad de bombeo con varilla de succión que utiliza un rotor y un estator. La rotación de las varillas por medio de un motor eléctrico en la superficie hace que el fluido contenido en una cavidad fluya hacia arriba. También se la denomina unidad de desplazamiento giratorio positivo.

**BOMBEO ELECTROSUMEGIBLE (ESP):** bomba eléctrica de fondo de pozo que se utiliza en la producción de petróleo, diseñada con configuraciones de álabes y aletas para admitir pérdidas friccionales y eficiencias de bomba causadas por la viscosidad del petróleo pesado.

**BUZAMIENTO:** el ángulo que forma una unidad de roca, falla u otra estructura de roca con un plano horizontal. Expresado como la diferencia angular entre el plano horizontal y la estructura. El ángulo se mide en un plano perpendicular al golpe de la estructura de roca.

**CAMPO:** área que contiene uno a más yacimientos, estos encuentran relación en cuanto a aspectos geológicos, estructurales y/o condiciones estratigráficas.

**CENTRO DE FACILIDADES DE PRODUCCIÓN:** estación donde se realiza la separación y tratamiento de los fluidos que resultan de la explotación de hidrocarburos.

**CLUSTER:** para el Campo Rubiales, se entiende como un grupo de pozos que comparten una locación, así como sus facilidades de superficie.

**CONCORDANCIA:** superficie de estratificación que separa los estratos más antiguos de los más modernos, a lo largo de la cual no existen evidencias de erosión subaérea o marina o de ausencia de depositación, y a lo largo de la cual tampoco existen evidencias de la existencia de un hiato significativo.

**CONGLOMERADO:** roca sedimentaria clástica que contiene partículas redondeadas del tamaño de una piedra (más de dos milímetros de diámetro). El espacio entre las piedras está generalmente lleno de partículas más pequeñas y / o un cemento químico que une la roca.

**CONTACTO AGUA-PETROLEO:** superficie de discontinuidad de un yacimiento, sobre la cual predomina la presencia de petróleo y por debajo de la cual predomina la presencia de agua ( $S_w = 1$ )

**CORRELACIÓN:** correspondencia o relación recíproca entre dos o más acciones o fenómenos.

**CUENCA:** depresión de la corteza terrestre que actúa como receptáculo donde se deposita una columna sedimentaria, y que comparte en varios niveles estratigráficos una historia tectónica común.

**CUENCA SEDIMENTARIA DE ANTEPAIS:** formadas junto a orógenos compresivos debido a la flexión de la litosfera terrestre bajo el peso de las rocas apiladas durante la colisión tectónica. Ej.: Cuenca del Ganges, junto al Himalaya.

**DAÑO DE FORMACION:** reducción en la capacidad del flujo de la formación, puede ser resultado de la producción misma de fluidos o de operaciones externas de la perforación y completamiento de pozos.

**DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN:** disminución en la capacidad de producción de un yacimiento esta se puede evidenciar de primera forma en las gráficas históricas de producción de los pozos.

**DISCORDANCIA:** se refiere a una superficie geológica que separa los estratos más modernos de los estratos más antiguos y que representa un período de ausencia de depositación, combinado posiblemente con un proceso de erosión.

**ESTADO MECÁNICO:** representación gráfica que identifica los componentes principales del diseño de un pozo y su completamiento.

**FACTOR DE RECOBRO:** porcentaje de petróleo o de gas en sitio que ha sido recuperado mediante producción natural, técnicas primarias, secundarias o terciarias.

**FALL OFF TEST:** prueba en la cual el pozo inyector es cerrado y se hace seguimiento a la presión en el fondo del pozo en función del tiempo.

**FALLA:** una interrupción o superficie laminar existente en una roca frágil a lo largo de la cual existe un desplazamiento observable. Dependiendo de la dirección relativa del desplazamiento entre las rocas, o bloques de fallas, a ambos lados de

la falla, su movimiento se describe como directo (o normal), inverso o de desplazamiento de rumbo.

**FALLA INVERSA:** tipo de falla formada cuando el bloque de falla a lo largo del labio alto se desplaza en forma ascendente, a lo largo de una superficie de falla, respecto del labio bajo. Dicho movimiento puede producirse en zonas en las que la corteza terrestre se encuentra comprimida.

**FALLA NORMAL:** tipo de falla en la que el bloque elevado se desplaza hacia abajo respecto del bloque hundido, y la superficie de falla se inclina en forma abrupta, normalmente de 50° a 90°.

**GEOLOGIA DEL PETRÓLEO:** es una aplicación especializada de la geología que estudia todos los aspectos relacionados con la formación de yacimientos petrolíferos y su prospección. Entre sus objetivos están la localización de posibles yacimientos, caracterizar su geometría espacial y la estimación de sus reservas potenciales.

**HETEROGENEIDAD:** cualidad de cualquier parámetro, físico o petrofísico de cambiar su valor, al cambiar la posición de la medición, sin tener en cuenta la dirección de la medición.

**INCONFORMIDAD:** hace referencia a una superficie geológica que separa los estratos sedimentarios suprayacentes más modernos de las rocas ígneas o metamórficas erosionadas, y que representa un hiato importante en el registro geológico.

**ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD:** indicador del potencial o de la habilidad del pozo para producir fluidos, es una función de la presión de fondo fluyente y del caudal.

**LODOLITA:** roca sedimentaria compuesta de partículas del tamaño de arcilla pero que carecen de la estructura estratificada que es característica de un esquisto.

**LIMOLITA:** una pizarra de color oscuro que contiene una cantidad inusual de material orgánico sólido conocido como kerógeno. Este esquisto se puede triturar y calentar para liberar hidrocarburos gaseosos y líquidos.

**LINER RANURADO:** tubería ranurada usada para el completamiento de pozos.

**MANIFOLD:** cruce o centro de acopio, para conectar varias líneas de flujo de los pozos y enrutar selectivamente el flujo.

**MONOCLINAL:** un área de aumento de la inmersión en estratos por lo demás suavemente sumergidos.

**NUCLEO:** pieza cilíndrica de roca obtenida de una unidad de roca subsuperficial perforando con una broca hueca y luego llevándola a la superficie para examinarla. Con este método también se pueden obtener muestras de sedimentos, hielo y otros materiales del subsuelo.

**OROGENO:** una región lineal o arqueada que se ha sometido a plegamiento y otras deformaciones durante un ciclo orogénico. Los cinturones orogénicos son cinturones móviles durante sus etapas formativas, y la mayoría de ellos más tarde se convirtieron en cinturones de montaña por procesos postorogénicos.

**PAD DE INYECCIÓN:** localización en un campo petrolero, donde se va a realizar la inyección de fluidos.

**PERMEABILIDAD:** capacidad de un material o roca para permitir el flujo a través de este. Medida usualmente en Darcy o milidarcy.

**PETROFISICA:** especialidad de las ciencias de la tierra que determina cuantitativamente las propiedades de la roca y los fluidos presentes en el subsuelo.

**POROSIDAD:** volumen o espacio dentro de una roca que puede contener fluidos.

**POROSIDAD EFECTIVA:** el volumen de los poros interconectados o espacio intersticial presente en una roca, que contribuye al flujo de fluidos o a la permeabilidad de un yacimiento. La porosidad efectiva excluye los poros aislados y el volumen de los poros ocupado por el agua adsorbida en los minerales de arcilla u otros granos

**POROSIDAD TOTAL:** el volumen poral total por unidad de volumen de la roca. Se mide en volumen/volumen, porcentaje o unidades de porosidad. La porosidad total es el espacio intersticial total y como tal incluye los poros aislados y el espacio ocupado por el agua ligada a la arcilla.

**PRESION:** magnitud física que mide la proyección de la fuerza en dirección perpendicular a una unidad de superficie.

**PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE:** presión de flujo registrada en un pozo abierto. Usualmente, la medición se hace a cierta distancia por encima de los perforados.

**PROVINCIA GEOLOGICA:** es una entidad espacial con atributos geológicos o geomórficos comunes. Una provincia puede incluir un único elemento estructural dominante, como una cuenca o una zona de plegamiento, o una serie de elementos relacionados contiguos.

**PROVINCIA GEOLÓGICA POR PLATAFORMA:** estrato sedimentario horizontal o suavemente tendido que cubre un zócalo de rocas ígneas o metamórficas.

**PROVINCIA GEOLÓGICA SYN-RIFT:** corteza continental que se adelgazó debido a la tensión extensional.

**PRUEBA DE PRESION:** pruebas donde se analiza los cambios de caudal y de presión. Estas buscan evaluar las propiedades y heterogeneidades del yacimiento, realizar trabajos de monitoreo y también pueden ser usadas para evaluar respuestas de trabajos de acondicionamiento.

**REGISTROS ELÉCTRICOS:** la medición de las propiedades de una formación durante la perforación del pozo, o después de la perforación, a través de la utilización de herramientas integradas en el arreglo de fondo de pozo.

**ROCA GENERADORA:** roca rica en contenido de materia orgánica que, si recibe calor en grado suficiente, generará petróleo o gas. Las rocas generadoras típicas, normalmente lutitas o calizas, contienen aproximadamente un 1% de materia orgánica y al menos 0,5% de carbono orgánico total (COT).

**ROCA SEDIMENTARIA:** una roca formada a partir de la acumulación y consolidación de sedimentos, generalmente se deposita en capas.

**SATURACIÓN:** la cantidad relativa de agua, petróleo y gas presente en los poros de una roca, usualmente como un porcentaje del volumen.

**SEDIMENTOS:** material sólido acumulado ya sea sobre la superficie de la tierra o en algún fluido, para estos últimos, los sedimentos se depositan en el fondo.

**SHALES:** roca sedimentaria fosilizada de grano fino, compuesto por arcilla o de limo de composición mineral.

**SISTEMA PETROLÍFERO:** los componentes geológicos y los procesos necesarios para generar y almacenar hidrocarburos; esto incluye una roca generadora madura, un trayecto de migración, una roca yacimiento, una trampa y un sello

**STEP RATE TEST:** método o prueba usada para determinar el nivel máximo de inyección sin llegar a la presión de fractura de la roca.

**TRAMPA ESTRATIGRÁFICA:** variedad de contenedor geológico sellado con capacidad para retener hidrocarburos, formado por los cambios producidos en el tipo de roca o por acuñamientos, discordancias, o rasgos sedimentarios, tales como los arrecifes. Por el contrario, las trampas estructurales constan de estructuras geológicas en estratos deformados, tales como fallas y pliegues cuyas geometrías permiten la retención de hidrocarburos.

**VERTIMIENTO:** es la disposición o descarga controlada o no de un residuo líquido doméstico, industrial, urbano agropecuario o minero.

**VALOR PRESENTE NETO:** indicador económico utilizado para la evaluación de proyectos de inversión a largo plazo. Este depende de variables como: inversión inicial realizada, inversiones durante la operación, flujos netos de efectivo, descuentos y periodos de duración del proyecto.

**YACIMIENTO:** acumulación natural de hidrocarburos en el subsuelo, contenidos en rocas porosas o fracturadas. Estos hidrocarburos están contenidos gracias a la baja permeabilidad en rocas suprayacentes.

**WORKOVER:** procedimiento de mantenimiento o reparación del pozo, con el objeto de aumentar la producción o corregir alguna falla.

## **RESUMEN**

**TÍTULO:** GENERACIÓN DE UNA PROPUESTA PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA INYECCIÓN DE AGUA EN UN PAD DE CAMPO RUBIALES MEDIANTE EL ESTUDIO DE PRUEBAS DE PRESIÓN Y ANÁLISIS NODAL.

En este trabajo se realizó el diagnóstico de las causas de la baja eficiencia en la inyectividad de un PAD en Campo Rubiales mediante el estudio de pruebas de presión y análisis nodal, con el fin de generar una propuesta para la optimización de la inyección. Para cumplir con lo anterior, se estudian las generalidades de Campo Rubiales enfatizando en sus mecanismos de disposición del agua (inyección disposal y vertimiento), posteriormente se analiza, identifica y clasifica por medio del estudio de las pruebas de presión Fall Off Test los problemas de inyectividad existentes en pozos del PAD, todo esto integrado conjuntamente con la petrofísica de la zona. Seguidamente se identifica el potencial de optimización de las posibles alternativas planteadas por medio del análisis nodal, y a partir de los resultados obtenidos se hace plante el caso de negocio de mayor viabilidad técnico - económica para la optimización en los pozos del PAD.

Finalmente se realizó la evaluación económica de la propuesta utilizando como indicador económico el Valor Presente Neto (VPN), el cual soporta la rentabilidad del caso de negocio y la disminución en costos de energía que genera. Sin embargo, llevar a cabo en el campo el plan de negocio establecido en el trabajo de grado, es una decisión autónoma de la empresa.

### **PALABRAS CLAVE:**

- Daño Formación
- Fall Off Test
- Pozo Inyector
- Análisis Nodal
- Inyección Disposal
- Inyectividad

## INTRODUCCIÓN

Campo Rubiales es uno de los campos productores de petróleo más importantes del país, con una producción aproximada de 122 KBOPD. Está localizado en la cuenca de los Llanos Orientales y posee un mecanismo de producción de empuje por acuífero activo lo que ocasiona que además del mantenimiento favorable de presión, se genere una elevada producción de agua, la cual actualmente asciende a los 3.72 MBWPD. De este volumen producido, el 8% se dispone mediante vertimiento a Caño Rubiales y el 92% restante se inyecta en la formación carbonera C3, C5, C6 y C7. Para esto se disponen de 7 PADs de inyección disposal, cada uno con un área máxima de 4 hectáreas y 8 pozos en promedio.

Durante el proceso de disposición, se ha identificado una baja inyectividad de agua en los pozos disposal presentes en un PAD de Campo Rubiales y en relación a los demás PADs del campo, evidenciando el mayor consumo de energía como consecuencia del mayor requerimiento de presión de inyección, lo cual se traduce directamente en un aumento de costos.

Por esta razón, es necesario evaluar el desempeño y diagnosticar los pozos inyectoros en este PAD mediante el análisis de pruebas de presión realizadas recientemente a tres pozos de estos (A-10H, A-11H y A-12H) para identificar las principales causas del comportamiento de la inyectividad y definir alternativas que permitan optimizar los requerimientos de inyección (presión, energía).

Por último, las alternativas identificadas mediante esta metodología serán estudiadas financieramente para determinar la viabilidad de su implementación en la empresa.

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Generar una propuesta para la optimización de la inyección de agua en un PAD de Campo Rubiales, mediante el estudio de pruebas de presión y el análisis nodal.

### **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

1. Describir las generalidades y geología del Campo Rubiales.
2. Describir el proceso de Inyección de Agua en Campo Rubiales.
3. Identificar la problemática presente en un PAD de inyección mediante la interpretación de pruebas de presión.
4. Presentar alternativas que permitan optimizar el consumo de energía en el proceso de inyección de agua en el PAD, mediante el uso de análisis nodal.
5. Seleccionar de acuerdo a la factibilidad técnica una alternativa para la optimización de la inyección.
6. Evaluar financieramente mediante el VPN el caso de negocio que permita la optimización del proceso de Inyección de agua en el PAD.

## 1. GENERALIDADES DEL CAMPO RUBIALES

A continuación, se describen los antecedentes y la localización de Campo Rubiales, así como el marco geológico e historial de producción para el mismo.

### 1.1 HISTORIA DEL CAMPO

Según el Plan de Desarrollo del Campo efectuado por Ecopetrol en el año 2015<sup>1</sup>, Campo Rubiales inicia su exploración con la subsidiaria Colombiana Intercol, representante de la compañía Exxon, por medio de los contratos de asociación Rubiales y Pirirí, los cuales pertenecían al programa de exploración “Llanos Heavy Oil”. Sin embargo, fue hasta el 3 de marzo de 1988 cuando la Empresa Colombiana del Petróleo (Ecopetrol S.A.), Tethys Petroleum Company Limited, Tumsector Limited y Stralstake Limited, celebraron la firma del contrato de exploración y explotación (Julio de 1988), el cual fue aprobado por el Ministerio de Minas y Energía como “Contrato de Participación de Riesgo Rubiales” (resolución 000522, febrero 1989) con una extensión de 102.871 Has.

El primer resultado de las operaciones de exploración que desarrolló la empresa Intercol, fue en febrero de 1981, cuando al culminar la perforación del pozo RB-0001 con una profundidad de 3100 ft, se llegó a la formación Carbonera en la unidad Basales, cañoneando un intervalo de 20 pies (2865-2885 pies) en donde se comprobó la presencia de Hidrocarburos. Posteriormente, en el año de 1982 se perforaron los pozos RB-0002 y RB-0003 con el objetivo de corroborar dicha acumulación de hidrocarburos en la misma unidad estratigráfica, operación que resultó exitosa.

Para el periodo de 1983 a 1989, las operaciones del campo estuvieron detenidas, debido a factores técnicos y sociales. El primero de ellos fue que el crudo del campo correspondía a un crudo pesado el cual no se consideraba de interés económico para la época, la segunda fue la subvaloración que se tenía del campo ya que no se conocía todo el potencial del mismo, y finalmente, el conflicto armado que se presentaba para esta época en la zona.

Posteriormente, del año 1989 a 1994 se reactivaron las operaciones y el interés en explotar el Campo razón por la cual se desarrollaron un total de 16 pozos, en los cuales no se evidenció la comercialidad, y por consecuencia, se aplicó la cláusula 11 que regulaba la explotación bajo la modalidad de Solo Riesgo por la parte asociada. No obstante, el Ministerio de Minas y Energía declaró el inicio de explotación de los contratos de participación de riesgo Rubiales y Asociación Pirirí bajo la modalidad de solo riesgo (Resolución 6-026 del 10 de abril de 1997)

---

<sup>1</sup> VALOVIS, Samuel, *et al.* Plan de Desarrollo Campo Rubiales. Ecopetrol S.A. 2015, p. 9.

señalando como inicio de la explotación el 19 de febrero de 1997 con un total de 201.871 Has.

Después de 6 años de paro en los trabajos de perforación por problemas sociales, en 2001 se retomaron las actividades con la perforación del primer pozo horizontal (RB-0022H) el cual no tuvo éxito por problemas mecánicos. Debido a esto, el trabajo con pozos verticales continuó hasta el año de 2006, momento en el que se cambió el esquema de perforación y comenzó el auge de desarrollo de pozos horizontales.

En abril de 2006, Ecopetrol S.A dio por terminada la modalidad de solo riesgo y comenzó su participación por medio de una sociedad con Metapetroleum Ltd. con fecha de terminación de contrato para el 30 de junio de 2016. Sin embargo, para el año de 2007 Pacific Rubiales Energy adquiere a Metapetroleum Ltd. y permanece como operador del campo hasta julio de 2016, cuando Ecopetrol S.A. firma con la ANH el Convenio de Explotación Rubiales, donde asume la responsabilidad del campo como único operador.

A enero de 2019, el campo Rubiales cuenta con 263 Km<sup>2</sup> de sísmica 3D y 66 líneas 2D que corresponden aproximadamente a 2858.63 Km<sup>2</sup>; ambas tienen un intervalo de muestreo de 2 metros<sup>2</sup>. El campo continua activo, con un total de 61.046 Has y bajo la operación de la empresa Colombiana Ecopetrol S.A., generando una producción promedio de 122.479 BOPD con un BSW de 96.86%.

## **1.2 LOCALIZACIÓN**

Campo Rubiales se encuentra en Colombia, dentro de la Cuenca de los Llanos Orientales en el sur-este del departamento del Meta, a 465 km de Bogotá y en jurisdicción del municipio de Puerto Gaitán, a 367 km de Villavicencio.

Para acceder al campo se dispone de tres métodos. El primero de ellos, es vía terrestre con una duración aproximada de diez horas y recorrido de 447 km, movilizándose desde Bogotá D.C., donde se empieza tomando hacia el sur-este por la Ruta Nacional 40 del Invias Bogotá – Villavicencio. Posteriormente se continua por las rutas Pachaquiario – Puerto López y Puerto López - Puerto Gaitán con dirección nor-este hasta el kilómetro 322 desde Bogotá, donde se gira en dirección sur-este por la Vía Alto Neblinas. Finalmente, se dirige por la Vía Hato San Fernando, Vía La Primera Vara y la Vía Puerto Gaitán-Rubiales.

El segundo método es a través de un vuelo comercial desde el aeropuerto El Dorado de Bogotá D.C. que llegue al aeropuerto Vanguardia de Villavicencio (68 minutos aprox.) y desde ahí, realizar el desplazamiento terrestre descrito anteriormente hasta la localización (7.5 horas y 330 km). Finalmente, también es posible acceder

---

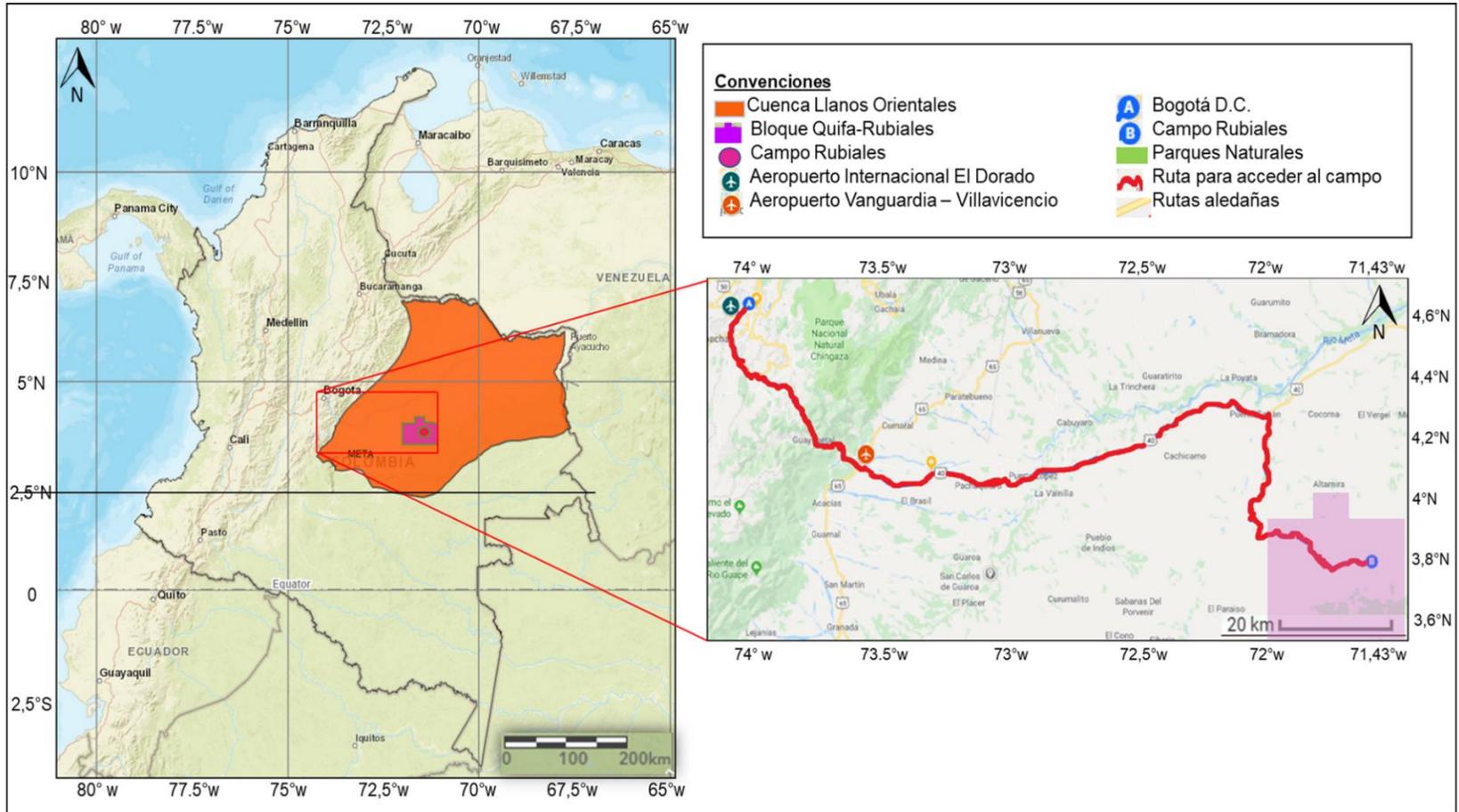
<sup>2</sup> Ibíd., p. 18.

directamente al Campo, por medio de un vuelo privado con dirección del puerto aéreo de la Pista Morelia<sup>3</sup>. La **Figura 1**, identifica tanto la localización del Campo, como los recorridos para llegar a la locación.

---

<sup>3</sup> *Ibíd.*, p. 10.

**Figura 1.** Ubicación del Campo Rubiales y formas de acceso.



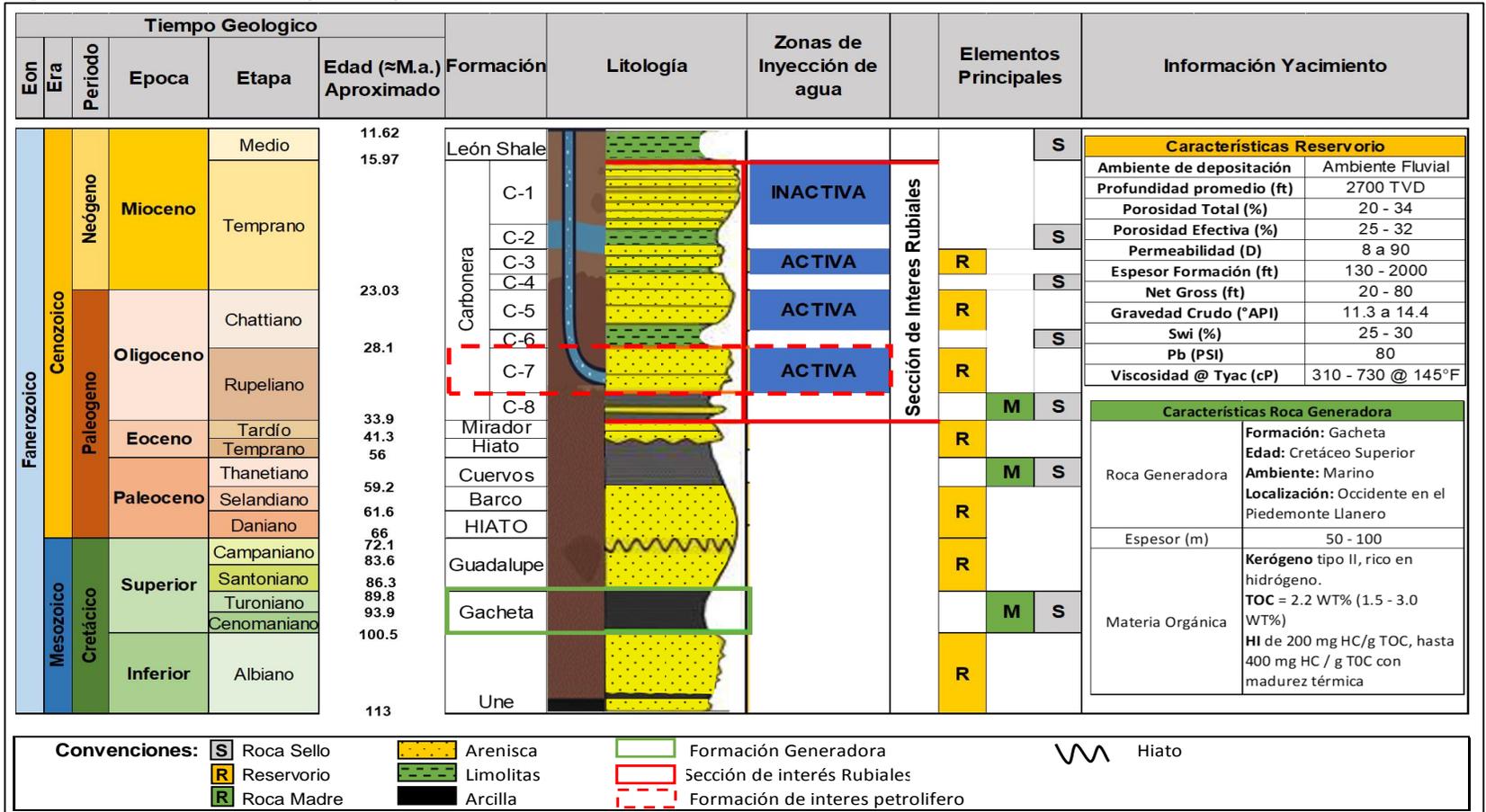
**Fuente:** Elaboración propia, basado en: ArcGIS Online [en línea]. [Consultado el 20 de octubre de 2017]. Disponible en: <http://www.arcgis.com/index.html> >

### **1.3 MARCO GEOLÓGICO**

A continuación, se describe la estratigrafía de la Cuenca de los Llanos Orientales, y la geología estructural junto con la geología del petróleo presente en el Campo Rubiales.

**1.3.1 Columna Estratigráfica.** La **Figura 2**, muestra la columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Llanos Orientales, en la que se pueden identificar las unidades geológicas que conforman la cuenca y conocer el tiempo geológico aproximado de cada formación; También se puede identificar la geología del petróleo junto con las zonas de inyección de agua disposal e información de los parámetros básicos del yacimiento pertenecientes al Campo Rubiales.

**Figura 2.** Columna estratigráfica general para la Cuenca Llanos Orientales y el Campo Rubiales



**Fuente:** Elaboración propia basado en: ECOPETROL S.A. "Informe técnico Anual 2016". Vicepresidencia Regional Oriente., 2017.

**1.3.2 Estratigrafía.** La cuenca de los Llanos Orientales es estudiada a partir de las formaciones del precámbrico, presentando hacia el sur unas características estructurales, sedimentarias y de migración especiales. Para el caso del Campo Rubiales se toma en cuenta la secuencia estratigráfica de rocas sedimentarias que comprenden periodos desde el paleozoico inferior al reciente, acompañados de ciertas discordancias regionales. A continuación, se realiza la descripción de cada una de las formaciones que corresponden a cada edad geológica.

**1.3.2.1 Precámbrico.** Con una edad aproximada desde 4600 Ma hasta 541 Ma, se infiere que contiene basamentos cristalinos de composición granítica o basamento metamórfico de composición cuarcítica y que se constituyó por el Escudo Guayanés, la serranía de la macarena y áreas al sur de la Cuenca. <sup>4</sup> Esta era ha sido poco estudiada y solo a nivel de Cuenca.

**1.3.2.2 Paleozoico.** Esta era está conformada por dos secuencias sedimentarias, en la cual la inferior corresponde a una edad Cambro- Ordovícica y la superior data de la época desde el Devoniano hasta Carbonífero<sup>5</sup>. Juntas llegan a alcanzar un espesor de 6000 pies en la Cuenca. Ambas están compuestas de areniscas duras cuarcíticas y se generaron a partir de depósitos marinos. Para la Cuenca, estas secuencias se limitan a través de inconformidades.

En relación al Campo Rubiales, las características siguen siendo similares a excepción del espesor y el contacto con la formación que la suprayace (Carboneras), ya que se evidencia sísmicamente que el contacto del Paleozoico es neto, con reflexiones continuas, claras, alta amplitud y fuerte contraste<sup>6</sup>. Referente a las formaciones que la infrayace no se ha obtenido data, ya que los pozos no superan la profundidad a la que terminan las rocas que datan de esta edad.

**1.3.2.3 Mesozoico.** Para las edades del Triásico-Jurásico no se depositaron sedimentos o fueron erosionados. Sin embargo, para la edad del cretáceo se identifican las siguientes formaciones que corresponden a la Cuenca de los Llanos

---

<sup>4</sup> RODRÍGUEZ TORRES, Paula Andrea. Evaluación del Sistema pozo-yacimiento para los inyectores de agua tipo disposal en el Campo Rubiales. Trabajo de Grado de Ingeniería de Petróleos. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América. Facultad de Ingenierías, 2012. p. 38.

<sup>5</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Informe de prospectividad del área de crudos pesados [En línea]. Bogotá D.C., 2008. p.31. [Consultado el 7 de septiembre de 2018]. Disponible en: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Informe\\_de\\_Prospectividad.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Informe_de_Prospectividad.pdf)

<sup>6</sup> VICEPRESIDENCIA REGIONAL ORIENTE ECOPETROL S.A. Informe Técnico Anual 2016. Ecopetrol S.A.. 2017. p. 20.

Orientales y que son importantes en la historia de la geología del petróleo. Cabe destacar que, dentro de la estratigrafía del Campo Rubiales, estas formaciones fueron erosionadas debido a un acúñamiento sedimentario que generó un adelgazamiento de las capas en sentido Oeste-Este y Noreste-Sureste. Según el informe de prospectividad de la ANH del 2007,<sup>7</sup> este periodo se compone de la siguiente manera:

- **Formación Une.** Data del Cretáceo inferior, específicamente de la etapa Albiana. Se compone de rocas sedimentarias (areniscas cuarzosas) en su mayoría, con capas delgadas de shale que aumentan hacia la parte más profunda de la cuenca. El espesor promedio es de unos 330 pies, y su ambiente de depositación corresponde a un marino somero, que hacia la base de la formación puede presentar depósitos fluviales.
- **Formación Gacheta.** Perteneciente a las etapas del Turoniano y Cenomaniano es considerada la roca generadora del hidrocarburo presente en Campo Rubiales, litológicamente es una intercalación de lodolitas con areniscas delgadas y localmente con calizas. Tiene un espesor que varía entre los 200 a 400 pies y fue depositado bajo un ambiente rico en materia orgánica, ocasionalmente calcáreos y fosfáticos. Reposo de manera concordante tanto con la formación Une que la infrayace y la formación Guadalupe que la suprayace.
- **Formación Guadalupe.** Data de las etapas del Santoniano y el Campaniano. Se compone de areniscas masivas con capas que se engrosan hacia el tope con un tamaño de grano conglomerático a arena fina. Su espesor puede llegar a un máximo de 350 pies en la cuenca.

**1.3.2.4 Cenozoico.** A partir de esta era, existe relación entre las formaciones que hay tanto en la Cuenca Llanos Orientales como en el Campo Rubiales, variando únicamente el espesor según la zona en la que se ubican los pozos. Sin embargo, para las épocas del paleoceno hasta el Eoceno Medio no hubo depositación o se erosionaron los sedimentos de la cuenca, lo cual puede ser una causa en estudio de la desaparición de las formaciones del cretáceo en el Campo Rubiales.

El periodo posterior al Eoceno Medio, comprende formaciones importantes para la producción de hidrocarburos como las Carbonera, y otras como el León Shale, Guayabo y Necesidad las cuales son descritas a continuación.

---

<sup>7</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Op. Cit. p. 31.

- **Formación Carbonera.** Su edad geológica va desde del Oligoceno hasta el Mioceno Temprano. Tiene un espesor máximo de 12000 pies en la Cuenca y de 940 pies en el Campo Rubiales. Para Campo Rubiales en específico se basa en una secuencia incompleta debido al acuñaamiento de las diferentes unidades sobre el Paleozoico e infrayace en contacto neto a las lutitas de la Formación León. Esta formación es considerada la formación más importante del campo y se divide en las siguientes unidades según el Informe técnico anual de 2016<sup>8</sup>:

- **Unidad Arenas Basales (Carbonera C-7).** Esta Unidad se deposita sobre el Eoceno Superior, y se considera yacimiento del Campo Rubiales. La zona superior se constituye por cuarzo arenitas de grano fino a grueso bien seleccionadas, con ciertas láminas de carbón. En las dos zonas inferiores se encuentra el contacto agua-petróleo, por lo cual se considera una zona de poco interés comercial debido a sus pocas acumulaciones de petróleo.

La unidad tiene un espesor que varía entre 130 y 240 pies, y se asocia con depósitos de origen fluvial, que se asimilan principalmente con canales apilados. Su contacto inferior corresponde con la era del Paleozoico de manera discordante y gradual hacia el techo con la unidad C6.

- **Unidad Arenas Intermedias.** Comprende las épocas del Oligoceno y el Mioceno Inferior con un espesor entre 360 y 415 pies. Está conformado por las unidades C-6 (70-150 pies aprox.), C-5 (80-100 pies aprox.), C-4 (30 pies aprox.) y C-3 (100 pies aprox.). Fue depositado mediante un ambiente costanero bajo y esta subdividido en tres zonas de base a tope: Inferiores, Medias y Superiores, donde el contacto inferior es con las areniscas Basales y el superior con la unidad C2.

- **Unidad C-2.** Perteneciente al Mioceno temprano, se compone de lutitas en conjunto con shale. Tiene un espesor que varía entre 60 y 100 pies, y fue depositado bajo un ambiente marino somero. Suprayace a la unidad Arenas Intermedias e infrayace a la Unidad C1, ambas de manera gradacional.

- **Unidad C-1.** Esta sección corresponde al tope de la formación Carbonera, y se da en la edad del Mioceno Medio a Mioceno Inferior. Está compuesta principalmente por arenisca cuarzosa con tamaños de grano que varían de fino a grueso, subangular, subredondeado, regularmente seleccionadas e intercalados con niveles menores de arcillolita y lutita. Su espesor alcanza los 100 pies y fue depositada bajo un ambiente costanero bajo. Tiene contactos con las formaciones tanto superior (Fm. León) como inferior (Carbonera C-2) de tipo gradacional.

---

<sup>8</sup> VICEPRESIDENCIA REGIONAL ORIENTE ECOPETROL S.A. Op. Cit. p. 22.

- **Formación León Shale.** Data de la era del Mioceno Medio-Tardío y se reconoce por una composición de lutitas con intercalaciones de arcillolita y algunos delgados niveles de arena cuarzosa. Esta formación presenta un espesor máximo de 750 pies. Hacia la base se compone de limolitas carbonosas, propias de un ambiente de depositación lacustre con influencia marina y de planicie costera.<sup>9</sup>

Suprayaciendola se encuentra el contacto con la formación Guayabo el cual es transicional.

- **Formación Guayabo.** La depositación de esta formación corresponde a dos edades geológicas como lo son el Mioceno Tardío y el Plioceno. Su composición se basa en una alternancia de material detrítico fino y grueso, mal clasificado, niveles de arcilla y hacia la base se detallan lentes de carbono. Tiene un espesor entre 1100 y 1300 pies.<sup>10</sup>

- **Formación Necesidad.** Su depositación ocurre entre el Plioceno y el Pleistoceno, se basa en conglomerado poco consolidado en una matriz arcillosa, en alternancia con areniscas.

Es la última de las formaciones de las cuales se tiene contexto, su depositación sucede mediante un ambiente continental. y se encuentra al tope de la Formación Guayabo con un contacto discordante.

**1.3.3 Geología Estructural.** La Cuenca de los Llanos Orientales se define como una cuenca de ante-país, originada por el levantamiento de la cordillera oriental durante el Neógeno.<sup>11</sup> Tiene una clasificación tipo foreland, limitada por un orógeno adyacente hacia el oeste (cordillera Oriental), el cratón Amazónico hacia el este, la Serranía de la Macarena hacia el sur y la Serranía de Mérida (Venezuela) al norte.

<sup>12</sup>

---

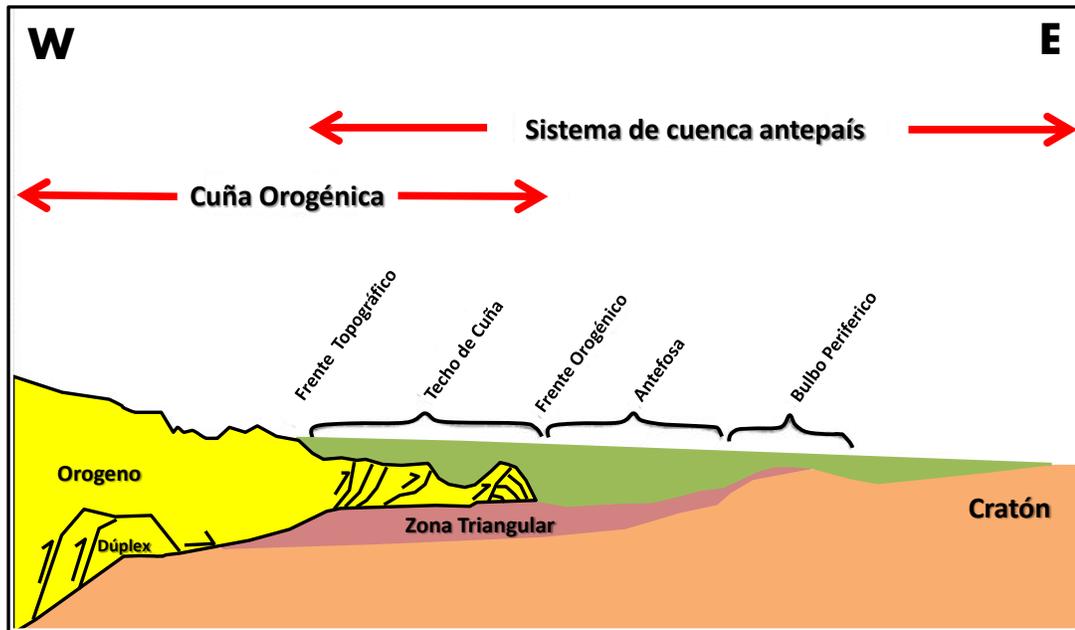
<sup>9</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Op. Cit. p. 32.

<sup>10</sup> VICEPRESIDENCIA REGIONAL ORIENTE ECOPETROL S.A. Op. Cit. p. 24.

<sup>11</sup> *Ibíd.*, p. 12.

<sup>12</sup> *Ibíd.*, p. 15.

**Figura 3.** Esquema de cuenca ante país.



**Fuente:** ECOPETROL S.A. Informe técnico Anual 2016 de Campo Rubiales. Vicepresidencia Regional Oriente. Febrero de 2017. (modificado de Jimenez (2010) y referido de Celles y Gilles (1996))

La Cuenca tiene un rumbo NE- SW y N-S; y se define como de tipo asimétrica y forma de un monoclinal con distintos periodos de subsidencia incontinua desde el paleozoico hasta el cretáceo tardío. <sup>13</sup>Esta mantiene un levantamiento progresivo en dirección oeste-sureste y se ve afectada por fallas normales e inversas, que generan saltos en las variables poco notables en la sísmica convencional.

La Cuenca Llanos Orientales está comprendida por 3 provincias geológicas: compresión, syn-rift y plataforma, siendo la última de ellas la que describe el área Rubiales-Quifa (Proyecto Cuencas Subandinas, Ecopetrol-ICP, 2011), como un margen pasivo de capas sub-paralelas y compuesto por el acúñamiento del intervalo C7 de Carbonera directamente sobre la sección paleozoica. En términos generales, en esta cuenca la inclinación de las fallas aumenta y el salto disminuye hacia el este.

**1.3.4 Geología del petróleo.** En esta sección se describen las principales características de los parámetros asociados con el sistema petrolífero del Campo Rubiales.

---

<sup>13</sup> Ibíd., p. 14

**1.3.4.1 Roca Generadora.** En Campo Rubiales se determinó mediante análisis geoquímico del crudo producido, que la roca generadora del petróleo almacenado pertenecía a la Formación Gacheta y databa de la edad del Cretáceo Superior. Litológicamente es una intercalación de lodolitas grises y negras con areniscas delgadas y localmente con calizas. Esta formación corresponde a un ambiente marino que se ubica hacia el occidente en el área del piedemonte llanero, donde se presentaron los parámetros necesarios de presión y temperatura para la generación y expulsión del crudo.

Fue posible determinar que la roca generadora fue depositada bajo condiciones anóxicas durante una trasgresión marina sobre una amplia plataforma abierta durante el Cretácico tardío. La litología (principalmente shale) en la zona axial y en la porción oriental del prisma generativo está asociada con un excelente Kerógeno tipo II, rico en hidrógeno. El contenido de carbono orgánico (TOC) generalmente varía entre 1.5 y 3.0 WT%, con un promedio de 2.2 WT%. El índice de hidrógeno (HI) de las muestras inmaduras tiene un máximo de 200 mg HC/g TOC, el cual se aumenta con el incremento de la madurez térmica a valores cercanos de 400 mg HC / g TOC, lo que evidencia que estas rocas son generadoras de aceite.<sup>14</sup>

**1.3.4.2 Roca Reservorio.** El principal reservorio del campo son las Areniscas Basales de la formación Carbonera, el cual se encuentra constituido por cuarzo arenitas o arenitas de grano fino a grueso, bien seleccionadas, con ciertas láminas de carbón y grano decrecimiento. La **Tabla 1**, describe las propiedades como porosidad, permeabilidad y espesor tanto del acuífero como de las arenas petrolíferas presentes en la roca reservorio.

**Tabla 1.** Propiedades promedio del acuífero y del área petrolífera

Propiedad	Arenas Petrolíferas	Acuíferos
Porosidad (%)	25 a 32	20
Permeabilidad (Darcy)	1 a 20	17
Espesor (ft)	18 a 80	-

**Fuente:** Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. 2018.

**1.3.4.3 Migración y Empaquetamiento.** La migración posterior a la generación del crudo se dio en dos etapas, una en la edad del Oligoceno a Mioceno Superior y la siguiente del Mioceno Superior al Plioceno. El petróleo migró de manera lateral siguiendo su buzamiento regional hasta encontrar en la zona centro

---

<sup>14</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Op. cit., p. 34.

y oriental de la Cuenca de los Llanos Orientales las condiciones estructurales y/o estratigráficas para su acumulación.<sup>15</sup>

Los hidrocarburos migraron desde el occidente hasta el adelgazamiento de la roca porosa, creando una geometría favorable entre las Areniscas Basales de la Formación Carbonera contra el Paleozoico.

**1.3.4.4 Roca Sello.** El sello vertical se da por la última capa de rocas arcillosas presentes en la Unidad Carbonera Intermedia con un espesor de 10 a 20 ft. Mientras que el sello lateral lo da una trampa estratigráfica contra el Paleozoico.

**1.3.4.5 Trampa.** Desde el punto de vista de la trampa se establece que es de tipo estructural y corresponde a un extenso monoclinal de rumbo NNE-SSW, que se localiza en el bloque levantado de una falla normal, la extensión del monoclinal es de más de 112,000 acres, con un ángulo de buzamiento promedio de 1 a 2 grados. El sistema de entrapamiento se presenta cuando las arenas del bloque levantado están enfrentadas lateralmente a niveles arcillosos, que actúan como sellos para la acumulación de hidrocarburo.<sup>16</sup>

Adicionalmente, el hecho de tenerse un contacto agua-aceite con diferentes profundidades dentro del campo, siguiendo la tendencia de buzamiento del yacimiento, puede indicar un entrapamiento hidrodinámico con un efecto importante del flujo de agua en dirección del buzamiento. La dirección regional del flujo de agua en la parte sur de la Cuenca de los Llanos es identificada por Villegas et al, 1994, en una sección transversal regional y distribución areal en la cuenca, señalando la tendencia del movimiento del agua en dirección del buzamiento.<sup>17</sup>

## 1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

Para un análisis completo del campo, se incluye la información sobre el método de producción, los tiempos de producción, el número de pozos y características del yacimiento del Campo Rubiales.

---

<sup>15</sup> VICEPRESIDENCIA REGIONAL ORIENTE ECOPETROL S.A. Op. Cit. p. 34

<sup>16</sup> CLAVIJO GUTIERREZ, 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. Trabajo de Grado de Ingeniería de Petróleos. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América. Facultad de Ingenierías, 2017. p. 33.

<sup>17</sup> GÓMEZ, Yohaney. YORIS, Franklin. RODRIGUEZ, Javier. PORTILLO, Fredy. ARAUJO, Ysidro. Aspectos hidrodinámicos, estructurales y estratigráficos del Campo Rubiales. Cuenca de los Llanos Orientales, Colombia. Pacific Rubiales Energy. Bogotá, COLOMBIA. 2010.

**1.4.1 Método de producción.** En Campo Rubiales, el mecanismo de producción se basa en la existencia de un acuífero activo y por tanto en un empuje hidrodinámico. Esto genera que la presión de fondo sea de gran apoyo y un mantenimiento favorable de la presión del yacimiento y una producción con un alto corete de agua como aspecto desafiante para la operación.

Cabe resaltar que en este yacimiento no existe capa de gas y la segregación gravitacional y expansión de la roca y fluidos son despreciables.

A partir del año 2002, en los pozos verticales del Campo Rubiales se comenzó a usar Bombas por Cavidades Progresivas, con el fin de obtener la energía necesaria para llevar el crudo a superficie. Con el mismo objetivo en 2007, se comienza a instaurar los sistemas ESP o Bombeo Electro-sumergible, en este caso para los pozos horizontales. La **Tabla 2**, presenta la relación de los sistemas de levantamiento artificial instalados actualmente en los pozos, donde la mayoría corresponden a un sistema de bombeo electrosumergible debido a las altas tasas de fluido que se manejan y el alto número de pozos horizontales que se manejan.

**Tabla 2.** Tipos de levantamiento artificial en Campo Rubiales

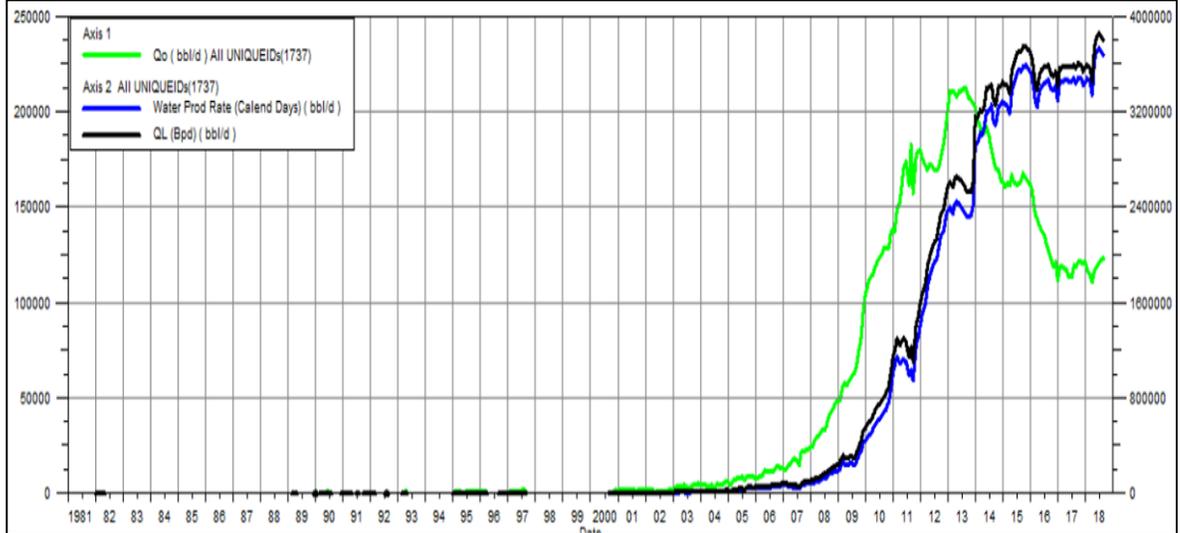
TIPO DE ALS	POZOS PRODUCTORES		
	ACTIVOS	INACTIVOS	TOTAL
Bombeo por cavidades progresivas (PCP)	39	33	72
Bombeo Electrosumergible (BES)	559	436	995

**Fuente:** Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. 2018.

**1.4.2 Tiempo de producción.** En Campo Rubiales se produce crudo pesado, con gravedades entre 11 y 14°API, altas viscosidades y bajos valores de gas en solución. Su producción actual es de aproximadamente 122 KBOPD, acompañado de una elevada producción de agua con un BSW del 96.9% a enero de 2019 que genera 3.72 MBWPD. Esta alta cantidad de agua es producto del fuerte acuífero activo ubicado en la Formación Basales.

La producción del campo antes del año 2006 estaba sostenida por la perforación de pozos verticales, los cuales, para ese entonces, generaban un volumen total de 600 BOPD. Sin embargo, a partir de este año la idea de negocio cambió y se comenzó el desarrollo de pozos horizontales, los cuales tuvieron una rápida acogida dado el aumento de volumen de petróleo que representaron, el cual permitió alcanzar un pico histórico de producción de 213 KBOPD en 2013. En la **Gráfica 1**, Se puede identificar el comportamiento histórico de la producción del campo (caudales totales y de petróleo) y su aumento significativo a partir del año 2006.

**Gráfica 1.** Comportamiento histórico de producción de Campo Rubiales



**Fuente:** ECOPEPETROL S.A. 2018.

Es importante resaltar que las metas de producción propuestas se han podido alcanzar gracias al manejo de las capacidades del fluido en el campo, ya que la intensificación de la perforación y el aumento de volumen de petróleo a partir de 2006, vino acompañado por grandes volúmenes de agua. Los métodos de disposición que se han empleado para este fluido y las facilidades de producción que se han utilizado son discutidas en el capítulo 2.

**1.4.3 Numero de pozos.** A 2018, el campo ha tenido un total aproximado de 1703 pozos perforados (incluyendo los sidetrack). De esta cantidad 323 se abandonaron sin siquiera completarse debido a complicaciones técnicas, y de los 1380 que si se completaron, se tiene un reporte de abandono de 268 a la actualidad.

Para el año 2006, se reactivó la perforación con uno de los cambios más trascendentales en la historia del campo correspondiente a la perforación de pozos horizontales. A partir de este momento, la estrategia de explotación consiste en la construcción de localizaciones en donde se perfora un único pozo vertical, y entre 5 y 7 horizontales. En 2008 se terminaron 69 pozos, los cuales representaron un aumento de 340% en las operaciones teniendo un total de 5 pozos inyectoros.

A enero de 2019, existe una cantidad de 1112 pozos que se dividen en 51 inyectoros activos y 1061 pozos productores de los cuales 604 están activos. Los pozos se han perforado en locaciones tipo multi-pozo o también conocidas como clúster, donde se perforan inicialmente pozos verticales y después pozos horizontales mediante perforación dirigida. Los clúster contienen de 3 a 7 pozos y un área hasta de 1.5 Hectáreas. En la **Gráfica 2**, se puede apreciar el histórico de completamiento del

campo e identificar las campañas de perforación que ha tenido el mismo, demostrando así el aumento de actividad a partir del año 2006.

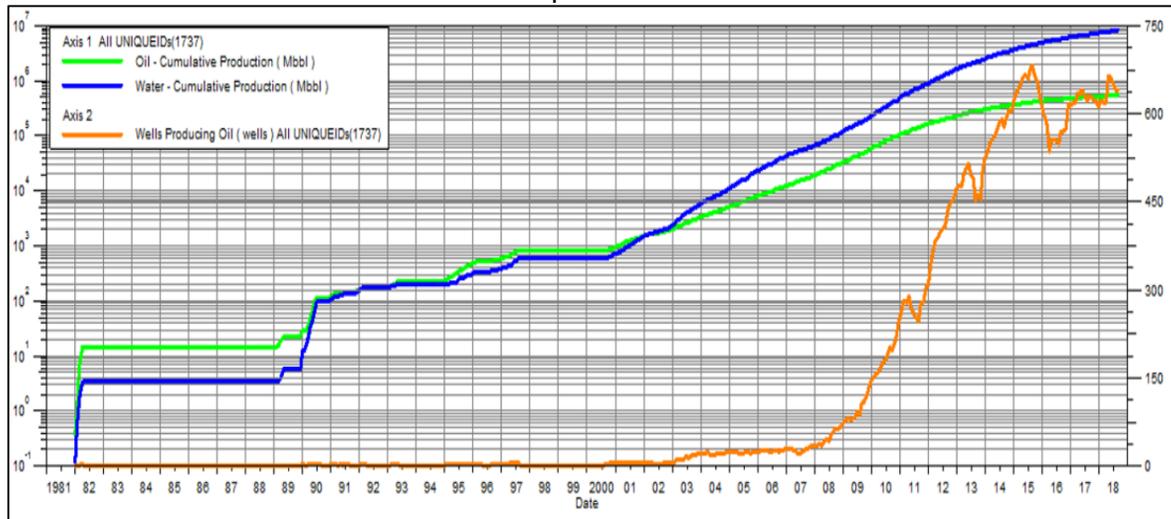
**Gráfica 2.** Histórico de completamiento de pozos en Campo Rubiales



**Fuente:** Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. 2018.

**1.4.4 Gráfica de producción acumulada.** Campo Rubiales es uno de los campos que mayor producción ha tenido en Colombia, y que mayor cantidad de fluido maneja. En la actualidad (enero de 2019), cuenta con una producción de 3.8 MBFPD, caudal que ha venido aumentando desde el año 2006. A continuación, se presenta la **Gráfica 3**, que muestra la producción acumulada de Campo Rubiales desde la perforación de su primer pozo.

**Gráfica 3.** Producción acumulada de Campo Rubiales



**Fuente:** ECOPETROL S.A. 2018.

**1.4.5 Características del yacimiento.** El yacimiento está compuesto por la roca que es el medio en donde se almacena y por el fluido que es lo que transporta el medio. Por lo tanto, a continuación, se realiza la caracterización tanto las propiedades petrofísicas de la roca o yacimiento como de las propiedades de los fluidos.

**1.4.5.1 Propiedades Petrofísicas.** Un análisis petrofísico se hace con el objetivo de estimar parámetros como lo son el volumen de arcilla, porosidad efectiva, permeabilidad, saturación de agua y el contacto agua y petróleo (en este caso). Esta evaluación se realiza mediante el análisis de los registros eléctricos y las pruebas de núcleos. A continuación, se realiza una breve descripción de las propiedades petrofísicas presentes en el yacimiento.

- **Unidad Arenisca Basales.** Se encuentra a una profundidad entre 2788 y 2855 pies. Es señalada como la unidad de interés, y formación productora tanto del crudo como del agua, además en ciertas zonas es usada como receptora de inyección de aguas de producción.

La calidad de la roca se puede catalogar como buena, con una porosidad entre el 20 al 34% y saturación de agua del 20 a 80%. Teniendo en cuenta registros eléctricos y pruebas de presión se estima que el gradiente geotérmico promedio de la zona es de 0.025°F/ft, la temperatura ambiente del campo es de 72.5 °F y la profundidad media a la formación es de 2700 pies en TVD.<sup>18</sup> Otras de las características representativas del yacimiento de Campo Rubiales se pueden observar en la **Tabla 3**.

---

<sup>18</sup> RODRIGUEZ TORRES. Op. cit., p. 43.

**Tabla 3.** Información básica del yacimiento.

<b>Formación Productora</b>	Formación Areniscas Basales
<b>Profundidad promedio de la unidad Areniscas Basales</b>	2700 ft TVD
<b>Porosidad Total</b>	20-34%
<b>Porosidad Efectiva</b>	25-32% (Promedio 28%)
<b>Permeabilidad</b>	1 - 20 Darcys
<b>Espesor de la formación</b>	130 - 200 ft
<b>Espesor neto petrolífero</b>	18 - 80 ft
<b>Gravedad API del crudo</b>	12,5 ° API
<b>Saturación de agua Sw</b>	15 - 30%
<b>Presión de Burbuja</b>	80 PSI
<b>Temperatura del yacimiento</b>	145 ° F
<b>Viscosidad @ Temperatura de yacimiento y Presión de burbuja</b>	730, 98 cP
<b>Características del agua de formación</b>	
<b>Resistividad</b>	5,85 Ohm-m @ 60°F
<b>Salinidad</b>	900 - 1000 ppm
<b>Características de la zona de petróleo</b>	
<b>Resistividad</b>	60 - 2000 Ohm - m

**Fuente:** PACIFIC RUBIALES ENERGY. Departamento de petrofísica. Información Básica. [Hoja de Excel]. Bogotá, 2009.

- **Unidad C-Intermedia.** Es la formación o conjunto de formaciones que se utilizan en la inyección disosal, como receptoras del agua. Esto debido a que se encuentra aislada gracias a la formación Leon Shale y que se encuentra libre de hidrocarburos.

Su composición se basa en granos de tamaño medio a grueso, y propiedades como permeabilidades alrededor de los 1500 Md y porosidades del 29% aproximadamente.

Para esta unidad se tiene una presión calculada al datum a 2012 de 957psi, con un espesor neto de 110 pies.

- **Unidad C-1.** Tiene un espesor neto de unos 100 pies. La porosidad es del 28%, muy similar a las unidades C-Intermedias, pero presenta un cambio en la permeabilidad la cual se encuentra en 300 mD.

**1.4.5.2 Propiedades del fluido.** En Campo Rubiales se manejan como fluidos el petróleo y el agua, de los cuales se deben tener los parámetros físicos y químicos para la optimización en los procesos. En el capítulo 2 se presenta la caracterización

del agua y sus parámetros para disposición y vertimiento, mientras que a continuación se describen las características del crudo.

En los análisis de cromatografía realizados al crudo, se pudo determinar la composición que se muestra en la **Tabla 4**. Allí se evidencia que el crudo de rubiales es poco volátil categorizado como crudo pesado con más del 90% de su composición de hidrocarburos de C<sub>11</sub> a C<sub>36</sub>.

**Tabla 4.** Composición del Crudo Rubiales.

<b>Componente</b>	<b>%Molar</b>	<b>% Peso</b>
<b>C<sub>1</sub> – C<sub>6</sub></b>	0.88	0.2
<b>C<sub>7</sub> – C<sub>10</sub></b>	1.54	0.47
<b>C<sub>11</sub> – C<sub>29</sub></b>	70.92	47.35
<b>C<sub>30</sub> – C<sub>36</sub><sup>+</sup></b>	26.66	51.98
<b>TOTAL</b>	100	100

**Fuente:** Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. 2018.

A partir de pruebas PVT se identificaron las características del crudo que se muestran a continuación en la **Tabla 5**.

**Tabla 5.** Resultado pruebas PVT Campo Rubiales

<b>Parámetros de muestra</b>	<b>Resultados</b>
Temperatura Yacimiento	145 °F
Presión de Yacimiento	1145 psi
Gravedad Promedio	12.5 °API
Pb	80 psi
Rs	5 SCF/STB
Bo <sub>i</sub>	1.013 Bls / STB
Viscosidad promedio	731 cP

**Fuente:** Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. 2018.

## 2. TRATAMIENTO Y DISPOSICION DEL AGUA DE PRODUCCIÓN EN CAMPO RUBIALES

En esta sección se presenta la descripción del tratamiento del agua en Campo Rubiales y su disposición. Se exponen generalidades y normatividad sobre la disposición de aguas residuales, y finalmente se realiza una breve descripción de la inyección disposal enfocada en el PAD A.

### 2.1 TRATAMIENTO DE LOS FLUIDOS DE PRODUCCIÓN

Campo Rubiales cuenta con dos facilidades centrales de procesamiento o CPF's a los cuales llega el 100% de la producción del campo desde los pozos y baterías para ser tratada. Teniendo en cuenta que la producción de gas en el campo es insignificante, las facilidades se concentran principalmente en la separación de crudo y agua. El agua removida del crudo es enviada a un sistema de tratamiento que la adecua para su disposición conforme a la norma ambiental, ya sea para vertimiento, o inyección disposal mediante los 52 pozos dispuestos para tal fin.

**2.1.1 Tratamiento de crudo.** El fluido producido por los pozos del campo llega de las diferentes troncales al manifold de los CPF's, y es distribuido desde el manifold por dos líneas independientes donde empieza el proceso de tratamiento del crudo para la remoción del agua en el orden que se muestra a continuación.

**2.1.1.1 Tanques FWKO (Free Water Knock Out).** Son tanques con altas capacidades de almacenamiento de fluido, diseñados para realizar un lavado y separación del agua libre con la ayuda de tratamiento químico y aumento de las temperaturas que se logra a través de una integración energética con los tres serpentines de calentamiento, empleando vapor, agua producida y crudo deshidratado, para que el fluido alcance una temperatura de 160°F.

**2.1.1.2 Tanques de Cabeza.** De los tanques FWKO, el crudo pasa a los tanques de cabeza con un 30 a 35% de agua restante para seguir siendo separada empleando tiempo de residencia y calentamiento adicional, logrado por vapor generado de las calderas que circula a través de los serpentines instalados dentro del tanque.

**2.1.1.3 Intercambiadores.** Las bombas toman el crudo de los tanques de cabeza y lo envían a los intercambiadores donde se aprovecha la temperatura del crudo deshidratado para aumentar la temperatura del crudo en proceso e ingresarlo a un sistema de calentamiento crudo vapor.

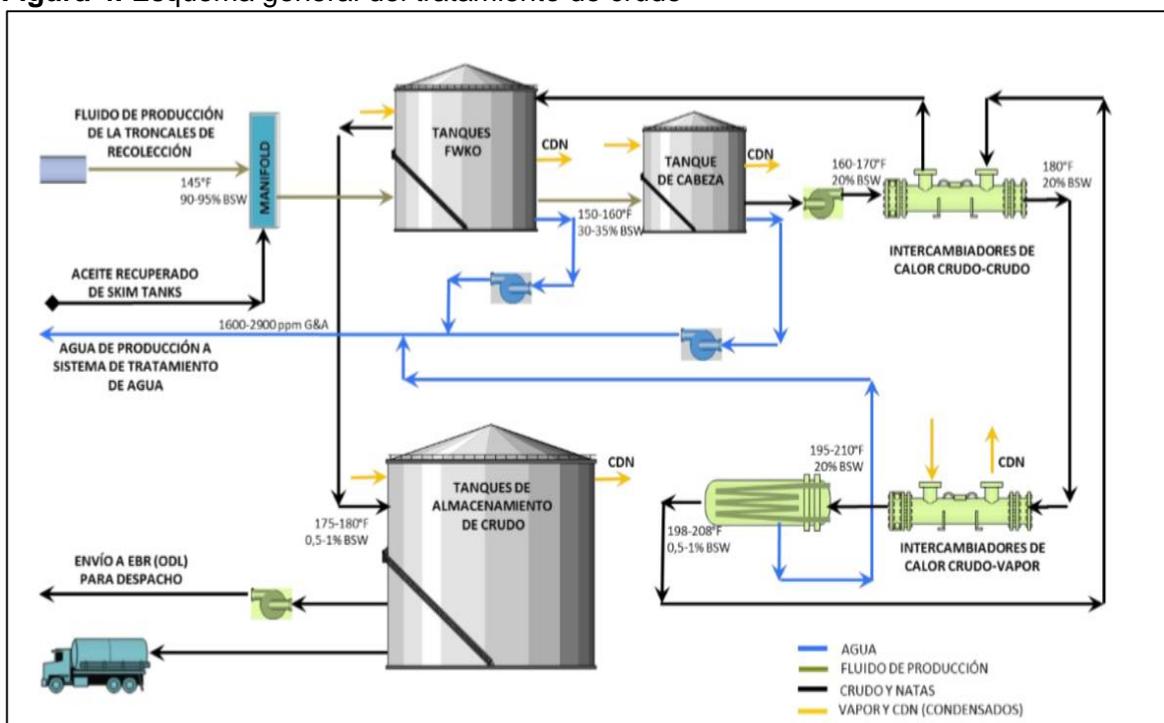
**2.1.1.4 Tanques tratadores.** El fluido es direccionado a los tratadores donde se logra la última remoción del agua. Imprimiendo corriente eléctrica al flujo de tratamiento para lograr una mayor separación. En el campo hay 12 tratadores

térmicos y termo electrostáticos, en donde se termina de ajustar la concentración del crudo hasta obtener de 1,0 a 1,5% de BSW.

**2.1.1.5 Tanques de almacenamiento.** En estos tanques, el crudo con 1% de BSW se deja en reposo por 8 horas de retención durante el cual es drenado y fiscalizado. En este proceso se realiza el ajuste final donde se da punto al crudo con 0,5% de BSW.

**2.1.1.6 Fiscalización y entrega.** Con los parámetros mínimos de calidad establecidos para la venta, el 100% de la producción es entregado al oleoducto de los llanos donde el crudo es bombeado a la estación de Monterrey.

**Figura 4.** Esquema general del tratamiento de crudo



**Fuente:** ECOPEPETROL S.A. "Informe técnico Anual 2016". Vicepresidencia Regional Oriente. Febrero, 2017.

**2.1.2 Tratamiento de agua.** El agua libre, que fue obtenida de la separación de los tanques FWKO y demás unidades en el tratamiento de crudo, llega a estos equipos con hasta 10.000 ppm de aceites y grasas; para su tratamiento pasa por las siguientes etapas:

**2.1.2.1 Skim Tank.** En esta unidad se remueve la mayor parte del aceite y los sólidos presentes en el agua, de este punto es transferida, de forma continua por medio de bombas, hacia las celdas de flotación.

**2.1.2.2 Celdas de flotación.** Con ayuda de inyección de químicos y agitación, se generan microburbujas que remueven el aceite y los sólidos, enviándolos a la superficie del agua usando un sistema de paletas giratorias de manera constante hacia los colectores laterales de las celdas. Luego, a través de bombas se recupera hacia el inicio del proceso en el manifold de entrada. En esta etapa, el agua sale con concentraciones de 50 a 100 ppm de grasas y aceites.

**2.1.2.3 Filtros.** El agua continúa su proceso de acondicionamiento y es transferida hacia los filtros usando bombas que la obligan a pasar a través del lecho filtrante, el cual retiene el poco aceite y los sólidos todavía presentes, garantizando la remoción casi total de los mismos. Como resultado, se tienen concentraciones de aceite y sólidos inferiores a 10 ppm. El lecho filtrante está compuesto de cascarilla de nuez o palma africana y las partículas que lo conforman tienen un tamaño uniforme, lo que hace que la remoción sea más efectiva. Para garantizar las condiciones del lecho y su máxima eficiencia, se hace necesario realizar la limpieza del mismo mediante retro-lavados secuenciales cada 6 horas. Los lodos y grasas residuales provenientes de los filtros se tratan en sistemas con otros contaminantes del campo y adicionando tierra se dispone en áreas controladas para cultivos de especies nativas.

**2.1.2.4 Decantadores.** Con la ayuda de química y tiempo de reposo, los sólidos más pesados se decantan y los más livianos se floculan, resultando de este proceso agua clarificada que ingresa al ciclo nuevamente para su disposición. Los residuos generados aquí son enviados a las plantas de tratamiento de sólidos donde finaliza su tratamiento.

El agua, con una eficiencia de remoción de grasas y aceites superior al 99,99% es enviada por gravedad hacia la piscina de canales, y allí se transfiere para su disposición de acuerdo a lo establecido por las licencias ambientales que puede ser vertimiento en cuerpo de agua o inyección.

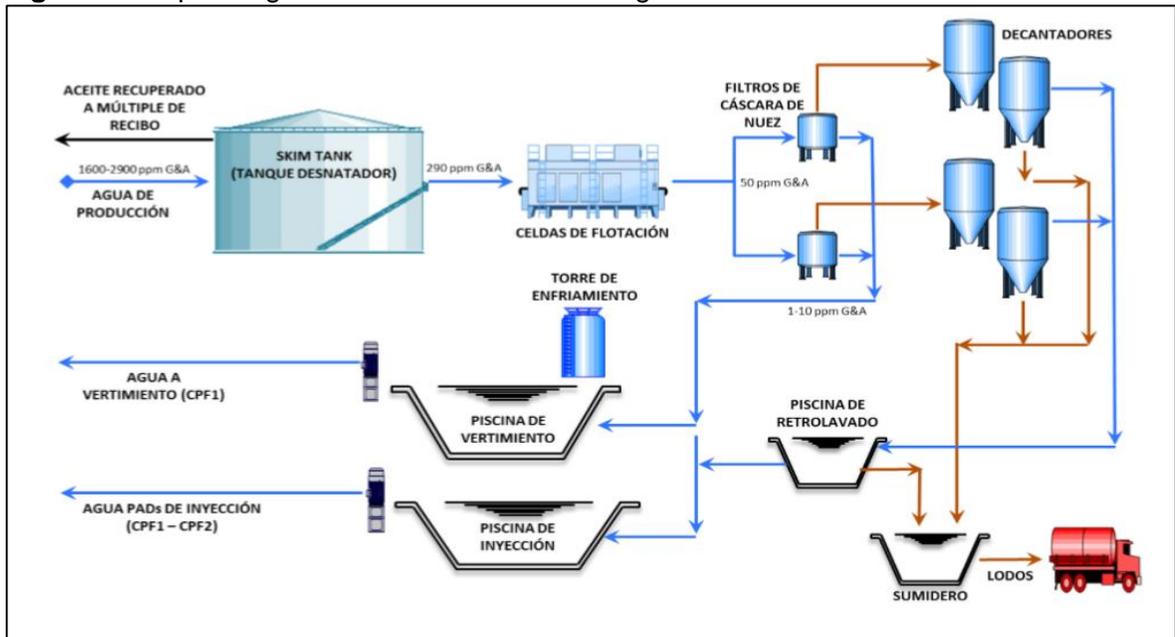
**2.1.2.5 Tratamiento para inyección.** Para disponer el agua de inyección, es necesario inyectar secuestrante de oxígeno e inhibidor de corrosión para prevenir el daño a los equipos. Finalmente, el agua es transferida con bombas verticales hacia los PAD's los cuales la reinyectan a la formación.

**2.1.2.6 Tratamiento para vertimiento.** Desde la piscina de canales, el agua de vertimiento es transferida a través de bombas verticales al sistema de torres de enfriamiento para reducir la temperatura hasta 32°C. Las torres cuentan con una estructura interna de bandejas que garantizan la distribución de manera uniforme al entrar por la parte superior del equipo para maximizar el contacto con una corriente de aire inducida por un motor ventiladores ubicado en la parte alta de las torres. El agua sale de las torres por gravedad para llegar a una piscina, donde las bombas la succionan y la transfieren al sistema de aspersion; en donde se oxigena y se reduce más su temperatura hasta alcanzar 6 ppm de oxígeno disuelto, luego cae a

la piscina de vertimiento y por medio de bomba verticales se transfieren hacia los cinco puntos de vertimiento ubicados sobre caño Rubiales.

La **Figura 5** resume el proceso de tratamiento del agua y su acondicionamiento para ser dispuesta tanto en vertimiento como en inyección.

**Figura 5.** Esquema general del tratamiento del agua.



**Fuente:** ECOPEPETROL S.A. "Informe técnico Anual 2016". Vicepresidencia Regional Oriente. Febrero, 2017.

## 2.2 GENERALIDADES SOBRE LA DISPOSICION DE AGUA DE PRODUCCION

De acuerdo con Javier de Viana<sup>19</sup>, la disposición de agua de producción se refiere a las técnicas o métodos que se usan para cumplir los planes de desarrollo incorporando métodos de reducción de desperdicios tales como las "4R" (reducción, reutilización, reciclado, recuperación). A continuación se exponen los métodos de disposición de agua de producción más usados en la industria.

**2.2.1 Métodos de disposición de agua de producción.** Anteriormente, se disponía del agua salada o producida de forma tal que causaba serios problemas ambientales. A continuación, se enumeran algunos de los métodos de disposición de agua expuestos en la "Guía para disposición y tratamiento de agua producida", escrito por Javier de Viana:

<sup>19</sup> DE VIANA, JAVIER. Guía para disposición y tratamiento de agua producida. Montevideo, Uruguay: R Arpel, s.f. 120 p. [En línea]. Recuperado de <<http://www.ingenieroambiental.com/4000/GUIA%201%20-%20OK.pdf>> el 14 de agosto de 2018.

**2.2.1.1 Descarga sin Control a la Superficie.** En este caso, el agua producida original fue simplemente descargada de la concesión al suelo. Cabe aclarar que los métodos de descarga sin control tienen poca aceptación por la ley ya que al no estar regulada, cuando esta se hace en la superficie, puede ocasionar problemas de daño y erosión del suelo.

**2.2.1.2 Descarga sin Control en Agua Dulce.** Como fue mencionado anteriormente, este tipo de descargas no están supervisadas ni reguladas por autoridades ambientales. La descarga de agua producida en arroyos, ríos y lagos ha conducido a la destrucción de estos cuerpos de agua, a la destrucción de peces y especies.

**2.2.1.3 Descarga Controlada en Aguas Superficiales.** Cuando se realiza una descarga controlada en aguas dulces superficiales, principalmente se ejerce el control sobre la cantidad de sales disueltas totales en el fluido. Adicionalmente se verifica en la industria petrolera, las trazas de aceite que puede contener el agua.

**2.2.1.4 Descarga Controlada en la Superficie.** La descarga controlada en la superficie es practicada principalmente en Estados Unidos. En esta, el agua producida es usada para rociar los caminos en el invierno aprovechando el contenido salino. En Colombia también se utiliza esta técnica pero en menor proporción, de tal manera que en áreas donde se puede levantar el polvo por las sequías, se rocía agua para adecuar el camino a los vehículos.

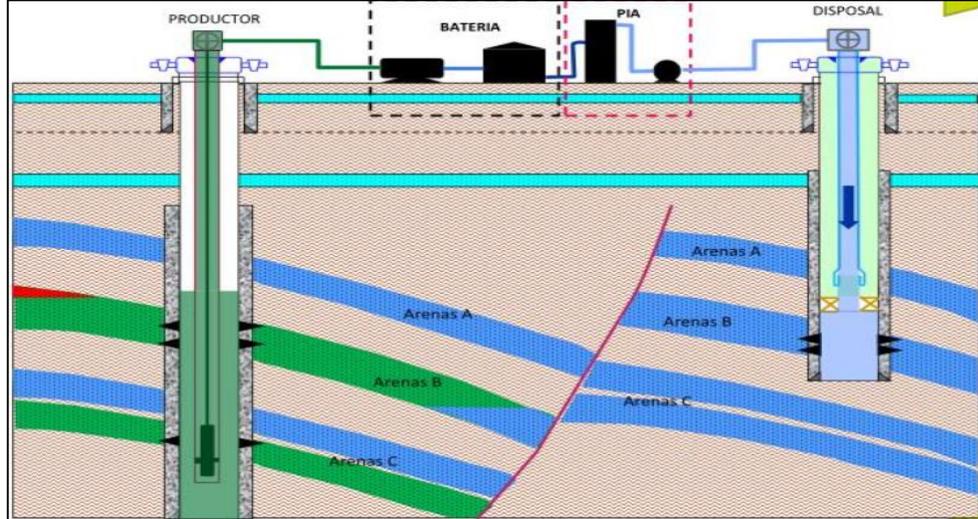
**2.2.1.5 Evaporación.** Esta técnica es usada principalmente en lugares con climas áridos que propician la evaporación del fluido. Cuando esto sucede, las sales que resultan del proceso deben ser dispuestas de la manera adecuada.

**2.2.1.6 Inyección en Pozo Poco Profundo.** También llamada inyección disposal, se practica en varias zonas y consiste en inyectar a pozos por debajo de los 600 metros o 2000 pies, en formaciones que estén aisladas de la zona productora. El riesgo de contaminación de las capas freáticas poco profundas y del agua potable subterránea aumenta si se inyecta el agua a profundidades muy bajas. En este tipo de pozos, se requiere una presión de inyección mucho menor a diferencia de los pozos profundos.

**2.2.1.7 Inyección en Pozo Profundo.** Consiste en la inyección mediante un pozo, a una zona con una profundidad mayor de 2000 pies o 600 metros, que no sea la zona productora.

Los pozos profundos de disposición deberán contar con un permiso, donde se describirá la zona donde se bombeará el agua, y deberá asegurar que la zona no contiene hidrocarburos económicamente recuperables dentro de una distancia razonable, por ejemplo, 5 kilómetros.

**Figura 6.** Estructura y ubicación de un pozo disposal.

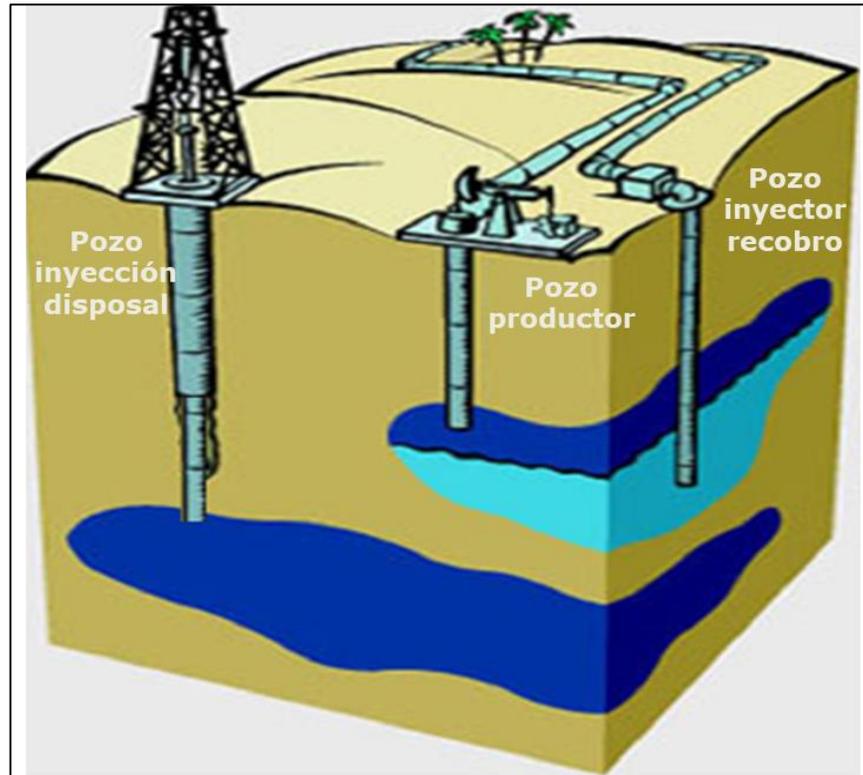


**Fuente:** ECOPETROL S.A. Taller de pozos de inyección. [Diapositivas]. [Consultado el: 20 de octubre de 2018]. Disponible en: <<https://www.slideserve.com/teenie/taller-de-pozos-de-inyecci-n>>

**2.2.1.8 Inyección para mantenimiento de presión o recuperación secundaria.** En este método, se inyectan fluidos como el agua, el gas o agua con aditivos para ayudar a tener una recuperación de petróleo adicional logrando que el fluido inyectado “empuje” el petróleo contenido en el yacimiento hacia los pozos. En algunos casos, se busca también que la inyección de fluidos ayude a mantener la presión del yacimiento y que sea esta presión la que mantenga los caudales de petróleo que se tienen previstos para cada pozo.

En la **Figura 7**, se puede observar la diferencia entre un pozo disposal y un pozo para el mantenimiento de presión o recuperación secundaria. En el primero, la formación donde se inyecta el agua está aislada de la formación productora de petróleo, y en el segundo, se identifica que el pozo se perfora con el fin de que el agua inyectada alimente el banco de agua que mantiene la presión de la zona y mejorando así el recobro de petróleo.

**Figura 7.** Disposición de agua por pozo disposal y por inyección para recobro.



**Fuente:** ECOPETROL S.A. Taller de pozos de inyección. [Diapositivas]. [Consultado el: 20 de octubre de 2018]. Disponible en: <https://www.slideserve.com/teenie/taller-de-pozos-de-inyecci-n>

### 2.3 PRODUCCIÓN Y DISPOSICIÓN DE AGUA EN CAMPO RUBIALES

Campo Rubiales, debido a su mecanismo de producción por acuífero activo es uno de los campos petroleros en Colombia con más producción de agua, la cual asciende a los 3.720.000 BWPD, lo cual convierte el manejo de aguas residuales industriales en un tema crítico para la producción de petróleo actual y la operación a futuro del campo. Se requiere infraestructura, capacidad de tratamiento y disposición que permitan manejar altos volúmenes de agua.

Actualmente el campo tiene autorizado ambientalmente una disposición de agua residual industrial total de 3.720 KBWPD los cuales están distribuidos en 300 KBWPD para vertimiento al caño Rubiales y 3.420 KBWPD para su inyección.

En esta sección, se describirá de manera detallada las formas mediante las cuales se dispone el agua de producción en Campo Rubiales, y las disposiciones legales en esta materia.

**2.3.1 Inyección de agua como método de recobro secundario.** Existen diferentes formas para disponer del agua que resultan de la producción de hidrocarburos, una de las más utilizadas en el mundo es la disposición de agua mediante inyección para recobro secundario. Esta técnica ha sido utilizada desde el año 1865<sup>20</sup>, y sigue siendo utilizada hasta el día de hoy; siendo esta, la forma que ha permitido la producción de casi la mitad de petróleo en el mundo.

Para el caso particular de Campo Rubiales, a pesar del gran OOIP (Original Oil in Place) que se tiene y la cantidad de agua que es producida, esta no es usada para la producción por recobro secundario, debido al fuerte mecanismo de empuje por acuífero activo que posee. Aparte de lo anterior, la gravedad del crudo Rubiales oscila entre los 11 y 14 grados API, siendo este crudo de base parafínica y clasificado como un crudo pesado, con viscosidad que según muestras de superficie pueden oscilar entre los 130 y 750 cp. La relación de movilidad que se tendría si se inyectara agua como método de recobro de petróleo en este caso no sería óptima para este tipo de proyectos y se tendría una rápida intrusión del agua inyectada.

Por esta razón, se deben utilizar otros métodos como los que se expondrán a continuación para disponer del agua que es producida y tratada en los CPFs del Campo.

**2.3.2 Vertimiento a Caño Rubiales.** El vertimiento, es una de las formas mediante las cual se dispone el agua de producción en Campo Rubiales. Ecopetrol ha desarrollado el plan único de manejo de agua para el Campo y con el tiempo, se han hecho diferentes solicitudes a las autoridades ambientales para ampliar la capacidad de vertimiento. En la Resolución 2355 del 24 de Diciembre de 2007, se amplía el permiso de vertimiento de aguas a 300.000 BWPD.<sup>21</sup>

El permiso otorgado autoriza 5 puntos de vertimiento dispuestos a lo largo de Caño Rubiales para la disposición del volumen total de agua autorizado. Representando así, un caudal de 110.42 litros por segundo para cada uno de los cinco puntos localizados como muestra la **Tabla 6**. Todas estas modificaciones se realizaron a medida que la producción del campo fue aumentando y así mismo fue aumentando el corte de agua.

---

<sup>20</sup> PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos. Segunda edición. Zulia, Venezuela. 2007. p. 11. ISBN 978-980-12-3048-9.

<sup>21</sup> COLOMBIA. MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE. Resolución 2355 (24, diciembre, 2007). Por el cual se modifica la resolución 233 del 16 de Marzo de 2001 en el sentido de autorizar nuevas obras y el incremento de vertimiento de aguas industriales residuales al Caño Rubiales. Bogotá D.C.: El ministerio, 2007. 10 p.

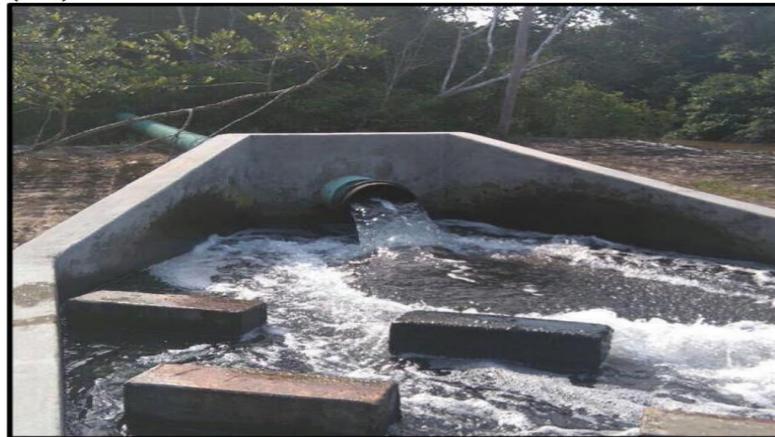
**Tabla 6.** Caudales autorizados en la Resolución 2355 del 24 de Diciembre de 2007.

PUNTO DE VERTIMIENTO A CAÑO RUBIALES	CAUDAL (BVPD)	CAUDAL AUTORIZADO EN RESOLUCION 2355 DE 2007 (l/s)	COORDENADAS ORIGEN 3'ESTE	
			NORTE	ESTE
1	61,380.6	110.42	913,200	960,440
2	61,380.6	110.42	913,469	960,512
3	61,380.6	110.43	913,600	962,480
4	61,380.6	110.44	913,000	963,580
5	61,380.6	110.45	913,025	962,717

**Fuente:** MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE. Resolución 2355 del 24 de Diciembre de 2007.

El Decreto 1594 de 1984 determina la calidad del agua para que se autorice su vertimiento en las operaciones de exploración y producción en los campos de Ecopetrol S.A. Este señala que el control de la captación y descarga se debe realizar en un mismo cuerpo de agua y en ningún caso se permitirán vertimientos de residuos líquidos que alteren las características existentes en un cuerpo de agua que lo hacen apto para todos los usos señalados en el presente<sup>22</sup>

**Figura 8.** Cabezal de entrega en puntos de vertimiento.



**Fuente:** SAAVEDRA, Stiven y SAENZ, Kevin. Direccionamiento de la gestión del proceso de vertimiento de agua industrial del Campo Rubiales al Caño Rubiales. Tesis de Grado. 2018.

---

<sup>22</sup> COLOMBIA. MINISTERIO DE AGRICULTURA. Decreto 1594 (26, junio, 1984). Por el cual se reglamenta parcialmente el título I de la ley 9 de 1979 así como parte del capítulo II del título VI del decreto 2811 de 1974 en cuanto a usos del agua y residuos líquidos. Bogotá D.C.: El ministerio, 1984. 18 p.

Los parámetros fisicoquímicos a monitorear en los vertimientos puntuales de aguas residuales no domésticas están expuestos en la Resolución 631 de 2015 del Ministerio de Ambiente.<sup>23</sup> Para Campo Rubiales, se realizan procedimientos dentro de las facilidades de producción con el fin de cumplir con los estándares de calidad para agua de vertimiento que son: temperatura inferior a 32 °C, concentración de hidrocarburos por debajo de 1 ppm y 150-180 ppm de cloruros. Esto con el fin de asegurar la sostenibilidad ambiental y la no afectación de las propiedades químicas del cauce que puedan tener impacto en la fauna y la flora de la región.

En la **Tabla 7**, se muestra un resumen de todos los parámetros y sus valores límites máximos permisibles específicamente en actividades asociadas con hidrocarburos (Petróleo crudo, gas Natural y Derivados) para el Upstream, expuestos en la Resolución 631 de 2015 del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible.

---

<sup>23</sup> COLOMBIA. MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE. Resolución 631 (18, abril, 2015). Por la cual se establecen los parámetros y los valores límites máximos permisibles en los vertimientos puntuales a cuerpos de agua superficiales y a los sistemas de alcantarillado público y se dictan otras disposiciones. Bogotá D.C.: El Ministerio, 2015. 73 p.

**Tabla 7.**Resumen parámetros fisicoquímicos para vertimiento de aguas de producción.

Parámetro	Unidades	Valor
<b>Generales</b>		
pH	u. pH	6 a 9
Demanda Química de Oxígeno	mg/L O <sub>2</sub>	180
Demanda Bioquímica de Oxígeno	mg/ L O <sub>2</sub>	60
Sólidos suspendidos totales	mg/L	50
Sólidos Sedimentables	mg/L	1
Grasas y Aceites	mg/L	15
Fenoles	mg/L	0
Hidrocarburos totales (HTP)	mg/L	10
Nitrógeno total	mg/L	10
<b>Iones</b>		
Cianuro Total	mg/L	1
Cloruros	mg/L	150 - 180
Sulfatos	mg/L	300
Sulfuros	mg/L	1
<b>Metales y Metaloides</b>		
Arsenico	mg/L	0.1
Cadmio	mg/L	0.1
Cinc (Zn)	mg/L	3
Cobre(Cu)	mg/L	1
Cromo (Cr)	mg/L	0.5
Ghierro (Fe)	mg/L	3
Mercurio (Hg)	mg/L	0.01
Niquel (Ni)	mg/L	0.5
Plomo (Pb)	mg/L	0.2
Selenio (Se)	mg/L	0.2
Vanadio V)	mg/L	1

**Fuente:** MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE. Resolución 631 de 2015. Disponible en: <[https://docs.supersalud.gov.co/PortaWeb/Jurídica/Otra.Normativa/R\\_MADS0631\\_2015.pdf](https://docs.supersalud.gov.co/PortaWeb/Jurídica/Otra.Normativa/R_MADS0631_2015.pdf)>.

Como puede ser observado en la **Figura 9**, Para realizar el monitoreo de estas propiedades se deben tomar muestras del agua en los cabezales de entrega para su posterior análisis.

**Figura 9.** Registro de contenido de cloruros con el kit de medición del agua en el cabezal de entrega.



**Fuente:** SAAVEDRA, Stiven y SAENZ, Kevin. Direccionamiento de la gestión del proceso de vertimiento de agua industrial del Campo Rubiales al Caño Rubiales. Tesis de Grado. 2018.

**2.3.3 Inyección Disposal.** La forma y más usada para la disposición de agua en Campo Rubiales es la inyección de agua disposal. Esto hace referencia a pozos mediante los cuales se realiza la inyección de aguas de producción a una formación subterránea profunda, aislada<sup>24</sup> y que no debe afectar la zona de producción de hidrocarburos. Estos pozos actúan como canal para disponer las aguas en el acuífero y garantizar que el fluido de inyección no entre en contacto con otras zonas de interés como acuíferos someros o la formación productora. La mayor parte del agua de producción es inyectada, por lo que el gasto energético del campo es alto.

Dentro de las variables que se deben tener en cuenta para el desarrollo de proyectos de inyección disposal se incluye el conocimiento de la geología local y de la zona o yacimiento donde se planea disponer, de tal manera que se puedan identificar zonas que presenten buenas propiedades petrofísicas, buena ubicación y alto espesor de la zona para que el proceso se pueda realizar de la manera más efectiva.

Campo Rubiales cumple tres condiciones fundamentales que se deben tener a la hora de justificar una inyección de agua disposal. Como primera medida, se descarta la reutilización de aguas en recobro secundario o en reusó en superficie como fue mencionado en la sección 2.2.1. Como segunda condición, se debe evitar

---

<sup>24</sup> ASOCIACIÓN REGIONAL DE EMPRESAS DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL EN LATINOAMERICA Y EL CARIBE. Guía para disposición y tratamiento de agua producida. Montevideo, Uruguay: R Arpel, s.f. p. 24. [En línea]. Recuperado de: <<http://www.ingenieroambiental.com/4000/GUIA%2001%20-%20OK.pdf>>

el contacto de los fluidos de inyección con acuíferos de agua fresca que se utilizan o son potencialmente aprovechables para consumo humano, debido a esto, la inyección disposal en Campo Rubiales se realiza en profundidades que oscilan entre los 2400 ft y 2800 ft. Como último requisito, se debe garantizar la integridad de los pozos inyectoros, controlando y monitoreando la calidad de agua inyectada. Para esto, se establece mediante análisis realizados por la empresa, un máximo de 10 ppm de trazas de aceite, una temperatura de 148°F y un máximo 30 ntu de turbidez para reducir el daño a la formación inyectora. En la **Tabla 8**, se exponen detalladamente los datos técnicos y parámetros de calidad del agua de inyección.

**Tabla 8.** Datos técnicos de la inyección.

<b>Unidades de disposición de Agua</b>	
<b>Formación</b>	Carbonera
<b>Unidad</b>	Carbonera C1, Carbonera C3, Carbonera C5, Carbonera C6 y Carbonera C7
<b>Buzamiento (°)</b>	1
<b>Edad</b>	Mioceno Inferior
<b>Ambiente de depósito</b>	Fluvial
<b>Litología</b>	Intercalaciones arenas y arcillas
<b>Profundidad promedio (TVDss ft)</b>	Carbonera C1 (-1238)
	Carbonera C3 (-1636)
	Carbonera C5 (-1856)
	Carbonera C6 (-1973)
	Carbonera C7 (-2048)
<b>Presión de Inyección (psi)</b>	1400 a 1900
<b>Propiedades de Roca y Fluido</b>	
<b>Porosidad promedio (%)</b>	30,7
<b>Permeabilidad promedio (mD)</b>	2000
<b>Salinidad (ppm Cl)</b>	150 a 1000
<b>Calidad del agua (ppm)</b>	Grasas y aceites < 5
<b>Sólidos suspendidos</b>	< 25 ppm
<b>Temperaturas de inyección (°C)</b>	60
<b>Oxígeno disuelto (ppm)</b>	2,5
<b>Disposición actual y acumulada</b>	
<b>Agua</b>	3,720 MBWPD

**Fuente:** ECOPETROL S.A. Contexto propuesta de perforación de pozos inyectoros [Diapositivas]. Abril 2017

Actualmente, para Campo Rubiales se ha desarrollado una estrategia de inyección disposal que consta de la utilización de PADS o localizaciones con varios pozos de inyección, con lo cual se llega a una capacidad para disponer de aproximadamente

3.420.000 BWPD. El agua es inyectada en las unidades Carbonera C5 y C7 donde, si bien C7 es una unidad productora, los estudios del área de yacimientos comprueban que las zonas donde se encuentran perforados pozos que inyectan en esta unidad, son de la periferia del reservorio por lo cual no son zonas prospectivas para la producción de hidrocarburos. Debido a esto, se pueden aprovechar las buenas propiedades petrofísicas de la unidad para realizar una inyección eficiente de agua.

**2.3.3.1 Pozos inyectoros.** En el completamiento de los pozos inyectoros tanto verticales como horizontales se utiliza un empaque de inyección para reinyectar el agua de disposición del suelo. Los pozos inyectoros verticales son pocos en el campo y usualmente se completan con tubería de 7", empaquetamientos de grava y ensanchamiento del hueco. En los pozos horizontales se realiza una sección horizontal que oscila entre los 1400 y 1500 pies y se completa con liner ranurado de 4 ½" o de 7" con una válvula check en el fondo. A la fecha, se han perforado 59 pozos inyectoros en total de los cuales 52 se encuentran activos.

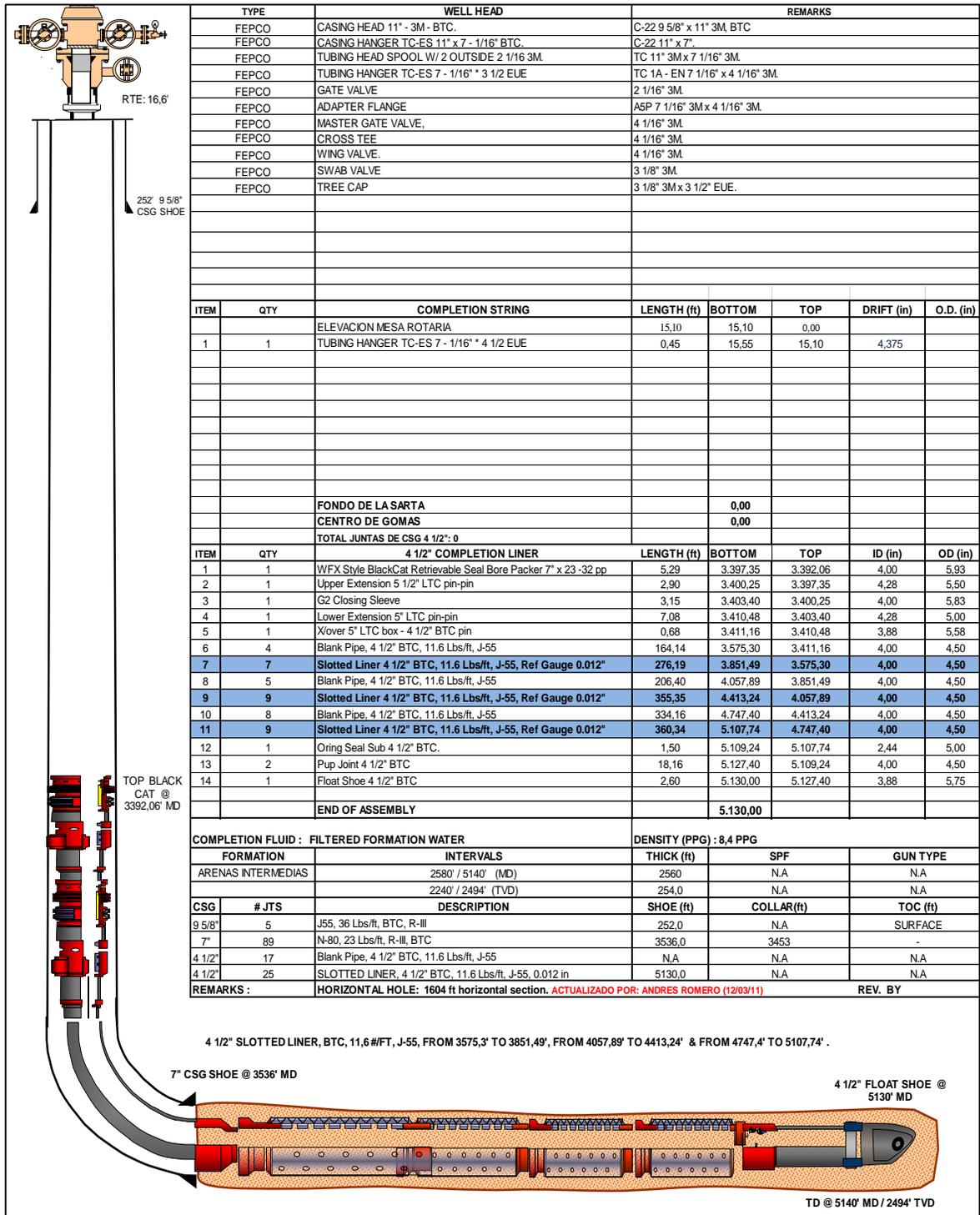
**Tabla 9.** Información promedio según geometría de pozos Rubiales

Tipo de pozo	Tasa de Inyección promedio (BWPD)	Presión promedio (psi)
Horizontales Liner de 7"	96,036	970
Horizontales Liner de 4 1/2"	61,073	1450
Verticales 7"	45,879	1380

**Fuente:** Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. 2018.

A continuación, en la **Figura 10** se presenta un estado mecánico tipo de un pozo inyector horizontal completado con liner de 4 ½".

Figura 10. Estado Mecánico tipo para un pozo inyector horizontal

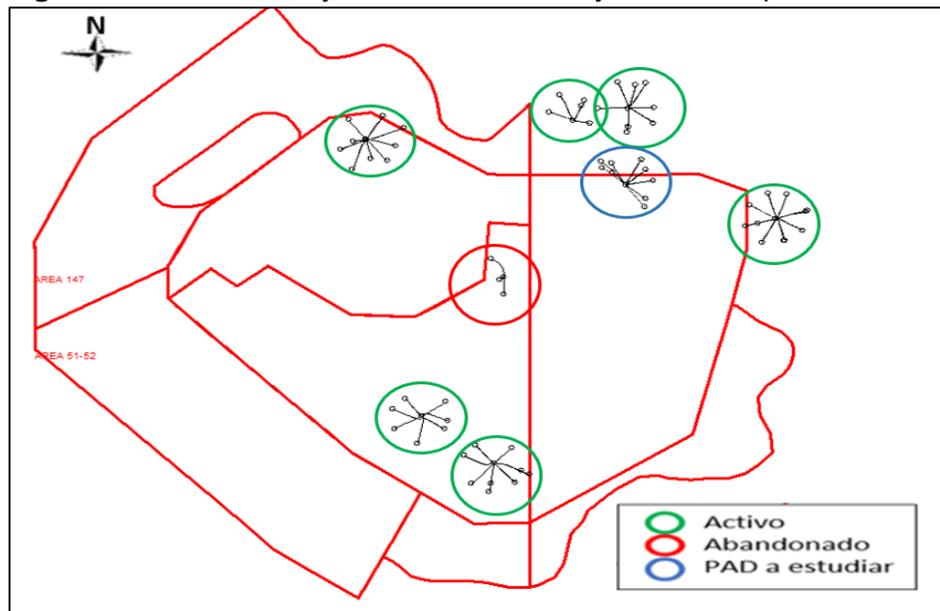


Fuente: ECOPETROL S.A. Departamento de Ingeniería de Subsuelo Regional Oriente. 2012.

**2.3.3.2 PADS de Inyección.** De los 3,72 MBWPD producidos en Campo Rubiales, el 92% se inyecta en las unidades C3, C5 y C7. Para esto, se han perforado un total de 8 PADS, (clústeres de pozos inyectoras disposal) en el campo, de los cuales 7 se encuentran activos y uno esta abandonado. Cada uno posee un area máxima de 4 hectares y se pueden encontrar un promedio de 8 pozos por PAD.

En la **Figura 11**, se encuentran localizados cada uno de los PADS de inyección dentro del campo, donde el PAD señalado en azul representa aquel que será estudiado en este trabajo debido a su bajo rendimiento.

**Figura 11.** Localización y estado PAD's de Inyección Campo Rubiales.



**Fuente:** ECOPETROL S.A. Modificado por los autores. 2019.

- Funcionamiento.** Después del tratamiento y separación del crudo y agua que se realiza en los CPFs, el agua tratada con un contenido de 1 hasta 10 ppm de trazas de aceite es enviada a través de líneas de transferencia que tienen un diámetro de tubería entre 12" y 36" a los PAD de inyección, en los PAD's es recibida por un cabezal principal ubicado en la entrada de este, el cabezal redirecciona el flujo hacia las bombas centrífugas multi-etapa, las cuales los descargan a los cabezales de los diferentes pozos inyectoras del PAD. La inyección se realiza a presiones desde 800 hasta 1700 psig. Las plataformas del PAD de inyección también cuentan con áreas de generación eléctrica y un cuarto de control de máquinas. La **Tabla 10** muestra el caudal de agua inyectada en promedio por PAD para septiembre de 2018.

**Tabla 10.** Inyección de agua por PAD.

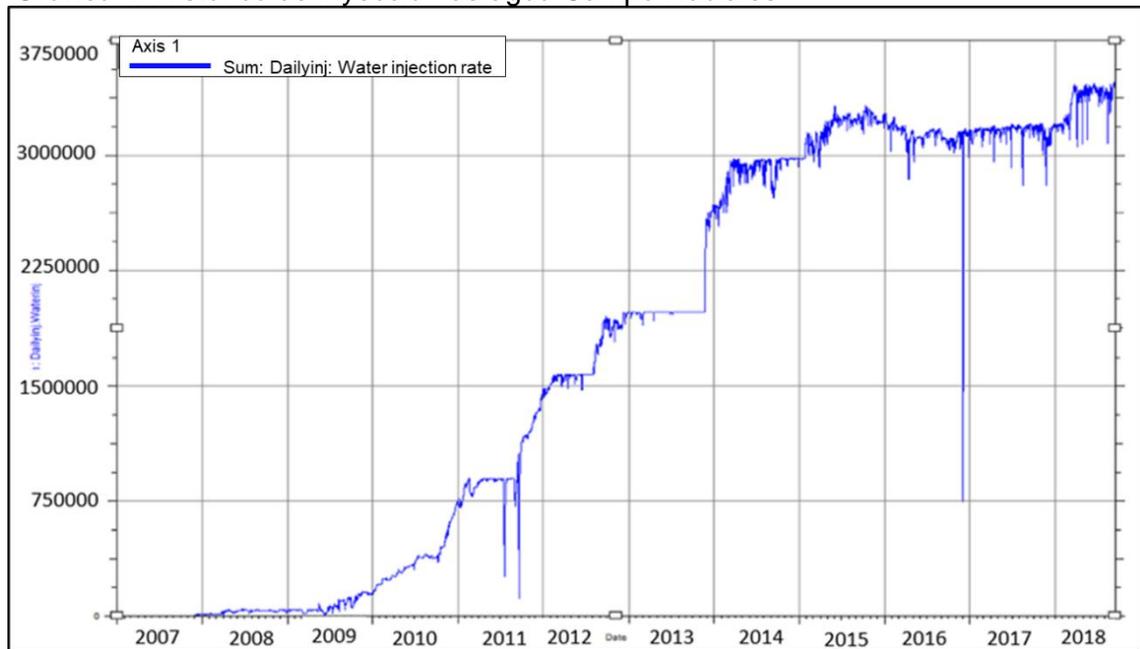
PAD	INYECCIÓN (BWPD)
A	433,118
B	427,023
C	454,850
D	420,918
E	468,375
F	837,035
G	380,216

**Fuente:** ECOPETROL S.A. Septiembre, 2018.

- **Historia de Inyección.** Debido a que el Campo tiene como principal estrategia la inyección para la disposición de agua, a medida que el corte de agua del campo ha ido aumentando, se han tenido que perforar más pozos inyectoros de tal manera que se pueda cumplir con el volumen necesario de inyección.

En la gráfica mostrada a continuación, se muestra un histórico del volumen de agua inyectado en el Campo. En este se puede observar como a partir del año 2014 la inyección aumenta de manera significativa, esto por razones como la perforación y entrada a operación del PAD G, nuevos permisos de inyección y cambio en los equipos de bombeo del PAD F.

**Gráfica 4.** Histórico de Inyección de agua Campo Rubiales

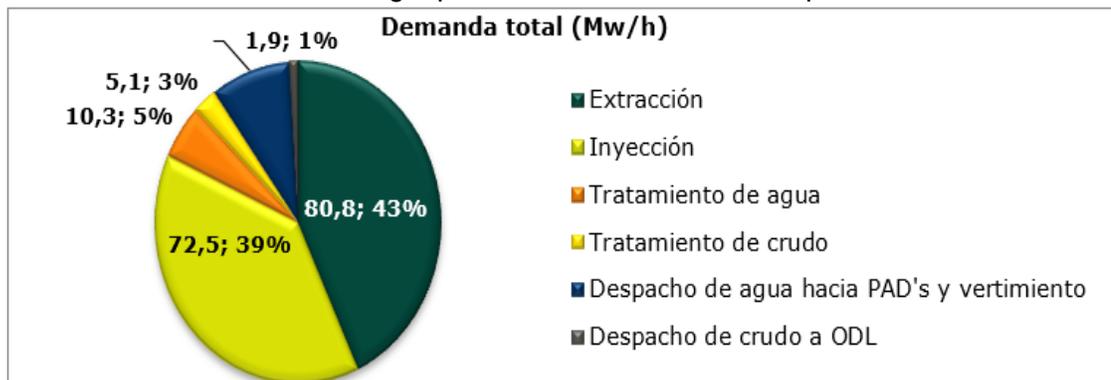


**Fuente:** ECOPETROL S.A. Departamento de Ingeniería Regional Oriente. 2018.

- **Monitoreo y control.** Los PAD's de inyección cuentan con sistemas de monitoreo en tiempo real acorde a ventanas de operación y guías de control, de tal manera que cuando se presente alguna desviación de los parámetros de operación, como presión temperatura o vibración, que salga de los límites permisibles se generan alertas para implementar acciones correctivas.
- **Consumo de energía.** Para poder extraer el fluido es necesario levantarlo desde el yacimiento y llevarlo hasta los sistemas de tratamiento, lo que representa un alto consumo de energía en las bombas; a esto se suma el consumo de energía requerido para la disposición del agua que se separa del crudo. Dadas las restricciones para verter el agua a cuerpos hídricos, la mayor parte de la producción de agua del campo es inyectada, por lo que el gasto energético del campo es alto.

En la **Gráfica 5**, se puede verificar que la actividad de inyección es uno de los factores que más influye en el consumo de la energía, con una demanda de 72.5 Mw/h, casi un 40% del total de los 187 Mw/h que consume todo el campo. Por lo cual la actividad de optimización de los sistemas de inyección juega un papel importante en la búsqueda de la sostenibilidad del activo.

**Gráfica 5.** Consumo de energía para las actividades en Campo Rubiales



**Fuente:** ECOPETROL S.A. Área de planeación eléctrica de Campo Rubiales. 2016.

En el año 2016, se emite un estudio por parte del área de ingeniería de subsuelo del Departamento Regional Oriente de Ecopetrol S.A. donde se calculó el consumo de energía de cada pozo inyector o de cada PAD usando la relación entre el caudal y la presión de inyección (**Ecuación 1**) y el consumo en KW (**Ecuación 2**)

**Ecuación 1.** Calculo de la potencia requerida

$$HP = \frac{Qf \cdot P}{58790 \cdot \eta(\text{mecanica}) \cdot \eta(\text{electrica})}$$

**Fuente:** ECOPETROL S.A. 2016.

Donde:

HP = Potencia expresada en Caballos

Qf = Caudal de fluido (BFPD)

P = Presión requerida para levantar el fluido a superficie (Psi)

$\eta$  = Eficiencia

KW = Potencia expresada en KiloWattss

**Ecuación 2.** Calculo de potencia en KiloWattss.

$$KW = 0.746 * HP$$

**Fuente:** ECOPETROL S.A. 2016.

Donde:

HP = Potencia expresada en Caballos

KW = Potencia expresada en KiloWattss

Posteriormente se realizó el análisis por PAD teniendo en cuenta la presión promedio de cada PAD y se identificó cual PAD es más o menos eficiente dependiendo del consumo de energía por cada barril inyectado. Para comparar la eficiencia de cada uno, se usó la metodología de utilidad multiatributo, la cual propone asignarle, para cada uno de los atributos, una utilidad de 0 a la alternativa que tenga el peor comportamiento en ese atributo y una utilidad de 1 a la que se comporte mejor. Para las demás alternativas la utilidad se obtiene a través de la **Ecuación 3.**

**Ecuación 3.** Cálculo de eficiencia de inyección.

$$U(x) = \frac{x - \text{Peor valor}}{\text{Mejor Valor} - \text{Peor Valor}}$$

**Fuente:** ECOPETROL S.A. 2016.

Los resultados de la evaluación utilizando la metodología de utilidad multiatributo son presentados en la **Tabla 11.**

**Tabla 11.** Consumo promedio por barril inyectado por cada PAD.

PAD	Qw (BWPD)	P prom (psi)	HP HID	MW	KWH/BI iny	Eficiencia de iny
A	443,912	1,582	11,949	13.4	0.723	0.00
B	315,944	1,465	7,875	8.8	0.669	0.14
C	325,750	1,194	6,618	7.4	0.545	0.46
D	349,758	1,563	9,297	10.4	0.714	0.02
E	484,349	742	6,115	6.8	0.339	1.00
F	915,534	1,014	15,793	17.7	0.463	0.68
G	334,244	868	4,936	5.5	0.396	0.85

**Fuente:** ECOPETROL S.A. Iniciativa de optimización- reducción de presión de inyección. Departamento de Ingeniería Regional Oriente. Abril de 2016.

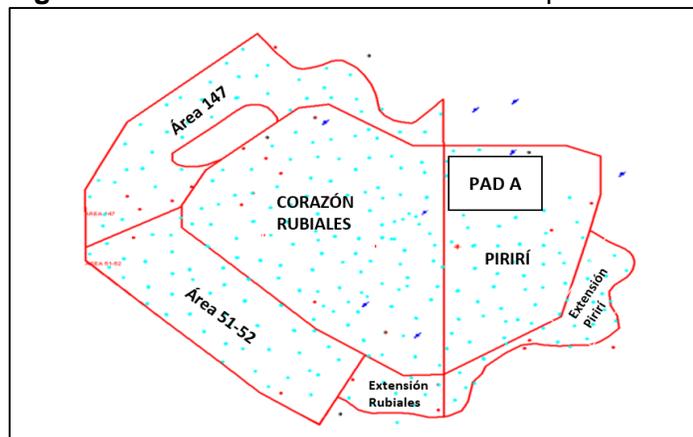
Este análisis permite identificar que los PAD's con la valoración de menor eficiencia son PAD A, B, C y D, donde PAD A, es aquel cuyo consumo de energía es casi el más alto de todo el sistema de inyección. Por esta razón, se estudiará en este trabajo las causas principales del consumo de energía en este PAD para proponer una alternativa de optimización de la inyección.

## 2.4. GENERALIDADES SOBRE EL PAD DE ESTUDIO

En esta sección, se presentan las características principales, funcionamiento, localización e historia del PAD A, el cual será objeto de estudio para su optimización. Adicionalmente, se exponen las principales características de los pozos ubicados en este, y que serán utilizadas en el capítulo de pruebas de presión y análisis nodal.

**2.4.1 Localización.** Como se observa en la **Figura 12**, El PAD A se encuentra localizado al Nor-este del Campo, en los límites de la zona Pirirí. Inicialmente, el área fue escogida por la buena continuidad en las unidades C1, intermedia y basales. Adicionalmente en estas últimas, se descartó la presencia de hidrocarburos. Sin embargo, en la actualidad se han abandonado varios pozos inyectoros perforados en C1 debido a que se prueba que las propiedades petrofísicas no son óptimas. El PAD A esta cercano a los PAD's E, F y G que presentan altos volúmenes de inyección.

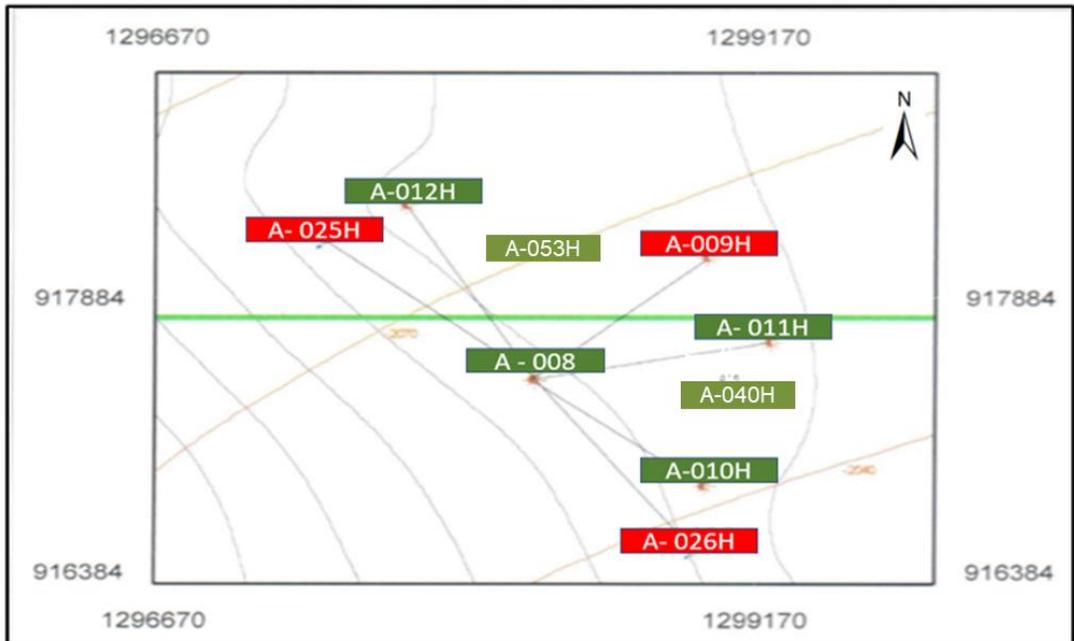
**Figura 12.** Localización del PAD A en mapa de áreas.



**Fuente:** ECOPETROL S.A. Modificado por los autores. 2018

La distribución de los pozos desde una vista aérea se puede observar en la **Figura 13**. Esta es importante para realizar pruebas de presión, especialmente pruebas de interferencia. Todos los pozos del PAD fueron perforados con orientación hacia el Nor-este, los pozos que se muestran en rojo son aquellos que fueron abandonados por falta de continuidad en las arenas de la unidad C1.

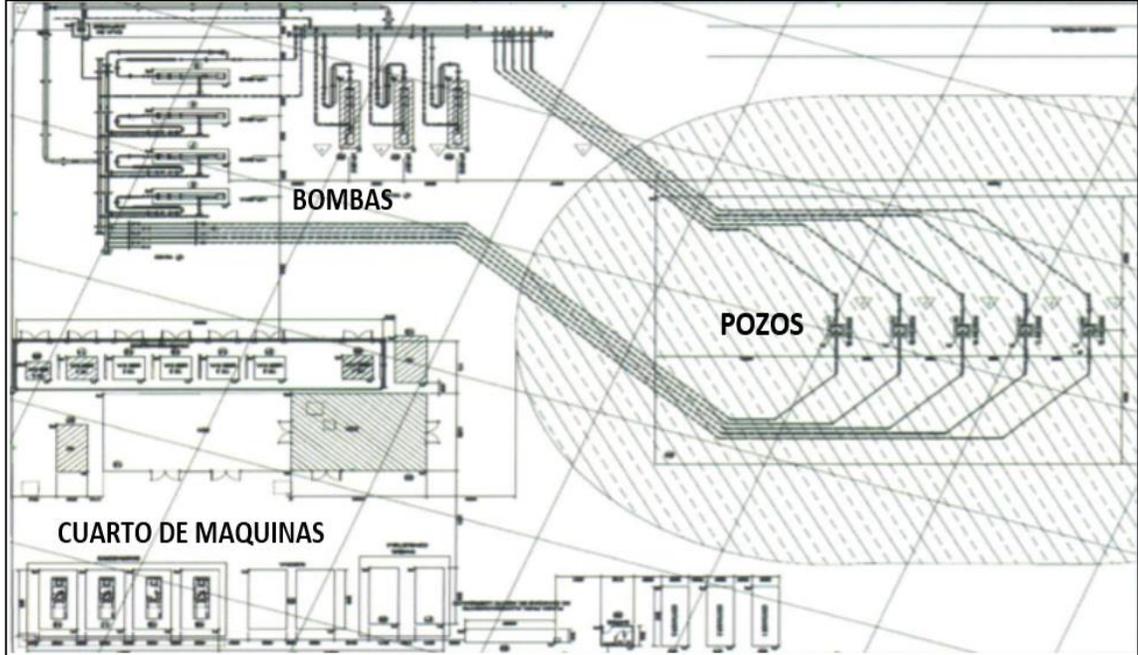
**Figura 13.** Vista aérea dirección de pozos PAD A.



**Fuente:** PACIFIC RUBIALES ENERGY- Metapetroleum. Departamento de Yacimientos. Análisis de Inyección en Campo Rubiales. 2008. p. 22.

**2.4.2 Funcionamiento.** El PAD A, recibe agua desde las piscinas 822 y 824, las cuales son alimentadas con el agua del CPF 1. El PAD A, actualmente cuenta con 12 bombas que toman el fluido proveniente de las piscinas y lo transmiten a los pozos inyectoros dispuestos en el PAD. La **Figura 14** muestra un diagrama del diseño base desde una vista de planta de un PAD de inyección.

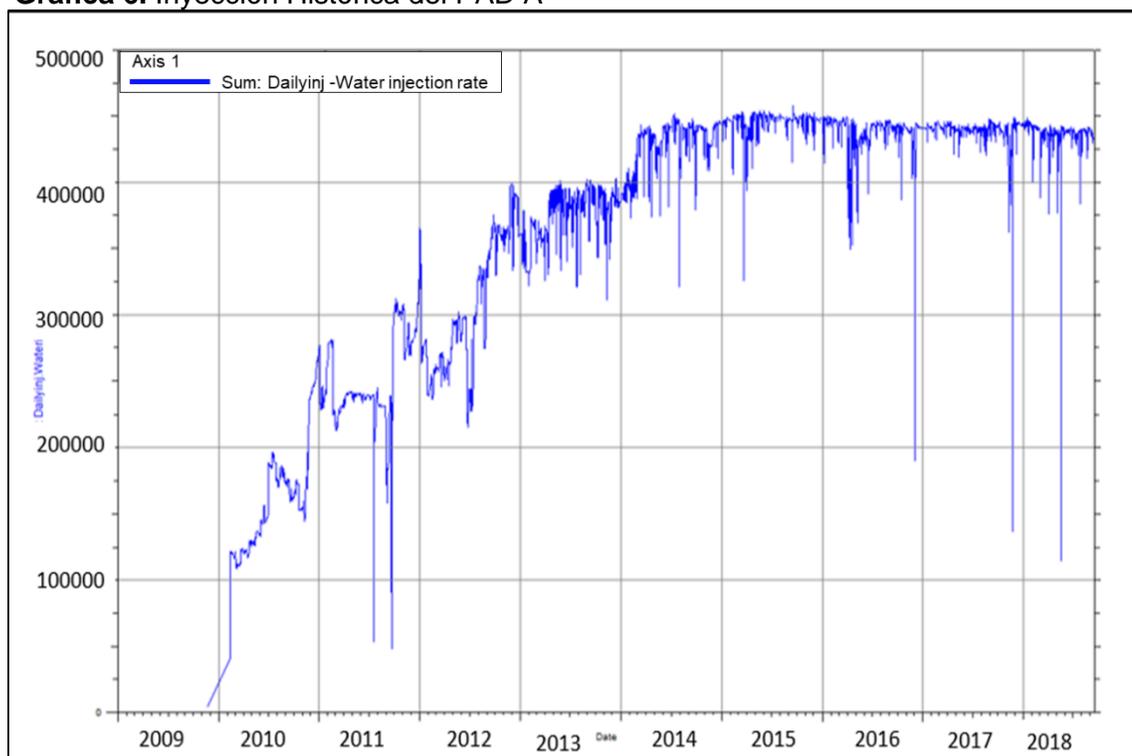
**Figura 14.** Configuración de superficie PAD A.



**Fuente:** PACIFIC RUBIALES ENERGY - Metapetroleum. Departamento de Yacimientos. Análisis de inyección en campo Rubiales, 2008. p. 24.

**2.4.3 Inyección.** La **Gráfica 6**, muestra el comportamiento de inyección de agua histórico para el PAD objeto de estudio, en esta grafica se puede observar que el caudal de inyección, después del año 2004, ha permanecido por encima de los 400.000 BWPD. Si bien es un caudal importante, es bajo comparado con los 915.000 BWPD que inyecta el PAD F. Además, se puede observar que este caudal ha tenido una disminución progresiva con el paso de los años desde el 2015.

**Gráfica 6. Inyección Histórica del PAD A**



**Fuente:** ECOPETROL S.A. Departamento de Ingeniería Regional Oriente. 2018.

En la **Tabla 12**, Se muestran las arenas donde inyecta cada pozo del PAD, así como los caudales y las presiones promedio actuales de cada uno de estos. Se observa que los tres pozos que están inactivos y abandonados, son aquellos que tenían como objetivo la inyección en C1.

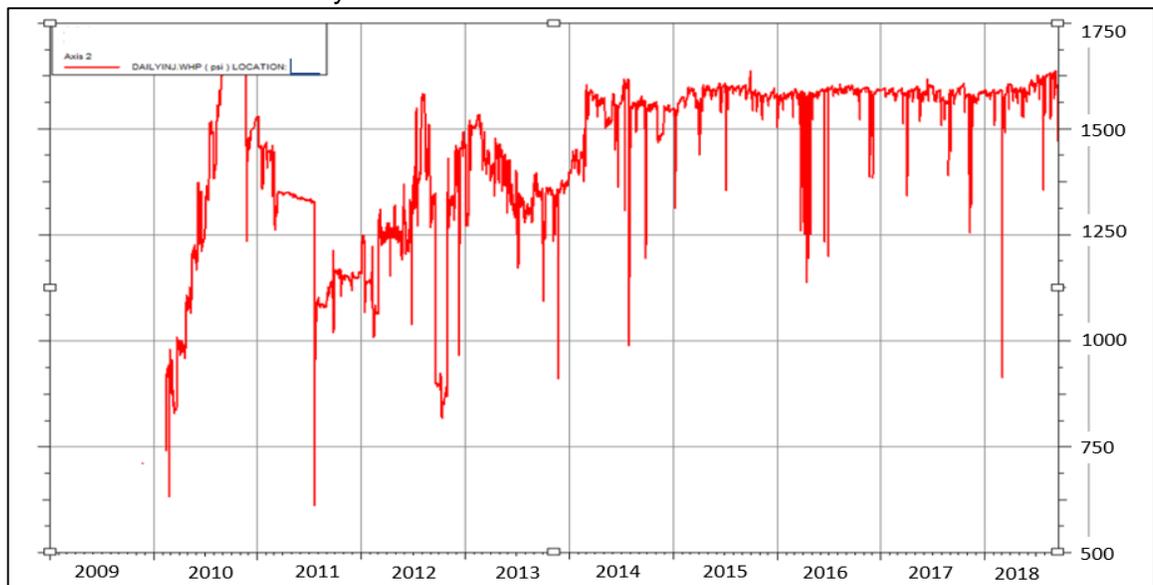
**Tabla 12.** Información de inyección pozos PAD A

Pozo	Arena Objetivo	Caudal de Inyección Actual (BWPD)	Presion de Inyeccion Actual (Psi)
A-008	C7	112,479	1,624
A-009H	C1	0	0
A-010H	C5	60,595	1,634
A-011H	C7	56,100	1,595
A-012H	C5	36,864	1,619
A-025H	C1	0	0
A-026H	C1	0	0
A - 040HST	C7	98,461	1,596
A- 053H	C7	71,094	1,594

**Fuente:** Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. Septiembre, 2018.

**2.4.4 Consumo de energía.** Como se estableció en la sección de consumo de energía general en el Campo, el estudio de eficiencia de cada uno de los PAD's, indica que el PAD A, es el más ineficiente del campo, a pesar de tener 6 pozos activos, no inyecta el mismo volumen de agua en comparación con los demás. En la **Gráfica 7**. Puede ser observado como las presiones promedio del PAD desde el año 2014 oscilan entre los 1400 y 1600 psi. Adicionalmente, la presión de inyección desde que el PAD fue perforado ha sido alta, teniendo valores superiores siempre a los 1000 psi. Estas presiones representan un alto gasto de energía a cambio de una tasa deficiente de inyección de agua. Por esta razón, es de suma importancia proponer alternativas de optimización que permitan reducir el consumo de energía del PAD y hacer el proceso más eficiente.

**Gráfica 7.** Presión de Inyección histórica del PAD A



**Fuente:** ECOPETROL S.A. Departamento de Ingeniería Regional Oriente. 2018.

**2.4.5 Pozos.** A continuación, se realiza un breve resumen de cada uno de los pozos que conforman el PAD A, se presentan, para cada uno de estos, datos importantes proporcionados por la empresa Ecopetrol S.A. que son usados en el capítulo de pruebas de presión y análisis nodal. Adicionalmente, en la sección de anexos se puede verificar el grafico de Hall para los pozos A-010H, A-011H y A-012H. De manera general, la configuración de los pozos activos del PAD se muestra a continuación:

**Tabla 13.** Resumen de configuración de los pozos del PAD A.

PAD	Verticales	Horizontales Liner de 4 1/2"	Horizontales liner de 7"	Total de pozos
A	1	5	0	6

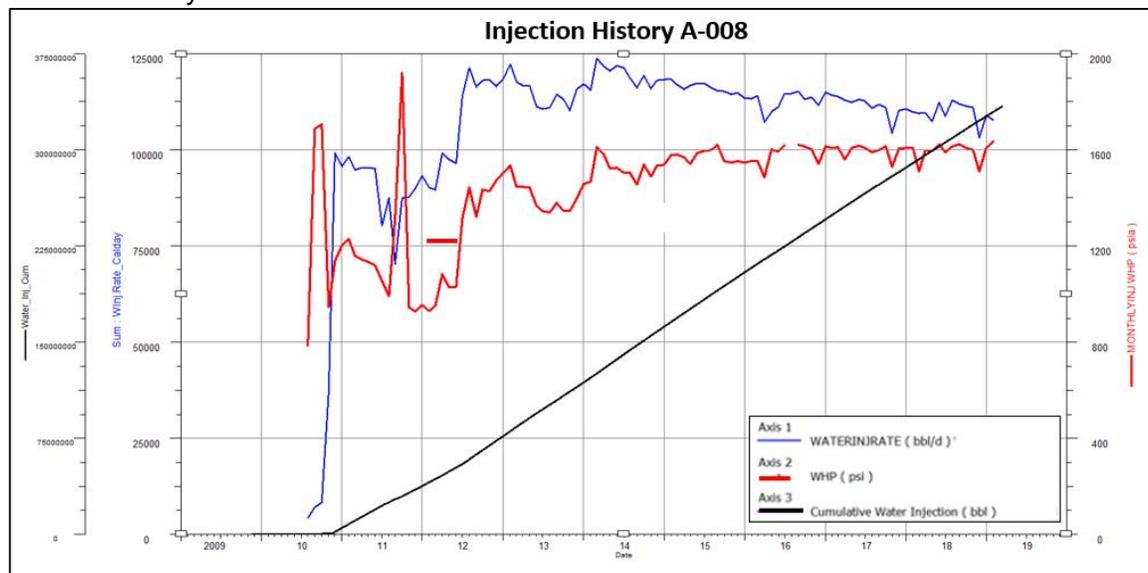
**Fuente:** Elaboración propia. Basado en: ECOPETROL S.A. 2018.

**2.4.5.1 Pozo inyector A - 008.** Pozo vertical perforado en Julio de 2009 y puesto en operación en Febrero de 2010. Tiene como objetivo inyectar en la unidad Areniscas Basales de la formación Carbonera. Tiene una elevación del terreno 544,2, pies, profundidad de 2835 pies TVD y 2276,6 pies TVDss. Fue completado con casing de 9 5/8" hasta 245 pies, casing de 7" grado N-80 con un diámetro interno de 6,276" y con un zapato a la altura de 2831 pies. Tiene un completamiento a hueco abierto con empaque de grava y una ventana en las profundidades de 2730 pies a 2770 pies, equivalente a 40 pies de un diámetro de 13". El tope del cemento se encuentra a 1881 pies y el tope del tapón del fondo es de 2785 pies.<sup>25</sup>

La inyección inicia con caudales de 96.000 BWPD y presiones de 700 psi, posteriormente se aumentan los caudales hasta 120.000 BWPD en promedio y presiones de 1400 psi, a partir del año 2014 se evidencia el inicio de una disminución progresiva del caudal acompañada de un aumento de presión hasta valores de 1600 psi. En general, se evidencia en la gráfica de inyección histórica que el caudal del pozo no tiene buenas respuestas pese a los incrementos de presión.

El pozo tuvo un mantenimiento en el año 2011 donde se retira la sarta de inyección. A la fecha inyecta en promedio 112.479 BWPD a 1624 psi y tiene un acumulado de inyección de 314.776.441 barriles de agua.

**Gráfica 8.** Inyección Histórica Pozo A-008



**Fuente:** ECOPEL S.A. Departamento de Ingeniería Regional Oriente. 2019.

<sup>25</sup> TORRES, Alexandra. Evaluación del sistema Pozo-Yacimiento para los inyectores de agua tipo disposal en el Campo Rubiales. Tesis de Grado. Fundación Universidad de América. 2012. p. 84.

**2.4.5.2 Pozo inyector A - 009H.** Pozo horizontal perforado en Septiembre de 2009 y puesto en operación en Agosto de 2010. Tiene como objetivo la inyección en la unidad C1 de la formación carbonera. Tiene 4608 pies MD, 2051 pies TVD. Completado con liner de 4 ½" con intervalo abierto entre 3078 pies y 4608 pies (1530 pies MD)<sup>26</sup>

Actualmente, el pozo se encuentra abandonado por la falta de continuidad en las arenas de la unidad C1. Se abandona con una inyección acumulada de 34.665.061 barriles de agua.

**2.4.5.3 Pozo inyector A - 010H.** Pozo horizontal perforado en Septiembre de 2009 y puesto en operación en Febrero del 2010. Tiene como objetivo la inyección en la unidad de arenas intermedias de la formación Carbonera. Elevación de la mesa rotaria de 560,80 pies, elevación del terreno de 544,20 pies, profundidad de 4668 pies MD y 2461 pies TVD. Completado con tubería de revestimiento de 9 5/8" hasta 244 pies, tubería de 7" N-80 y 23 lbs/ft hasta 3261 pies y liner ranurado de 4 ½" J55 y 11,6 lbs/ft colgado a 4660 pies. Los intervalos abiertos del liner ranurado son: desde 3075,44 pies hasta 3303,04 pies y desde 3468,49 pies hasta 4412,39 pies, en total tiene un intervalo abierto equivalente a 1171,5 pies.

Al iniciar operaciones, el pozo llegó a caudales de 33.000 BWPD con una presión promedio de 950 psi, posteriormente se aumenta el caudal hasta 42.000 BWPD con una presión promedio de 1500 psi estable por un tiempo considerable.<sup>27</sup>

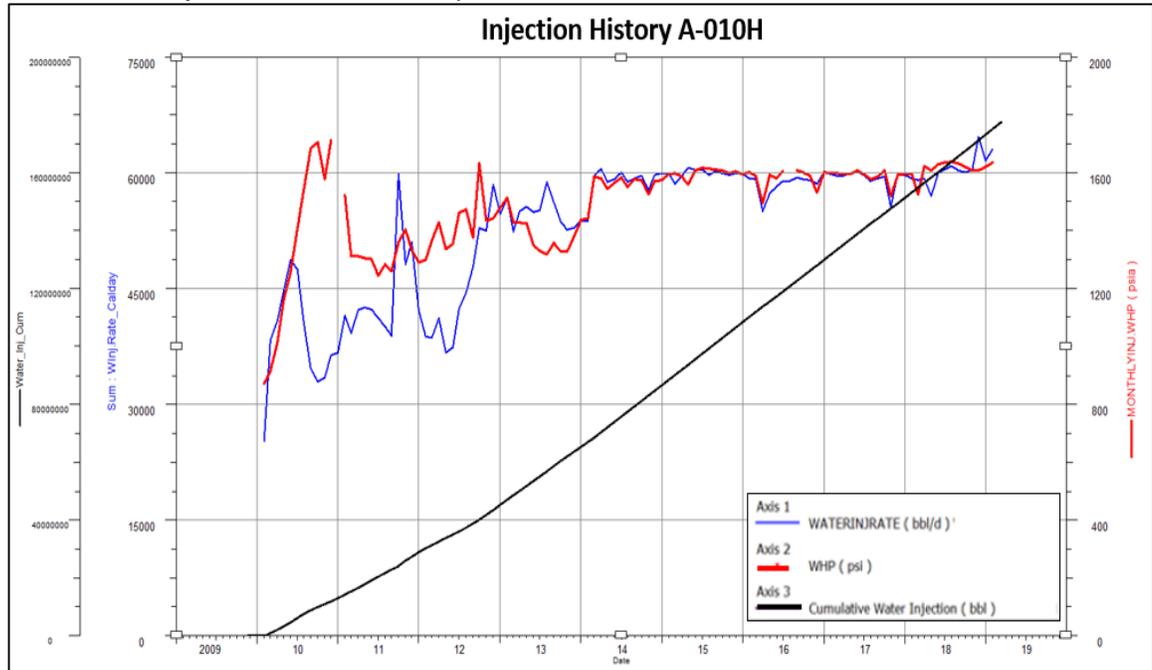
El pozo tuvo un mantenimiento en mayo del 2011, una estimulación con HF 7,5% usando coiled tubing, el cual fue poco efectivo, ya que el caudal aumento hasta los 41.500 BWPD pero rápidamente disminuyó a 22.000 BWPD. En la **Gráfica 9**, se observa como desde mediados del año 2014, el caudal se estabiliza en los 60.000 BWPD. El pozo actualmente inyecta en promedio 60.595 BWPD a 1634 PSI y tiene un acumulado de inyección de 166.789.372 barriles de agua.

---

<sup>26</sup> Ibid., p. 85

<sup>27</sup> Ibid., p. 86

**Gráfica 9.** Inyección histórica del pozo A – 010H



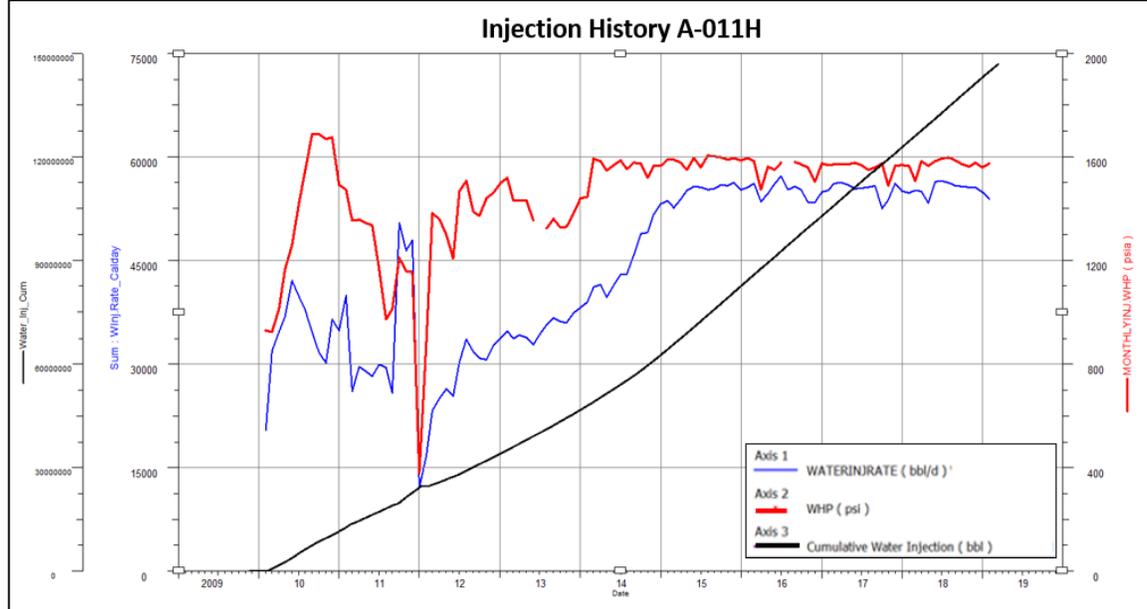
Fuente: ECOPEPETROL S.A. Departamento de Ingeniería Regional Oriente. 2019.

**2.4.5.4 Pozo inyector A - 011H.** Pozo horizontal perforado en Septiembre de 2009 y puesto en operación en Febrero de 2010. Tiene como objetivo la inyección en la unidad areniscas basales de la formación Carbonera. Tiene elevación de la mesa rotaria de 561,3 pies, elevación del terreno de 544,7 pies, longitud total de 5168 pies MD y 2725 pies TVD. Fue completado con revestimiento 9 5/8” hasta 225 pies, revestimiento de 7” hasta 3728 pies y liner de 4 1/2” J-55 de 11,6 lbs/ft colgado a 4435 pies. Los intervalos abiertos del liner ranurado van desde 3075,44 pies hasta 3303,04 pies y desde 3468,49 pies hasta 4412,39 pies equivalente a 1171,5 pies.<sup>28</sup>

En febrero de 2011 se realiza una intervención al pozo para retirar la sarta inyectora, lo cual mejora considerablemente la inyección hasta caudales por encima de los 50.000 BWPD como puede ser observado en la **Gráfica 10**. El pozo a la fecha inyecta en promedio 56.100 BWPD a 1591 PSI. Actualmente tiene un acumulado de inyección de 137.200.702 barriles de agua.

<sup>28</sup> Ibid., p. 87

**Gráfica 10.** Inyección histórica pozo A-011H



**Fuente:** ECOPEPETROL S.A. Departamento de Ingeniería Regional Oriente. 2019.

**2.4.5.5 Pozo inyector A - 012H.** Pozo horizontal perforado en Octubre de 2009 y puesto en operación en Junio de 2010. Tiene como objetivo la inyección en la unidad de arenas intermedias de la formación Carbonera. Tiene elevación de la mesa rotaria de 561,3 pies, elevación del terreno de 544,7 pies, longitud total de 5140 pies MD, 2494 pies TVD. Fue completado con revestimiento de 9 5/8" hasta 252 ft, revestimiento de 7" N-80 hasta 3536 pies, y liner de 4 1/2" J-55 de 11,6 lbs/ft, colgado desde los 3387 pies hasta los 5130 pies. Los intervalos abiertos del liner ranurado van de 3575,3 pies a 3851,49 pies, de 4057,89 pies a 4413,24 pies y de 4747,4 pies a 5107,74 pies, equivalente a 991,88 pies.

El pozo fue sometido a una estimulación acida en enero de 2011 y tuvo un acondicionamiento marzo del año 2011, donde se retiró la sarta de inyección. Sin embargo, en el comportamiento de inyección histórica, no se observa una mejoría en cuanto a caudales después de estas intervenciones.<sup>29</sup>

<sup>29</sup> Ibid., p. 88

**Gráfica 11.** Inyección Histórica del pozo A – 012H.



**Fuente:** ECOPETROL S.A. Departamento de Ingeniería Regional Oriente. 2019.

A la fecha inyecta en promedio 36.864 BWPD a 1619 PSI. Actualmente tiene un acumulado de inyección de 99.121.046 barriles de agua.

**2.4.5.6 Pozo inyector A - 025H.** Pozo horizontal, perforado diciembre de 2010 y puesto en operación en enero de 2012. Tenía como objetivo la inyección en la unidad C1 de la formación Carbonera. Tiene una longitud de 4974 pies MD y 2091 pies TVD, fue completado con liner ranurado de 4 ½” J-55 con sarta de inyección.

En febrero de 2013 se realiza prueba de inyektividad y limpieza de sedimentos en el liner, sin embargo el pozo se abandona por falta de continuidad en las arenas de C1. Se abandona con un acumulado de inyección de 8.297.525 barriles de agua.

**2.4.5.7 Pozo inyector A - 026H.** Pozo horizontal perforado en noviembre de 2010. Tenía como objetivo la inyección en la unidad C1 de la formación Carbonera. Su longitud total de 5035 pies MD y 2059,69 pies TVD. Fue completado con liner ranurado de 4½” J55 hasta 5016 pies. El intervalo perforado del liner ranurado fue de 3565 pies a 5015 pies (1450 ft)<sup>30</sup>.

Se realiza un workover en junio de 2012 para hacer un control de limpieza, en diciembre del mismo año se realiza un cañoneo, en febrero de 2013 se retira la sarta de inyección y finalmente en Septiembre de 2016 se abandona el pozo por falta de

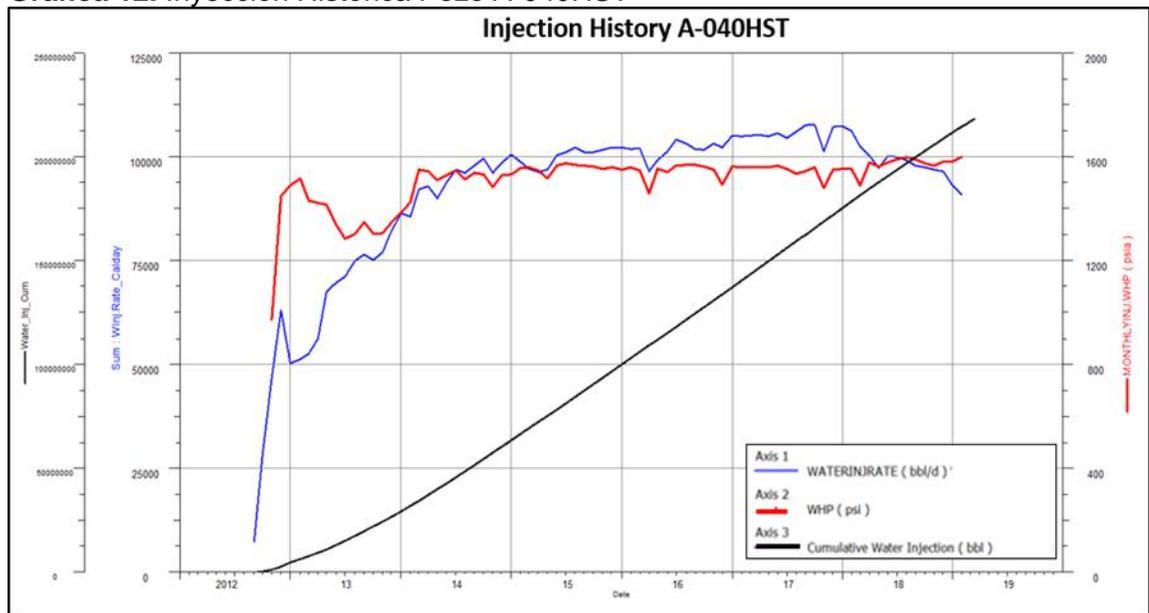
<sup>30</sup> Ibid., p. 90

continuidad en las arenas de C1 con un acumulado de inyección de 7.753.280 barriles de agua.

**2.4.5.8 Pozo inyector A - 040HST.** Pozo horizontal perforado en agosto de 2012. Tiene como objetivo la inyección en la unidad arenas basales de la formación Carbonera. Profundidad total de 6038 pies MD y 2697,99 pies TVD. Completado con casing de 13 3/8" hasta 811 pies, revestimiento de 9 5/8" hasta 2370 pies, liner de 7" colgado a 2193,64 pies hasta 4070 pies y liner ranurado de 4 1/2" colgado a 3904,51 pies. El intervalo abierto del liner es desde 2225,14 hasta 4067,70 pies.

El pozo no ha tenido intervenciones hasta la fecha, y se encuentra activo inyectando un promedio 98.461 BWPD a 1596 PSI. Tiene una inyección acumulada de 201.478.373 barriles de agua.

**Gráfica 12.** Inyección Histórica Pozo A-040HST

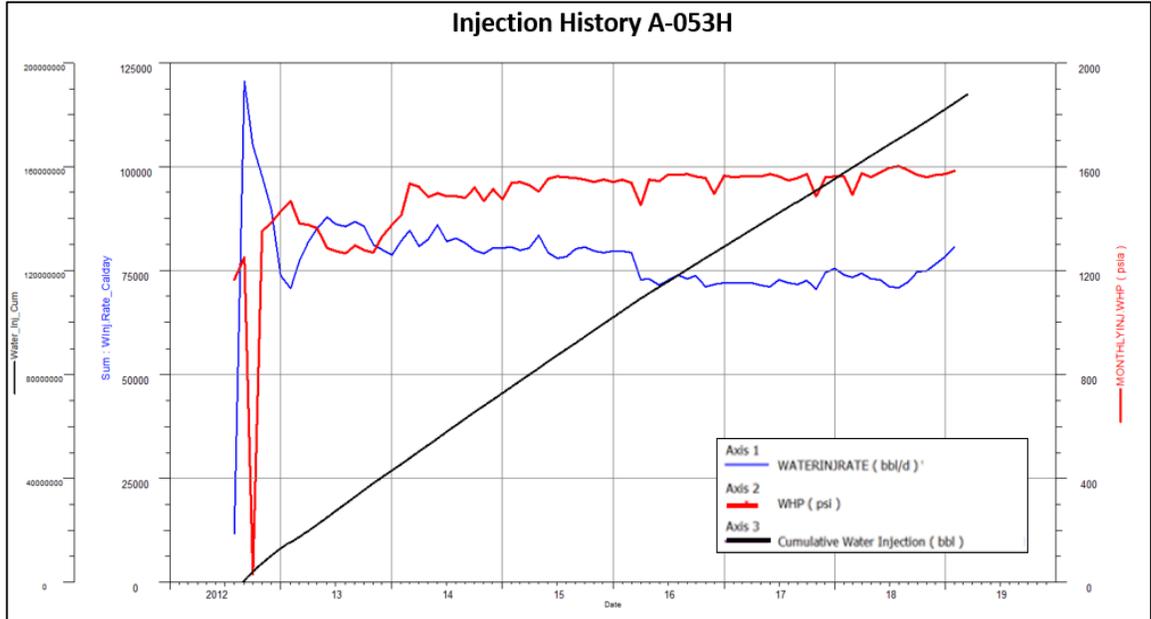


Fuente: ECOPEPETROL S.A. Departamento de Ingeniería Regional Oriente. 2019.

**2.4.5.9 Pozo inyector A-053H.** Pozo horizontal perforado en Julio de 2012. Tiene como objetivo la inyección en la unidad areniscas basales de la formación Carbonera. La elevación de la mesa es de 560,8 pies y del terreno de 544,6 pies. Tiene una profundidad total de 5762 pies MD y 2547,61 pies TVD. Fue completado con revestimiento de 9 5/8" hasta 2354 pies, liner de 7" colgado a 2197 pies hasta 3722 pies y liner de 4 1/2" J55 de 11,6 lbs/ft colgado a 3509,86 pies y hasta 5757 pies. El intervalo abierto del liner se encuentra entre 3725,44 y 5707,39 pies

El pozo no ha tenido ninguna intervención hasta la fecha, se encuentra activo inyectando un promedio de 71.094 BWPD a 1594 PSI. Tiene una inyección acumulada de 124.243.958 barriles de agua.

**Gráfica 13. Inyección Histórica Pozo A-053H**



**Fuente:** ECOPETROL S.A. Departamento de Ingeniería Regional Oriente. 2019.

### 3. ANALÍISIS DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN DEL PAD A DE CAMPO RUBIALES

En este capítulo se exponen los conceptos necesarios para el estudio de las pruebas de presión, enfocados en las pruebas Fall Off Test y su análisis. Finalmente se presenta el estudio de las pruebas de presión desarrollado para los pozos del PAD A mediante el software Pansystem y los resultados obtenidos para cada uno de los pozos que se analizaron.

#### 3.1 PRUEBAS DE PRESIÓN

Las pruebas de presión son un procedimiento que se realiza tanto en pozos de exploración como en pozos productores e inyectores. Estas consisten en adquirir datos de presión, caudal y muestras de fluido en el pozo, bajo ciertos parámetros que ya han sido diseñados para la prueba, y mediante el uso de la ecuación de difusividad analizar la relación entre las tasas de flujo vs datos de presión en función del tiempo.

El análisis de estas pruebas de presión tiene como objetivo obtener propiedades del pozo como el índice de productividad, la capacidad de flujo de la formación, permeabilidad, características de los fluidos de formación y del yacimiento, comunicación entre pozos, límites del yacimiento, daño de formación, entre otros. Dependiendo del objeto de estudio, se varían tanto los equipos a usar como los procedimientos de la prueba.

La duración de las pruebas puede ser de minutos, horas, días o meses, lo cual se ve representado en la validez de los parámetros determinados en el análisis de la misma y el radio evaluado. Esto quiere decir que, así como se puede llegar a evaluar solo unos cuantos pies de la formación, también se puede abarcar completamente el área de drenaje del pozo incluyendo sus límites.

**3.1.1 Ejecución de las pruebas.** Es importante conocer que antes de realizar cualquier tipo de procedimiento en una prueba de presión, existen ciertos parámetros que deben ser estudiados. Entre dichos factores a tener en cuenta según el libro de Introducción al análisis y diseño de pruebas de presión según Da Prat<sup>31</sup> (2012), se encuentran:

- Costos y valor de la información
- Tiempo de prueba y objetivos de evaluación
- Experticia en pruebas de pozos y análisis de datos

---

<sup>31</sup> DA PRAT, Giovanni. Introducción al Análisis y Diseño de Pruebas de Presión. Giovanni Da Prat & Asociados, 2012. p. 12.

- Toma de muestras (superficie o fondo)
- Disponibilidad de tecnología de pruebas en sitio
- Diseño de la prueba

Cabe destacar que en ciertos casos es preferible abandonar la idea de realización de la prueba si tanto las condiciones del campo, como las restricciones de equipo y procedimientos, no aseguran el éxito de la operación.

**3.1.2 Clasificación de las pruebas de presión.** Las pruebas de presión obtienen su clasificación dependiendo de donde se realiza la prueba y donde se adquieren los datos, estas se pueden clasificar de la siguiente forma:

**3.1.2.1 Prueba de pozo simple (Sencilla).** Es aquella prueba en la que se cambia la tasa de flujo en un pozo y la respuesta en la variación de presión es representativa en el mismo.

**3.1.2.2 Prueba de pozo múltiple.** Es aquella prueba en la que la variación de caudal o tasa de flujo se realiza en un pozo distinto al que se vera la respuesta en la variación de presión. Generalmente se utilizan para determinar la comunicación entre pozos.

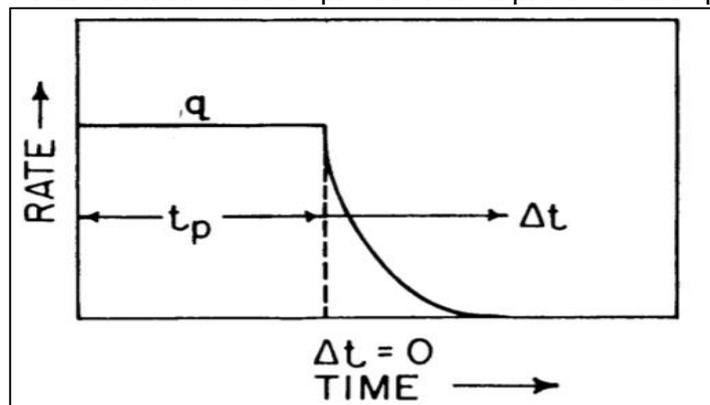
**3.1.3 Tipos de pruebas de presión.** En la industria existen varios tipos de pruebas de presión que se clasifican según el objetivo a desarrollar y según el tipo de pozo al cual se le va a realizar. A continuación, se mencionan algunos tipos los cuales son descritos por Lee (1982)<sup>32</sup> de la siguiente forma:

**3.1.3.1 Build Up Test.** Conocida como la prueba de restauración de presión, es una de las pruebas más frecuentes que se realizan en los campos petroleros. Esta consiste en hacer que los pozos fluyan a un caudal estable durante un periodo de tiempo para posteriormente cerrarlos. La **Gráfica 14**, describe el historial de producción al momento de tomar una prueba Build Up e identifica claramente su periodo de flujo y periodo de cierre.

---

<sup>32</sup> LEE, John. Well Testing. SPE Textbook Series Vol. 1. 1982. 159 p.

**Gráfica 14.** Historial de producción en prueba Build Up



**Fuente:** LEE, Jhon. Well Testing. p. 24. 1982.

Este tipo de prueba mide la presión de restauración al momento del cierre del pozo. Entre mayor sea su periodo de cierre es posible asumir que la presión de restauración registrada en fondo se aproxima al valor de presión inicial o actual del yacimiento. Esto se representa mediante la **Ecuación 4**, en la que se describe que la presión de fondo a un tiempo dado puede ser cercana a la presión estática del yacimiento.

**Ecuación 4.** Presión de yacimiento en un Build Up

$$P \cdot \Delta t \leq P_e$$

**Fuente:** LEE, Jhon. Well Testing. 1982.

Dónde:

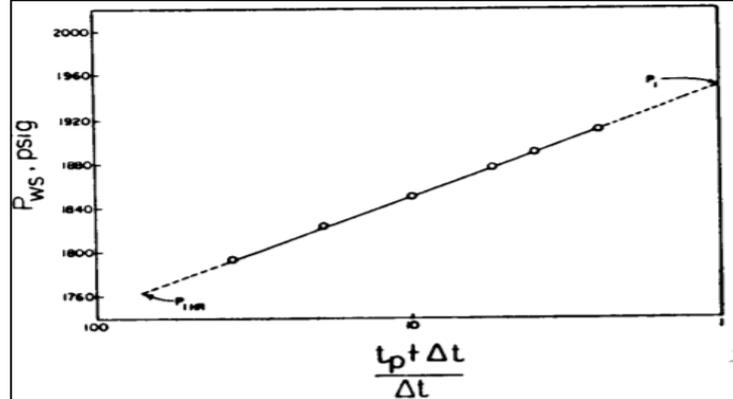
$P$  = Presión de durante la prueba (Psi)

$\Delta t$  = Tiempo de cierre del pozo (horas)

$P_e$  = Presión actual del yacimiento (Psi)

Teniendo en cuenta un yacimiento de acción infinita, el comportamiento ideal de la prueba de presión cuando se cierra el pozo, es que esta vaya escalonando su valor de manera ascendente representando una recta como se muestra en la **Gráfica 15**.

**Gráfica 15.** Historial de presión ideal en prueba Build Up



Fuente: LEE, Jhon. Well Testing. p.25. 1982.

Otros de los parámetros que se pueden calcular mediante la aplicación de las pruebas Build Up, son: la permeabilidad promedio del yacimiento, la presencia de daño de formación y su cuantificación, estimar la geometría del yacimiento y finalmente como se expuso anteriormente, el encontrar la presión promedio del yacimiento. Utilizando la pendiente de la curva, la permeabilidad de la formación es obtenida de la **Ecuación 5**.

**Ecuación 5.** Calculo de la permeabilidad en Build up Test

$$k = 162.6 \frac{qB\mu}{mh}$$

Fuente: LEE, Jhon. Well Testing. p.23. 1982

Donde:

q= Caudal (BPD)

B=Factor volumétrico del fluido

$\mu$ = Viscosidad del fluido (cP)

m= pendiente de la curva Build Up

h= espesor de la formación (ft)

Con la extrapolación de la curva Build up a una hora, se puede obtener el factor de daño mediante la **Ecuación 6**.

**Ecuación 6.** Calculo del Daño (S) en Build Up Test

$$S = 1.151 \left[ \frac{(p_{1h} - p_{wf})}{m} - \log \left( \frac{k}{\phi \mu C_t r_w^2} \right) + 3.23 \right]$$

Fuente: LEE, Jhon. Well Testing. p.23. 1982

Donde:

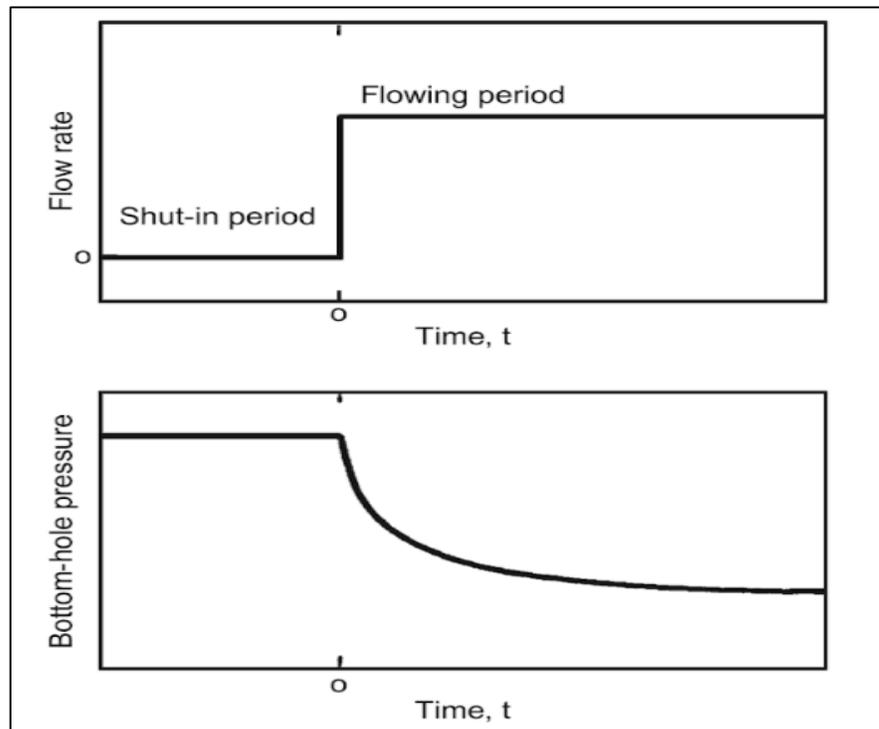
P1hr= Presión de la gráfica Build Up a 1 hora (psi)

Pwf= Presión en fondo fluente (psi)

$m$  = pendiente de la gráfica Build up  
 $k$  = permeabilidad (mD)  
 $C_t$  = Compresibilidad total (1/psi)  
 $r_w$  = radio del pozo (pies)

**3.1.3.2 Draw Down Test.** También conocida como prueba de reducción, caída o arrastre de presión, es otra de las pruebas aplicadas a los pozos productores. Básicamente consiste en abrir el pozo a producción con caudal constante, después de haber estado en un periodo de cierre por un tiempo determinado. La **Gráfica 16**, en la parte superior muestra el historial de producción en una prueba de Draw Down, y en la parte inferior el comportamiento normal de la caída de presión para su análisis.

**Gráfica 16.** Historial de Producción y Presión en una prueba Draw Down



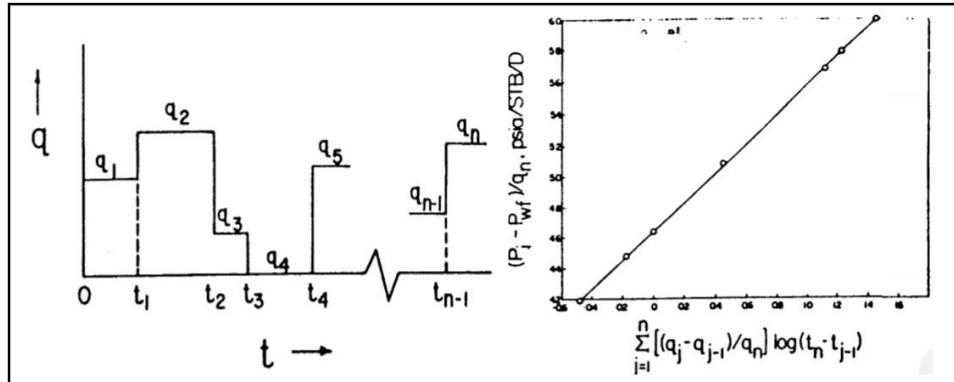
Fuente: AHMED, Tarek. Reservoir Engeneering Handbook. 2019.

Esta prueba permite calcular variables como la permeabilidad promedio de la formación, la constante de almacenamiento, el área de drenaje, el cálculo de reservas, daño de formación, entre otros.

**3.1.3.3 Pruebas de tasa de flujo múltiple.** También conocida como prueba multi-tasa, consiste en dejar fluir el pozo a distintos caudales y registrar las presiones tanto de fondo fluyente como de cierre durante la prueba. En estas pruebas se busca identificar las condiciones óptimas de producción, mediante el

uso de análisis nodal y el índice de productividad. La **Gráfica 17**, muestra el historial de producción exhibido en las pruebas multi-tasa, junto con la variación de presión.

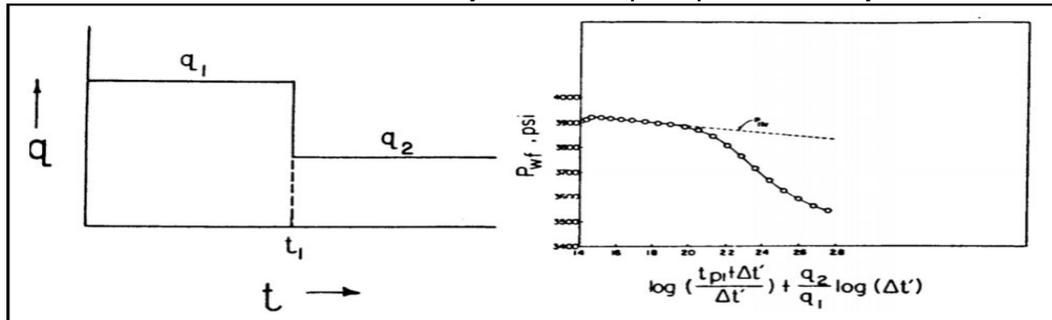
**Gráfica 17.** Historial de Producción y Presión en una prueba multi-tasa



Fuente: LEE, Jhon. Well Testing p. 54 y p. 6. 1982.

**3.1.3.4 Pruebas de flujo de dos tasas.** Esta prueba consiste en medir la presión a un caudal constante, antes de generar una variación en la tasa de flujo, por un periodo de tiempo. Generalmente se usa para pozos que tienen pruebas erróneas de restauración de presión o que el cierre de su producción no se hace viable (pozos de flujo natural). También se puede usar para la identificación de casing roto o comunicaciones. La **Gráfica 18** representa el historial de producción típico para este tipo de prueba, acompañado por el historial de presiones.

**Gráfica 18.** Historial de Producción y Presiones para prueba de flujo de dos tasas



Fuente: LEE, Jhon. Well Testing p. 54 y p.58. 1982.

**3.1.3.5 Pruebas de interferencia.** Es un tipo de prueba de pozo múltiple que involucra por lo menos dos pozos (interferencia áreal) o dos intervalos o capas en un mismo pozo (interferencia vertical).

Según Da Prat <sup>33</sup>, la prueba de interferencia considera dos pozos uno denominado “el activo” y otro “el observador”. La idea es inducir un cambio en el perfil actual de

<sup>33</sup> DAPRAT. Op. cit., p. 14.

presiones en el yacimiento, que se logra alterando la condición actual del pozo activo. El cambio de presión en la formación se registra en el pozo observador, y del análisis de los datos se deriva la información de evaluación.

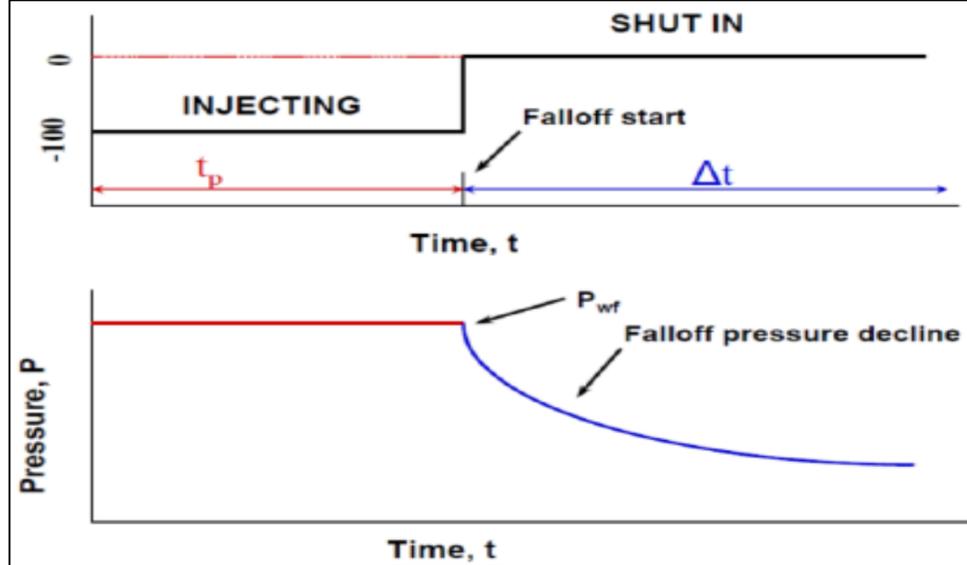
Como resultado de estas pruebas, se busca inferir la continuidad de la formación entre pozos, estimar la anisotropía, determinar la permeabilidad vertical y determinar el producto de la porosidad y la compresibilidad total. Sin embargo, este tipo de prueba requiere de tiempos largos de respuesta, lo cual se traduce en aumento de costos, lo cual se puede contrarrestar con la instalación de sensores permanentes.

**3.1.3.6 Drill Stem Test.** Es una prueba en la que se usan herramientas especiales ensambladas al final de la sarta de perforación. Esta se realiza solo en pozos nuevos y necesita del taladro in situ. Consiste en abrir el pozo por medio de una válvula ubicada en fondo y permitir el flujo de fluidos hasta superficie, obteniendo así una muestra del mismo.

Este tipo de prueba se usa para evaluar el potencial de producción de arenas particulares, la presión y características del yacimiento. También permite saber si el pozo puede producir hidrocarburos de manera comercial y cumpliendo los parámetros económicos.

**3.1.3.7 Fall Off Test.** También conocida como prueba de disipación en pozos inyectores. Consiste en evaluar la presión respecto al tiempo en dos periodos de flujo: uno en el que se inyecta a un caudal constante y otro en el que no hay flujo. La **Gráfica 19**, muestra un comportamiento típico de la presión y el caudal vs el tiempo en una prueba Fall Off, y la respuesta esperada en cada periodo. El análisis de este tipo de pruebas, se realiza de manera similar al análisis del periodo de cierre de un pozo productor, con la diferencia que en la prueba Fall off, la presión decrece con el paso del tiempo.

**Gráfica 19.** Historial de presión y producción para prueba Fall Off Test.



**Fuente:** ZARROUK, J. Sadiq. Injection Falloff Test Plotting Curve using single injection rate. [En línea] <[https://www.researchgate.net/figure/Injection-Falloff-Test-Plotting-Curve-using-single-injectionrate\\_fig9\\_269395854](https://www.researchgate.net/figure/Injection-Falloff-Test-Plotting-Curve-using-single-injectionrate_fig9_269395854)>. 2013.

El análisis de este tipo de pruebas, permite determinar una variedad de parámetros como lo son la identificación de fracturas y presiones de fractura, determinar las condiciones del yacimiento en las cercanías del pozo inyector como permeabilidades efectivas, transmisibilidad, daño de formación, presión estática y fluyente del yacimiento, entre otros. Para determinar estos parámetros, se hace importante conocer el comportamiento de los fluidos, ya que, si la razón de movilidad entre fluidos inyectados y del yacimiento es cercana a 1, el análisis se podría realizar considerando el comportamiento como un único fluido en el yacimiento.

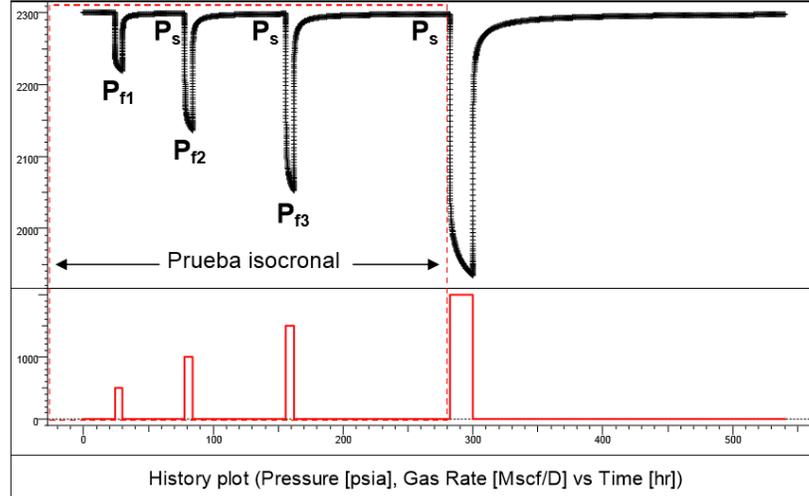
Dependiendo de las características del yacimiento, y de los objetivos de la prueba, estas pueden tener una duración de pocas horas o varios días. Usualmente se corren pruebas con largas duraciones para delimitar el yacimiento, estimar condiciones de frontera, estimar radio de drenaje del pozo, forma y tamaño del yacimiento.

**3.1.3.8 Pruebas isócronas.** Son pruebas realizadas especialmente en yacimientos de gas, donde se realizan aperturas y cierres de igual duración, hasta alcanzar la presión de yacimiento.<sup>34</sup> Dependiendo del yacimiento, suelen tener larga duración. La **Gráfica 20** ilustra un ejemplo de este tipo de prueba.

---

<sup>34</sup> DA PRAT. Op. cit., p. 189.

**Gráfica 20.** Prueba tipo Isócrona



**Fuente.** DA PRAT, Giovanni. Análisis y diseño de pruebas de presión. p. 189. 2005.

## 3.2 MÉTODOS DE ANÁLISIS

A continuación, se realiza una breve descripción de los métodos más usados en la industria para el análisis de pruebas de presión, y como a partir de cada uno, el simulador obtiene los parámetros de yacimiento.

**3.2.1 Derivativa de curva de presión y análisis log-log.** El concepto de la presión derivativa hace su aparición comercial en el año 1986. Esta se define como el cambio de la presión con respecto al logaritmo del tiempo de fluencia<sup>35</sup>. La derivativa de la presión constituye una herramienta muy útil en la identificación de modelos y regímenes de flujo cuando se hace un análisis de pruebas de presión, ya que el patrón que sigue esta curva inicialmente muestra información cualitativa sobre el daño del pozo, la permeabilidad y el almacenamiento. Por tanto, un análisis más exhaustivo de la curva donde se identifiquen los distintos regímenes de flujo, puede brindar información cuantitativa sobre diferentes propiedades petrofísicas del yacimiento, límites, y configuración de pozo. De forma adimensional, la derivativa de la presión se presenta mediante la siguiente ecuación.

**Ecuación 7.** Forma adimensional de la derivativa de la curva de presión.

$$P_D = \frac{1}{2} [\ln t_D + 0.80907]$$

**Fuente:** ESCOBAR M, Freddy. Análisis moderno de presiones de pozos. 2003.

<sup>35</sup>DAPRAT. Op. cit., p. 44.

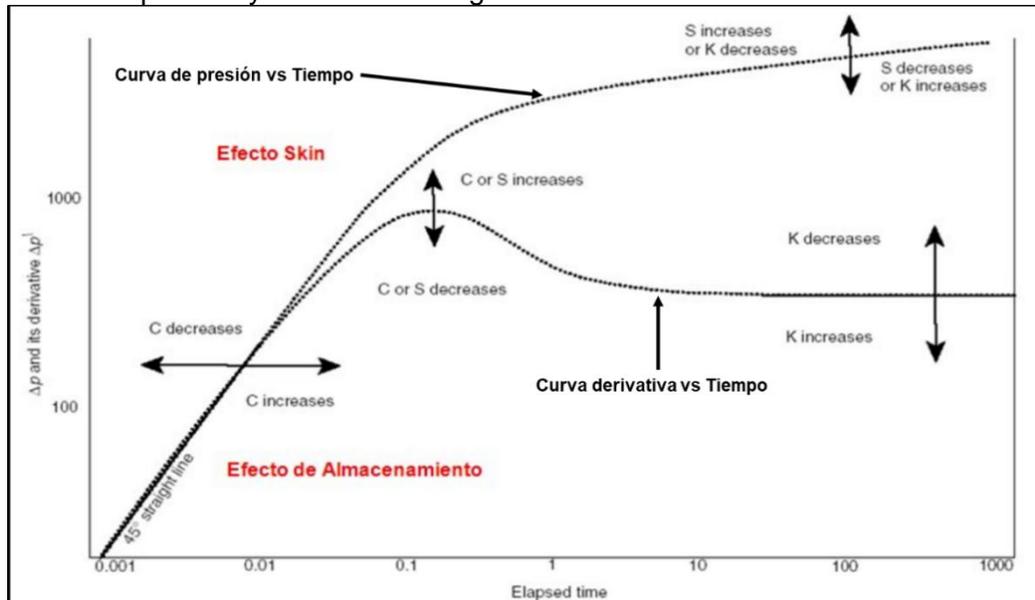
Donde:

$P_D$ = Presión adimensional

$T_D$ = Tiempo adimensional

En la **Gráfica 21**, se muestran las curvas de la presión y derivativa en un plano log-log, donde se observa el comportamiento que estas exhiben para un yacimiento homogéneo. Sin embargo, se debe tener en cuenta que en las pruebas reales de pozos la derivativa y su función de presión tomarán formas y características diferentes, dependiendo la geometría del pozo y del yacimiento. Adicionalmente, en la gráfica se muestran las tendencias de cambio de la curva en caso de presentar almacenamiento, daño y permeabilidad.

**Gráfica 21.** Análisis de datos a tiempos tempranos, Función de presión y derivativa para un yacimiento homogéneo e infinito



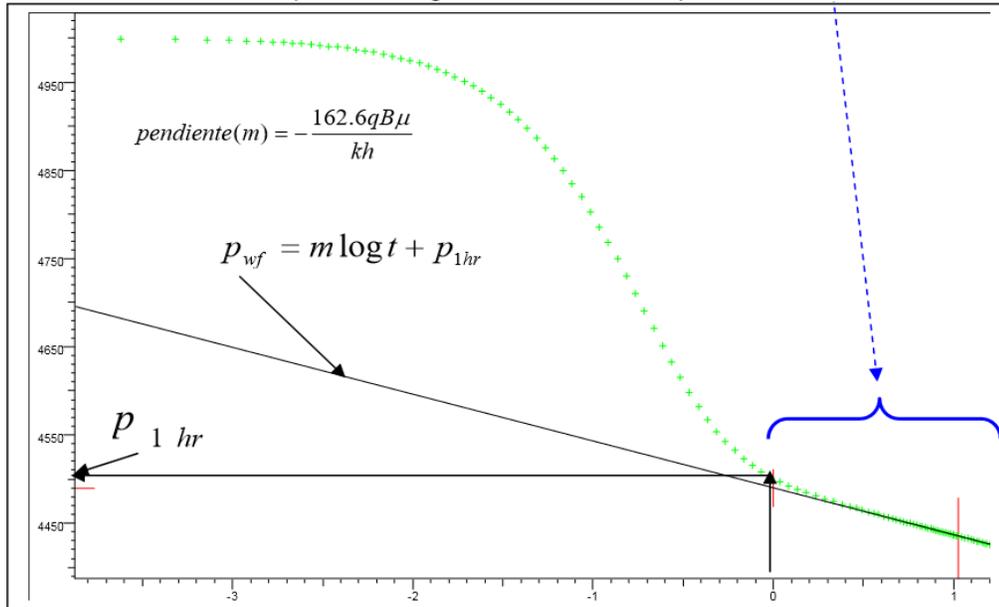
**Fuente:** HERNANDEZ, Lucia y CRISTANCHO Luz, Análisis de las pruebas de presión en yacimientos. [En línea] Recuperado de: <http://yaci2-unellez lc.blog spot.com/2015/02/pruebas-de-presion.html>. 2015.

Una de las ventajas que exhibe el análisis mediante la gráfica log-log frente a otros métodos es que este puede caracterizar de una mejor manera y más fácilmente el periodo de almacenaje del pozo, el cual es de suprema importancia para las pruebas donde se hace un cierre en superficie y del cual se hablará en las siguientes secciones.

**3.2.2 Análisis semi-log o método de Horner.** El método fue adaptado y aplicado exitosamente a pruebas tanto de declinación como de restauración de presión. En este se ignoran los periodos de flujo constantes y se grafica la presión en fondo del pozo cerrado en función a una relación logarítmica de tasas de tiempo que incluye el tiempo de inyección o producción previo. Lo anterior está representado con una

gráfica de  $P_{ws}$  vs  $\log((t+\Delta t)/\Delta t)$  en una escala semi-log.<sup>36</sup> En este método, cuando se tienen condiciones ideales, la presión de yacimiento se manifiesta mediante una línea recta, y a partir de la identificación de esta es que se obtienen los distintos parámetros de yacimiento. La **Gráfica 22**, muestra un ejemplo de una gráfica semi-log en el cual se identifica y se extrapola la pendiente.

**Gráfica 22.** Gráfica tipo semi-log: identificación de pendiente.



**Fuente:** DA PRAT, Giovanni. Análisis y diseño de pruebas de presión. p. 78. 2005.

Este análisis, a pesar de considerarse básico a realizar en las pruebas de presión, presenta ciertos limitantes, que hacen que para este estudio, sea utilizado como método de verificación o validación del análisis log-log, más que como método principal. La limitación es que el almacenamiento de pozo y el daño, dependiendo de su magnitud, pueden afectar de forma severa los valores de los datos de presión y, por lo tanto, se torna ambigua la identificación de la línea recta en gráfica Semi-log.<sup>37</sup> Si se presenta esta condición, existirá incertidumbre en la determinación de parámetros de yacimiento. Adicionalmente es un método que es más aplicado en pozos hidráulicamente fracturados al igual que la gráfica cartesiana.

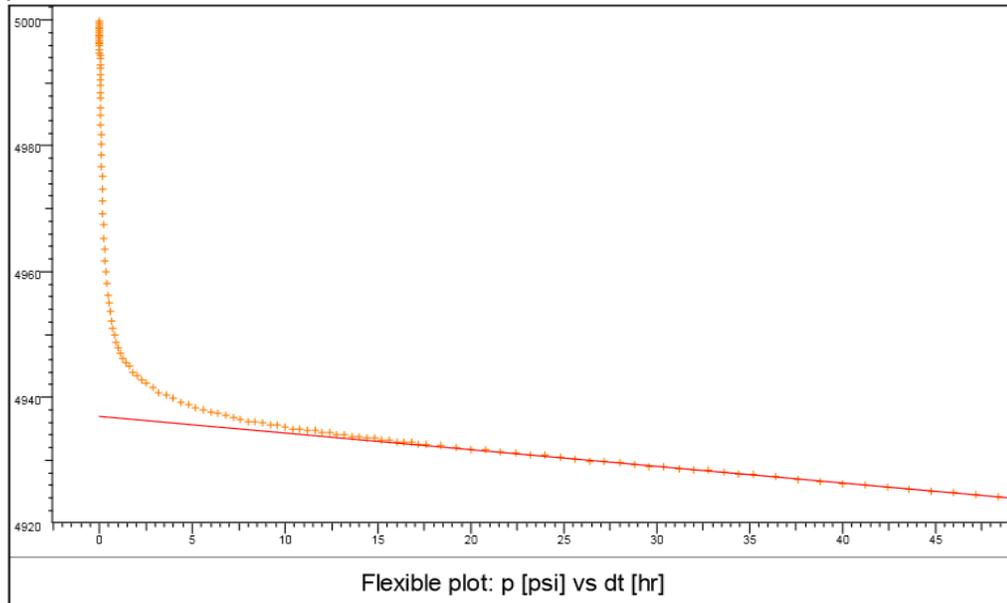
**3.2.3 Análisis en gráfica cartesiana.** En este método se grafica la presión en función de la raíz cuadrada del tiempo de fluencia en una escala cartesiana como puede ser observado en la **Gráfica 23**. En esta se identifica comúnmente una tendencia lineal de la presión. El determinar la pendiente de esta línea permite al

<sup>36</sup> Ibid., p. 78.

<sup>37</sup> Ibid., p. 81.

software evaluar los distintos parámetros del reservorio. Sin embargo, este método solo será usado en este estudio como método de verificación de los análisis hechos en la gráfica log-log.

**Gráfica 23.** Gráfica tipo cartesiano: tendencia tipo línea recta de los datos de presión.



**Fuente:** DA PRAT, Giovanni. Análisis y diseño de pruebas de presión. p. 259. 2005.

### 3.3 CONSIDERACIONES PARA LA EJECUCIÓN DE LA PRUEBA

A continuación, se exponen las características más importantes a tener en cuenta para el análisis de las pruebas de presión.

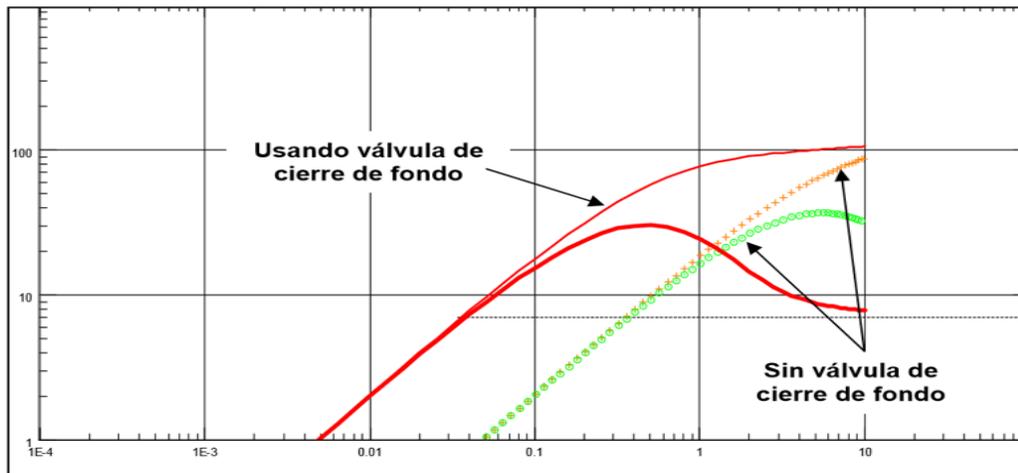
**3.3.1 Sensores de presión.** Estas herramientas constituyen una de las partes más importantes de la prueba, ya que son aquellas que recolectan la información de la presión y el tiempo que posteriormente será exportada al software para su análisis. Por esta razón, en el diseño de la prueba se debe tener en cuenta y sugerir el tipo de sensor de presión, que se considera ideal para lograr los objetivos de evaluación.

**3.3.2 Cierre del pozo en fondo.** Un tipo ideal de prueba de presión, es aquella donde se puede realizar un cierre del pozo en el fondo cerca a los intervalos de interés usando herramientas mecánicas. Sin embargo, en muchas ocasiones estas operaciones son difíciles y costosas por lo cual se decide realizar el cierre del pozo en superficie. Esto tiene una consecuencia sobre la prueba de presión al aumentar el llamado “efecto de almacenamiento” en el pozo. Cerrar el pozo en fondo puede reducir, más nunca eliminar por completo este efecto ya que, por ejemplo, en

formaciones de grandes espesores o con fracturas hidráulicas, el almacenamiento puede prevalecer.

En la **Gráfica 24**, se puede apreciar el efecto que tiene en la prueba, el uso de una válvula de cierre de fondo frente a una prueba donde no se usó. Para ilustrar esto, se utiliza una gráfica de diagnóstico tipo log-log. Cuando se hace un cierre en superficie, el disturbio de presión tarda más en llegar por lo que tardara más en alcanzar los límites del yacimiento, y teniendo en cuenta que por cuestiones económicas las pruebas usualmente duran pocas horas, se proporciona muy poca información acerca del yacimiento. Este efecto puede también enmascarar repuestas importantes a tiempos tempranos que sirven para caracterizar aspectos cercanos al pozo como lo son la penetración parcial o el radio de daño finito. En algunos pozos probados sin cierre en fondo, los efectos de almacenamiento pueden durar varios días.

**Gráfica 24.** Efecto de válvula de cierre de fondo



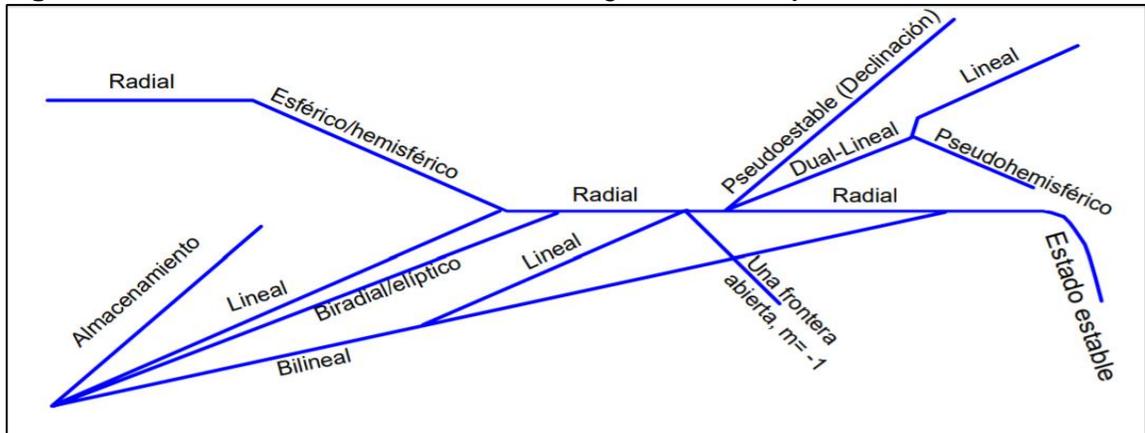
**Fuente:** DA PRAT, Giovanni. Análisis y diseño de pruebas de presión. p. 251. 2005.

**3.3.3 Regímenes de flujo.** Uno de los requerimientos para el análisis de las pruebas de presión es identificar los diferentes periodos o regímenes que se presentan en la prueba, esto hace referencia a geometría de las líneas de corriente de flujo en la formación probada, y cada uno de estos, brinda información importante sobre lo que está sucediendo tanto en el pozo como en el yacimiento.

Al ingresar la data de una prueba de presión versus el tiempo en el software, se genera una gráfica con líneas de distintas pendientes en las que cada una tiene un significado referente a los regímenes de flujo del pozo. La **Figura 15**, contiene una

herramienta comúnmente usada en la diferenciación de regímenes de flujo en gráficos log-log, propuesta por Freddy Escobar<sup>38</sup> (2003).

**Figura 15.** Herramienta de identificación de regímenes de flujo



**Fuente:** ESCOBAR M, Freddy. Análisis Moderno de presiones de pozos. p. 107. 2003.

Para el uso de esta figura, se debe identificar en la gráfica log-log de la prueba para tiempos temprano, medio y tardío, los regímenes de flujo presentes y contrastarlos con las pendientes de esta guía.

A continuación, se explican cada uno de los regímenes de flujo que se pueden identificar de acuerdo a patrones característicos en la curva de la derivativa.

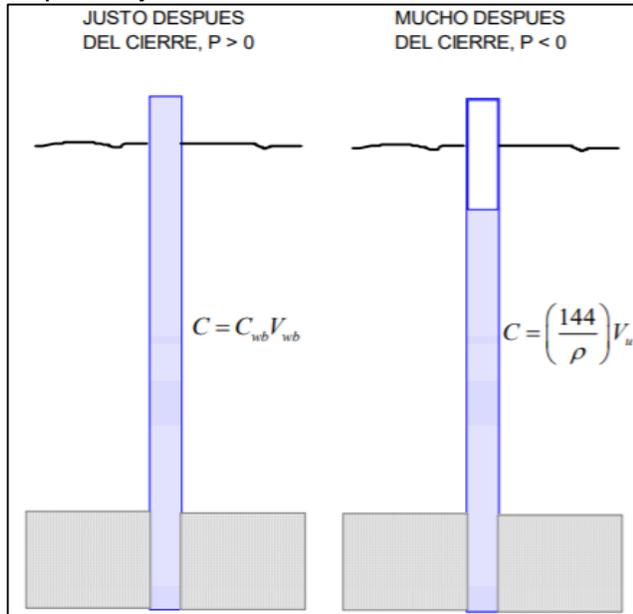
**3.3.3.1 Wellbore storage o periodo de almacenamiento.** Este es el primer régimen de flujo que debe ser identificado en una prueba de presión, y depende del método de cierre de pozo (fondo o superficie).

Cuando se nombra el periodo de almacenamiento, se refiere a la existencia de flujo en la cara del pozo, aun después de realizado el cierre, debido a que los fluidos en el pozo no permiten una inmediata transmisión de la perturbación desde el subsuelo a la superficie. Por tanto, el almacenamiento afecta el comportamiento del transiente de presión a tiempos tempranos y puede generar errores en el momento de trazar las curvas de las pruebas de presión las cuales resultan ser inadecuadas para calcular parámetros de formación.<sup>39</sup> La **Figura 16**, ilustra la disminución del efecto de almacenamiento en un pozo inyector con el tiempo.

<sup>38</sup> ESCOBAR M, Freddy. Análisis Moderno de presiones de pozos. 3 ed. Neiva: Editorial Universidad Surcolombiana, 2003. p.107.

<sup>39</sup> Ibid., p. 80.

**Figura 16.** Incremento del almacenamiento para un pozo inyector cerrado



**Fuente:** ESCOBAR M, Freddy. Análisis Moderno de presiones de pozos. p. 80. 2003.

A medida que los efectos de almacenamiento se vuelven menos severos, la formación empieza a influenciar más y más la presión de fondo hasta que se desarrolla completamente el comportamiento infinito. Esto muestra como las pruebas tradicionales de presión tuvieron que tener duraciones lo suficientemente extensas para sobrellevar tanto los efectos de almacenamiento y daño de modo que se pudiese obtener una línea recta en la gráfica log-log indicando el comportamiento del flujo radial.<sup>40</sup>

Este efecto debe tenerse en cuenta en la solución básica de la ecuación de difusividad y puede ser medido mediante el coeficiente de almacenamiento (C), que se define como el volumen total de los fluidos del pozo por unidad de cambio de presión de fondo del pozo.

**Ecuación 8.** Coeficiente de almacenamiento del pozo.

$$C = V_w * C_f$$

**Fuente:** ESCOBAR M, Freddy. Análisis Moderno de presiones de pozos. 2003.

Donde:

C: Coeficiente de almacenamiento (bbl/psi)

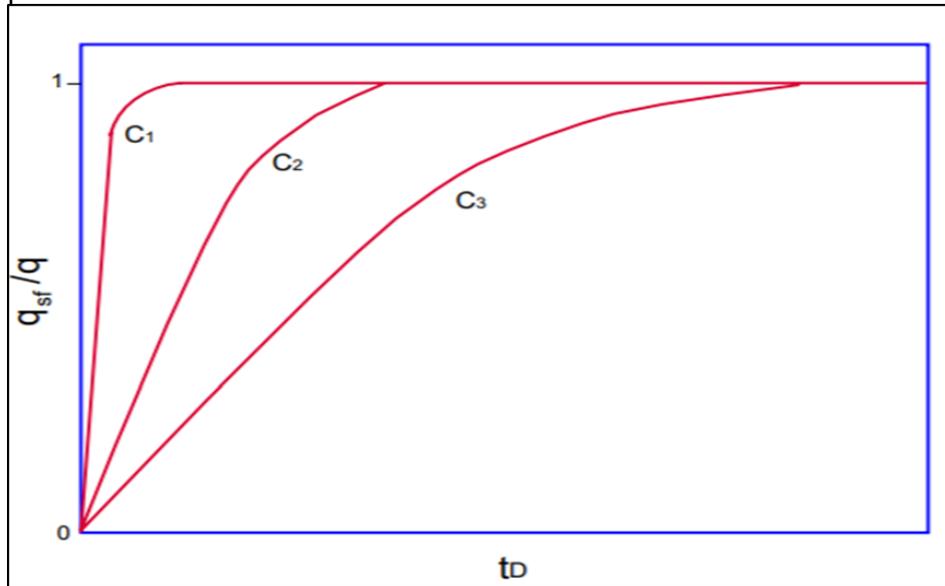
<sup>40</sup> Ibid., p. 106.

Vw: Volumen de la tubería (bbl)

Cf: Compresibilidad del fluido en la tubería (1/psi)

Como puede ser observado a continuación, si se tienen coeficientes de almacenamiento mayores, se tendrán efectos de almacenamiento de mayor duración que afectarán los análisis de las curvas de presión.

**Gráfica 25.** Efecto del almacenamiento de la tasa de flujo en la cara del pozo cuando  $C_3 > C_2 > C_1$



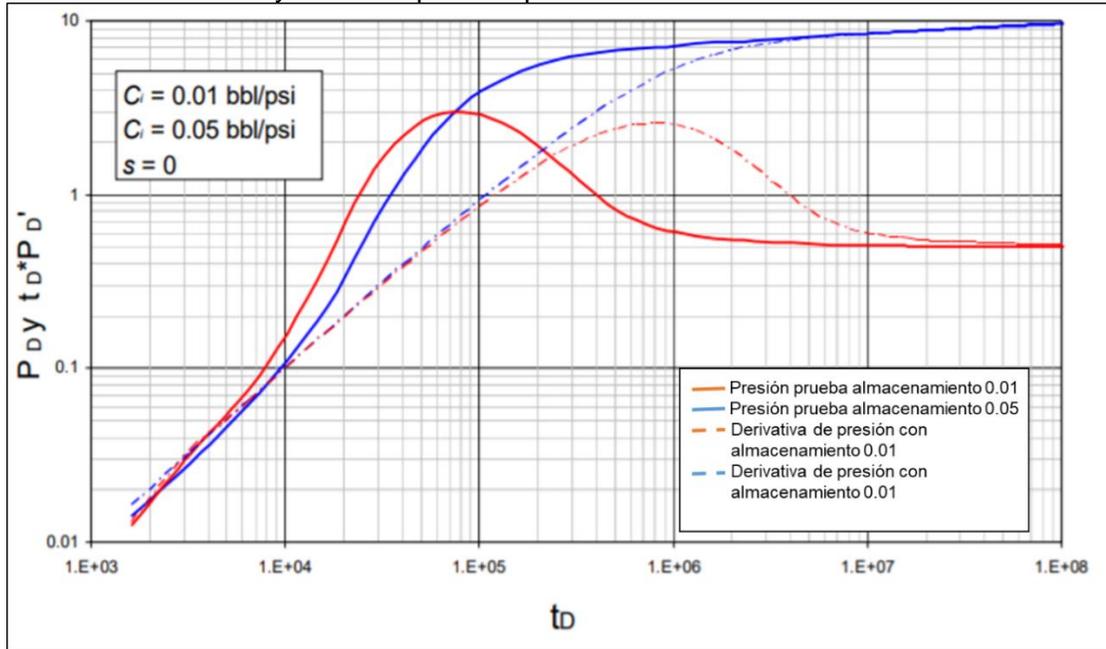
**Fuente:** ESCOBAR M, Freddy. Análisis Moderno de presiones de pozos. p. 79. 2003.

Dentro de los problemas que se pueden presentar en el análisis de curvas de presión por el efecto del almacenamiento, existe uno en el que en la escala del gráfico se podrían evidenciar ciertas respuestas de presión como rectas y se podría inferir que hace referencia al régimen de flujo lineal cuando en realidad es otro tipo de curva. Para sobrellevar este problema se han desarrollado diferentes métodos como el ajuste mediante curvas tipo y el Tiab's Direct Síntesis Technique<sup>41</sup> la cual se usa para pozos fracturados hidráulicamente. La **Gráfica 26**, muestra cómo se vería en el software de análisis, las curvas de presión y su derivativa en un pozo donde se incrementa el almacenamiento.

---

<sup>41</sup> Ibid., p. 80.

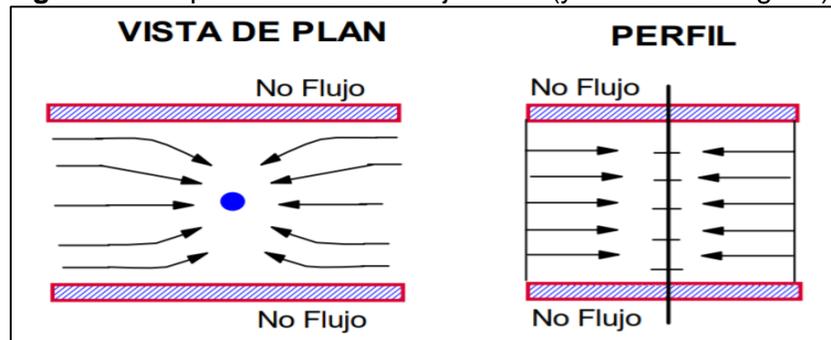
**Gráfica 26.** Presión y derivada para un pozo con incremento en su almacenamiento.



**Fuente:** ESCOBAR M, Freddy. Análisis Moderno de presiones de pozos. p. 81. 2003.

**3.3.3.2 Flujo lineal.** Se presenta principalmente en pozos hidráulicamente fracturados, pozos horizontales y yacimientos alargados. Es aquel periodo que consta de vectores de flujo o líneas de corriente paralelos, que al analizar la derivada se puede identificar mediante una pendiente positiva de 0,5. Los parámetros que se pueden derivar de este periodo de flujo son la permeabilidad de la formación en la dirección de las líneas de flujo y el área de flujo perpendicular a las líneas de corriente.

**Figura 17.** Representación del flujo lineal (yacimiento alargado)

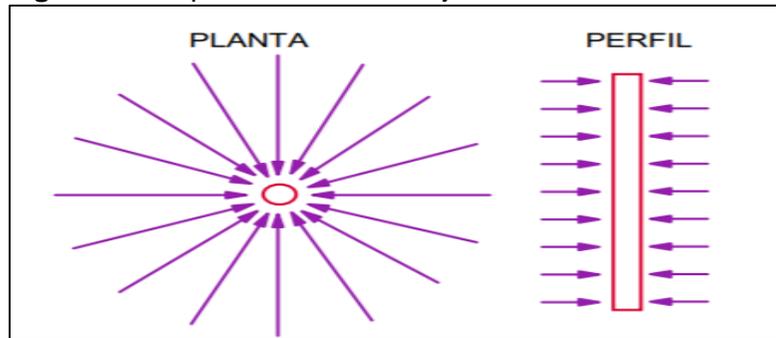


**Fuente:** ESCOBAR M, Freddy. Análisis Moderno de presiones de pozos. p. 103. 2003.

**3.3.3.3 Flujo radial.** En este, las líneas de corriente convergen hacia un cilindro circular como puede ser observado en la **Figura 18**. Al analizar la derivada

se identifica este régimen mediante una línea recta de pendiente 0. Es uno de los periodos más importantes para identificar en la prueba, ya que a partir de este se pueden estimar valores de permeabilidad horizontal y daño.<sup>42</sup>

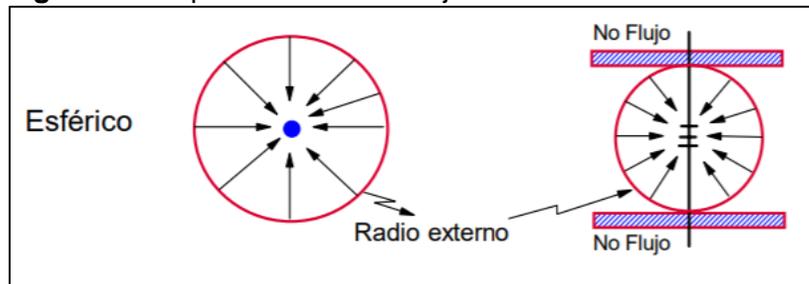
**Figura 18.** Representación del flujo radial



**Fuente:** ESCOBAR M, Freddy. Análisis Moderno de presiones de pozos. p. 104. 2003.

**3.3.3.4 Flujo esférico.** Se presenta en pozos que han sido parcialmente completados o formaciones parcialmente penetradas<sup>43</sup>. En la prueba de presión se identifica con una pendiente negativa de valor 0,5. Como se observa a continuación, las líneas de corriente convergen a un solo punto.

**Figura 19.** Representación del flujo esférico



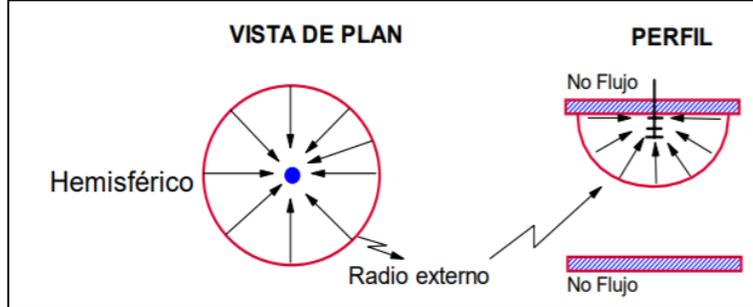
**Fuente:** ESCOBAR M, Freddy. Análisis Moderno de presiones de pozos. p. 104. 2003.

**3.3.3.5 Flujo hemisférico.** Se identifica de igual manera con una pendiente negativa de 0,5. Permite a partir de la permeabilidad horizontal hallada con el flujo radial, determinar la permeabilidad vertical y horizontal de la formación.

<sup>42</sup> Ibid., p. 104.

<sup>43</sup> Ibid., p. 105.

**Figura 20.** Representación del flujo hemisférico



**Fuente:** ESCOBAR M, Freddy. Análisis Moderno de presiones de pozos. p. 104. 2003.

**3.3.3.6 Flujo birradial.** El término se refiere a dos flujos lineales simultáneos. Se presenta en pozos hidráulicamente fracturados con fracturas largas o pozos horizontales donde las líneas de corriente se presentan de forma elíptica.<sup>44</sup> Se identifica en la prueba por una pendiente positiva de 0,36 y permite identificar la conductividad de la fractura.

**3.3.4 Regímenes de flujo en pozos Horizontales.** Para pozos horizontales, que corresponden a los casos a analizar en este estudio, existen cinco principales regímenes de flujo distintos que teóricamente pueden desarrollarse en el pozo cuando se prueba. Algunos de estos podrían estar ausentes o enmascarados dependiendo de los parámetros del yacimiento, por lo tanto, su correcta identificación es clave para la interpretación de la prueba.

Los parámetros que juegan un papel clave en el comportamiento del transiente de presión en un pozo horizontal son: la relación de permeabilidad vertical a horizontal, la posición relativa de la cara del pozo en el estrato y la longitud de la cara del pozo horizontal comparada con el espesor de la formación.<sup>45</sup> En orden cronológico de desarrollo, los periodos de flujo se muestran a continuación.

**3.3.4.1 Flujo radial temprano.** Cuando se inicia la producción, la presión transiente se moverá perpendicular a la cara del pozo y todavía no encuentran ningún límite. La duración de este periodo es corta en estratos delgados y con permeabilidades verticales altas. El mismo comportamiento es observado en un pozo vertical produciendo en un ambiente de acción infinita.<sup>46</sup>

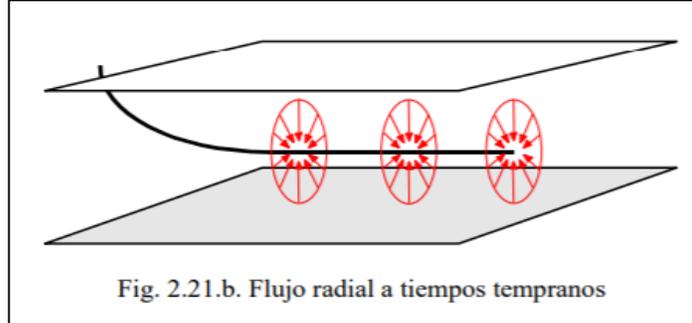
---

<sup>44</sup> Ibid., p. 105.

<sup>45</sup> Ibid., p. 107.

<sup>46</sup> Ibid., p. 108.

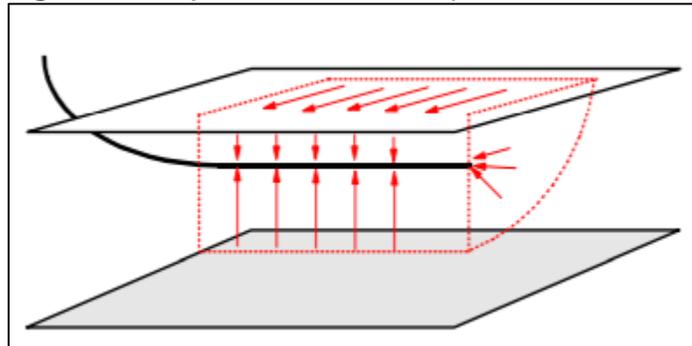
**Figura 21.** Flujo radial a tiempos tempranos



**Fuente:** ESCOBAR M, Freddy. Análisis Moderno de presiones de pozos. p. 108. 2003.

**3.3.4.2 Flujo hemcilíndrico.** Este flujo se forma en pozos que están cerrados a una frontera de no flujo, y el transiente de presión se encuentra con esta condición.

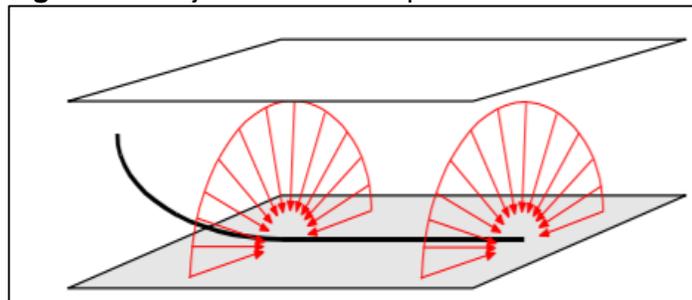
**Figura 22.** Flujo hemcilíndrico en pozo horizontal



**Fuente:** ESCOBAR M, Freddy. Análisis Moderno de presiones de pozos. p. 108. 2003.

**3.3.4.3 Flujo Hemiradial.** Si por el contrario, el pozo se encuentra cerrado por una frontera superior o inferior, se tendrá un periodo de flujo hemiradial como lo muestra la **Figura 23**. Este régimen de flujo usualmente no se desarrolla si el pozo está muy cerrado a cualquiera de las fronteras superior o inferior.

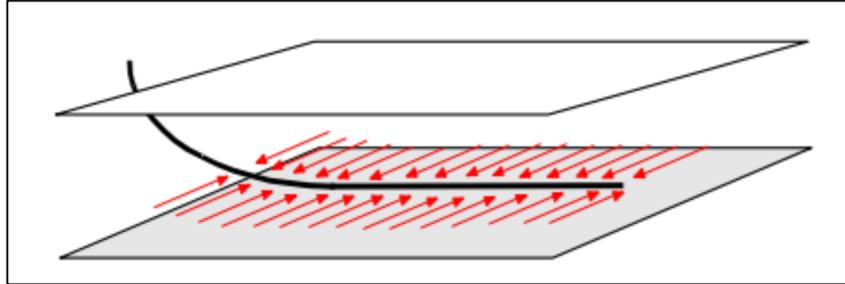
**Figura 23.** Flujo hemiradial en pozo horizontal.



**Fuente:** ESCOBAR M, Freddy. Análisis Moderno de presiones de pozos. p. 110. 2003.

**3.3.4.4 Flujo lineal en pozo horizontal.** Se desarrolla cuando el disturbio de presión alcanza las fronteras superiores e inferiores del yacimiento y si la longitud del pozo horizontal es mucho mayor que el espesor del yacimiento. Por el contrario, si la longitud horizontal de la cara del pozo es corta comparada con la de la formación, el régimen de flujo no se desarrolla.

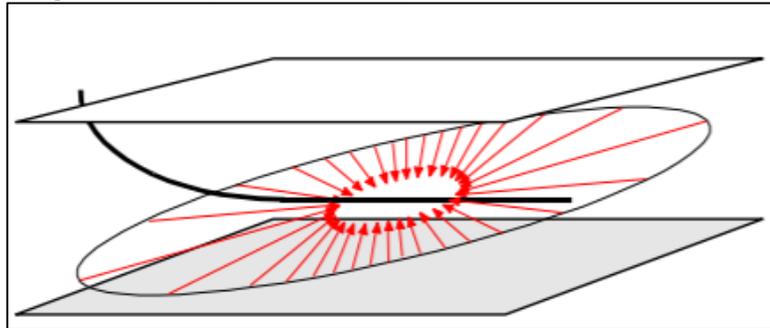
**Figura 24.** Flujo lineal en pozo horizontal



**Fuente:** ESCOBAR M, Freddy. Análisis Moderno de presiones de pozos. p. 109. 2003.

**3.3.4.5 Flujo radial a tiempos tardíos.** En ausencia de una fuente de presión constante de fronteras al flujo horizontal sobre una distancia razonable, el flujo hacia la cara del pozo horizontal se vuelve radial después de tiempo largo.<sup>47</sup> Si hay algún tipo de frontera externa que afecten el disturbio de presión este régimen puede no ser observado.

**Figura 25.** Flujo radial a tiempos tardíos



**Fuente:** ESCOBAR M, Freddy. Análisis Moderno de presiones de pozos. p. 109. 2003.

**3.3.4.6 Estado estable.** Cuando exista una fuente de presión constante como lo es una capa de gas o un acuífero activo, se desarrollará un último régimen de flujo que es el estado estable, sin embargo la formación de este no se considera muy común en las pruebas de presión.<sup>48</sup>

---

<sup>47</sup> Ibid., p. 109.

<sup>48</sup> Ibid., p. 109.

A continuación, se muestra el Cuadro 1, el cual describe el comportamiento característico de cada régimen de flujo, según el tipo de grafica que se esté manejando.

**Cuadro 1.** Resumen regímenes de flujo encontrados en pruebas de pozo

Gráficas			
Régimen de flujo	Cartesiana	Log-log	Semi-log
Almacenamiento	Línea recta Pendiente $\rightarrow C$ Intercepto $\rightarrow \Delta t_c$ $\Delta P_c$	Pendiente unitaria en $\Delta p$ y $p'$ $\Delta p$ y $p'$ coincide	s Positivo s Negativo
Flujo Lineal		Pendiente= $\frac{1}{2}$ en $\Delta p$ y $P'$ si $s=0$ Pendiente= $\frac{1}{2}$ en $\Delta p$ y $P'$ si $s=0$ a medio nivel de $\Delta P$ Pendiente= $1''$ después de almacenamiento indica un canal del yacimiento	
Flujo Bilineal		Pendiente = $\frac{1}{4}$ $P'$ a $1/4$ de nivel de $\Delta P$	
Primer IARF (alta-k capas, fracturas)	Disminución de pendiente	$P'$ horizontal a $P'_D = \frac{1}{2}$	Línea recta Pendiente $\rightarrow kh$ $\Delta P_{1hr} \rightarrow s$
Transición	Mas disminución de pendiente	$\Delta P = \lambda e^{-2x}$ $\Delta P'_D = 1/4$ (transición) $\Delta P'_D < 1/4$ (estado pseudoestable)	Línea recta Pendiente= $1/2$ (transición) Pendiente= $0$ (estado pseudoestable)
Segundo IARF	Pendiente similar al primer IARF	$P'$ horizontal a $p'_D = 1/2$	Línea recta Pendiente $\rightarrow kh, P^*$ $\Delta P_{1hr} \rightarrow s$
Frontera sencilla de no flujo		$P'$ horizontal a $p'_D = 1$	Línea recta Pendiente = $2m$ Intersección con IARF $\rightarrow$ distancia a frontera
Fronteras externas de no flujo (solo declinación)	Línea recta Pendiente $\rightarrow \phi Ah$ $P_{int} \rightarrow C_A$	Pendiente unitaria para $\Delta P$ y $P'$ $\Delta P$ y $P'$ coincide	Incremento de pendiente

**Fuente:** ESCOBAR M, Freddy. Análisis Moderno de presiones de pozos. p. 15. 2003.

### 3.4 PROCEDIMIENTO DE ANALISIS

A continuación, se expone la metodología utilizada para el análisis de las pruebas de presión del PAD A y que, de manera general, se puede utilizar como guía para analizar una prueba Fall Off en el Software Pansystem.

**3.4.1 Ingreso de data de presión y tiempo.** En este paso se importa la data de la memoria correspondiente a el tiempo, el delta tiempo, temperatura y presión. Especificando las unidades de medida de cada uno como muestra la **Figura 26**. Este paso es obligatorio, y sobre esta información se basará el análisis. Usualmente se encuentran como un archivo de texto que provee la empresa que ejecutó la prueba. Para finalizar se debe seleccionar la opción “Import & Plot”.

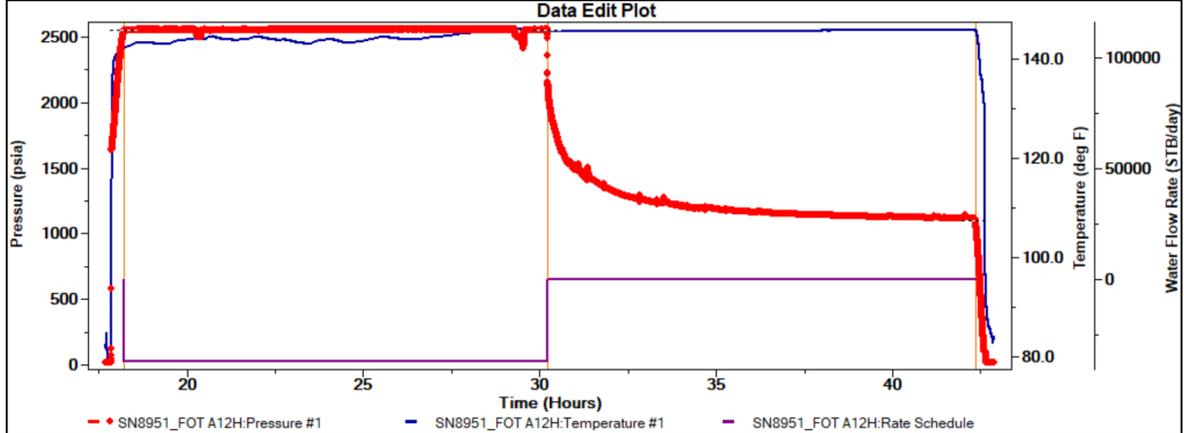
**Figura 26.** Ingreso de data de presión y tiempo en Pansystem.

YMD Date	Time (DATE)hh:mm:ss	Skip	Pressure #1 Pressure	Temperature #1 Temperature	Skip
8951					
-mm-dd					
2018/05/08	17:42:01	0.00028	18.379	81.788	
2018/05/08	17:42:02	0.00056	18.381	81.850	
2018/05/08	17:42:03	0.00083	18.382	81.915	
2018/05/08	17:42:04	0.00111	18.382	81.979	
2018/05/08	17:42:05	0.00139	18.384	82.038	
2018/05/08	17:42:06	0.00167	18.387	82.093	
2018/05/08	17:42:07	0.00194	18.389	82.152	

**Fuente:** Elaboración propia. Basado en WEATHERFORD, PANSYSTEM. 2018.

**3.4.2 Plot de la data.** Al realizar el paso anterior, se obtendrá el grafico general de la prueba, junto con el de presión y temperatura vs tiempo. A partir de estos se podrán hacer los primeros análisis con respecto a la calidad del cierre del pozo.

**Gráfica 27.** Gráfico general de una prueba Fall Off.



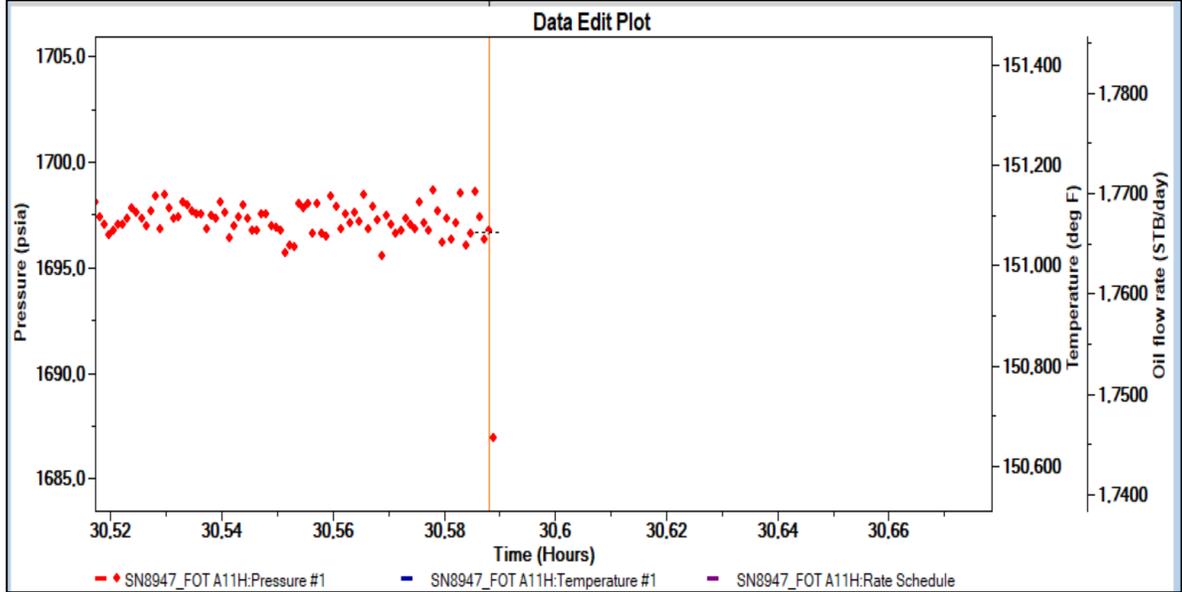
**Fuente:** Elaboración propia. Basado en WEATHERFORD, PANSYSTEM. 2018.

**3.4.3 Selección de las regiones de interés.** La elección de los puntos que demarcan las zonas de interés de la prueba, dependen del interprete. Para ello, se debe realizar un acercamiento en la gráfica general de la prueba, y seleccionar los puntos de interés que permitan identificar los regímenes de flujo del pozo. Para cada uno de los puntos se deben identificar los caudales reportados por la empresa que ejecuta la prueba. Los puntos a marcar para el análisis de un Fall Off Test son:

- Punto de inicio de inyección continua
- Punto de inicio del Fall off test (cierre del pozo)
- Fin de la prueba

Cabe recordar que para para estas regiones se debe ingresar el caudal de forma negativa debido a que corresponde a pozos inyectoros.

**Gráfica 28.** Selección de puntos en el gráfico general de la prueba.

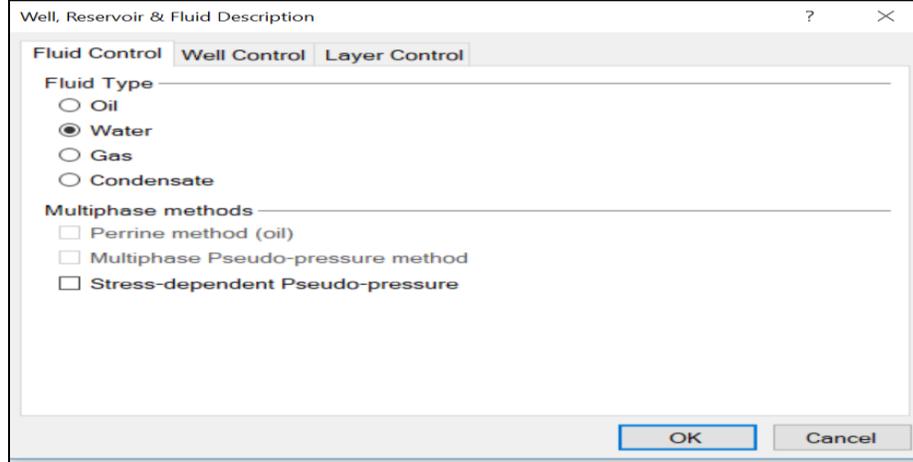


**Fuente:** Elaboración propia. Basado en WEATHERFORD, PANSYSTEM. 2018.

**3.4.4 Ajuste del modelo analítico.** En este paso, se seleccionan los parámetros de pozo, fluido y yacimiento iniciales de la corrida, los cuales serán modificados en la medida que se necesite obtener un ajuste de la simulación.

**3.4.4.1 Control de Fluido.** En esta sección se selecciona el tipo de fluido que maneja el pozo, en este caso se selecciona agua debido a que es un pozo inyector.

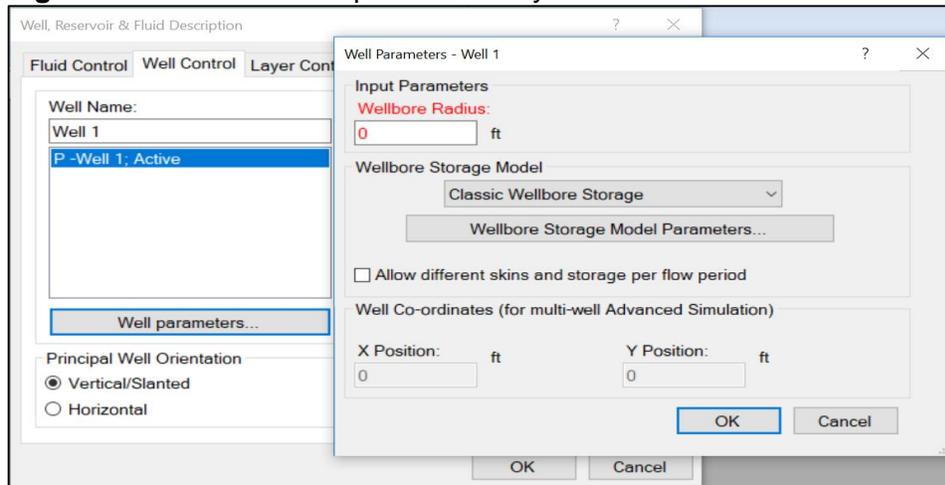
**Figura 27.** Descripción del fluido y del yacimiento en Pansystem



**Fuente:** Elaboración propia. Basado en WEATHERFORD, PANSYSTEM. 2018.

**3.4.4.2 Datos del pozo.** Se ingresa información del tipo de pozo, tal como su orientación, configuración, radio, modelo de almacenamiento, coeficiente de almacenamiento y coordenadas, si están disponibles. Para el modelo de almacenamiento del pozo, se inicia con un modelo clásico, y durante el ajuste histórico este puede ser modificado.

**Figura 28.** Parámetros de pozo en Pansystem



**Fuente:** Elaboración propia. Basado en WEATHERFORD, PANSYSTEM. 2018.

Dentro de los modelos de pozo que se permite seleccionar en el software están:

- Almacenamiento Constante de Pozo (Clásico)
- Almacenamiento Justo en Pozo
- Almacenamiento Hegeman en Pozo

➤ Almacenamiento en tiempo escalonado en pozo

**3.4.4.3 Datos de estratos de la formación geológica.** En esta sección se ingresan parámetros de la capa, propiedades del fluido e información de límites, los cuales pueden ser modificados durante el ajuste.

- **Parámetros de capa:** Se ingresan datos de espesor de la formación, porosidad, presión de la capa, temperatura de la formación, saturaciones y compresibilidad de la roca. Por último, se escoge el modelo del yacimiento y comenzando con un modelo libre, el cual podrá ser ajustado posteriormente teniendo en cuenta la forma y pendiente de las gráficas específicamente de la curva de la derivativa. Además, se pueden dar parámetros de referencia como daño, longitud del pozo, permeabilidad radial, permeabilidad vertical y posición del pozo, aunque estos parámetros serán obtenidos de la simulación.

**Figura 29.** Parámetros del yacimiento

Layer parameters - Layer 1 Model 1

**Formation Thickness:**  
0 ft

**Porosity:**  
0 decimal fraction

**Layer Pressure:**  
0 psia

**Layer Temperature:**  
0 deg F

**Water Saturation:**  
0 decimal fraction

**Gas Saturation:**  
0 decimal fraction

**Rock Compressibility:**  
0.0000e+000 psi-1

**Total Compressibility:**  
0.0000e+000 psi-1

**Reservoir Model (vertical well)**  
Model: Radial homogeneous

Model parameters...  
Dual-porosity block type...

Allow different skins and storage per flow period

**Relative Permeability**  
For multi-phase pseudo-pressure method

Relative Permeability

OK Cancel

**Fuente:** Elaboración propia. Basado en WEATHERFORD, PANSYSTEM. 2018.

Existe una gran cantidad de modelos de yacimiento que se pueden seleccionar de acuerdo a la información que se tenga del yacimiento:

- Homogéneo Radial
- Fractura vertical- Conductividad Infinita
- Fractura vertical- Fluencia uniforme
- Fractura vertical- conductividad finita

- Fractura vertical- Altura Limitada
- Porosidad Dual (Estado Pseudo permanente)
- Porosidad Dual (Transitoria)
- Tapón de gas/Soprote de acuífero
- Modelo de falla intersecada general
- Homogéneo, tres capas con flujo cruzado
- Compuesto a 2 zonas
- Compuesto a 3 Zonas
- Compuesto a 4 zonas
- Estrechamiento (Modelo limitado)
- Falla parcialmente sellante/ Modelo compuesto lineal
- Pozo inclinado

- **Parámetros del fluido:** En esta sección se deben ingresar datos como el corte de agua en superficie, y la salinidad del agua. Los datos de presión, temperatura y compresibilidad de la formación se toman de los ingresados en la sección de parámetros de la capa.

Para completar los parámetros restantes requeridos en el caso como son: factor volumétrico ( $B_w$ ), viscosidad ( $\mu_w$ ), compresibilidad del agua ( $c_w$ ), densidad del agua, y compresibilidad total, el software permite obtener estos valores usando la correlación de Hall por defecto. En esta sección también se pueden realizar correcciones por datum, si es requerido.

**Figura 30.** Ingreso de parámetros de fluido en Pansystem

**Fuente:** Elaboración propia. Basado en WEATHERFORD, PANSYSTEM. 2018.

- **Límites de capa:** En esta sección se selecciona que tipo de limites van a ser experimentados por el transiente de presión, este parámetro inicialmente se recomienda que sea un modelo simple o de acción infinita y que a medida que se

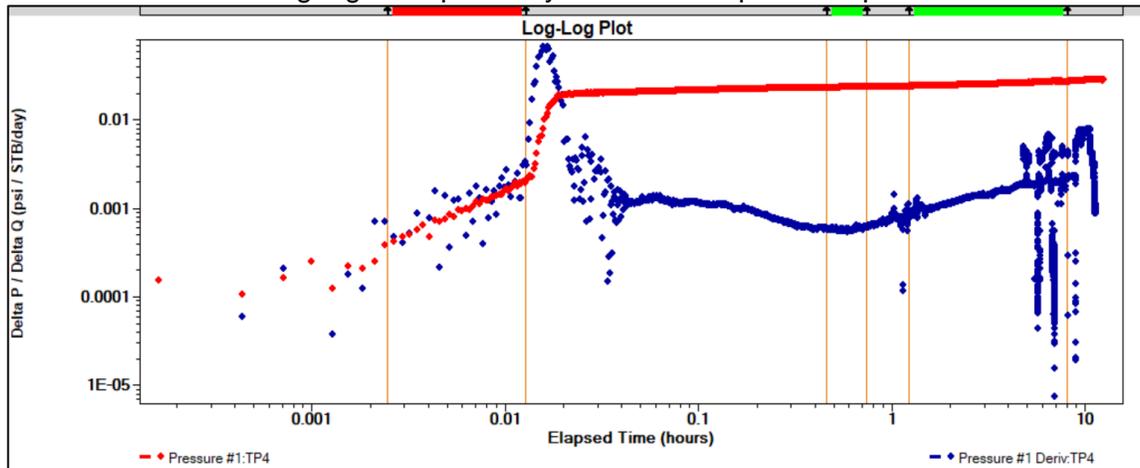
ajuste la prueba cambie basado en la curva derivativa hasta identificar el verdadero limite que muestra la prueba de presión.

Si se utilizan modelos con fallas, se permite especificar datos referentes a ellas como la distancia del pozo a las fallas. Dentro de los límites externos se pueden seleccionar:

- Acción Infinita
- Una sola falla
- Fallas paralelas
- Fallas intersecadas (30)
- Fallas Intersecadas (45)
- Fallas Intersecadas (60)
- Fallas Intersecadas (90)
- Fallas Intersecadas (120)
- Fallas en forma de U
- Sistema cerrado
- Compartimentado a 2 celdas
- Limite hexagonal

**3.4.5 Grafica log-log.** En la sección “Análisis”, se selecciona el tramo donde se desea analizar la derivada, el cual en este caso es la sección de cierre. Posteriormente se dirige a la pestaña de “Análisis Convencional” en donde puede seleccionar el tipo de grafica que se desea realizar a partir de la data de dicho periodo. Para estos análisis, la gráfica base de estudio será tipo log-log, y una vez hecho esto, se identifican las curvas de presión y de la derivativa de la presión como lo muestra la **Gráfica 29**, la curva de presión corresponde a los puntos en color azul, y la curva de la derivativa a aquellos en color rojo.

**Gráfica 29.** Grafica log-log de la presión y su derivativa para una prueba Fall Off Test



**Fuente:** Elaboración propia. Basado en WEATHERFORD, PANSYSTEM. 2018.

Como se observa en la **Gráfica 29**, se pueden modificar los parámetros iniciales y los puntos seleccionados con el fin de que en la gráfica coincidan los puntos iniciales de la gráfica de la presión con la derivativa.

**3.4.6 Identificar los patrones de régimen de flujo.** Como fue mencionado en secciones anteriores, del comportamiento de la derivativa de la presión, se pueden identificar los distintos regímenes de flujo y se debe ajustar con el que mejor represente la prueba. Cabe destacar, que en pozos donde no se realiza cierre en el fondo, se debe identificar el periodo de almacenamiento, periodo de flujo radial si existe, y los demás periodos que se puedan presentar teniendo en cuenta el tipo de pozo y yacimiento. En pruebas donde se realiza un cierre lo suficientemente largo, se podrán identificar condiciones de frontera.

**3.4.7 Simulación.** Una vez ajustadas las curvas iniciales e identificados los periodos de flujo, se procede a la sección “Simulación”, en donde se debe colocar los rangos máximos y mínimos para los parámetros a simular, los cuales serán definidos a partir del conocimiento del campo. Cuando se ejecuta la simulación, se debe verificar que las curvas generadas coincidan lo más exacto posible con las de la prueba. Sin embargo, en muchas ocasiones esto no es posible debido a las condiciones en las que fue tomada la prueba, y se deben hacer aproximaciones y ajustes mediante otros métodos. El software ofrece varias formas de realizar la simulación dentro de las cuales se encuentra:

**3.4.7.1 Auto-Match.** Es la primera opción que se va a usar para las pruebas de presión, ya que permite realizar un ajuste fino de la simulación. Esta opción permite seleccionar puntos desde el conjunto de data y hacer que Pansystem efectúe una regresión de los parámetros hasta que se logre un ajuste de la información de la prueba.<sup>49</sup>

**3.4.7.2 Igualación rápida (Quick Match).** Esta opción permite realizar una simulación rápida de la data, es usada para hacer ajustes pequeños de parámetros, o cambiar solo uno de ellos para ver la afectación que este tiene sobre la curva.

**3.4.7.3 Simulación Avanzada.** Esta opción es la más utilizada para pruebas de interferencia y pulso. Con esta opción es posible configurar sistemas multi-pozo y multicapa.

**3.4.8 Ajustes del modelo.** El software ofrece diferentes herramientas para ajustar el modelo teniendo en cuenta el comportamiento de las gráficas.

**3.4.8.1 Opción FR.** Permite delimitar la parte del grafico de interés.

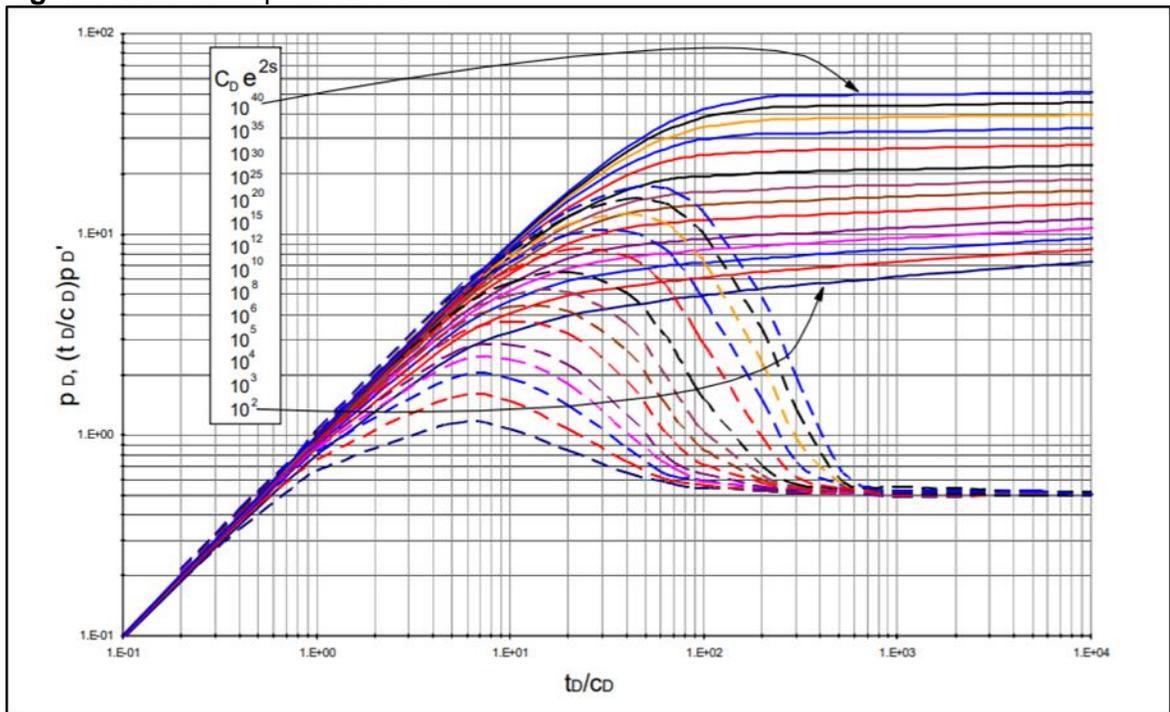
---

<sup>49</sup> YOHELVIS, Guillen. Pruebas de Pozos. UNEFA Barinas, 2013 p.8.

**3.4.8.2 Sugerir Modelo.** El software posee un catálogo donde de acuerdo a la forma que presente la curva del pozo a analizar, se pueden generar cambios en el modelo del yacimiento y los límites de capa. Cabe resaltar que los cambios se realizan según el criterio del evaluador, y una vez realizados, se cambia automáticamente los resultados de la simulación.

**3.4.8.3 Curvas tipo.** Esta opción permite el uso de curvas predefinidas para completar el ajuste de las líneas de pendientes a los puntos azules. Las curvas tipo son curvas prediseñadas a partir de soluciones teóricas de la ecuación de difusividad, y tienen una aplicación común en la graficas logarítmica y semilogarítmica. Diferentes autores han propuesto curvas tipo para distintos casos. Como ejemplo de ello, en la **Figura 31** Bourdet y sus coautores propusieron que los regímenes de flujo pueden tener formas características claras si en lugar de la presión se representa en función del tiempo en las coordenadas log-log. <sup>50</sup>

**Figura 31.** Curvas tipo de Bourdet



**Fuente:** ESCOBAR M, Freddy. Análisis Moderno de presiones de pozos. p. 111. 2003.

**3.4.9 Verificación de resultados.** A partir de la simulación se pueden obtener los siguientes resultados, los cuales deben ser contrastados con aquella información que el modelo petrofísico del campo pueda proporcionar.

<sup>50</sup> CHAUDHRY, Amanat U. Oil Well Testing Handbook. Elsevier, 2003. 359 p

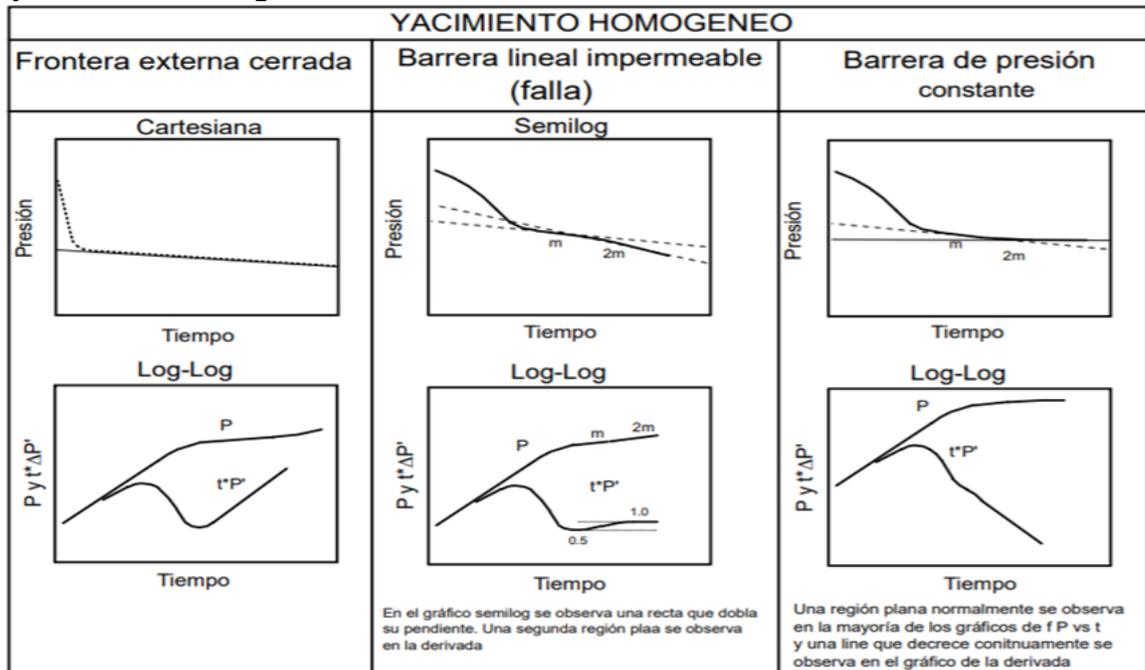
**Tabla 14.** Resultados obtenidos de las diferentes pruebas

Método de Horner	Método de la derivada	Resultados de productividad
Pendiente	K	J actual
Drawdown	S	J ideal
K	Delta P Skin	EF
S	T Match (hrs)	Qmax
P	Cs	
P @ lh	Pi @ Sensor	
Pi @ mp	Pi @ mp	

**Fuente:** Elaboración propia. Excel. Basado en WEATHERFORD, PANSYSTEM. 2018

**3.4.10 Otros análisis.** Para realizar la validación de los análisis realizados anteriormente, se puede hacer uso de otro tipo de graficas que el software ofrece. Estas son la gráfica semi-log y la gráfica cartesiana. Mediante la gráfica semi-log, se podrá aplicar el método de Horner con el fin de obtener los parámetros de la simulación. El siguiente cuadro proporciona una comparación para los modelos de los limites en los diferentes gráficos de análisis.

**Cuadro 2.** Resumen de reacciones de modelo pozo- yacimiento para yacimiento homogéneo



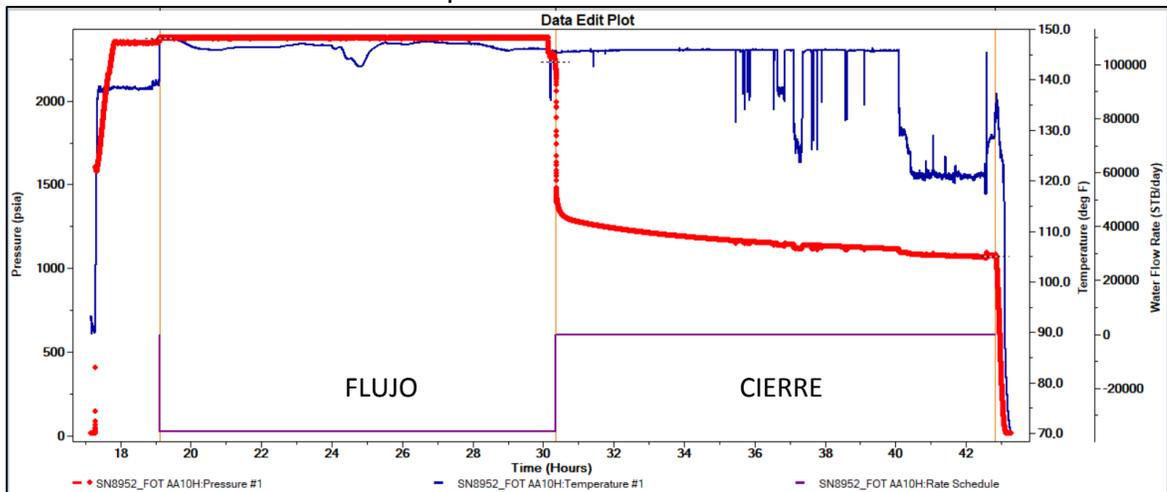
**Fuente:** ESCOBAR, Fredy. Análisis moderno de presiones de pozo. P.12. 2003.

### 3.5 ANÁLISIS PRUEBAS DE PRESIÓN DEL PAD A.

En esta sección, se exponen los resultados obtenidos haciendo uso del software Pansystem para el análisis de los Fall Off Test que fueron ejecutados en el año 2018, para los pozos A- 10H, A – 011H y A – 012H, pertenecientes al PAD A de Campo Rubiales.

**3.5.1 Pozo A – 010H.** De manera inicial, cuando se ingresa la data en Pansystem, se observa el grafico general de la prueba que corresponde a un modelo típico para una prueba de disipación de presión o Fall Off Test. En este, se identifica un periodo de inyección de agua continua, seguido del cierre del pozo, donde la presión cae de forma continua.

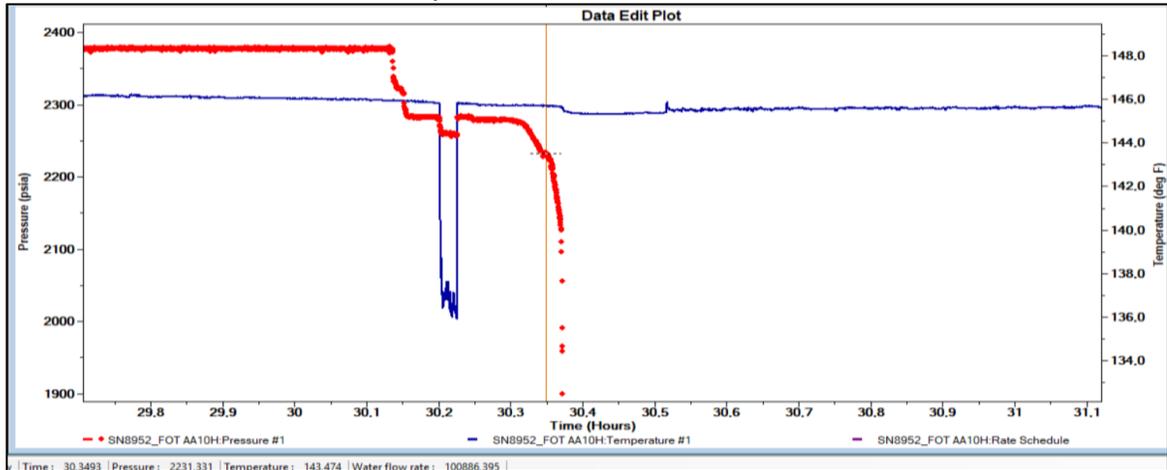
**Gráfica 30.** Gráfico General de la prueba A-10H.



**Fuente:** Elaboración propia. Basado en WEATHERFORD, PANSYSTEM. 2018

Cuando se observa en detalle la gráfica general, se encuentra que, a nivel operacional, el cierre de pozo en superficie no fue instantáneo, lo cual origina un comportamiento inusual de la presión en estos puntos y puede afectar la medición de la prueba. Por esto, durante la interpretación de la prueba es de gran importancia, evaluar diferentes puntos de cierre, para así obtener una gráfica log-log lo más representativa posible.

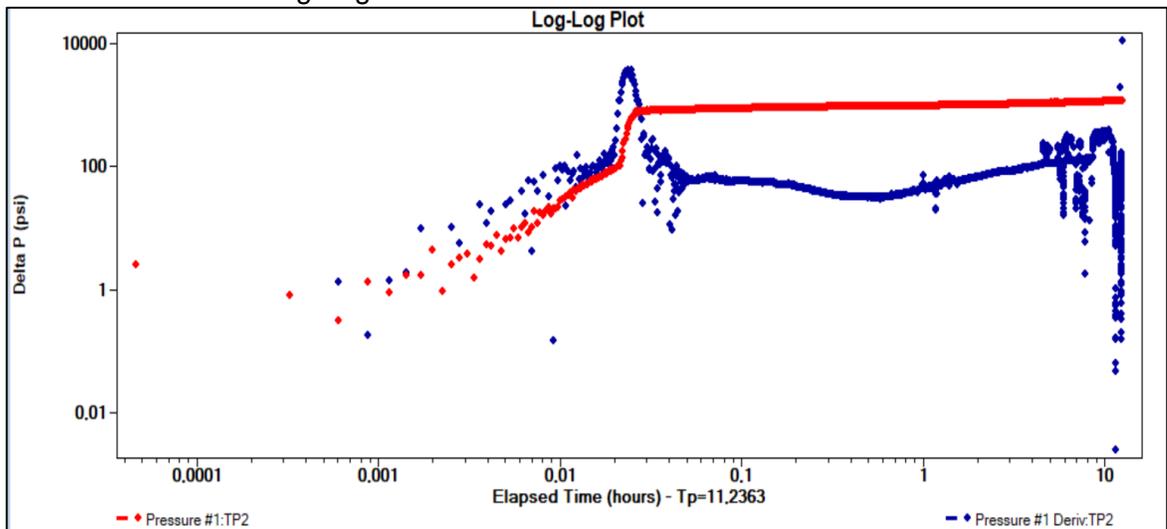
**Gráfica 31.** Análisis de cierre de pozo A-10H.



**Fuente:** Elaboración propia. Basado en WEATHERFORD, PANSYSTEM. 2018.

La **Gráfica 31**, muestra que para este pozo, se selecciona el punto de cierre que corresponde a una presión de 2231,331 psi y un tiempo de 30,3493 horas. Este punto permite tener un mejor ajuste en el periodo de almacenamiento cuando se realiza una gráfica log-log y demuestra que existe un efecto de almacenaje por el cierre en superficie del pozo como se muestra a continuación.

**Gráfica 32.** Grafica Log-Log A-10H.



**Fuente:** Elaboración propia. Basado en WEATHERFORD, PANSYSTEM. 2018.

Una vez realizado el ajuste inicial, se introducen los datos referentes al yacimiento, el pozo y el fluido que se maneja. Para este estudio, se harán análisis únicamente a pozos inyectores de agua, por lo cual solo se tendrán datos de entrada referentes a este fluido. La **Tabla 15** contiene los datos correspondientes para el pozo A-10H los cuales permitieron el ajuste en la simulación.

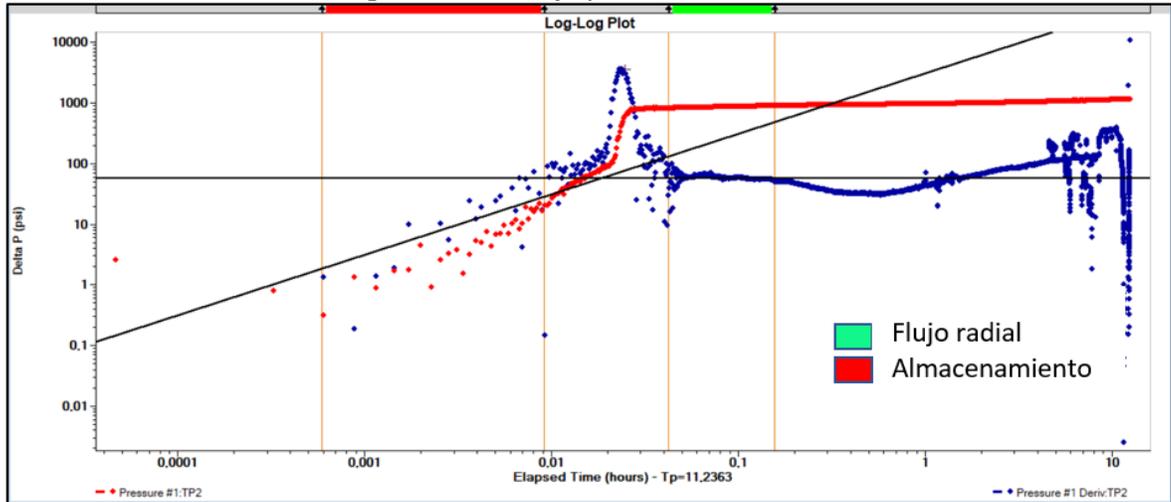
**Tabla 15.** Datos de entrada pozo A-10H

<b>DATOS DE ENTRADA</b>	
Qw	36000 BWPD
<b>FLUID CONTROL</b>	
Tipo de Fluid	Agua
<b>WELL CONTROL</b>	
Tipo de pozo	Horizontal
<b>Parametros de pozo</b>	
Radio del pozo	0,1875 ft
Modelo de almacenamiento	Clasico
Coeficiente de almacenamiento	0.04 bbl/psi
<b>LAYER CONTROL</b>	
<b>Parámetros de Capa</b>	
Espesor de la formacion	24 ft
Porosidad	0.28
Presion de la capa	1100 psi
Temperatura de la capa	145°F
Saturacion de agua	1
Saturacion de gas	0
Compresibilidad de la roca	6.00E-05
Modelo del yacimiento	Dos barreras de no flujo - Homogéneo
Parametros de modelo	-
<b>Parámetros del fluido de Capa</b>	
GOR	0 scf/STB
Corte de Agua	1
Salinidad del agua	450 ppm
Bw	1.01654 RB/STB
Uw	0.428429 cP
Cw	3,0631e-006 psi-1
DensidadW	61,3516 lb/ft3
Compresibilidad total	6.30630E-05
Correlacion de calculo	Hall
<b>Limites de Capa</b>	
Modelo de limite	Una sola falla

**Fuente:** Elaboración propia. 2018.

Posterior a esto, se procede a identificar los diferentes periodos de la prueba en la gráfica log-log. El primero de ellos consiste en un periodo de almacenamiento el cual tiene una gran dispersión de puntos en la gráfica de presión y su derivativa. Para determinar la duración de este periodo se utiliza como referencia la pendiente de 1. Luego, se exhibe un régimen de flujo radial, caracterizado por una pendiente de 0 en la gráfica de la derivativa. Por último, se verifica el comportamiento en un tiempo más tardío de la derivativa de la presión y a simple vista se identifica que posiblemente el disturbio de presión encuentra una barrera de no flujo, ocasionando un comportamiento de pendiente positiva. Sin embargo, se hizo necesario realizar simulaciones con diferentes casos, para identificar un posible modelo correcto del yacimiento.

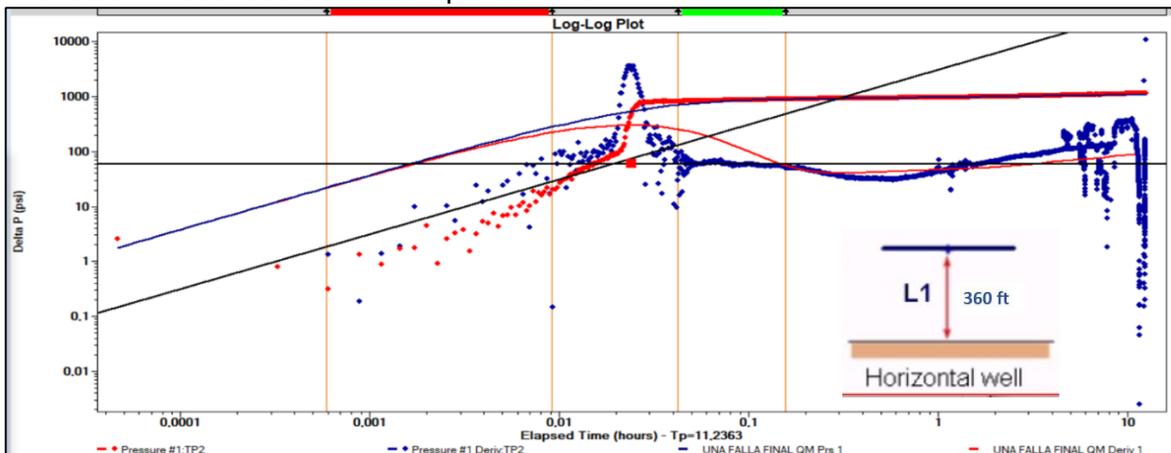
**Gráfica 33.** Identificación regímenes de flujo pozo A-10H.



**Fuente:** Elaboración propia. Basado en WEATHERFORD, PANSYSTEM. 2018.

A continuación, se muestra el resultado de la simulación junto con las propiedades obtenidas de la prueba, utilizando un modelo de límite de una falla. Cabe resaltar que no se tuvo un ajuste completo de las curvas ya que como fue mencionado en secciones anteriores, el periodo de almacenamiento puede afectar considerablemente la interpretación y el ajuste de la prueba. Las demás graficas que soportan esta simulación pueden ser encontradas en los anexos.

**Gráfica 34.** Resultado simulación pozos A-10H



**Fuente:** Elaboración propia. Basado en WEATHERFORD, PANSYSTEM. 2018.

Al evaluar los resultados y la consistencia tanto de la información como de la gráfica log-log se realizó una comparación entre ella y las gráficas cartesianas y semi-log. En ellas se pudo identificar afinidad entre los datos simulados y los datos de la prueba, como también se evidenció el cotejo parcial que existía entre las gráficas.

**Tabla 16.** Parámetros simulados pozo A-10H

DATOS DE SALIDA A-010H		
Coef. Almacenamiento	0.04	bbbl/psi
K	750	mD
Kz	26	mD
Skin	18	
Zwd	0.8	decimal
Lw	400	ft
L1	360	ft
Pyacim	1054	psi

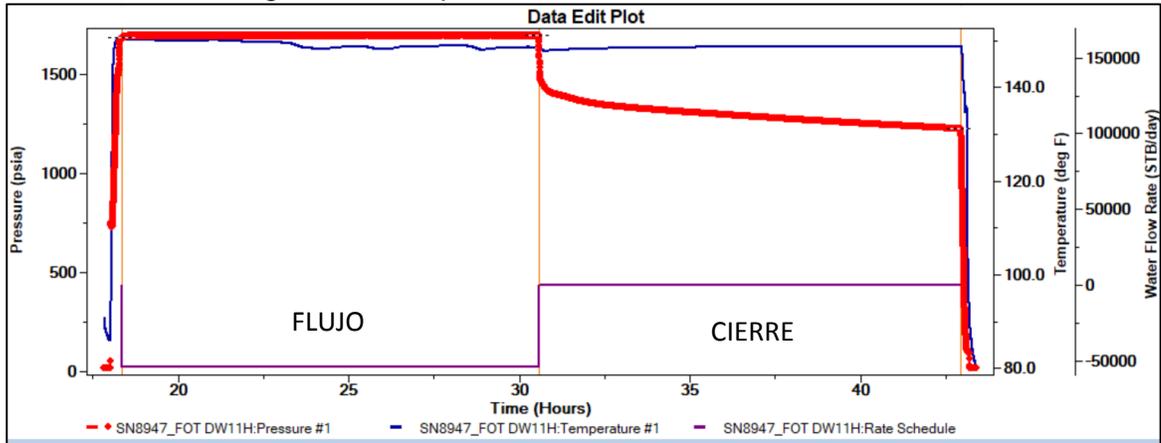
**Fuente:** Elaboración propia. 2018.

Teniendo en cuenta en los resultados obtenidos, se puede identificar que el pozo cuenta con un daño de 18, el cual se considera alto teniendo en cuenta la geometría que corresponde a un pozo horizontal que cuenta con más área de flujo que un pozo vertical. Se identifica una barrera de no flujo, que más que una falla, puede representar un cambio en la litología por falta de continuidad en las arenas o cambio de espesores por una mala navegación del pozo. La barrera de no flujo también puede significar interferencias con pozos vecinos que inyectan en la formación carbonera C5. Esta condición encontrada en el pozo, limita el paso del fluido e incrementa la presión de inyección lo cual es consistente con los datos observados en campo. Analizando los datos promedios del último mes de todos los pozos, se identifica que el pozo A-10H presenta una de las presiones más altas del PAD. Adicional a esto, se identifica también que la longitud efectiva del pozo ( $L_w=400\text{ft}$ ) es mucho menor a la zona abierta de este, la cual se encuentra alrededor de los 1000 pies abiertos, por lo que se puede inferir nuevamente que existen zonas abiertas con malas propiedades petrofísicas que dificultan la inyección de agua.

A pesar del daño que fue reportado, debido a que también existen barreras de no flujo será necesario evaluar el potencial de optimización que tiene el pozo antes de que este pueda considerarse un buen candidato a estimulación.

**3.5.2 Pozo A – 011H.** Similar al pozo anterior, el primer paso consiste en ingresar la data general de la prueba y seleccionar los periodos de estudio. La **Gráfica 35** muestra como es la gráfica general a partir de los datos para este pozo y los periodos que se demarcaron en ella.

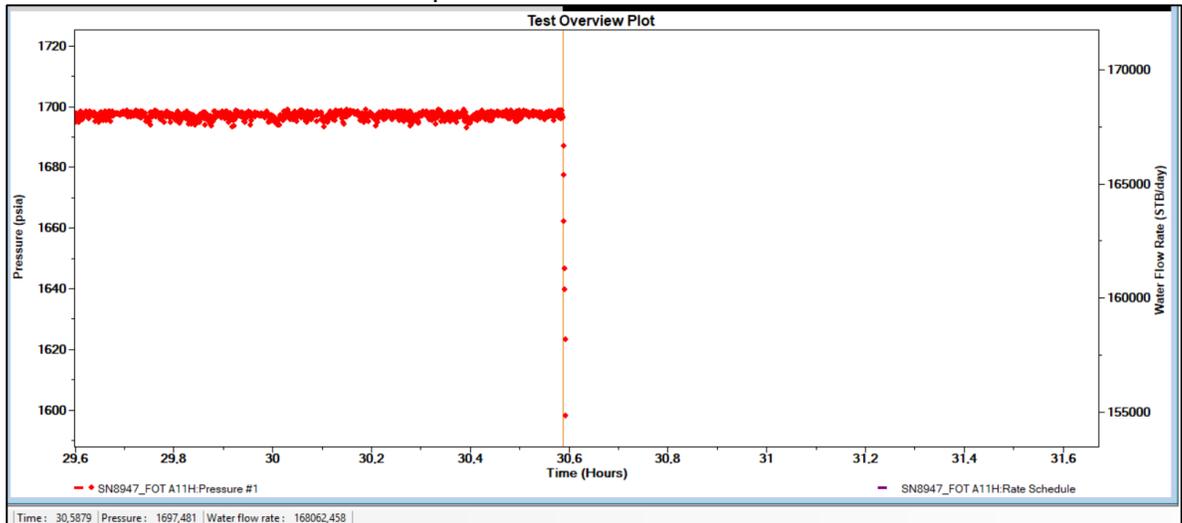
**Gráfica 35.** Gráfico general de la prueba A-011H.



**Fuente:** Elaboración propia. Basado en WEATHERFORD, PANSYSTEM. 2018.

Con el objetivo de obtener un buen ajuste en la prueba, posteriormente se realiza la prueba con varios puntos hasta identificar aquel que entrega una gráfica óptima con pendiente de 1 en la curva derivativa. Para este pozo, el cierre se realizó a una presión de 1697.481 y un tiempo de 30.5879 horas como se muestra en la siguiente gráfica.

**Gráfica 36.** Análisis de cierre de pozo A-011H.



**Fuente:** Elaboración propia. Basado en WEATHERFORD, PANSYSTEM. 2018.

Siguiente a esto, como muestra la **Tabla 17**, se ingresan los datos que corresponden al pozo A-011H y aunque se inicia con un modelo libre y un límite de acción infinita, al realizar los estudios con base en las curvas se definió la información presente a continuación.

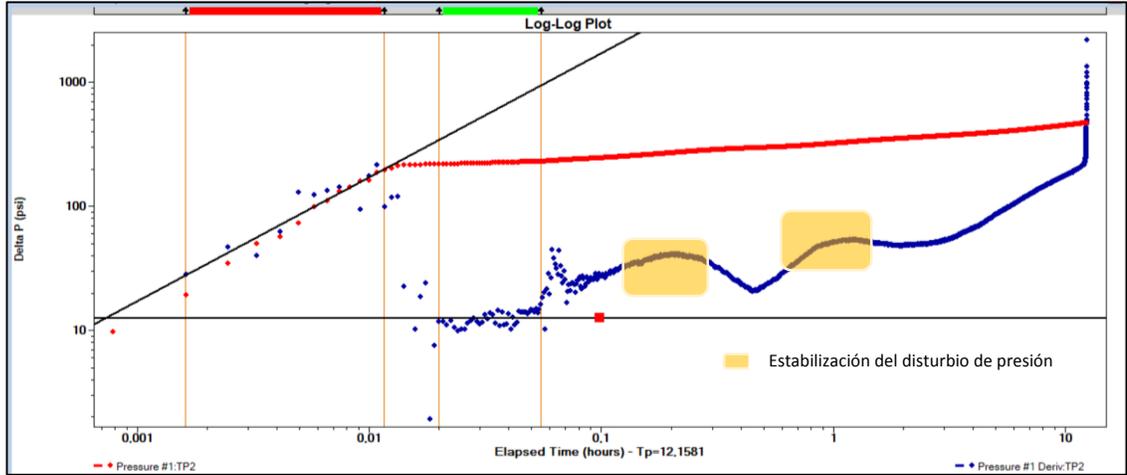
**Tabla 17.** Datos de entrada pozo A-011H

DATOS DE ENTRADA	
Qw	55000 BWPD
FLUID CONTROL	
Tipo de Fluid	Agua
WELL CONTROL	
Tipo de pozo	Horizontal
Parámetros de pozo	
Radio del pozo	0,1875 ft
Modelo de almacenamiento	Clasico
Coefficiente de almacenamiento	0.06 bbl/psi
LAYER CONTROL	
Parámetros de Capa	
Espesor de la formacion	31 ft
Porosidad	0.31
Presion de la capa	1180 psi
Temperatura de la capa	145°F
Saturacion de agua	1
Saturacion de gas	0
Compresibilidad de la roca	6.00E-05
Modelo del yacimiento	Dos barreras de no flujo - Homogéneo
Parámetros de modelo	-
Parámetros del fluido de Capa	
GOR	0 scf/STB
Corte de Agua	1
Salinidad del agua	450 ppm
Bw	1.01654 RB/STB
Uw	0.428429 cP
Cw	3,0631e-006 psi-1
DensidadW	61,3516 lb/ft3
Compresibilidad total	6.30630E-05
Correlacion de calculo	Hall
Límites de Capa	
Modelo de limite	Una sola falla
Parámetros del limite	-

**Fuente:** Elaboración propia. Excel. Basado en WEATHERFORD, PANSYSTEM. 2018.

Con ayuda de las pendientes base del software, se identifica la duración del periodo de almacenamiento, y un primer periodo de flujo radial. Cuando se procede a analizar los siguientes periodos en la derivativa, se encuentra un comportamiento que indica que el disturbio de presión encuentra dos periodos de estabilización, por lo que se procede a correlacionar con el registro vertical del pozo A-008. En este se encuentra que el pozo atraviesa dos paquetes de arenas, intercalados con arcilla, lo cual genera este comportamiento. Por último, se identifica a simple vista que existe un mantenimiento de presión caracterizado por la pendiente positiva encontrada al final de la derivativa.

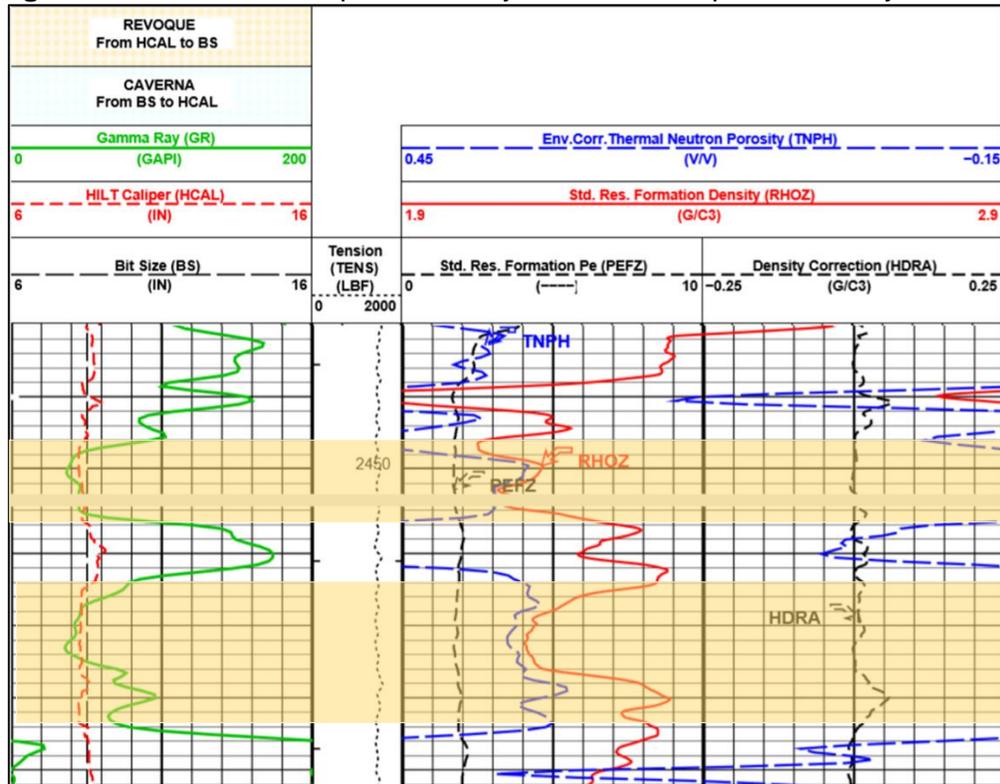
**Gráfica 37.** Identificación regímenes de flujo A-011H.



**Fuente:** Elaboración propia. Basado en WEATHERFORD, PANSYSTEM. 2018.

A continuación, se expone el fragmento del registro del pozo A-008 donde se pueden diferenciar dos arenas con intercalaciones de arcilla que se pueden correlacionar con las profundidades de las zonas abiertas en el pozo A-011H.

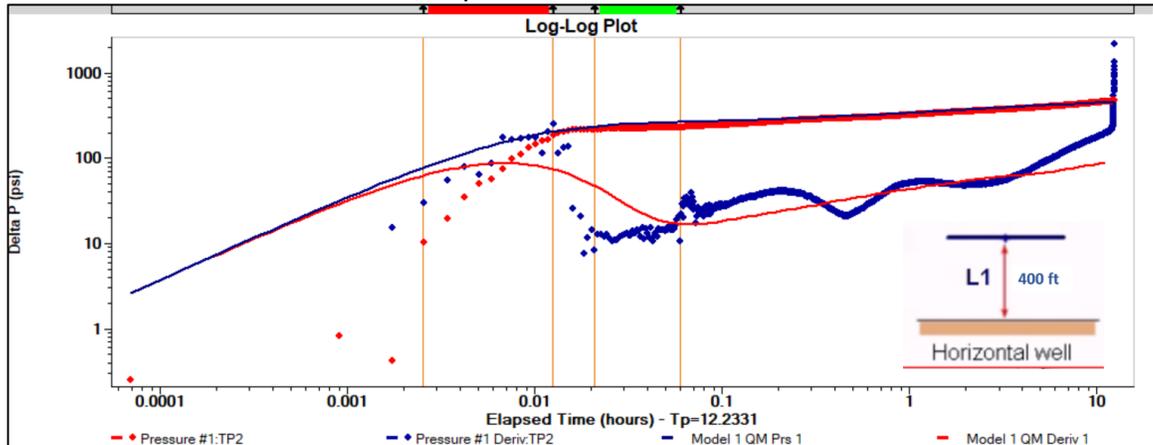
**Figura 32.** Correlación de profundidad y estratos entre pozos A-008 y A-011H



**Fuente:** ECOPETROL S.A. Modificado por los autores. 2019.

Debido al comportamiento de la sección final de la curva derivativa, se ajusta el límite de flujo como una falla simple, generando los resultados de simulación que se encuentran a continuación. Cabe resaltar que al igual que con el análisis del pozo A-10H, se cotejaron los resultados de la gráfica log-log con la gráfica semi-log y cartesiana que pueden ser verificados en la sección de anexos.

**Gráfica 38.** Resultado simulación pozo A-011H.



**Fuente:** Elaboración propia. Basado en WEATHERFORD, PANSYSTEM. 2018.

A partir de la simulación, se identifica un daño en el pozo con un valor de 9. Este debería ser evaluado mediante análisis nodal para comprobar si justifica o no un trabajo de estimulación. Adicional, se encuentra una permeabilidad del pozo de 280 mD, la cual es derivada del tipo de rocas presentes en esta sección y las cuales pueden tener malas propiedades de flujo, ocasionando que el pozo requiera de altas presiones para mantener un caudal de inyección. Por otro lado, como es de notar en la prueba de presión, la longitud efectiva del pozo es considerable. La barrera de no flujo se puede estar presentando o bien por un efecto de discordancia en las arenas o falta de continuidad, o por interferencia con pozos vecinos que inyectan en la formación C7.

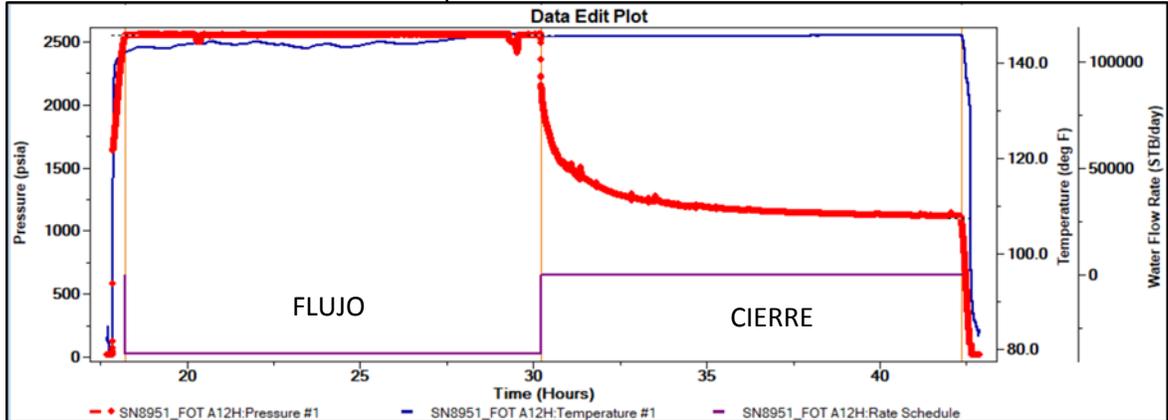
**Tabla 18.** Parámetros simulados pozo A-011H

DATOS DE SALIDA A-012H		
Coef. Almacenamiento	0.06	bbl/psi
K	280	mD
Kz	170	mD
Skin	9	
Zwd	0.5	decimal
Lw	800	ft
L1	400	ft
Pyacim	1127	psi

**Fuente:** Elaboración propia. 2018.

**3.5.3 Pozo A - 012H.** A partir de la data de la prueba se genera la gráfica general de presión, temperatura vs tiempo. En ella se identifican los periodos de inyección, cierre de inyección y fin de la prueba y se delimita cada uno de ellos, dándole una mayor importancia al periodo de cierre de la inyección ya que es aquel que brindará la información respecto al almacenaje.

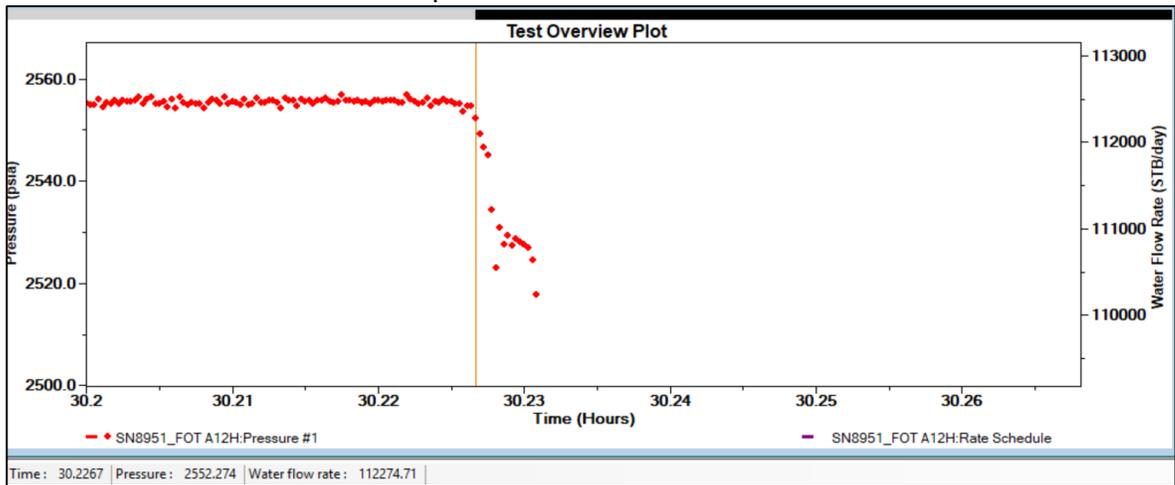
**Gráfica 39.** Gráfico General de la prueba A-012H.



**Fuente:** Elaboración propia. Basado en WEATHERFORD, PANSYSTEM. 2018.

Para este caso con un cierre realizado desde superficie, se observan anomalías en los datos cercanos al cierre del pozo como se puede apreciar en la **Gráfica 40**. Lo que hace necesario realizar la prueba con varios puntos de cierre hasta verificar el ajuste de la curva. Para el pozo A-012H, el cierre se produjo a una presión de 2552.274 y un tiempo de 30.2267 horas.

**Gráfica 40.** Análisis de cierre de pozo A-012H



**Fuente:** Elaboración propia. Basado en WEATHERFORD, PANSYSTEM. 2018.

Siguiente a esto, se ingresa la información correspondiente al pozo A-012H como muestra la **Tabla 19**. La información presente en la tabla en color amarillo fueron

los resultados tanto de modelo de yacimiento y límite con los cuales el pozo presentó el mejor cotejo.

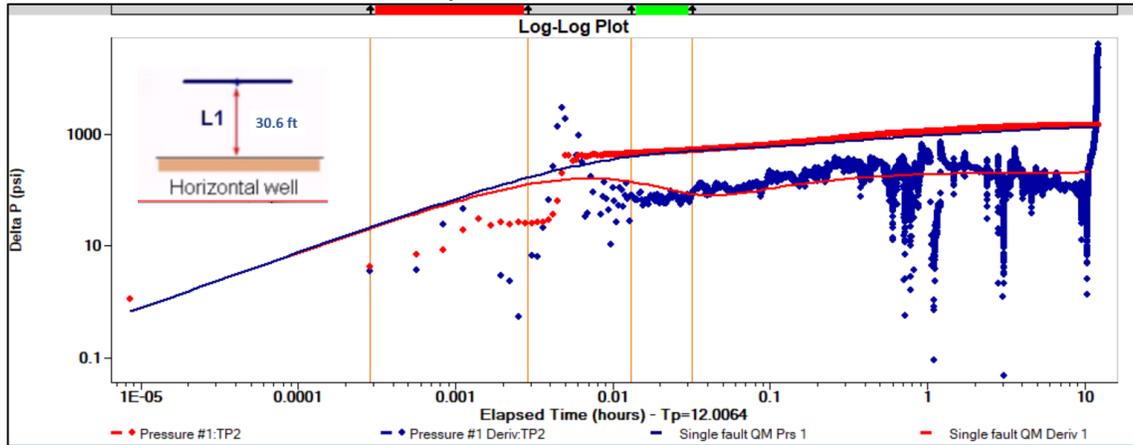
**Tabla 19.** Datos de entrada pozo A-012H

<b>DATOS DE ENTRADA</b>	
Qw	37000 BWPD
<b>FLUID CONTROL</b>	
Tipo de Fluid	Agua
<b>WELL CONTROL</b>	
Tipo de pozo	Horizontal
<b>Parametros de pozo</b>	
Radio del pozo	0,1875 ft
Modelo de almacenamiento	Clasico
Coefficiente de almacenamiento	0.02 bbl/psi
<b>LAYER CONTROL</b>	
<b>Parámetros de Capa</b>	
Espesor de la formacion	36 ft
Porosidad	0.31
Presion de la capa	1200 psi
Temperatura de la capa	145°F
Saturacion de agua	1
Saturacion de gas	0
Compresibilidad de la roca	6.00E-05
Modelo del yacimiento	Dos barreras de no flujo - Homogéneo
Parametros de modelo	-
<b>Parámetros del fluido de Capa</b>	
GOR	0 scf/STB
Corte de Agua	1
Salinidad del agua	450 ppm
Bw	1.01644 RB/STB
Uw	0.428429 cP
Cw	3,044e-006 psi-1
DensidadW	61,3767 lb/ft3
Compresibilidad total	6.30450E-05
Correlacion de calculo	Hall
<b>Limites de Capa</b>	
Modelo de limite	Una sola falla

**Fuente:** Elaboración propia. 2018.

Posteriormente, se realizó el grafico log-log en el software y se procedió a identificar los regímenes de flujo mediante las pendientes correspondientes a la curva derivativa, para el caso del pozo A-012H los resultados obtenidos en la simulación mediante la gráfica log-log y a partir de los regímenes de flujo encontrados se muestran a continuación. Al igual que en los pozos anteriores, se realizó el cotejo de los resultados de la gráfica log-log con la gráfica semi-log y cartesiana.

**Gráfica 41.** Resultado simulación pozo A-012H.



**Fuente:** Elaboración propia. Basado en WEATHERFORD, PANSYSTEM. 2018.

Teniendo en cuenta en los resultados, se puede identificar que el pozo A-12H cuenta con un daño de 1, el cual no es alto y por lo cual no se consideraría desarrollar un trabajo de estimulación. Adicionalmente, se identifica una barrera de no flujo, que puede estar representada por un cambio de espesor o mala navegación del pozo en la formación C5. También podría desarrollarse esta barrera por interferencias con pozos vecinos que inyectan en la misma formación. Se identifica también que la longitud efectiva del pozo ( $L_w$ ) es de 100 ft en la simulación, valor que es menor a la zona abierta de este. Demostrando así, que existen zonas donde las propiedades petrofísicas no son las mejores y por lo cual la permeabilidad llega a tomar valores de solo 309md, dificultando la optimización en el proceso de inyección de agua.

**Tabla 20.** Parámetros simulados pozo A-012H.

DATOS DE SALIDA A-012H		
Coef. Almacenamiento	0.02	bbl/psi
K	309.6	mD
Kz	200	mD
Skin	1	
Zwd	0.5	decimal
$L_w$	100	ft
L1	30.6	ft
Pyacim	1106	psi

**Fuente:** Elaboración propia. 2018.

### **3.6 RESUMEN PROBLEMÁTICA DEL PAD**

Con base en los análisis de las pruebas de presión Fall Off Test realizadas por Ecopetrol S.A. en el año 2018 a los pozos A-10H, A-11H y A-12H pertenecientes al PAD A de Campo Rubiales, se pueden identificar tres problemáticas que pueden estar afectando la inyección de agua en el PAD y las cuales deben ser tenidas en cuenta para análisis posteriores tanto de este estudio como a nivel interno de la compañía. Dentro de estas se encuentran:

La existencia de una barrera de no flujo identificada en la última sección de las gráficas Log-Log para los tres pozos analizados. La cual está representada ya sea por un adelgazamiento de las arenas y cambio de litologías, o por algún tipo de interferencia con pozos inyectoros vecinos, impide el desplazamiento correcto del fluido y afecta la eficiencia del proceso de inyección.

Mala navegación del pozo o cambio en las propiedades petrofísicas de las arenas, encontrado gracias al parámetro de longitud efectiva del pozo, que en los tres casos analizados resulta ser mayor a la longitud real abierta del pozo.

Por último, en dos de los tres pozos analizados se encuentran valores de daño de 18 y 9, que de la misma manera puede estar afectando el paso de fluido en la cara del pozo y la inyección de agua. Debido a esta última problemática, se identifica una oportunidad de optimización representada por la estimulación a los pozos que presentan este daño (A-10H y A-11H respectivamente). La cual deberá ser técnicamente evaluada para determinar el potencial de optimización que representa para los pozos y para el PAD.

## 4. ESTUDIO TÉCNICO PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL PAD A DE CAMPO RUBIALES

Con base a los resultados de la interpretación y análisis de las pruebas Fall Off, a continuación, se realiza una breve introducción teórica sobre el análisis nodal y se describe como se realizó la ejecución de los casos correspondientes a las alternativas de optimización del PAD A.

### 4.1 ANALISIS NODAL

Uno de los métodos de optimización más usados en los sistemas de producción, es el Análisis Nodal. Ya que a partir de este se pueden identificar variables importantes como lo son la presión, los regímenes de flujo, caudales, entre otros. Y crear casos en los que se pueden comparar estas variables a partir del desarrollo de diferentes actividades. A continuación, se describen las funciones del análisis nodal, se explican las principales variables y componentes que intervienen en el mismo, y cómo se pueden obtener conclusiones a partir de sus resultados.

**4.1.1 Definición.** Diariamente, la industria petrolera se ha enfocado en producir barriles de petróleo al mejor precio y con la menor cantidad de inconvenientes en su proceso de extracción. Para esto, los ingenieros mantienen un constante monitoreo del comportamiento de los pozos con el objetivo de verificar si funcionan según lo esperado o si el sistema en desarrollo necesita ser optimizado. Lo anterior se debe realizar entendiendo no solo el comportamiento de un pozo, sino también del sistema de producción en conjunto, el cual está formado y consiste en la interacción con otras disciplinas y factores como lo son: la perforación, el yacimiento, el completamiento, entre otros.

Una definición elaborada a partir del texto Análisis Nodal de la escuela militar de ingeniería Mariscal Antonio José de Sucre <sup>51</sup> permite identificar el análisis nodal como una de las técnicas que se usa para evaluar el potencial de optimización de un sistema de producción o inyección. Se utiliza para determinar el comportamiento actual y futuro tanto de pozos productores, como de pozos inyectoros. Dividiendo el sistema en nodos, identificando restricciones de flujo y cuantificando el impacto de estas sobre la capacidad de producción o inyección del sistema. Además, permite identificar el impacto sobre el comportamiento del pozo.

Este tipo de análisis ha sido usado desde el año 1945 cuando Gilbert lo propuso para ser aplicado a pozos de producción y posteriormente en el año de 1964 cuando Nind, y Kermit Brown junto con otros científicos, complementaron dichas

---

<sup>51</sup> CRESPO HERRERA, Andrés. GUEVARA ARISPE, Brenda. HURTADO CACERES, Jhoana. ANALISIS NODAL. Escuela militar de ingeniería Mariscal Antonio José de Sucre. Cochabamba, Bolivia. 2016.

investigaciones e hicieron posible el enfoque actual de optimizar de manera más eficiente y económica los pozos tomando en cuenta los límites, las perforaciones, la sección de terminación en la tubería, el cabezal, el choque, las líneas de flujo y el separador.

Como conclusión, esta técnica permite calcular las caídas de presión, el gasto de los fluidos inyectados o producidos y determinar las curvas de comportamiento de afluencia, junto con el potencial de producción o inyección de un yacimiento. Además de lo anterior, el análisis nodal de manera indirecta sugiere formas de adecuar la infraestructura de subsuelo y superficie para optimizar el potencial de producción o inyección de los pozos.

**4.1.2 Conceptos básicos.** Como se mencionó anteriormente, el proceso de análisis nodal se basa en ubicar puntos de subdivisión o nodos con el objetivo de evaluar caídas de presión, dividiendo el sistema en dos partes: sección de entrada y sección de salida.

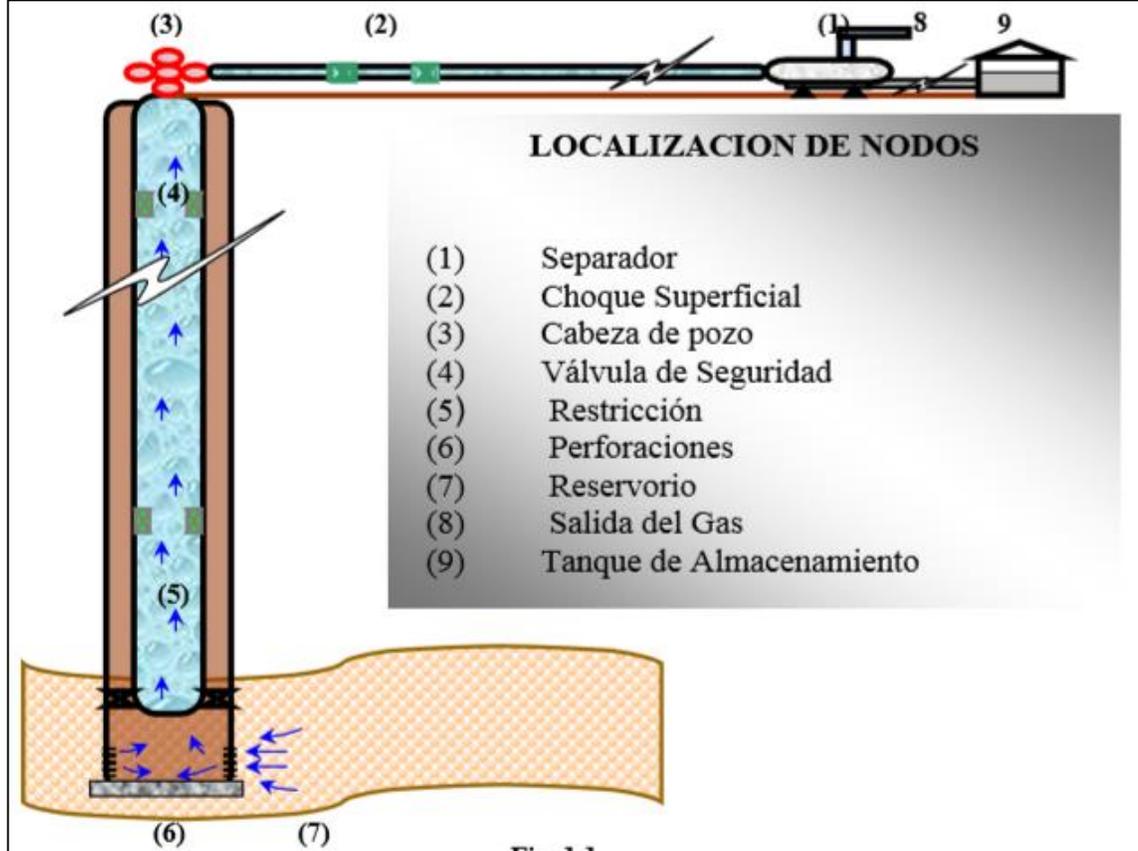
Según el libro Análisis Nodal y explotación de petróleo. Los nodos pueden clasificarse de dos formas distintas; la primera de ellas es como nodo común o simple. El cual es una sección determinada del sistema donde se produce de manera directa una caída de presión, por la interrelación entre componentes del sistema de producción. La segunda forma de clasificación, es como nodo funcional, en el cual se identifica una presión diferencial que puede ser representada mediante alguna función matemática o física.<sup>52</sup>

Estos nodos pueden situarse en los distintos componentes de un sistema de producción como lo son: separador, líneas de facilidades de producción, choque de superficie, cabezal de pozo, válvula de seguridad, restricciones, tubería de producción, fondo de la tubería de producción y cara de las perforaciones. Estos componentes, se ven representados en la **Figura 33**.

---

<sup>52</sup> RIVERO S. José Luis. Análisis nodal y explotación de petróleo. [En línea]. [consultado el 20 de noviembre de 2018]. Disponible en: [https://www.academia.edu/27417121/Libro\\_de\\_Petroleo\\_An%C3%A1lisis\\_Nodal\\_Gustavo](https://www.academia.edu/27417121/Libro_de_Petroleo_An%C3%A1lisis_Nodal_Gustavo)

**Figura 33.** Componentes comunes del sistema de producción para análisis nodal



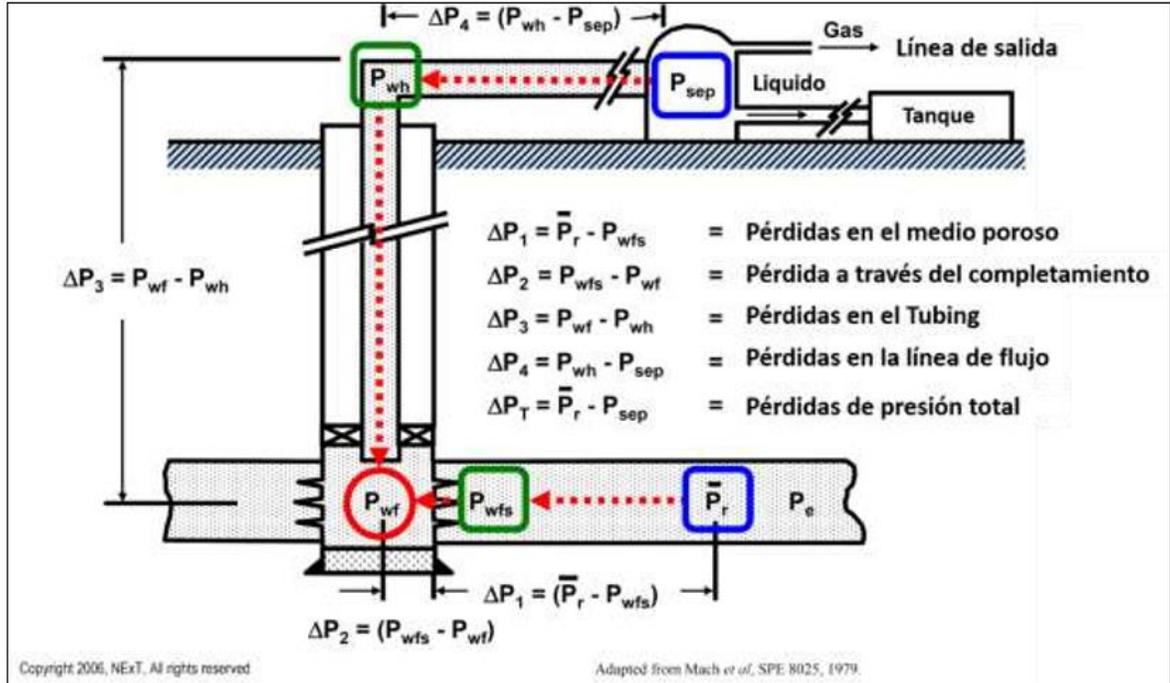
**Fuente.** RIVERO S. José Luis. Análisis nodal y explotación de petróleo. 2007.

Adicionalmente, se debe conocer que el sistema de producción se evalúa dividiéndose en tres componentes básicos. El primero es el flujo a través de un medio poroso (yacimento) considerando el daño de formación ocasionado por el lodo de perforación, el cemento, entre otros. El segundo de ellos es el flujo a través de la tubería vertical de producción, donde se evalúan las restricciones en ella como lo son válvulas, empaques, estranguladores, entre cualquier otro accesorio. Finalmente, se considera el flujo de la tubería horizontal, desde la línea de descarga considerando el manejo del choque en cabeza.

La **Figura 34** identifica las principales caídas de presión que se ven en el sistema de producción, definidos en la imagen como  $\Delta P_1$ ,  $\Delta P_2$ ,  $\Delta P_3$ ,  $\Delta P_4$ , y  $\Delta P_T$ <sup>53</sup>, en las cuales dependiendo del sitio donde se ubica el nodo, se puede tomar una sección de entrada o “inflow section” con los componentes por arriba del nodo, en sentido de flujo del yacimiento a las facilidades. Y una sección de salida u “outflow section” que consiste en todos los componentes que se encuentran por debajo del nodo.

<sup>53</sup> Mach et al. A Nodal Approach For Applying Systems Analysis To The Flowing And Artificial Lift Oil Or Gas Well. SPE 8025. 1979.

**Figura 34.** Nodos básicos en un sistema de producción.



**Fuente.** Mach et al. A Nodal Approach For Applying Systems Analysis To The Flowing And Artificial Lift Oil Or Gas Well. SPE 8025. 1979.

Es importante conocer que la caída de presión en un componente es directamente proporcional al caudal. De igual manera, se debe conocer que la curva de aporte o entrada está basada en la ley de Darcy, y describe el comportamiento del caudal y de la caída de presión desde la formación al nodo, mientras que la curva de salida describe el comportamiento de presión y caudal del nodo al separador.

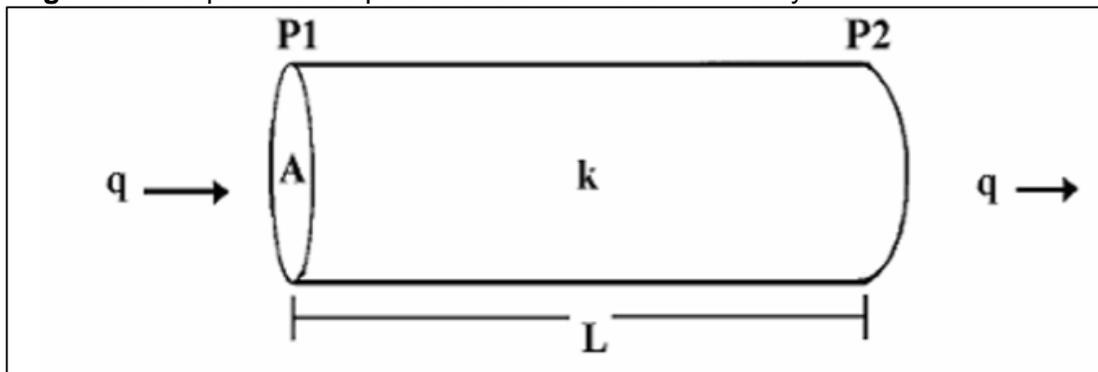
**4.1.3 Análisis nodal en flujo monofásico.** Para el análisis nodal en flujo monofásico, el cual será el caso de este estudio, es necesario estudiar las consideraciones básicas y aspectos importantes aplicados al análisis en pozos inyectoros, los cuales se exponen a continuación.

**4.1.3.1 Ecuación de Darcy.** En el año de 1856, el francés Henry Darcy desarrolló la ecuación a través de la cual se sustentan la mayoría de modelos de presión. Descrito en el libro Análisis nodal y explotación del petróleo<sup>54</sup>. Al inicio, solo estaba en búsqueda de diseñar un filtro de arena para la purificación del agua, pero implícitamente en sus diseños descubrió que, para un caudal dado, la velocidad de flujo era directamente proporcional a la caída de presión a través del filtro.

<sup>54</sup> RIVERO S. Op. cit., p. 53

Dentro de sus experimentos, Darcy involucraba como único fluido el agua. El filtro de arena se encontraba saturado completamente por este fluido y la única variación considerada en el desarrollo del proyecto, era el cambio del tipo de empaque de arena, lo cual se asemejaba a cambiar los valores de la permeabilidad. La **Figura 35** representa el modelo base a través del cual Darcy obtuvo la **Ecuación 9**. La cual se genera a partir de los resultados implícitos que se tuvieron en sus diseños y la proporcionalidad que existe entre la velocidad y la presión.

**Figura 35.** Esquema base para análisis del modelo de Darcy



**Fuente:** RIVERO S. José Luis. Análisis nodal y explotación de petróleo. 2007.

**Ecuación 9.** Ley de Darcy

$$Q = \frac{C * K * A}{\mu * L} (P_1 - P_2)$$

**Fuente:** Darcy, Henry. Francia, 1856

Donde:

Q= Caudal de fluido en el sistema

C= Constante de Unidades

K= Permeabilidad en el medio

L= Longitud

A= Área de la sección transversal

$\mu$ = Viscosidad del fluido

C=1 unidades Darcy o C=  $1.127 \times 10^{-3}$  unidades campo

Así mismo, la **Figura 36** muestra tanto las unidades con las que Darcy realizó los estudios, como las unidades que se usan en campo; en donde el único cambio que puede ser observado en el algoritmo, sería el valor numérico que toma la constante.

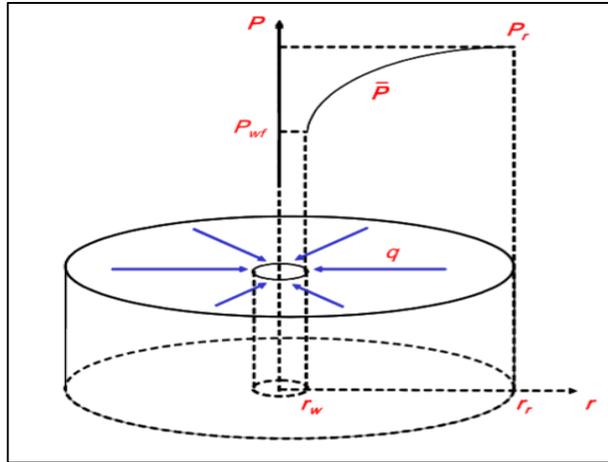
**Figura 36.** Unidades de variables para la ecuación de Darcy

<u>Variable</u>	<u>Simbolo</u>	<u>Unidades</u>	
		<u>Darcy</u>	<u>Campo</u>
Tasa de Flujo	$q$	$cm^3/Seg$	BD
Permeabilidad	$K$	Darcys	mD
Area	$A$	$cm^2$	pies <sup>2</sup>
Presión	$P$	atm	Lpc
Viscosidad	$\mu$	cps	cps
Longitud	$L, x, r$	cm	pies

**Fuente:** RIVERO S. José Luis. Análisis nodal y explotación de petróleo. 2007.

Sin embargo, por razones prácticas en la industria petrolera la ecuación de Darcy para flujo lineal fue modificada debido a las condiciones estándar de flujo radial en donde el fluido presente en el yacimiento converge hacia el pozo.<sup>55</sup> La **Figura 37**, muestra cómo cambia el esquema de análisis de la ecuación de Darcy, teniendo en cuenta que en este se tiene como referencia la **Ecuación 9**. y a partir de ellos se genera la curva de flujo de fluidos conocida como Inflow Performance o comportamiento de afluencia.

**Figura 37.** Esquema de pozo para análisis de la ecuación de Darcy.



**Fuente:** MARQUEZ, Richard. Análisis Nodal del sistema de producción – Nivel Básico. 2017.

Como resultado de lo anterior, la relación matemática entre la tasa de flujo y la presión fluyente para flujo radial puede ser obtenida mediante la **Ecuación 10**, en la que se asume que la tasa es radial y constante, una sola fase en estado estable

<sup>55</sup> Ibid., p. 55

y una permeabilidad efectiva  $k$ , dentro de un espesor de arena  $h$ , viscosidad  $\mu$  y factor volumétrico de formación  $B$ .

**Ecuación 10.** Relación de tasa de flujo y presión fluyente

$$Q_k = \frac{K_k * h}{\mu_k * B_k} * r * \frac{dP}{dr}$$

**Fuente:** MARQUEZ, Richard. Análisis Nodal del sistema de producción – Nivel Básico. Capítulo II. Comportamiento de afluencia. 2017.

La ley de Darcy, compensa cualquier error que se cometa al estimar  $r_r$  y  $r_w$  a través del logaritmo natural de la relación entre radios como lo representa la **Ecuación 11**, en donde se asume que la permeabilidad y la viscosidad son independientes de la presión.

**Ecuación 11.** Ley de Darcy

$$Q_k = \frac{C * K_k * h}{\mu_k * B_k * \ln(r_r / r_w)} * (P_r - P_{wf})$$

**Fuente:** MARQUEZ, Richard. Análisis Nodal del sistema de producción – Nivel Básico. Capítulo II. Comportamiento de afluencia. 2017.

**4.1.3.2 Curvas IPR y VLP.** Como se mencionó anteriormente, la curva que representa el flujo de fluidos a través del yacimiento se conoce como Inflow Performance Relationship. Esta curva se basa en la ecuación del índice de productividad  $J$ , el cual es una expresión de la relación entre la tasa de producción del pozo y la presión de drenaje. Este valor es considerado constante cuando los fluidos que fluyen a través del medio poroso se encuentran en una simple fase.

Las caídas de presión están en función del caudal de producción y de las características de los componentes. En el caso del flujo de una sola fase ya sea líquido o gas, se determinan fácilmente las caídas de presión, tan extensas como las características de los componentes, tal como el diámetro y la rugosidad. Hay que reconocer que casi todos los pozos de producción de petróleo operan bajo condiciones multifásicas, porque siempre hay algo de gas libre junto al petróleo. En los pozos de petróleo cuando hay presencia de líquido y gas en el componente complica grandemente los cálculos de las caídas de presión.

Como la existencia de presión en un componente cambia, los cambios de fase ocurren en los fluidos, producto de esto se ocasionan cambios en la densidad, velocidad, volumen de cada fase y propiedades del líquido.

Los cambios de temperatura también ocurren en el flujo del sistema de tubería y restricciones; lo que no ocurre en el reservorio porque ésta permanece constante.

**4.1.3.3 Análisis en pozos inyectores.** La inyección de agua, es el proyecto de inyección de fluidos más utilizado actualmente en el mundo. Su aplicación inicia en el año de 1880 cuando se comprobó que el desarrollo de esta incrementaba el factor de recobro. Desde ese momento, ha aumentado su uso no solamente con el objetivo de recuperar o mantener la presión en el yacimiento, sino también con el objetivo de disponer del agua en campos donde el BSW se mantiene alto.

Generalmente la evaluación de un pozo inyector contempla la ubicación del nodo de solución en el fondo del pozo. Para de esta manera, dividir el sistema de inyección en dos componentes. El primero de ellos es el que da la curva de descarga, el cual está conformado por el compresor o la bomba de inyección, líneas superficiales y pozo. El segundo, se trata de la curva de capacidad de inyección, en el que se evalúan la restricción en las perforaciones y el yacimiento mismo.

Como resultado del análisis nodal se busca crear el diseño apropiado y económicamente viable a partir de parámetros como la presión del cabezal, el diámetro de la tubería, longitud de línea de flujo, presión de inyección, densidad de cañoneo en pozos con o sin empaque con grava.

Para el caso de la inyección se usa la ecuación de flujo semi-estable o métodos empíricos que sirvan para estimar el flujo de agua a través del medio poroso. También se debe tener en cuenta que, por tratarse de un fluido monofásico, la curva de capacidad de inyección del yacimiento, también considerada IPR de inyección, puede construirse a partir de la siguiente ecuación.

**Ecuación 12.** Índice de productividad

$$J = \frac{0.00708 * K_w * h}{\mu_w * B_w * (\ln \frac{r_r}{r_w} - \frac{3}{4} + S)}$$

**Fuente:** MARQUEZ, Richard. Análisis Nodal del sistema de producción – Nivel Básico. Capítulo V. Pozos de inyección de agua. 2017.

Donde:

J = Índice de inyectividad (bls/psi)

K<sub>w</sub> = Permeabilidad efectiva al agua (md)

h = espesor de la formación (pies)

B<sub>w</sub> = Factor volumétrico del agua

S = Daño de formación

r<sub>r</sub> = radio del yacimiento

r<sub>w</sub> = radio de drenaje del pozo

μ<sub>w</sub> = Viscosidad del agua

Para el diseño de un sistema de inyección adecuado a través del análisis nodal, se genera una tabla como muestra la **Figura 38**, acompañada de la **Gráfica 42** donde

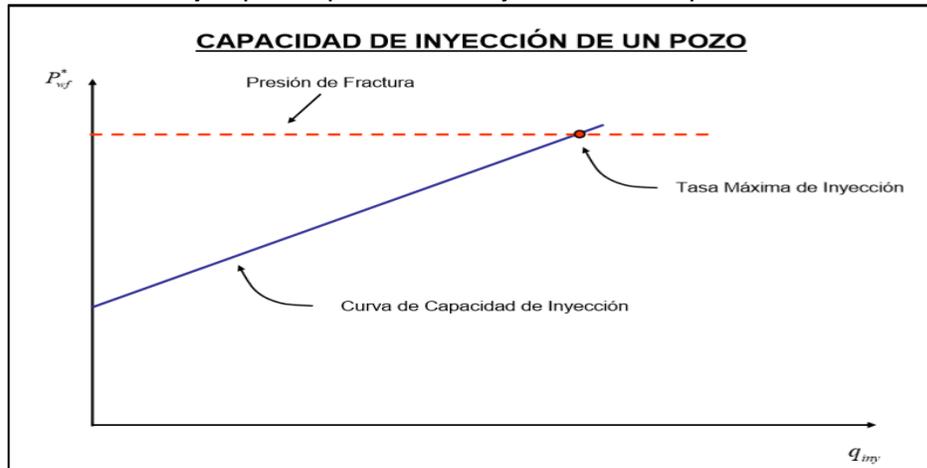
se evalúa a partir de distintos caudales, el delta de presión producido y la Pwf que puede tener el yacimiento.

**Figura 38.** Tabla guía para análisis de sistema de inyección.

$q_w$ BD	$\Delta P$ lpc	$P_{wf} = P_r + \Delta P$ lpc
$q_{w1}$	$(\Delta P)_1 = q_1/J$	$(P_{wf})_1$
$q_{w2}$	$(\Delta P)_2 = q_2/J$	$(P_{wf})_2$
$q_{w3}$	$(\Delta P)_3 = q_3/J$	$(P_{wf})_3$
:	:	:
$q_{wn}$	$(\Delta P)_n = q_n/J$	$(P_{wf})_n$

**Fuente:** MARQUEZ, Richard. Análisis Nodal del sistema de producción – Nivel Básico. Capítulo V. Pozos de inyección de agua. 2017.

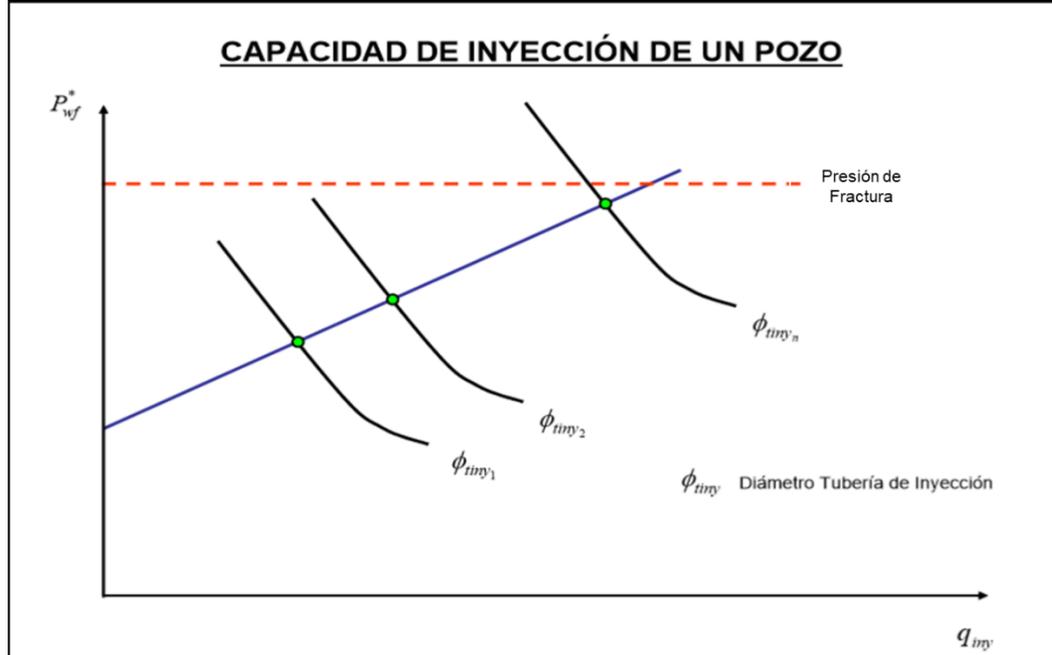
**Gráfica 42.** Ejemplo Capacidad de inyección de un pozo.



**Fuente:** MARQUEZ, Richard. Análisis Nodal del sistema de producción – Nivel Básico. Capítulo V. Pozos de inyección de agua. 2017.

A partir de esta información, y realizando un cálculo de la presión de fractura, se puede desarrollar una gráfica de capacidad de inyección de un pozo. Acompañado de curvas de completamiento las cuales dependen del diámetro de la tubería y que permiten evaluar el sistema de manera completa. La idea de generar esta gráfica, es seleccionar un sistema en el que se inyecte el mayor caudal posible a una presión de inyección que no exija un gasto de energía grande, ya que se traduciría en un aumento de costos.

**Gráfica 43.** Evaluación de escenarios de inyección.



**Fuente:** MARQUEZ, Richard. Análisis Nodal del sistema de producción – Nivel Básico. Capítulo V. Pozos de inyección de agua. 2017.

**4.1.4 Aspectos Generales del software PIPESIM.** El software Pipesim, es un simulador de flujo multifásico desarrollado por Schlumberger, el cual permite modelar el comportamiento del sistema de producción, incluyendo las líneas de flujo y facilidades en superficie. Además permite realizar el diseño y análisis de la integración de pozos nuevos al sistema hidráulico. Así como realizar pronósticos de producción y optimización mediante el análisis nodal.

Adicionalmente, esta herramienta permite realizar análisis de sensibilidades de cualquier variable involucrada en el sistema de producción, recreando tanto modelos de fluido Black oil, o Composicional. Aplicado a pozos o a redes completas de tubería. Para cumplir con estas funciones, el software emplea diferentes modos de diagnóstico como lo son:

**4.1.4.1 Análisis de sistema (System Analysis).** Consiste en un sistema de curvas generadas a partir de una variable dependiente y una independiente, mediante el cambio de una única variable.<sup>56</sup> Utilizado para determinar el desempeño de todo el sistema (incluyendo pozos y líneas de flujo) al variar diferentes condiciones.

<sup>56</sup> CLAVIJO G, Valery T y MURILLO P, Angie C. Modelamiento y análisis del manejo de fluidos del sistema de recolección de la troncal 4 de Campo Rubiales. Trabajo de grado fundación universidad de america 2017 p.97

**4.1.4.2 Perfil presión- Temperatura.** Entrega datos de presión de entrada, caudal y presión de salida. Se puede generar a lo largo del sistema y en función de la distancia. <sup>57</sup>

**4.1.4.3 Análisis de pozo.** Permite visualizar cada pozo como una unidad, de tal manera que se pueda aplicar un análisis nodal a cada uno de estos para obtener las curvas de inflow, outflow, punto de operación y evaluar alternativas de optimización.

## **4.2 AJUSTE DEL CASO BASE PARA EL PAD A**

Para el desarrollo y selección de la solución a la problemática presentada en el PAD A, primero se hace necesario crear un caso base actualizado. Que permita representar los parámetros vistos en campo, y comparar dicho caso con las soluciones propuestas para así identificar la más óptima. A continuación, se describirá el procedimiento que se realizó para ajustar dicho caso base.

**4.2.1 Adquisición de la información PAD A.** Para tener el caudal y presión promedio que se maneja a la actualidad y poder comparar este con el caso base que se ejecutará en el software Pipesim, se toma la data real del PAD para el periodo que va del 1 de octubre al 20 de noviembre de 2018. A continuación se muestra la tabla de datos, a partir de la cual se creó el promedio para el pozo A-10H. Cabe destacar que, para ciertas fechas de este periodo se presentaron inconvenientes operacionales en el PAD, lo cual generó que estos datos no fueran representativos para el estudio y por tanto se omitieran.

---

<sup>57</sup> Ibid., p 98

**Tabla 21.** Caudales históricos pozo A-10H

DW-10H		
FECHA (D/M/Y)	CAUDAL (BWPD)	PRESION (PSI)
02.10.2018	59,024	1,642
03.10.2018	60,400	1,625
04.10.2018	60,560	1,648
05.10.2018	60,624	1,635
06.10.2018	60,576	1,635
07.10.2018	57,280	1,538
08.10.2018	58,304	1,608
09.10.2018	58,384	1,636
10.10.2018	59,648	1,638
11.10.2018	60,352	1,635
12.10.2018	60,680	1,640
13.10.2018	60,704	1,640
14.10.2018	60,832	1,640
15.10.2018	60,320	1,638
16.10.2018	60,816	1,640
17.10.2018	58,720	1,629
19.10.2018	60,304	1,632
20.10.2018	60,624	1,642
22.10.2018	60,080	1,621
23.10.2018	59,904	1,621
24.10.2018	60,608	1,631
25.10.2018	60,528	1,630
26.10.2018	59,760	1,635
27.10.2018	60,576	1,626
28.10.2018	60,592	1,626
29.10.2018	60,888	1,651
30.10.2018	60,800	1,642
31.10.2018	60,128	1,642
01.11.2018	59,380	1,638
02.11.2018	60,704	1,635
03.11.2018	60,912	1,639
04.11.2018	60,768	1,648
06.11.2018	60,712	1,640
07.11.2018	60,912	1,641
10.11.2018	58,896	1,634
11.11.2018	60,816	1,640
12.11.2018	60,872	1,640
13.11.2018	60,880	1,642
16.11.2018	60,154	1,646
17.11.2018	60,416	1,648
18.11.2018	60,368	1,651
19.11.2018	60,400	1,650
20.11.2018	57,462	1,644
PROMEDIO	60,132	1,635

**Fuente:** Elaboración propia. 2018.

Los resultados que se pueden observar en la **Tabla 22** se obtuvieron al realizar el promedio aritmético de los datos de caudal y presión para cada pozo del PAD A, teniendo en cuenta las fechas donde no se presentaron inconvenientes operacionales en el PAD que pueden ser observadas en la **Tabla 21**. Estos datos son los que se tendrán en cuenta al momento de realizar el análisis nodal del caso base en el software Pipesim.

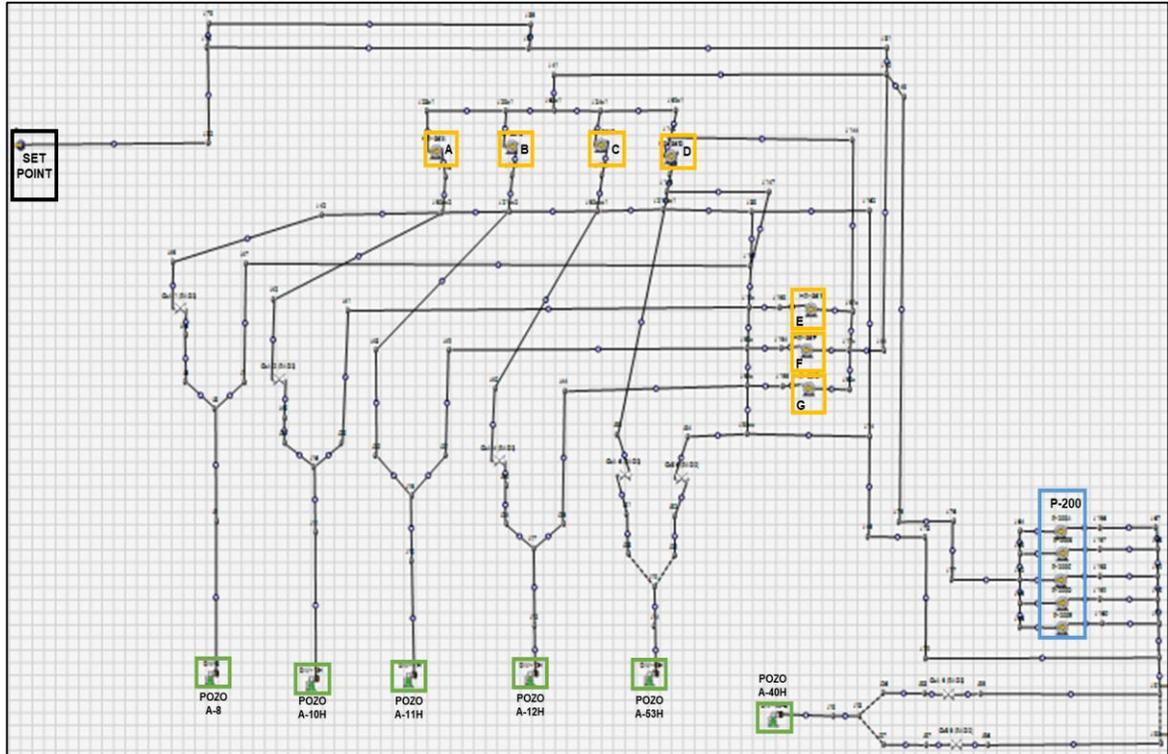
**Tabla 22.** Promedio Real de los parámetros de pozos PAD A

<b>POZO</b>	<b>CAUDAL PROMEDIO (BWPD)</b>	<b>PRESIÓN PROMEDIO (PSI)</b>
A-08	111456	1624
A-10H	60152	1635
A-11H	55761	1587
A-12H	36877	1616
A-40H	97572	1589
A-53H	74432	1584

**Fuente:** Elaboración propia. 2018.

**4.2.2 Creación del PAD A en Pipesim.** La empresa Ecopetrol S.A. en el desarrollo de sus funciones, contaba con un esquema del PAD A ingresado en el software Pipesim. Por esta razón, se toma como referencia para la realización del análisis e ingreso de los parámetros obtenidos del capítulo anterior. En la **Figura 39**, se puede observar el esquema final del PAD A, donde se incluyen tanto facilidades de superficie como el diseño de los pozos.

**Figura 39.** Esquema del PAD A en Campo Rubiales



**Fuente:** Elaboración propia. Basado en SCHLUMBERGER, PIPESIM. 2019.

A pesar de tener el esquema del PAD A creado en el software, fue importante para el proyecto revisar que cada uno de los instrumentos de este estuviesen debidamente cargados, y que la configuración de los pozos tanto en sus valores como en su estado mecánico fuese la indicada. Para este caso, el PAD A dispone de 12 bombas de las cuales 3 son Centrifluid de la empresa Baker Hughes y 9 son bombas GEM de Schlumberger. La **Tabla 23** indica para cada una de ellas la referencia y frecuencia a la que trabaja actualmente.

**Tabla 23.** Frecuencia de las bombas del PAD A.

BOMBA	FRECUENCIA
HPI 861-A/GE	59.5
HPI 861-B/GE	59.5
HPI 861-C/GE	59.5
HPI 861-D/GE	59.5
HPI 861-E/CTL	59
HPI 861-F/CTL	59
HPI 861-G/CTL	59
P-200A/GE	59.5
P-200B/GE	59.5
P-200C/GE	59.5
P-200D/GE	59.5
P-200E/GE	59.5

**Fuente:** Ecopetrol S.A. Modificado por los autores. 2018.

**4.2.3 Ajuste del Análisis Nodal por pozo.** Para realizar el ajuste del caso y que correspondiera a la data que se presenta en la actualidad en el PAD A, se hizo necesario realizar un cotejo del análisis nodal por pozo y verificar que los datos de cada uno de ellos correspondieran a los valores de presión y caudal de la actualidad. Para el desarrollo de esta sección se realizaron dos procedimientos los cuales se describen a continuación.

**4.2.3.1 Ajuste pozos con pruebas FOT.** Para los pozos A-010H, A-011H y A-012H a los cuales se les había realizado la prueba FOT y una simulación de esta a través del software Pansystem. Se selecciona el pozo y en la cinta de opciones se selecciona la opción “completions”. Allí aparecen datos referentes al pozo como: como nombre, geometría del pozo, método de entrada de fluido, tope en MD, Punto medio en MD, base en MD, tipo de completamiento, estado del pozo, y modelo de la IPR. Para este caso, los pozos inicialmente se encontraban con la información básica, y el método de entrada de fluido estaba seleccionado como single point, por lo cual, se modifica este parámetro y se selecciona el método de entrada de fluido o cañoneo como distribuido.

Como muestra la **Figura 40**, al seleccionar esta opción aparecen tres nuevas pestañas las cuales se completan con los datos obtenidos en el Capítulo 3. La primera pestaña, corresponde a parámetros del reservorio como presión, temperatura, radio del yacimiento, espesor, radio del pozo y excentricidad del mismo. Para el caso de la permeabilidad horizontal se toman los datos generados por las pruebas FOT. Pero, con la permeabilidad vertical, debido a que no se presenta un ajuste en su valor, se ingresa a partir de un rango que se maneja en la empresa, donde se especifica que el  $K_v/K_h$  puede estar en el orden del 50 al 70%. Cabe destacar que aparte de la información que se despliega en la pestaña “Reservoir”, también se hace necesario modificar los valores de tope y base de la formación basados en el punto medio en MD, con el fin de representar el espesor de la formación.

**Figura 40.** Datos de completamiento del pozo A-010H en Pipesim.

Name	Geometry prof...	Fluid entry	Top MD	Middle MD	Bottom MD	Type	Active	IPR model
1 Cpl	Horizontal	Distributed	3548,5		3960,5	Perforation	<input checked="" type="checkbox"/>	Joshi (Stea...

**Reservoir** Skin Fluid model  
 Reservoir pressure: 1050 psia  
 Reservoir temperature: 145 degF  
 IPR basis:  Liquid  Gas  
 Radius of reservoir extent: 1000 ft  
 Reservoir thickness: 24 ft  
 Permeability X (Perpendicular to well): 750 mD  
 Permeability Y (Parallel to Well): 750 mD  
 Permeability Z (Vertical): 375 mD  
 Well radius: 3,0625 in  
 Well eccentricity: 0,8 ft

**Fuente.** Elaboración propia. Basado en SCHLUMBERGER, PIPESIM. 2019.

La segunda pestaña corresponde al daño de formación presente en el pozo, el cual se completa seleccionando la opción “Specify” e ingresando el valor correspondiente a los resultados de la simulación de la prueba FOT. En el caso específico del pozo A-10H el valor a ingresar es de 18 como se muestra a continuación.

**Figura 41.** Información sobre el daño pozo A-10H en Pipesim.

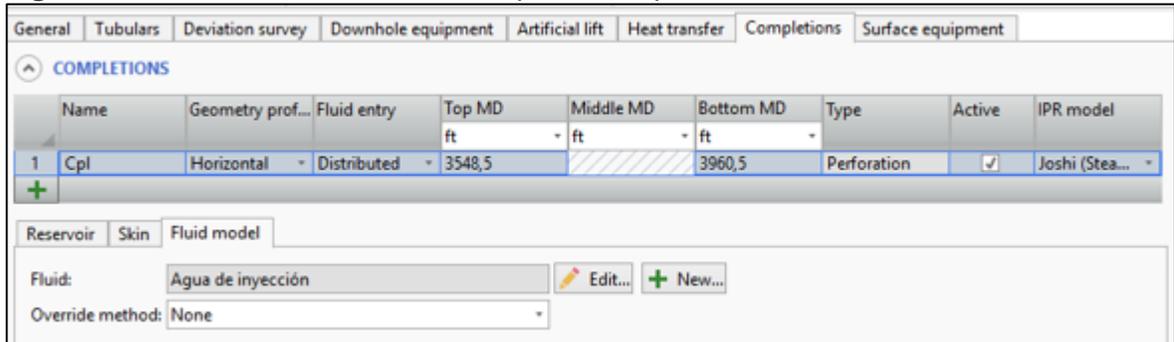
Name	Geometry prof...	Fluid entry	Top MD	Middle MD	Bottom MD	Type	Active	IPR model
1 Cpl	Horizontal	Distributed	3548,5		3960,5	Perforation	<input checked="" type="checkbox"/>	Joshi (Stea...

**Reservoir** Skin Fluid model  
**OPTIONS**  
 Skin:  Specify  Calculate  
 18

**Fuente:** Elaboración propia. Basado en SCHLUMBERGER, PIPESIM. 2019.

Finalmente, la última pestaña corresponde al modelo de fluido que maneja el pozo. Como se muestra en la **Figura 42**, se selecciona la opción de agua de inyección y es similar para todos los pozos. Los parámetros de este fluido se encuentran cargados previamente.

**Figura 42.** Información sobre fluido del pozo en Pipesim.

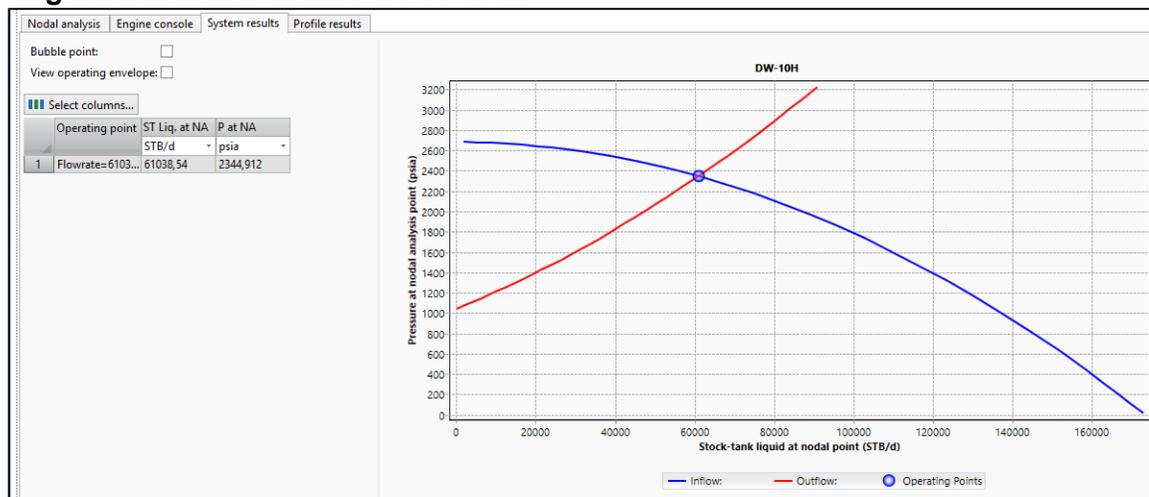


**Fuente:** Elaboración propia. Basado en SCHLUMBERGER, PIPESIM. 2019.

El procedimiento para los pozos A-011H Y A-012H es el mismo, teniendo en cuenta que cambia la data simulada por cada pozo, por lo cual las figuras correspondientes a estos serán mostradas en la sección de anexos.

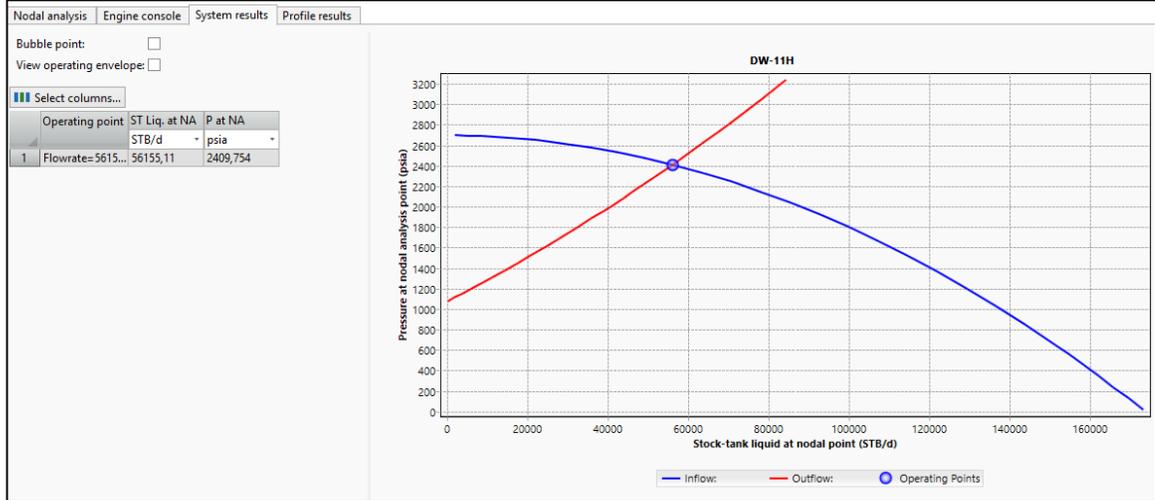
Luego de realizar el ajuste de información con cada pozo, se realiza una simulación por cada uno de ellos. Para ello se selecciona el pozo a evaluar, y la opción “Nodal Analysis”. Esto permitirá generar los resultados del análisis que se muestran a continuación en las figuras, representando la presión y caudal de inyección de cada pozo.

**Figura 43.** Análisis nodal base A-010H



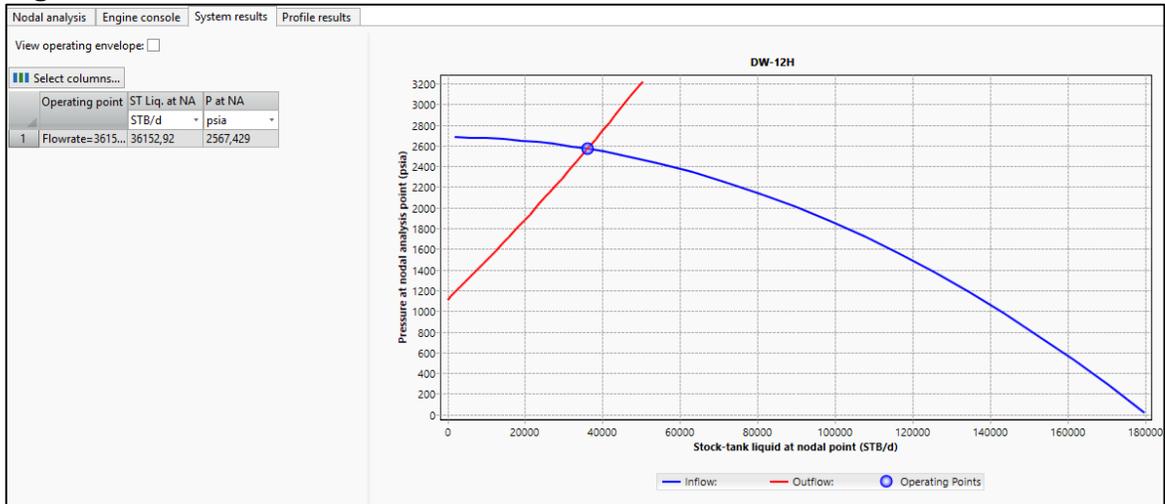
**Fuente:** Elaboración propia. Basado en SCHLUMBERGER, PIPESIM. 2019.

**Figura 44.** Análisis nodal base A-011H.



**Fuente:** Elaboración propia. Basado en SCHLUMBERGER, PIPESIM. 2019.

**Figura 45.** Análisis nodal base A-012H.



**Fuente:** Elaboración propia. Basado en SCHLUMBERGER, PIPESIM. 2019.

En la **Tabla 24** se realiza la comparación de los caudales promedio reales obtenidos en la **Tabla 21** y los caudales obtenidos mediante análisis nodal. Como puede ser observado, los errores para cada pozo son menores al 5%. Esto representa una validación adicional de que los resultados obtenidos en los análisis de las pruebas FOT, corresponden con la realidad. Por lo que se procede a continuar con el ajuste del caso.

**Tabla 24.** Comparación caudales reales vs análisis nodal para pozos con FOT.

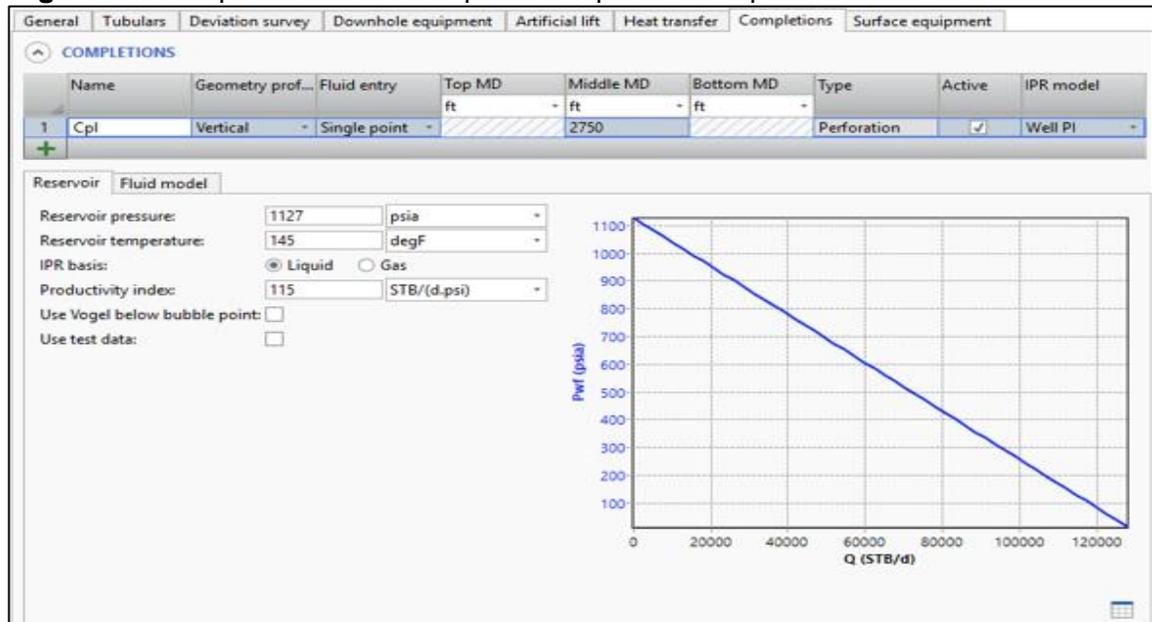
Pozo	Caudal Real Promedio (BWPD)	Caudal Analisis Nodal por pozo (BWPD)	Error % por pozo
A-10	60152	61038.54	1.47%
A-11	55761	56155.11	0.71%
A-12	36876	36152.92	1.96%
<b>TOTAL</b>	<b>436249</b>	<b>436284.7</b>	

Fuente: Elaboración propia. 2019.

**4.2.3.2 Ajuste pozos sin pruebas FOT.** Los pozos A-008, A-40HST y A-53H de los cuales no se tienen estudios recientes ni pruebas FOT, se ajustan mediante el siguiente procedimiento.

Primero se selecciona el pozo a evaluar y se verifica la información de presión, temperatura del reservorio y modelo de fluido. Para el caso de completamiento, esta vez solo se especifica y verifica el punto medio de perforados, y se deja como método de entrada de fluido la opción “single point” debido a que no se cuenta con información adicional para completar la opción de distribuido. La siguiente Figura muestra la información que se debe describir en la sección de “completions” específicamente para el pozo A-008 y de la misma manera se realiza para los pozos A-040HST y A-053H.

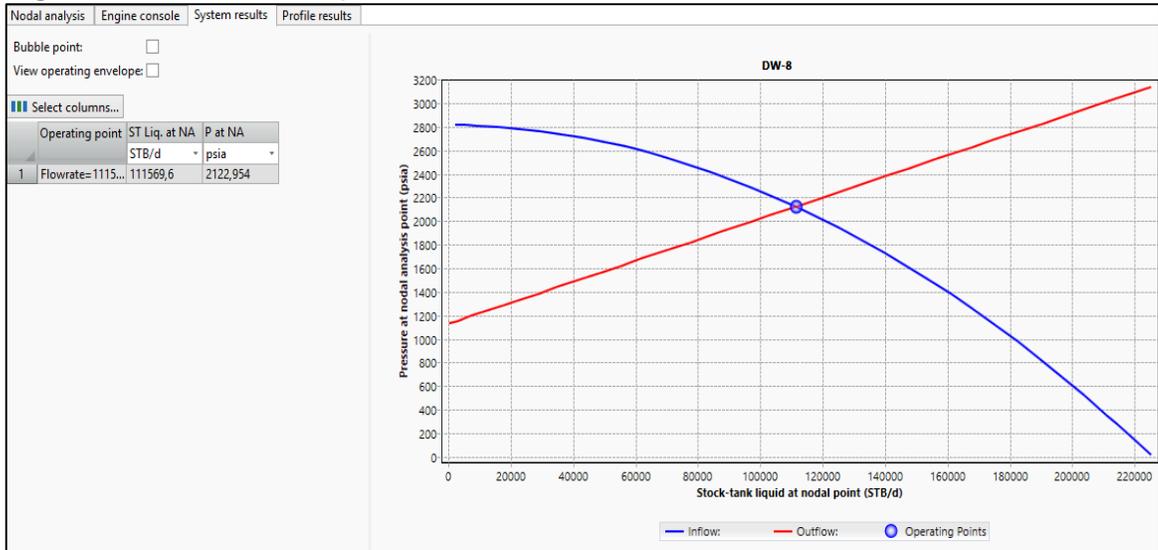
**Figura 46.** Completamiento de los pozos sin pruebas de presión.



Fuente: Elaboración propia. Basado en SCHLUMBERGER, PIPESIM. 2019.

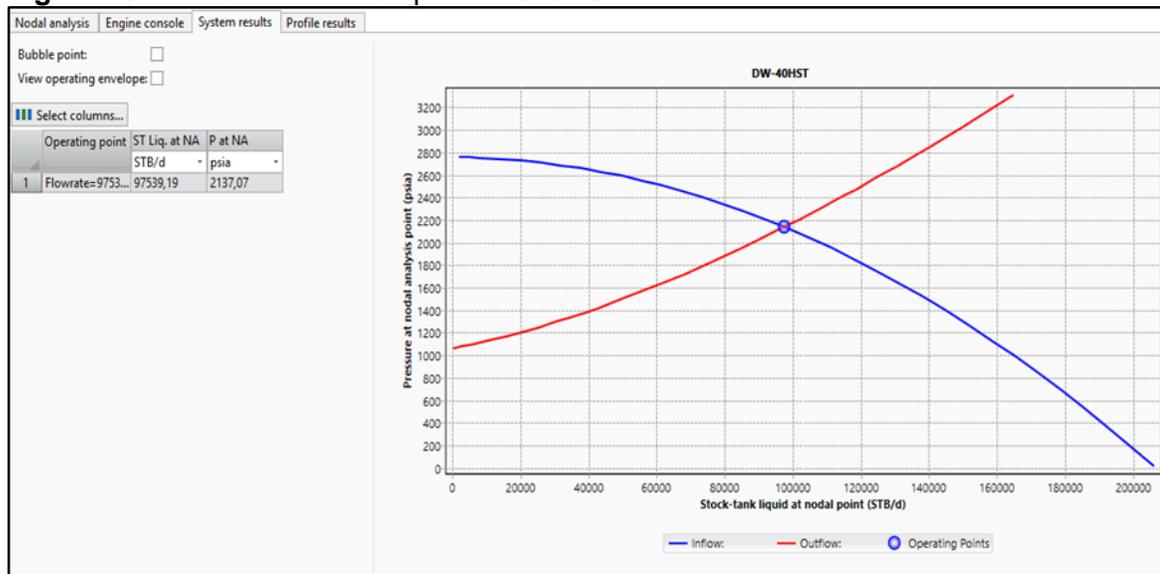
Posteriormente con los datos ya verificados, se realiza la corrida pozo por pozo seleccionando la opción “Nodal Analysis” y se evalúan los resultados respecto a la data promedio obtenida en la **Tabla 21**. Si esta no coincide y se encuentra desviadas de la información existente, se ajusta el índice de productividad del pozo hasta llevar el caudal del pozo a valores coherentes. Los resultados del análisis nodal para estos pozos se muestran en las siguientes figuras.

**Figura 47.** Análisis nodal pozo A-008.



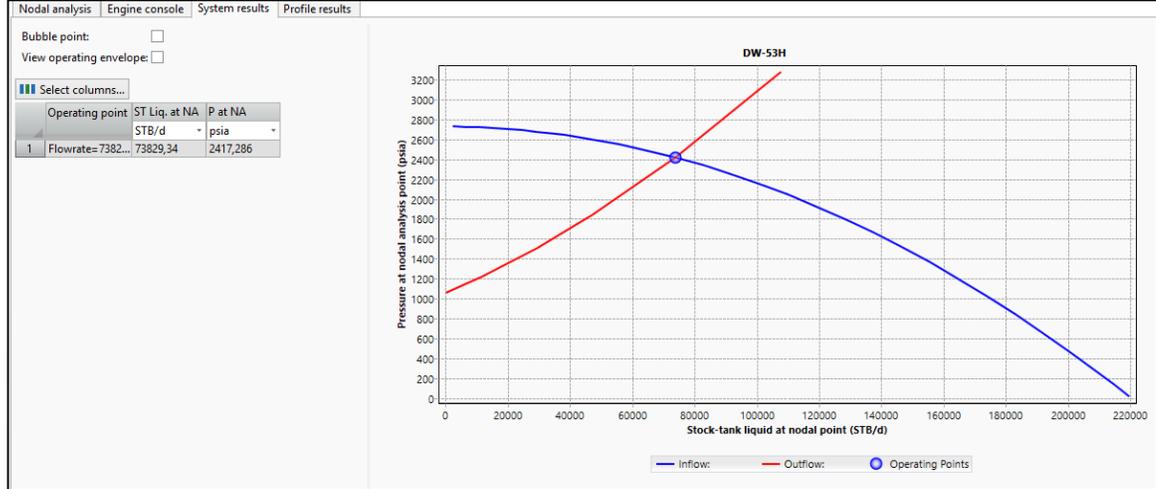
**Fuente:** Elaboración propia. Basado en SCHLUMBERGER, PIPESIM. 2019.

**Figura 48.** Análisis nodal base pozo A-040HST



**Fuente:** Elaboración propia. Basado en SCHLUMBERGER, PIPESIM. 2019.

**Figura 49.** Análisis nodal base pozo A-053H.



**Fuente:** Elaboración propia. Basado en SCHLUMBERGER, PIPESIM. 2019.

Nuevamente se realiza una comparación de los caudales para obtener el error promedio. Estos datos se ven representados en la **Tabla 25**. Como puede ser observado, se comprueba que el error no supera el 5 %.

**Tabla 25.** Comparación caudal real vs análisis nodal para pozos sin FOT.

Pozo	Caudal Real Promedio (BWPD)	Caudal Analisis Nodal por pozo (BWPD)	Error % por pozo
A-8	111456	111569.6	0.10%
A-40	97572	97539.19	0.03%
A-53	74432	73829.34	0.81%
<b>TOTAL</b>	<b>436249</b>	<b>436284.7</b>	

**Fuente:** Elaboración propia. 2019.

Si se realiza la sumatoria de los caudales obtenidos mediante análisis nodal de los pozos activos del PAD, se obtiene un total del 436.284,7 BWPD. Valor que se acerca a los 436.249 BWPD que se inyectan en promedio en el PAD.

**4.2.4 Ajuste del análisis nodal del PAD A.** Luego de haber realizado el ajuste del análisis nodal por pozo, y de haber comprobado que el error porcentual entre los caudales fuera menor al 5%, se debe realizar la corrida para el PAD A en conjunto. Esta corrida se diferencia de las anteriores en que toma el sistema como un todo y que dentro de este sistema se incluyen las facilidades dispuestas en superficie para la inyección del agua.

Para realizar lo anterior, en el software sobre el esquema principal del PAD, se selecciona la opción “Network Simulation” y posteriormente “Run” para que Pipesim realice los cálculos e iteraciones pertinentes. Cuando se termina la simulación, se

arrojan los resultados presentes en la **Figura 50**, donde se puede identificar la información referente a cada pozo y accesorio usado dentro del sistema.

**Figura 50.** Resultados del “Network Simulation” caso base.

Name	Type	Pressure (out) psia	Temperatur... degF	ST liquid rate STB/d	ST Oil rate STB/d	ST Water rate STB/d	ST Gas rate mmscf/d	ST GOR SCF/STB	ST WCUT %	FL Gas rate (...) mmcf/d	FL WCUT %
1	CkA 1 (PAD2)	1705,531	136,0862	53368,16	0	53368,16	0	0	100	0	100
2	CkA 2 (PAD2)	1712,832	136,0663	27636,23	0	27636,23	0	0	100	0	100
3	CkA 4 (PAD2)	1715,603	136,0486	16409,66	0	16409,66	0	0	100	0	100
4	CkA 5 (PAD2)	1704,441	136,0894	48662,36	0	48662,36	0	0	100	0	100
5	CkA 6 (PAD2)	1687,319	136,0994	37499,9	0	37499,9	0	0	100	0	100
6	CkB 5 (PAD2)	1704,441	136,0894	48662,36	0	48662,36	0	0	100	0	100
7	CkB 6 (PAD2)	1687,332	136,1174	37508,16	0	37508,16	0	0	100	0	100
8	Cpl	1127	141,0954	110759,6	0	110759,6	0	0	100	0	100
9	Cpl	1487,332	145	0,0002442989	0	0,0002442989	0	0	100	0	100
10	Cpl	2497,07	145	0,0003080456	0	0,0003080456	0	0	100	0	100
11	Cpl	2296,27	145	0,0002442989	0	0,0002442989	0	0	100	0	100
12	Cpl	1888,718	145	0,0002442989	0	0,0002442989	0	0	100	0	100
13	Cpl	2040,767	145	0,0002442989	0	0,0002442989	0	0	100	0	100
14	HPI-861A	1713,861	136,0767	36336,34	0	36336,34	0	0	100	0	100
15	HPI-861B	1713,553	136,0819	36349,8	0	36349,8	0	0	100	0	100
16	HPI-861C	1713,517	136,0818	36350,93	0	36350,93	0	0	100	0	100
17	HPI-861D	1713,925	136,0689	36340,32	0	36340,32	0	0	100	0	100
18	HPI-861E	1713,955	136,0731	36343,66	0	36343,66	0	0	100	0	100
19	HPI-861F	1713,962	136,0784	36343,51	0	36343,51	0	0	100	0	100
20	HPI-861G	1713,964	136,0715	36342,03	0	36342,03	0	0	100	0	100
21	P-200A	1715,789	136,0686	36209,59	0	36209,59	0	0	100	0	100
22	P-200B	1715,515	136,0721	36219,13	0	36219,13	0	0	100	0	100

**Fuente:** Elaboración propia. Basado en SCHLUMBERGER, PIPESIM. 2019.

Es importante resaltar que en los caudales de simulación y las presiones no se encuentra un ajuste en la primera corrida, por lo que se hace necesario realizar pruebas teniendo en cuenta las variables que presentan incertidumbre, especialmente el diámetro de los choques que llegan a los pozos. Realizado este procedimiento para el PAD A, la **Figura 51**, expone los resultados arrojados por Pipesim referentes a los parámetros de pozo.

**Figura 51.** Parámetros de pozo caso base.

Name	Type	Pressure (out) psia	Temperatur... degF	ST liquid rate STB/d	ST Oil rate STB/d	ST Water rate STB/d	ST Gas rate mmscf/d	ST GOR SCF/STB	ST WCUT %	FL Gas rate (...) mmcf/d	FL WCUT %
63	DW-10H	1671,418	136,157	59963,39	0	59963,39	0	0	100	0	100
64	DW-11H	1694,728	136,086	56639,42	0	56639,42	0	0	100	0	100
65	DW-12H	1701,409	136,038	35804,99	0	35804,99	0	0	100	0	100
66	DW-40HST	1600,831	136,3785	97324,72	0	97324,72	0	0	100	0	100
67	DW-53H	1630,813	136,2524	75008,05	0	75008,05	0	0	100	0	100
68	DW-8	1619,29	136,3238	110759,6	0	110759,6	0	0	100	0	100

**Fuente:** Elaboración propia. Basado en SCHLUMBERGER, PIPESIM. 2019.

Estos parámetros, se comparan con los datos promedio de la actualidad por medio de la **Tabla 26**. Donde el error porcentual esta dado a partir de la **Ecuación 13**.

**Ecuación 13.** Error porcentual.

$$Error (\%) = \frac{n_{real} - n_{teórico}}{n_{real}} * 100$$

**Fuente:** Ecopetrol S.A.

Donde, n: variable asociada al cálculo del error.

**Tabla 26.** Caudal y presión real vs datos simulados caso base

Pozo	Caudal Real Promedio (BWPD)	Caudal Simulación PAD A (BWPD)	Error % del caudal por pozo	Presión promedio ultimo mes (psia)	Presión Simulación (psia)	Error % presión por pozo
A-8	111456	110759.6	0.62%	1624	1619.29	0.3%
A-10	60152	59963.39	0.31%	1635	1671.418	2.2%
A-11	55761	56639.42	1.58%	1587	1694.728	6.8%
A-12	36876	35804.99	2.90%	1615	1701.409	5.4%
A-40	97572	97324.72	0.25%	1589	1600.831	0.7%
A-53	74432	75008.05	0.77%	1584	1630.813	3.0%
<b>TOTAL</b>	<b>436249</b>	<b>435500.17</b>	<b>PROMEDIO</b>	<b>1605.666667</b>	<b>1653.0815</b>	

**Fuente:** Elaboración propia. 2019.

Para este caso, se encuentra que el resultado es representativo y que en cuestión de caudales los resultados presentan un error menor al 5%. Siendo el caudal simulado para ese caso base un valor de 435.500,17 BWPD. En cuestión de la presión, solo dos pozos presentan un error por encima del 5% los cuales son el pozo A-11H y el pozo A-12H. Este error puede estar asociado a que estos pozos son aquellos en los cuales se toman datos directos de las pruebas de presión, y como fue explicado en capítulos anteriores, se debe tener en cuenta el error asociado a los equipos y a las operaciones en la misma.

**4.2.5 Gasto de energía caso base.** A continuación se describe cómo se logra conocer los gastos de energía anuales que se estaban desarrollando en el PAD a partir de la información del caso base. Para iniciar, se toman los datos de potencia de cada una de las bombas del PAD, los cuales son arrojados por la simulación del caso base como se muestra en la **Figura 52**.

**Figura 52.** Búsqueda de la potencia requerida por bomba en Pipesim.

Name	Type	Pressure (out)	Temperatur...	ST liquid rate	ST Oil rate	ST Water rate	ST Gas rate	ST GOR	ST WCUT	FL Gas rate (...)	FL WCUT	
		psia	degF	STB/d	STB/d	STB/d	mmscf/d	SCF/STB	%	mmcf/d	%	
10	Cpl	2497,07	145	0,0003080456	0	0,0003080456	0	0	100	0	100	
11	Cpl	2296,27	145	0,0002442989	0	0,0002442989	0	0	100	0	100	
12	Cpl	1888,718	145	0,0002442989	0	0,0002442989	0	0	100	0	100	
13	Cpl	2040,767	145	0,0002442989	0	0,0002442989	0	0	100	0	100	
14	HPI-861A	1713,861	136,0767	36336,34	0	36336,34	0	0	100	0	100	
Limited by:		SPEED										
Speed:		3570	c/min									
Power:		1285,484	hp									
Pout:		1713,861	psia									
DP:		1620,23	psi									
DT:		-3,525316	degF									
Eff:		79,10187	%									
Curve (centrifugal):		SN1150										
Stages:		24										
Qin:		0,2071913	mmcf/d									
Qout:		0,2058923	mmcf/d									
Head:		3761,639	ft									
15	HPI-861B	1713,553	136,0819	36349,8	0	36349,8	0	0	100	0	100	
16	HPI-861C	1713,517	136,0818	36350,93	0	36350,93	0	0	100	0	100	

**Fuente:** Elaboración propia. Basado en SCHLUMBERGER, PIPESIM. 2019.

Posteriormente, con dichos valores para cada una de las bombas se utiliza la **Ecuación 2** expuesta en capítulos previos para obtener el valor de Kilowatts/hora. A continuación, la **Tabla 27** muestra un resumen de esta información y totaliza el valor de energía que necesita la inyección de agua en un año.

**Tabla 27.** Energía requerida para el caso base del PAD A.

Bomba	HP	kWh	kWh/año
HPI-861A/GE	1,285.48	959	8,400,587
HPI-861B/GE	1,285.61	959	8,401,436
HPI-861C/GE	1,285.63	959	8,401,508
HPI-861D/GE	1,285.53	959	8,400,854
HPI-861E/CTL	1,285.56	959	8,401,064
HPI-861F/CTL	1,285.55	959	8,401,044
HPI-861G/CTL	1,285.54	959	8,400,966
P-200A/GE	1,284.24	958	8,392,450
P-200B/GE	1,284.33	958	8,393,065
P-200C/GE	1,284.35	958	8,393,150
P-200D/GE	1,284.36	958	8,393,209
P-200E/GE	1,284.37	958	8,393,307
<b>TOTAL</b>	<b>15,420.54</b>	<b>11,504</b>	<b>100,772,638</b>

Fuente: Elaboración propia. 2019.

### 4.3 ESTUDIO DE ALTERNATIVAS DE OPTIMIZACION DEL PAD A

En esta sección se estudian las posibles alternativas a realizar en el PAD para optimizar la inyección de este y permitir un ahorro en costos para la compañía. Dentro de las alternativas se encuentra por un lado la realización de un nuevo pozo que permita redistribuir la presión y con un mismo caudal disminuir la frecuencia y por ende la potencia en las bombas.

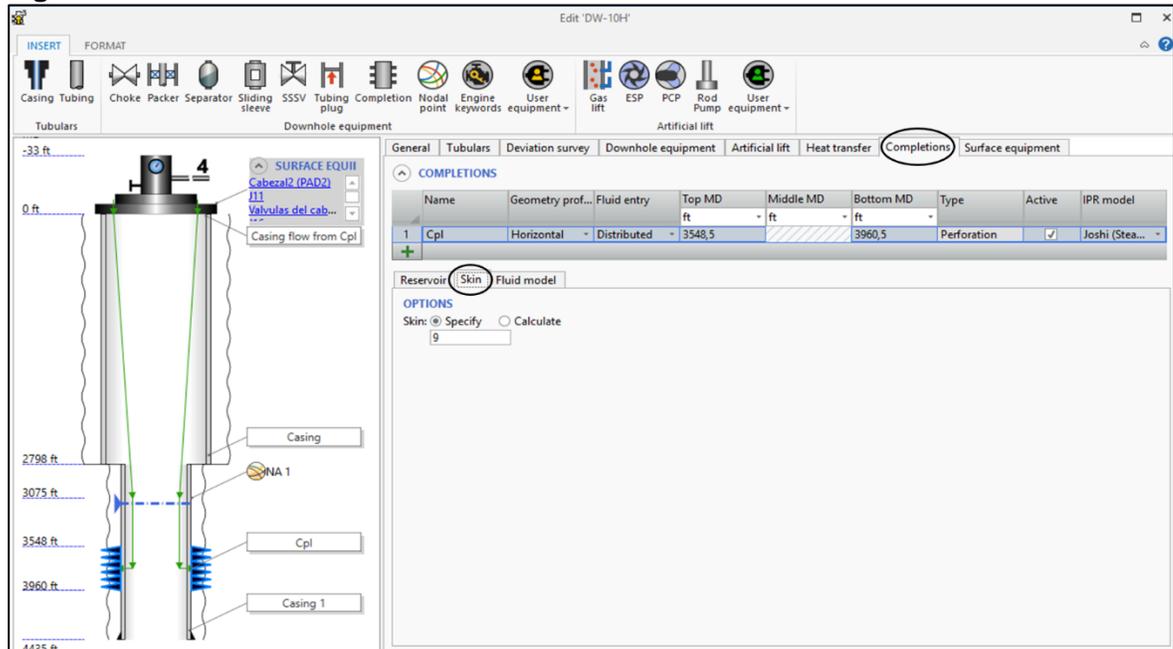
Por otro lado, realizar una estimulación ya sea al pozo A-10H, A11H o ambos como se definió en el capítulo 3, con el fin de remover el daño de formación presente y disminuir la presión de inyección. Para las estimulaciones se hace necesario tener en cuenta que una estimulación nunca tiene un 100% de efectividad por lo cual en los casos propuestos se toma en cuenta el caso en que la estimulación removiera 50% o 80% del daño de formación con el que cuentan los pozos.

**4.3.1 Alternativa: Estimulación del pozo A-10H.** Como fue mencionado anteriormente, esta alternativa consiste en una estimulación ácida al pozo, debido a que gracias a la prueba de presión realizada y su interpretación, se encuentra que el pozo presenta un daño de 18. Teniendo en cuenta esto, se evalúan dos casos

para esta alternativa, una opción en la cual el pozo reduce 50% su daño y otra en la que este daño se reduce hasta un 80%.

**4.3.1.1 Remoción del 50% del daño de formación.** Para realizar esta simulación, el primer paso a realizar es ir al pozo A-10H y seleccionar la opción “Completions”. Una vez acá, se localiza la pestaña que modifica el daño y se procede a cambiar este valor con una reducción del 50% equivalente a un nuevo daño de 9 como muestra la **Figura 53**.

**Figura 53.** Modificación del daño A-010H a un 50% del daño inicial.



**Fuente:** Elaboración propia. Basado en SCHLUMBERGER, PIPESIM. 2019.

Siiguiente a esto, se realizan simulaciones con el fin de que el caudal del PAD A que se tenía removiendo el daño de formación del pozo A-10H fuese similar al del caudal del PAD A del caso base. Para esto, las diferentes pruebas se realizan cambiando las frecuencias de las bombas del PAD.

Debido a estas pruebas, se encuentra que las revoluciones por minuto a la que las bombas permiten representar un caudal similar al del caso base es de 3539.5 RPM. La simulación representativa de esta estimulación arroja los datos en cuestión de caudal y presión que se ven representados en la **Tabla 28**.

**Tabla 28.** Caudal y presión remoción 50% del daño pozo A-10H

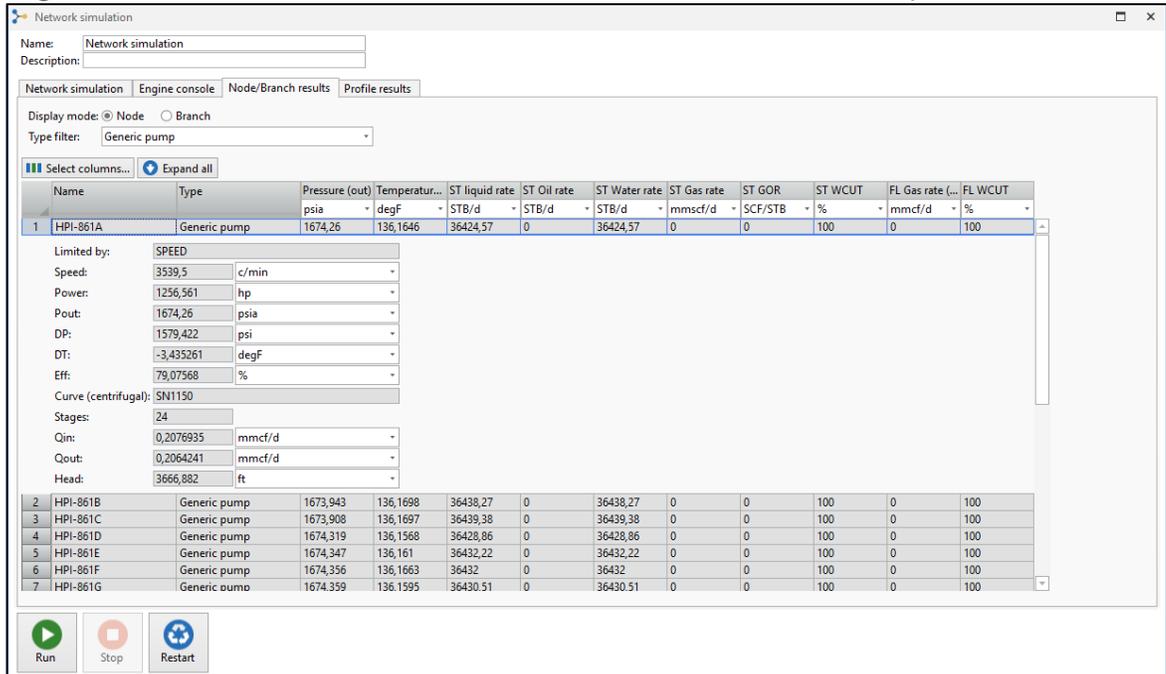
Pozo	Caudal Real Promedio (BWPD)	Caudal Simulacion PAD A (BWPD)	Error % del caudal por pozo	Presion promedio ultimo mes (psia)	Presión Simulacion (psia)	Error % presión por pozo
A-8	111,456.00	109,635.70	1.63%	1,624.00	1,595.48	1.76%
A-10	60,152.00	64,054.24	6.49%	1,635.00	1,636.70	0.10%
A-11	55,761.00	56,011.04	0.45%	1,587.00	1,669.86	5.22%
A-12	36,876.00	35,385.43	4.04%	1,615.00	1,678.88	3.96%
A-40	97,572.00	97,291.62	0.29%	1,589.00	1,599.89	0.69%
A-53	74,432.00	74,188.95	0.33%	1,584.00	1,604.67	1.30%
<b>TOTAL</b>	<b>436,249.00</b>	<b>436,566.98</b>	<b>PROMEDIO</b>	<b>1,605.67</b>	<b>1,630.91</b>	

**Fuente:** Elaboración propia. 2019.

En la tabla anterior se puede identificar que el caudal de este caso en específico es similar al caudal promedio del PAD y el error que se genera por pozo es menor al 5%. Así mismo, cuando se comparan los datos de presión, se obtienen errores para cada pozo menores al 5%.

Finalmente, para evaluar la cantidad de energía que es utilizada en este caso, se repite el procedimiento realizado en el caso base. Se ubica cada una de las bombas y se selecciona para observar los parámetros de cada una de ellas como muestra la **Figura 54**, donde se tiene como ejemplo los resultados obtenidos en la bomba HPI-861A.

**Figura 54.** Parámetros de bomba HPI-861A, remoción 50% del daño pozo A-10H



**Fuente:** Elaboración propia. Basado en SCHLUMBERGER, PIPESIM. 2019.

En la siguiente tabla, se encuentra por tanto los resultados de potencia de cada una de las bombas, el resultado en unidades de energía hora y finalmente el totalizado de energía que usaría el PAD A con esta alternativa de estimulación.

**Tabla 29.** Energía requerida removiendo 50% del daño del pozo A-010H

Bomba	HP	kWh	kWh/año
HPI-861A/GE	1,256.56	937	8,211,576
HPI-861B/GE	1,256.69	937	8,212,393
HPI-861C/GE	1,256.70	937	8,212,458
HPI-861D/GE	1,256.60	937	8,211,850
HPI-861E/CTL	1,256.63	937	8,212,046
HPI-861F/CTL	1,256.63	937	8,212,027
HPI-861G/CTL	1,256.62	937	8,211,948
P-200A/GE	1,255.40	937	8,204,002
P-200B/GE	1,255.49	937	8,204,570
P-200C/GE	1,255.50	937	8,204,655
P-200D/GE	1,255.51	937	8,204,708
P-200E/GE	1,255.52	937	8,204,799
<b>TOTAL</b>	<b>15,073.85</b>	<b>11,245</b>	<b>98,507,033</b>

**Fuente:** Elaboración propia. 2019.

Se puede observar que una estimulación con un 50% de efectividad en el pozo A-10H, permite reducir la demanda de energía y por lo tanto en el capítulo 5 se evaluará el impacto en costos de la disminución de esta.

**4.3.1.2 Remoción del 80% del daño de formación.** Para el caso en el que el daño de formación se reduce un 80%, el procedimiento es muy similar al descrito en el numeral 4.3.1.1. Para este caso, también se debe seleccionar el pozo A-10H y en las opciones correspondientes al daño del pozo, se remplaza por 3,6 equivalente a un 20% del valor inicial del daño de formación arrojado por la prueba de presión.

Posteriormente, se realizan tanteos en los que se tiene como objetivo que el caudal de la simulación del caso con 80% de remoción del daño sea similar al caudal de simulación del caso base del PAD A. Las revoluciones por minuto de las bombas a la cual se cumple esta condición es de 3538 RPM. Al realizar la simulación con estos parámetros se obtienen los siguientes resultados de caudal y presión, representados en la **Tabla 30**.

**Tabla 30.** Caudal y presión remoción 80% del daño pozo A-10H

Pozo	Caudal Real Promedio (BWPD)	Caudal Simulación PAD A (BWPD)	Error % del caudal por pozo	Presión promedio último mes (psia)	Presión Simulación (psia)	Error % presión por pozo
A-8	111,456.00	108,681.60	2.49%	1,624.00	1,575.39	2.99%
A-10	60,152.00	66,803.36	11.06%	1,635.00	1,617.69	1.06%
A-11	55,761.00	55,549.13	0.38%	1,587.00	1,651.47	4.06%
A-12	36,876.00	35,007.58	5.07%	1,615.00	1,658.35	2.68%
A-40	97,572.00	95,985.63	1.63%	1,589.00	1,563.56	1.60%
A-53	74,432.00	73,608.20	1.11%	1,584.00	1,586.23	0.14%
<b>TOTAL</b>	<b>436,249.00</b>	<b>435,635.50</b>	<b>PROMEDIO</b>	<b>1,605.67</b>	<b>1,608.78</b>	

**Fuente:** Elaboración propia. 2019.

A partir de estos datos se puede identificar qué, contrario al caso de 50% de éxito en la estimulación, el caudal total del PAD se acerca más a la simulación del caso base que al caudal promedio real del PAD. Sin embargo, el porcentaje de error de este caso respecto a los dos nombrados anteriormente representa un valor menor al 5%, haciéndolo viable para el análisis de costos.

Para el caso de la presión, los valores se ajustan llegando a estar todos dentro de un error porcentual menor al 5% respecto a los valores promedios obtenidos de la historia de la inyección del PAD.

Revisando los resultados de la simulación e identificando la potencia de cada bomba del sistema, se genera la **Tabla 31**, en la que se identifica los Caballos de potencia (HP), los Kilowatts/hora, y Kilowatts/año la operación de inyección en el PAD.

**Tabla 31.** Energía requerida removiendo 80% del daño del pozo A-010H

Bomba	HP	kWh	kWh/año
HPI-861A/GE	1,254.37	936	8,197,232
HPI-861B/GE	1,254.50	936	8,198,120
HPI-861C/GE	1,254.51	936	8,198,186
HPI-861D/GE	1,254.42	936	8,197,591
HPI-861E/CTL	1,254.45	936	8,197,794
HPI-861F/CTL	1,254.45	936	8,197,774
HPI-861G/CTL	1,254.44	936	8,197,689
P-200A/GE	1,253.20	935	8,189,625
P-200B/GE	1,253.30	935	8,190,239
P-200C/GE	1,253.31	935	8,190,324
P-200D/GE	1,253.32	935	8,190,376
P-200E/GE	1,253.33	935	8,190,468
<b>TOTAL</b>	<b>15,047.59</b>	<b>11,226</b>	<b>98,335,418</b>

**Fuente:** Elaboración propia. 2019.

En esta tabla se observa que los gastos de energía disminuyen aún más que en el caso del 50% de éxito y por tanto será a partir del valor en la disminución de costos que se evaluará la factibilidad respecto a las otras alternativas.

**4.3.2 Alternativa: Estimulación del pozo A-11H.** Esta alternativa consiste en realizar una estimulación acida en sección abierta del pozo A-11H. En esta se mostrará al igual que en el pozo A-10H dos casos en los cuales se reduce 50% o 80% el daño de formación, el cual de acuerdo al análisis de la prueba de presión se encuentra en un valor de 9.

**4.3.2.1 Remoción del 50% del daño de formación.** Se inicia modificando el parámetro del daño del pozo a 4,5 equivalente al 50% del daño entregado por la prueba de presión. Posteriormente se realizan simulaciones a manera de tanteo que permitan obtener un caudal para el PAD A similar al representado en el caso base. Esto se realiza por medio de las revoluciones por minuto de las bombas, la cual se modificó a un valor de 3548 RPM. Los datos de simulación obtenidos con dicha frecuencia se representan en la **Tabla 32**.

**Tabla 32.** Caudal y presión remoción 50% del daño pozo A-11H

Pozo	Caudal Real Promedio (BWPD)	Caudal Simulación PAD A (BWPD)	Error % del caudal por pozo	Presion promedio ultimo mes (psia)	Presión Simulación (psia)	Error % presión por pozo
A-8	111,456.00	109,870.80	1.42%	1,624.00	1,600.45	1.45%
A-10	60,152.00	59,466.03	1.14%	1,635.00	1,652.15	1.05%
A-11	55,761.00	58,965.09	5.75%	1,587.00	1,673.62	5.46%
A-12	36,876.00	35,608.12	3.44%	1,615.00	1,690.86	4.70%
A-40	97,572.00	97,196.79	0.38%	1,589.00	1,597.25	0.52%
A-53	74,432.00	74,392.25	0.05%	1,584.00	1,611.15	1.71%
<b>TOTAL</b>	<b>436,249.00</b>	<b>435,499.08</b>	<b>PROMEDIO</b>	<b>1,605.67</b>	<b>1,637.58</b>	

**Fuente:** Elaboración propia. 2019.

Continuando con el análisis de esta alternativa y con este caso en específico, se prosigue a identificar los parámetros de cada una de las bombas. En especial el valor de la potencia el cual es aquel que entrega la data del consumo de energía por hora y año. A partir de esto se genera la **Tabla 33**.

**Tabla 33.** Energía requerida removiendo 50% del daño del pozo A-11H

Bomba	HP	kWh	kWh/año
HPI-861A/GE	1,263.99	943	8,260,150
HPI-861B/GE	1,264.12	943	8,261,000
HPI-861C/GE	1,264.14	943	8,261,072
HPI-861D/GE	1,264.04	943	8,260,457
HPI-861E/CTL	1,264.07	943	8,260,673
HPI-861F/CTL	1,264.07	943	8,260,673
HPI-861G/CTL	1,264.07	943	8,260,640
P-200A/GE	1,262.79	942	8,252,263
P-200B/GE	1,262.88	942	8,252,851
P-200C/GE	1,262.89	942	8,252,936
P-200D/GE	1,262.90	942	8,252,994
P-200E/GE	1,262.91	942	8,253,086
<b>TOTAL</b>	<b>15,162.88</b>	<b>11,312</b>	<b>99,088,795</b>

**Fuente:** Elaboración propia. 2019

En esta tabla se observa que los gastos de energía disminuyen, pero no de la misma forma que cuando se realiza la estimulación en el pozo A-010H. Sin embargo, si se encuentra una reducción en los gastos de energía respecto al caso base y por tanto se tiene que evaluar la disminución de costos que esto generaría.

**4.3.2.2 Remoción del 80% del daño de formación.** Para el caso en el que el daño de formación se reduce un 80%, el procedimiento es muy similar al descrito en los numerales anteriores. En este caso el skin del pozo es modificado a 1.8 el cual es el 20% del valor inicial del daño de formación arrojado por la prueba de presión.

Posteriormente se realiza el proceso de tanteo en el cual se varía la frecuencia de las bombas para ajustar el caudal del nuevo caso con el caudal del caso base simulado en Pipesim. Las revoluciones por minuto a las cuales se representa dicho ajuste es a 3536 y los resultados obtenidos pozo a pozo tanto de inyección como de presiones se ven representados en la **Tabla 34**. En esta se puede observar un ajuste cercano en el caudal respecto al caso base, y que además los porcentajes de error en las presiones disminuyen representativamente hasta llegar a un valor inferior al 4%.

**Tabla 34.** Caudal y presión remoción 80% del daño pozo A-011H

Pozo	Caudal Real Promedio (BWPD)	Caudal Simulación PAD A (BWPD)	Error % del caudal por pozo	Presion promedio ultimo mes (psia)	Presión Simulación (psia)	Error % presión por pozo
A-8	111,456.00	109,587.30	1.68%	1,624.00	1,594.46	1.8%
A-10	60,152.00	59,229.48	1.53%	1,635.00	1,643.04	0.5%
A-11	55,761.00	59,852.81	7.34%	1,587.00	1,638.29	3.2%
A-12	36,876.00	35,375.55	4.07%	1,615.00	1,678.38	3.9%
A-40	97,572.00	97,636.84	0.07%	1,589.00	1,609.55	1.3%
A-53	74,432.00	74,201.13	0.31%	1,584.00	1,605.06	1.3%
<b>TOTAL</b>	<b>436,249.00</b>	<b>435,883.11</b>	<b>PROMEDIO</b>	<b>1,605.67</b>	<b>1,628.13</b>	

**Fuente:** Elaboración propia. 2019.

Finalmente, con el resultado de la simulación del caso y seleccionando cada una de las bombas del sistema, se identifican los parámetros de cada una de ellas y se genera la tabla de energía.

**Tabla 35.** Energía requerida removiendo 80% del daño del pozo A-011H

Bomba	HP	kWh	kWh/año
HPI-861A/GE	1,252.63	934	8,185,907
HPI-861B/GE	1,252.75	935	8,186,697
HPI-861C/GE	1,252.76	935	8,186,763
HPI-861D/GE	1,252.67	934	8,186,155
HPI-861E/CTL	1,252.70	935	8,186,357
HPI-861F/CTL	1,252.70	935	8,186,338
HPI-861G/CTL	1,252.69	935	8,186,273
P-200A/GE	1,251.49	934	8,178,424
P-200B/GE	1,251.57	934	8,178,973
P-200C/GE	1,251.59	934	8,179,058
P-200D/GE	1,251.59	934	8,179,110
P-200E/GE	1,251.61	934	8,179,208
<b>TOTAL</b>	<b>15,026.76</b>	<b>11,210</b>	<b>98,199,262</b>

Fuente: Elaboración propia. 2019.

En esta tabla se observa que la energía disminuye representativamente respecto al caso de estimulación con 50% de éxito, lo cual pronostica una gran disminución en el costo de esta, que se verá reflejada en el capítulo 5.

**4.3.3 Alternativa: Estimulación del pozo A-10H y A-11H.** Esta alternativa consiste en realizar una estimulación acida en los dos pozos de los tres que presentaron un daño de formación en el análisis de las pruebas Fall Off Test. Teniendo en cuenta que son los pozos con valores más altos de daño. Para este caso al igual que los anteriores, se tendrá en cuenta que la estimulación de dichos pozos no se puede considerar como 100% efectiva, por lo cual se interpretaran dos casos en los cuales el daño de formación se reduce 50% o 80%.

**4.3.3.1 Remoción del 50% del daño de formación.** Inicialmente en el desarrollo de este caso, se realiza el procedimiento de cambio en los valores del daño de formación de los pozos A-10H Y A-11H con respecto al caso base. Los cuales quedan ajustados en valores de 9 y 4.5 equivalentes al 50% del daño que arrojaron las pruebas de presión.

Paso a seguir, se realizan simulaciones a manera de tanteo en donde al variar la frecuencia se llegue a un caudal aproximado de 435.500 BWPD el cual es el simulado en el caso base y respecto al cual se hará la comparación. Las revoluciones por minuto a la cual las bombas trabajan reproduciendo un caudal cercano a este es de 3528 RPM. Los resultados arrojados por pozo a nivel de presión y caudal se ven representados en la **Tabla 36**.

**Tabla 36.** Caudal y presión remoción 50% del daño A-10H y A-11H

Pozo	Caudal Real Promedio (BWPD)	Caudal Simulación PAD A (BWPD)	Error % caudal por pozo	Presión promedio último mes (psia)	Presión Simulación (psia)	Error % presión por pozo
A-8	111,456.00	109,045.60	2.16%	1,624.00	1,583.04	2.52%
A-10	60,152.00	63,700.09	5.90%	1,635.00	1,623.53	0.70%
A-11	55,761.00	58,361.29	4.66%	1,587.00	1,650.46	4.00%
A-12	36,876.00	34,852.14	5.49%	1,615.00	1,650.04	2.17%
A-40	97,572.00	96,070.64	1.54%	1,589.00	1,565.91	1.45%
A-53	74,432.00	73,666.08	1.03%	1,584.00	1,588.06	0.26%
<b>TOTAL</b>	<b>436,249.00</b>	<b>435,695.84</b>	<b>PROMEDIO</b>	<b>1,605.67</b>	<b>1,610.17</b>	

Fuente: Elaboración propia. 2019.

Dichos resultados, permiten observar que el caudal es similar a los 435,500.17 barriles de agua simulados en el caso base, y que los valores de presión, se encuentran en un rango más bajo al que se encuentran en el caso base.

Para finalizar, con los resultados de la simulación del sistema, se filtran los datos generados por las bombas y se identifica para cada una de ellas los valores de potencia, los cuales permiten generar la **Tabla 37** que muestra la energía requerida para la inyección de agua en el PAD.

**Tabla 37.** Energía requerida removiendo 50% del daño del pozo A-010H y A-011H

Bomba	HP	kWh	kWh/año
HPI-861A/GE	1,244.76	929	8,134,437
HPI-861B/GE	1,244.88	929	8,135,254
HPI-861C/GE	1,244.89	929	8,135,319
HPI-861D/GE	1,244.80	929	8,134,705
HPI-861E/CTL	1,244.83	929	8,134,901
HPI-861F/CTL	1,244.82	929	8,134,875
HPI-861G/CTL	1,244.81	929	8,134,790
P-200A/GE	1,243.60	928	8,126,896
P-200B/GE	1,243.69	928	8,127,464
P-200C/GE	1,243.70	928	8,127,549
P-200D/GE	1,243.71	928	8,127,602
P-200E/GE	1,243.73	928	8,127,693
<b>TOTAL</b>	<b>14,932.22</b>	<b>11,139</b>	<b>97,581,487</b>

Fuente: Elaboración propia. 2019.

Para este caso, donde se estimulan dos pozos, y se tiene el escenario en el que solo se remueve la mitad del daño, se puede apreciar una disminución representativa en la energía requerida. Sin embargo se debe tener en cuenta que según esta tabla en el capítulo 5 probablemente se vea una disminución en costos significativa, como una evaluación económica que se ve afectada por la inversión de dos estimulaciones.

**4.3.3.2 Remoción del 80% del daño de formación.** Para este caso se realiza el procedimiento de cambio del valor del daño de formación en el cual para el pozo A-10H corresponde a un valor de 3.6 y para el pozo A-011H de 1.8.

En este caso si la estimulación de los dos pozos cumpliera con un 80% de efectividad la frecuencia de las bombas se podría reducir según la simulación a un valor de 3528 RPM para igualar el caudal al del caso base. La **Tabla 38** muestra los resultados de caudal y presión generados con esta frecuencia.

**Tabla 38.** Caudal y presión remoción 80% del daño A-10H y A-11H.

Pozo	Caudal Real Promedio (BWPD)	Caudal Simulacion PAD A (BWPD)	Error % caudal por pozo	Presion promedio ultimo mes (psia)	Presión Simulacion (psia)	Error % presión por pozo
A-8	111,456.00	107,509.60	3.54%	1,624.00	1,550.83	4.51%
A-10	60,152.00	65,969.83	9.67%	1,635.00	1,587.47	2.91%
A-11	55,761.00	59,379.29	6.49%	1,587.00	1,620.52	2.11%
A-12	36,876.00	34,481.50	6.49%	1,615.00	1,630.10	0.93%
A-40	97,572.00	95,253.71	2.38%	1,589.00	1,543.34	2.87%
A-53	74,432.00	72,898.04	2.06%	1,584.00	1,563.79	1.28%
<b>TOTAL</b>	<b>436,249.00</b>	<b>435,491.97</b>	<b>PROMEDIO</b>	<b>1,605.67</b>	<b>1,582.67</b>	

**Fuente:** Elaboración propia. 2019.

Se identifica la similitud entre caudales simulados para el PAD A y la disminución de diferencia de presión que se presenta del caso base al caso actualmente simulado. Sin embargo es necesario prestar atención al comportamiento del pozo A-008 al tener un error casi cercano al 5%.

Para culminar se usan los resultados de la simulación del sistema y se filtran los datos generados por las bombas, identificando para cada una de ellas los valores de potencia a partir de los cuales se genera la tabla de energía.

**Tabla 39.** Energía requerida removiendo 80% del daño del pozo A-010H y A-011H

Bomba	HP	kWh	kWh/año
HPI-861A/GE	1,234.00	921	8,064,128
HPI-861B/GE	1,234.13	921	8,064,971
HPI-861C/GE	1,234.14	921	8,065,036
HPI-861D/GE	1,234.05	921	8,064,461
HPI-861E/CTL	1,234.08	921	8,064,631
HPI-861F/CTL	1,234.07	921	8,064,611
HPI-861G/CTL	1,234.06	921	8,064,526
P-200A/GE	1,232.87	920	8,056,756
P-200B/GE	1,232.96	920	8,057,344
P-200C/GE	1,232.97	920	8,057,423
P-200D/GE	1,232.98	920	8,057,475
P-200E/GE	1,232.99	920	8,057,560
<b>TOTAL</b>	<b>14,803.29</b>	<b>11,043</b>	<b>96,738,921</b>

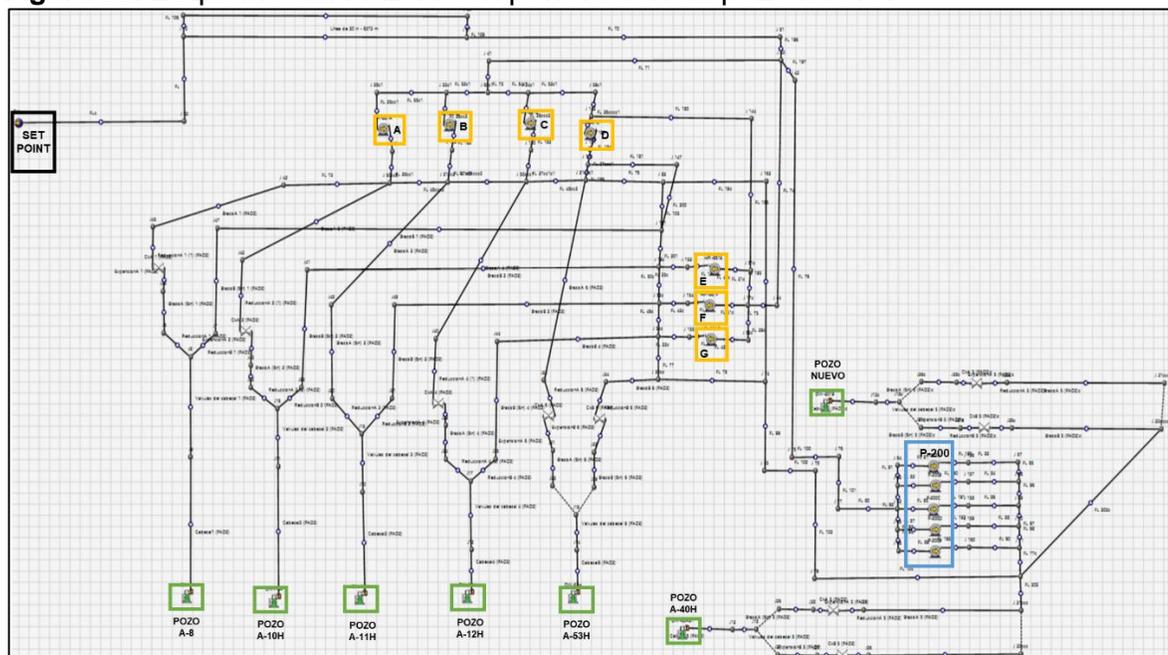
**Fuente:** Elaboración propia. 2019.

Como conclusión del caso se puede observar que si aumenta el porcentaje de éxito de la estimulación, disminuye la potencia requerida y por tanto la energía invertida para la inyección. El caso de 80% de efectividad representa un ahorro de energía mayor que la efectividad es del 50% generando una perspectiva más oportuna para este caso que, como se mencionó anteriormente, deberá ser contrastado con el estudio económico.

**4.3.4 Alternativa: Perforación de un pozo nuevo.** La última alternativa a proponer es la realización de un nuevo pozo, el cual permitirá distribuir el caudal y disminuir así los valores de presión en el sistema. Esto contribuiría a que las bombas puedan ser utilizadas a una menor frecuencia y que la potencia requerida en ellas sea menor, generando beneficios para la compañía.

Para desarrollar esta alternativa, se toma el archivo generado para el caso base y se crea una nueva línea saliente de un nodo de alimentación de las bombas. Se verifica que tenga sus respectivas facilidades tales como choques y cabezal. El sistema se ilustra en la **Figura 55**.

**Figura 55.** Esquema del PAD A con perforación de pozo nuevo.

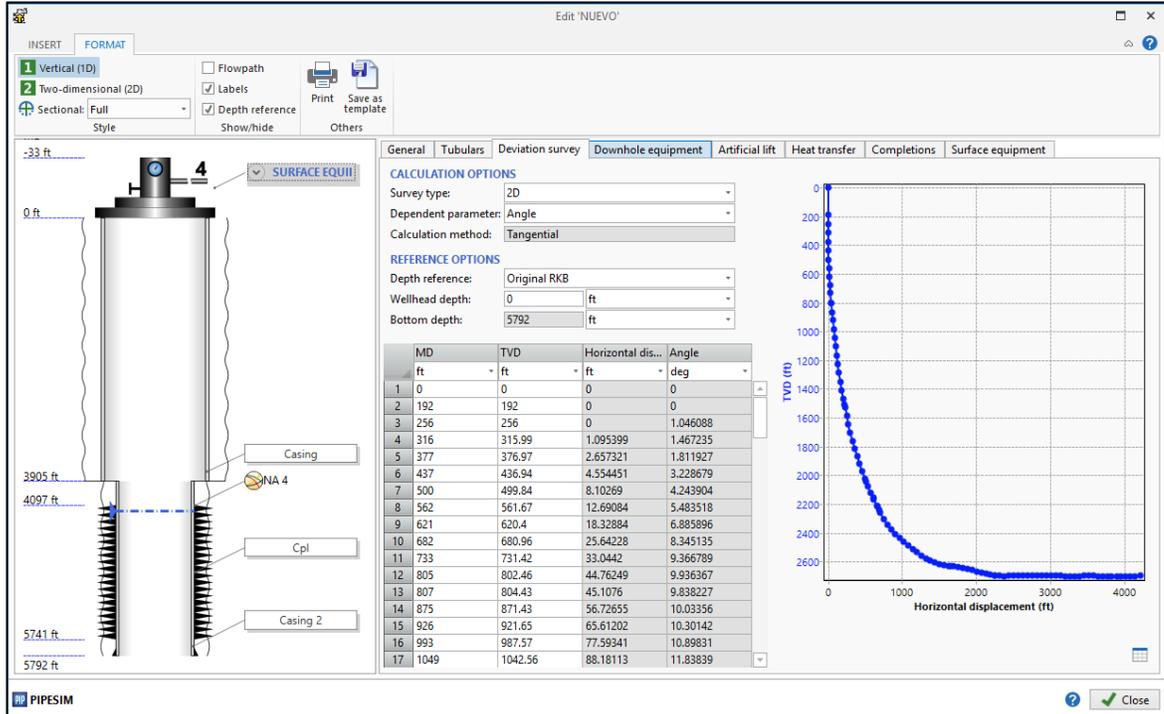


**Fuente:** Elaboración propia. Basado en SCHLUMBERGER, PIPESIM. 2019.

Posteriormente se edita el estado mecánico del pozo nuevo, en donde se conservan las características de un pozo análogo del PAD de los recientemente perforados. Teniendo así la misma profundidad, los mismos cañoneos y el mismo espesor de inyección. Para el completamiento, se toma en cuenta el desarrollado en los pozos de última tecnología realizados Ecopetrol en el año 2017 y los cuales han tenido

una excelente eficiencia. Estos se componen de un casing intermedio de un diámetro de  $9\frac{5}{8}$  pulgadas, referencia N80 de 43.5 libras por pie acompañado de un liner de 7 pulgadas también referencia N80 y con un peso de 23 libras por pie. La **Figura 56** ilustra el diseño final del pozo en Pipesim.

**Figura 56.** Diseño del pozo nuevo en Pipesim



**Fuente:** Elaboración propia. Basado en SCHLUMBERGER, PIPESIM. 2019.

Con el sistema listo y editado, se realizan las corridas de simulación pertinentes que corresponden a la fase de tanteo en la cual se busca mediante el ajuste de las RPM conseguir un caudal cercano a los 435.500 barriles representados en el caso base. Como resultado de estas, con un valor de 3232 RPM se generan los siguientes valores de caudal y presión.

**Tabla 40.** Caudal y presión PAD A con nuevo pozo.

Pozo	Volumen Real Promedio (BWPD)	Caudal Simulación PAD A (BWPD)	Presion promedio ultimo mes (psia)	Presión Simulación (psia)
<b>A-2019</b>		73,726.81		1243.954
<b>A-8</b>	111,456.00	92,360.43	1624	1246.931
<b>A-10</b>	60,152.00	49,298.14	1635	1276.663
<b>A-11</b>	55,761.00	46,167.27	1587	1295.303
<b>A-12</b>	36,876.00	28,088.01	1615	1296.396
<b>A-40</b>	97,572.00	83,898.27	1589	1243.495
<b>A-53</b>	74,432.00	62,360.79	1584	1244.559
<b>TOTAL</b>	<b>436,249.00</b>	<b>435,899.72</b>	<b>1,605.67</b>	<b>1267.2245</b>

**Fuente:** Elaboración propia. 2019.

En esta tabla, se puede observar además del caudal representativo que se obtiene, la disminución de la presión de los pozos comparados con la presión que actualmente manejan, esto como signo positivo de la elaboración del nuevo pozo.

Para finalizar, en la simulación desarrollada se realiza el mismo procedimiento que en casos anteriores y se identifica el valor de potencia de las bombas el cual permite calcular la energía requerida en el proceso de inyección disposal que se muestra en la siguiente tabla.

**Tabla 41.** Energía requerida alternativa perforación pozo nuevo

Bomba	HP	KWh	kWh/año
HPI-861A/GE	974.67	727	6,369,416
HPI-861B/GE	974.71	727	6,369,663
HPI-861C/GE	974.71	727	6,369,686
HPI-861D/GE	974.68	727	6,369,527
HPI-861E/CTL	974.69	727	6,369,580
HPI-861F/CTL	974.69	727	6,369,573
HPI-861G/CTL	974.69	727	6,369,559
P-200A/GE	974.35	727	6,367,368
P-200B/GE	974.38	727	6,367,545
P-200C/GE	974.39	727	6,367,570
P-200D/GE	974.39	727	6,367,587
P-200E/GE	974.39	727	6,367,619
<b>TOTAL</b>	<b>11,694.75</b>	<b>8,724</b>	<b>76,424,694</b>

Fuente: Elaboración propia. 2019.

Como se puede apreciar, los valores de potencia obtenidos son considerablemente menores, reduciendo así de manera representativa la totalidad de la energía por año. Debido a esto y a la disminución tanto de presión como de revoluciones por minuto se considera esta como una posible alternativa para reducir el consumo de energía del PAD.

#### 4.4 FACTIBILIDAD TÉCNICA DE LAS ALTERNATIVAS EVALUADAS

Como se observó en las secciones anteriores, todas las alternativas que fueron presentadas y evaluadas resultan en una reducción del consumo de energía del PAD. Esto debido a la posibilidad que existe en cada una de ellas, de manejar frecuencias menores de las bombas involucradas en el proceso de inyección.

En cuanto a la factibilidad técnica de las alternativas, los casos de estimulación se consideran técnicamente viables debido a que inicialmente, se confirma en las pruebas de presión un daño de formación que puede ser removido mediante técnicas de estimulación de pozos. Y al realizar un análisis nodal con sensibilidades

de condición actual y caso estimulado, se refleja una disminución de la energía necesaria para la inyección.

La perforación del pozo nuevo se considera técnicamente viable, ya que en el Campo previamente se han realizado trabajos de perforación de pozos inyectoras disposal, que hoy en día funcionan de manera correcta y segura. Sin embargo, se debe tener en cuenta los riesgos debido a las heterogeneidades y malas propiedades petrofísicas encontradas en la zona del PAD A. Adicionalmente, la factibilidad técnica también se da a partir de que existe el espacio necesario para el desarrollo del pozo nuevo, el cual no representaría alguna afectación ambiental diferente a la ya generada y por tanto se puede tramitar con la autoridad ambiental la autorización para perforar. Por último, gracias al análisis nodal realizado, se identifica con esta alternativa, una oportunidad de optimización en el proceso de inyección del PAD.

Por lo tanto, la factibilidad económica de las mejores alternativas, se estudia en el siguiente capítulo, y será empleada para soportar la estrategia de mejor costo y eficiencia.

## 5. ANALISIS FINANCIERO

En este capítulo, se expone el desarrollo de la evaluación financiera para determinar la viabilidad tanto de la creación de un pozo nuevo en el PAD A como de la alternativa de estimulación conjunta de los pozos A-010H y A-011H, para el caso de 50% de remoción de daño y de un 80%.

### 5.1 CONSIDERACIONES BÁSICAS

Para la selección de las alternativas de optimización que serán evaluadas financieramente, se realiza la tabla comparativa que se muestra a continuación. En la cual, para cada alternativa propuesta en el capítulo 4, y teniendo en cuenta una tarifa de 322 COP/Kwh <sup>58</sup>equivalente al año 2019, se obtiene el costo anual de la inyección de agua para el PAD A.

**Tabla 42.** Comparación costos alternativas de estimulación.

OPCIÓN	kWh	kWh/año	COSTO ANUAL (USD)
Caso Base	11,504	100,772,638	\$ 10,140,246.72
Estimulación pozo A-010H (50 %)	11,245	98,507,033	\$ 9,912,270.19
Estimulación pozo A-010H (80 %)	11,226	98,335,418	\$ 9,895,001.47
Estimulación pozo A-011H (50 %)	11,312	99,088,795	\$ 9,970,809.96
Estimulación pozo A-011H (80 %)	11,210	98,199,262	\$ 9,881,300.79
Estimulación pozo A-010H y A-011H (50 %)	11,139	97,581,487	\$ 9,819,137.08
Estimulación pozo A-010H y A-011H (80 %)	11,043	96,738,921	\$ 9,734,353.93
Pozo Nuevo	8,724	76,424,694	\$ 7,690,234.84

**Fuente:** Elaboración propia. 2019.

Con base en estos cálculos, es posible definir que las opciones que permiten un mayor ahorro de costos son la perforación de un pozo nuevo y la estimulación conjunta de los pozos A-010H y A-011H teniendo en cuenta un 50% y 80% de éxito. Por lo tanto serán las alternativas a evaluar financieramente mediante el indicador económico VPN.

Para realizar las evaluaciones, se debe tener en cuenta que la compañía operadora Ecopetrol S.A., establece como unidad monetaria el dólar americano (USD) y trabaja a la fecha presente del proyecto una tasa representativa del mercado promedio de \$ 3.200 COP por dólar, acorde a los lineamientos internos de disciplina de capital suministrados por la Vicepresidencia Financiera.

Adicionalmente se debe considerar los factores que influyen en el desarrollo del VPN el cual es el indicador seleccionado. El primero de ellos es conocido como la

---

<sup>58</sup> ECOPETROL S.A. Coordinación de energía Rubiales. 2019.

tasa de interes de oportunidad (TIO) establecida para la compañía en un 10%. El segundo, corresponde a la duración y periodos de evaluación del proyecto el cual para este caso se asocia con el limite economico del campo que corresponde al año 2030, teniendo asi un horizonte de tiempo de 12 años segmentado en periodos anuales.

## 5.2 ANALISIS DE COSTOS DE INVERSION (CAPEX)

El CAPEX hace referencia a aquellas inversiones que realiza la compañía con el fin de crear ganancias a futuro. Se ve representado ya sea por inversiones para adquirir nuevos articulos fijos productivos o mejorar los activos existentes para extender su vida util o productividad.<sup>59</sup> Para este estudio, se tendrá en cuenta dentro de esta categoria, las inversiones asociadas a trabajos de estimulación y perforación de pozos nuevos las cuales seran descritas a continuación.

**5.2.1 Costos de inversión alternativas de estimulación.** Para aquellas alternativas que requieren un trabajo de estimulación, unicamente se tiene en cuenta los costos de operación de esta, los cuales se desglozan en la **Tabla 43**.

**Tabla 43.** Costos de inversión para estimular un pozo.

DESCRIPCIÓN	COSTOS (USD)
Quimicos para la operación con Coiled Tubing	\$ 80,480.33
Accesorios: BOP, Inyectos, Adap	\$ 5,500.00
Basic Charger Pump	\$ 7,910.10
Unidad de Coiled Tubing	\$ 44,997.35
Hydra Blast	\$ 3,800.00
Nitrogeno	\$ 4,000.00
Ingenieros de Operación	\$ 15,810.00
Frack Tanks	\$ 2,832.00
Unidad de filtrado	\$ 3,397.00
Transporte del acido	\$ 3,484.00
<b>Subtotal</b>	<b>\$ 172,210.78</b>
Iva	\$ 32,720.05
<b>Total</b>	<b>\$ 204,930.83</b>

**Fuente:** Elaboración propia. Basado en ECOPETROL S.A. 2019.

**5.2.2 Costos de inversión para la perforación de un pozo nuevo.** Para esta alternativa, se deben tener en cuenta los costos de las linea en el PAD, y todos los

---

<sup>59</sup> Op. cit., p.167

costos asociados a la perforación y completamiento del mismo. Estos costos se ven resumidos en la **Tabla 44**.

**Tabla 44.** Costos de inversión creación de un pozo nuevo

DESCRIPCIÓN	COSTOS (USD)
Movilización	\$ 275,191.00
Perforación	\$ 1,379,440.00
Completamiento	\$ 111,596.00
Interconexiones mecánicas y equipos de superficie	\$ 500,000.00
<b>Subtotal</b>	<b>\$ 2,266,227.00</b>
Iva	\$ 430,583.13
<b>Total</b>	<b>\$ 2,696,810.13</b>

**Fuente:** Elaboración propia. Basado en ECOPETROL S.A. 2019.

### 5.3 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

La palabra OPEX hace referencia a un costo continuo para el funcionamiento de un producto, negocio o sistema<sup>60</sup>, lo cual para el caso del proyecto de optimización del PAD A estaría implícito en los costos que se manejan en la energía de inyección. Dicha energía es representada en los Kilo Watios hora (kWh) los cuales tienen un pronóstico promedio de costo anual generado por Ecopetrol S.A. hasta el 2030, año donde se alcanza el límite económico del campo el cual se puede observar en detalle en la **Tabla 45**.

**Tabla 45.** Precios promedio de energía por año

Año	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Tarifa Energía COP/kWh	\$ 322	\$ 325	\$ 332	\$ 306	\$ 309	\$ 294	\$ 275	\$ 275	\$ 271	\$ 271	\$ 271	\$ 261

**Fuente:** Elaboración propia. Basado en ECOPETROL S.A. 2019.

### 5.4 INGRESOS

Para el caso en específico de este estudio, el valor de los ingresos se verá representado mediante el ahorro de energía que se genera al desarrollar la alternativa de optimización, frente al consumo que se tiene estipulado en el caso base. La **Ecuación 14** permite identificar la manera como se realiza el cálculo de los ingresos para el proyecto de optimización.

<sup>60</sup> BURJAN, Alejandro. Enciclopedia Financiera. [En línea]. Consultado en: <https://www.encyclopediainanciera.com/definicion-opex.html>

#### **Ecuación 14.** Ingresos Anuales por optimización

$$Ingresos\ Anuales = (24 * 365(kWh_{caso\ base} - kWh_{alternativa})) * precio\ kWh/año_n$$

**Fuente:** Elaboración propia. 2019.

Donde:

$kWh_{caso\ base}$  = Kilo Watts hora obtenidos del caso bases

$kWh_{alternativa}$  = Kilo Watts hora obtenidos según la alternativa en estudio

$precio\ kWh_{año\ n}$  = Precio de la energía (kWh) para el año estudiado

### **5.5 EVALUACIÓN FINANCIERA**

Para evaluar financieramente cada una de las alternativas seleccionadas, se utiliza el indicador económico de valor presente neto o VPN, con el fin de establecer la viabilidad en la ejecución de estas alternativas.

**5.5.1 Tasa de interés de oportunidad (TIO).** Está definida por Guillermo Baca como la “tasa de interes mas alta que un inversionista sacrifica con el fin de realizar un proyecto”.<sup>61</sup> La tasa de oportunidad manejada por la empresa de Ecopetrol para este tipo de proyectos es del 10% anual.

**5.5.2 Flujo de caja.** Es la representación, en este caso gráfica de los ingresos y egresos del proyecto en los diferentes años que será evaluado. Las líneas que presentan una orientación hacia arriba representan los ingresos que se tendrán con el proyecto, y las líneas con orientación hacia abajo los costos de inversión y operación, representados de forma negativa. En las siguientes secciones, se podrá observar los flujos de caja para cada una de las alternativas seleccionadas.

**5.5.3 Valor presente neto.** Este indicador financiero expresa en tiempo presente, tanto los ingresos futuros como los egresos futuros.<sup>62</sup> De esta manera se puede definir y justificar la decisión de hacer o no un proyecto, determinando si este en un futuro va a generar ganancias para la empresa. Para utilizar este indicador en la evaluación financiera de este proyecto, se tiene en cuenta la siguiente ecuación.

---

<sup>61</sup> BACA, Guillermo. Ingeniería Financiera, Octava Edición. Fondo educativo panamericano. Bogotá, 2007. p. 197.

<sup>62</sup> Ibid., p.197

**Ecuación 15.** Valor presente neto.

$$VPN(i) = \sum_{i=1}^n \frac{Fn}{(1+i)^n}$$

**Fuente:** BACA, Guillermo. Ingeniería Financiera p. 197. 2012

Donde:

Fn: Ingresos de determinado periodo

VPN: Valor presente neto

i: Interés de capitalización por periodo (TIO)

n: Número de periodos

De acuerdo con los resultados arrojados por el Valor Presente Neto. El **Cuadro 3.** resume como se puede definir la viabilidad del proyecto.

**Cuadro 3.** Evaluación del Valor Presente Neto

VPN	PRONÓSTICO
MAYOR A 0 (+)	Proyecto atractivo para el inversionista. Genera ganancias.
IGUAL A 0	Proyecto indiferente financieramente para el inversionista.
MENOR A 0 (-)	Proyecto no atractivo para el inversionista.

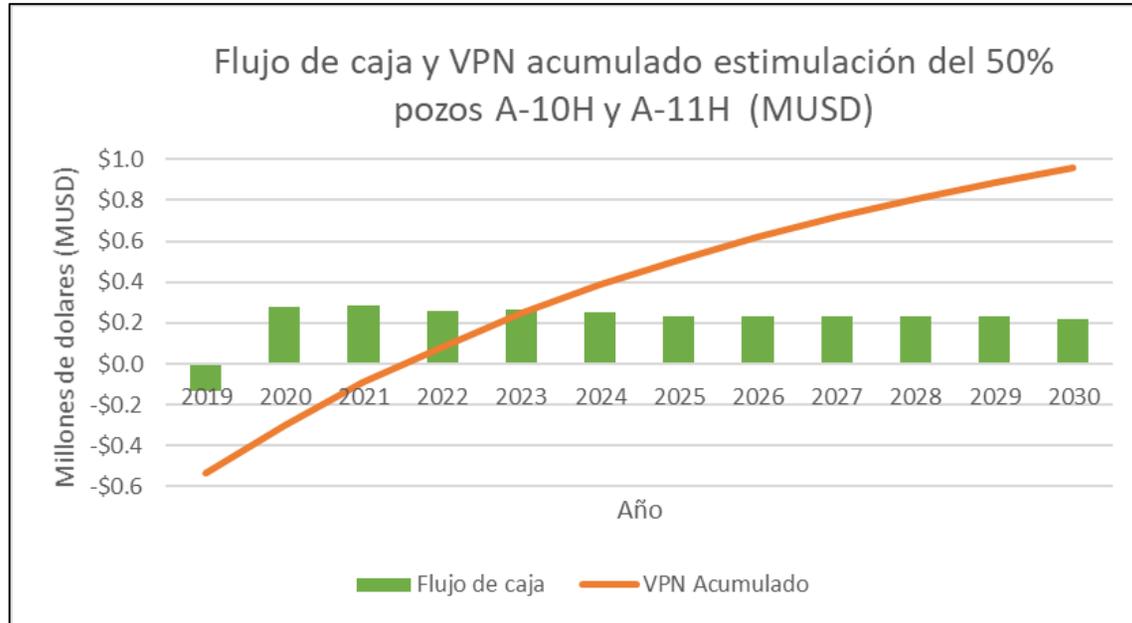
**Fuente:** BACA, Guillermo. Ingeniería Financiera. Creado por los autores. 2019

**5.5.4 Cálculo VPN.** A continuación se expondrán los resultados obtenidos tanto del flujo de caja como del VPN el cual se realiza aplicando la **Ecuación 15** para cada uno de los casos seleccionados del capítulo anterior.

**5.5.4.1 Alternativa 1: Estimulación de los pozos A-010H y A-011H.** Esta opción es seleccionada debido a que representa la mayor reducción en términos de demanda de energía si se compara con las alternativas de estimular por separado cada uno de los pozos como se observó anteriormente en la **Tabla 37** y **Tabla 39**. Sin embargo, mediante el flujo de caja y el VPN se confirmará esta observación, en la cual se debe tener en cuenta que el valor de la estimulación descrito en el numeral 5.2.1 deberá ser multiplicado por dos, que representa la cantidad de pozos a estimular.

A continuación se presenta la **Tabla 45**, la cual corresponde al flujo de caja y calculo del VPN para la estimulación de los dos pozos con un 50% de efectividad y la **Tabla 46**, que describe la misma alternativa pero con un 80% de éxito, desarrolladas a partir de la información descrita anteriormente.

**Figura 57.** Flujo de caja alternativa estimulación de dos pozos con 50% de remoción de daño.



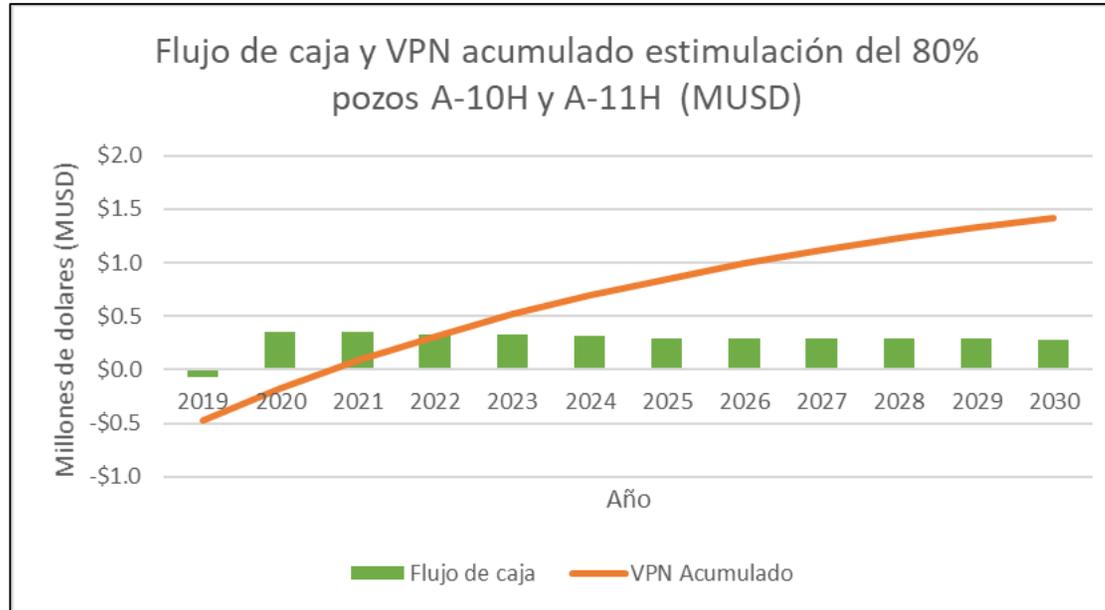
Fuente: Elaboración propia. 2019.

**Tabla 46.** VPN alternativa estimulación de dos pozos con 50% de remoción de daño.

Año	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Tarifa energía COP/kWh	\$ 322	\$ 325	\$ 332	\$ 306	\$ 309	\$ 294	\$ 275	\$ 275	271	\$ 271	\$ 271	\$ 261
Energía ahorrada (kWh/año)	3191151.67	3191151.67	3191151.67	3191151.67	3191151.67	3191151.67	3191151.67	3191151.67	3191151.67	3191151.67	3191151.67	3191151.67
Precio energía ahorrada dólar/año	\$ 321,110	\$ 324,101	\$ 331,082	\$ 305,154	\$ 308,146	\$ 293,187	\$ 274,240	\$ 274,240	\$ 270,251	\$ 270,251	\$ 270,251	\$ 260,278
Inversion	\$ 409,860											
Flujo de caja	-\$ 88,750	\$ 324,101	\$ 331,082	\$ 305,154	\$ 308,146	\$ 293,187	\$ 274,240	\$ 274,240	\$ 270,251	\$ 270,251	\$ 270,251	\$ 260,278
VPN	\$ 1,256,435											

Fuente: Elaboración propia. 2019.

**Figura 58.** Flujo de caja alternativa estimulación de dos pozos con 80% de remoción de daño.



Fuente: Elaboración propia. 2019.

**Tabla 47.** VPN alternativa estimulación de dos pozos con 80% de remoción de daño.

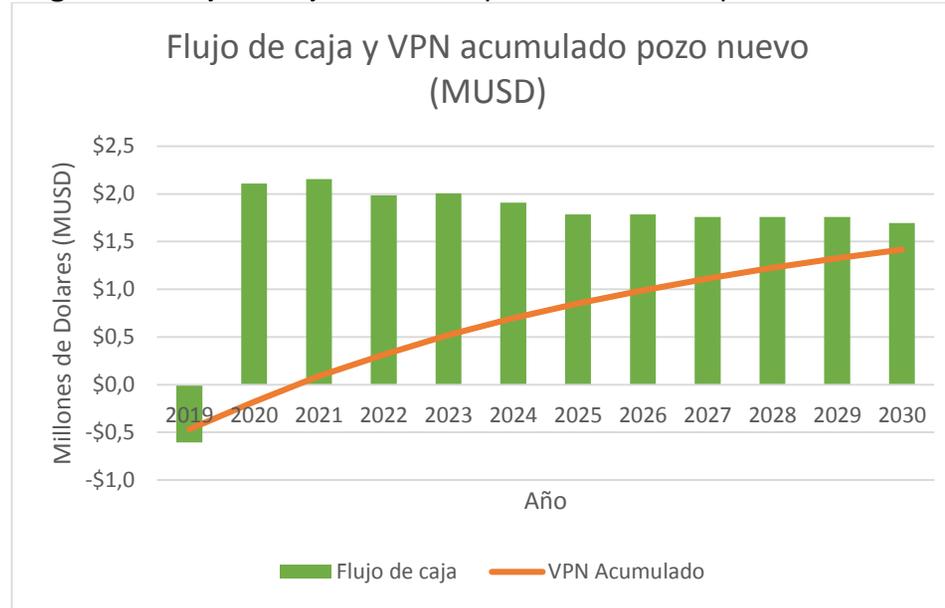
Año	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Tarifa energía COP/kWh	\$ 322	\$ 325	\$ 332	\$ 306	\$ 309	\$ 294	\$ 275	\$ 275	271	\$ 271	\$ 271	\$ 261
Energía ahorrada (kWh/año)	4033717.13	4033717.13	4033717.13	4033717.13	4033717.13	4033717.13	4033717.13	4033717.13	4033717.13	4033717.13	4033717.13	4033717.13
Precio energía ahorrada dólar/año	\$405,893	\$409,674	\$418,498	\$385,724	\$389,506	\$370,598	\$346,648	\$346,648	\$341,605	\$341,605	\$341,605	\$329,000
Inversion	\$409,860											
Flujo de caja	-\$3,967	\$409,674	\$418,498	\$385,724	\$389,506	\$370,598	\$346,648	\$346,648	\$341,605	\$341,605	\$341,605	\$329,000
VPN	\$ 1,794,768											

Fuente: Elaboración propia. 2019.

Para los dos casos descritos anteriormente se observa que la recuperación de la inversión se da para el primer caso en el año de 2022, mientras que para el segundo se alcanza en el año 2021. Además a pesar de esto el VPN para los proyectos de remoción del 50% del daño y del 80% del daño es de \$1,256,435 y \$1,794,768 USD respectivamente y teniendo en cuenta el **cuadro 3** al ser este resultado positivo, el proyecto resulta atractivo para el inversionista y generaría ganancias.

**5.5.4.2 Alternativa 2: Perforación de un pozo nuevo.** Aparte del caso descrito anteriormente, otra de las opciones que representa una mayor disminución en la energía utilizada por las bombas, es el realizar la perforación de un nuevo pozo teniendo en cuenta las nuevas tecnologías y diseños que se han ejecutado en la última campaña. A continuación, se muestra el flujo de caja para esta alternativa y el resultado del VPN que evaluará la rentabilidad.

**Figura 59.** Flujo de caja alternativa perforación de un pozo nuevo.



**Fuente:** Elaboración propia. 2019.

**Tabla 48.** VPN alternativa perforación de un pozo nuevo.

Año	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Tarifa energía COP/kWh	\$ 322	\$ 325	\$ 332	\$ 306	\$ 309	\$ 294	\$ 275	\$ 275	271	\$ 271	\$ 271	\$ 261
Energía ahorrada (kWh/año)	24347944.17	24347944.17	24347944.17	24347944.17	24347944.17	24347944.17	24347944.17	24347944.17	24347944.17	24347944.17	24347944.17	24347944.17
Precio energía ahorrada dólar/año	\$ 2,450,012	\$ 2,472,838	\$ 2,526,099	\$ 2,328,272	\$ 2,351,098	\$ 2,236,967	\$ 2,092,401	\$ 2,092,401	\$ 2,061,967	\$ 2,061,967	\$ 2,061,967	\$ 1,985,879
Inversion	\$ 2,696,810											
Flujo de caja	-\$ 246,798	\$ 2,472,838	\$ 2,526,099	\$ 2,328,272	\$ 2,351,098	\$ 2,236,967	\$ 2,092,401	\$ 2,092,401	\$ 2,061,967	\$ 2,061,967	\$ 2,061,967	\$ 1,985,879
VPN	\$ 10,407,964											

**Fuente:** Elaboración propia. 2019.

Como se puede apreciar en la **Tabla 48**, a pesar de que la inversión de desarrollar un pozo nuevo es mucho mayor al desarrollo de una estimulación, la cantidad de energía ahorrada es proporcional a este gasto, permitiendo que la recuperación de la inversión se presente para el año 2021, asumiendo que el pozo no requiera un trabajo de estimulación posterior a la perforación.

Finalmente, el valor del VPN que da como resultado es positivo y permite que esta estrategia se considere como una opción viable para la optimización del PAD desde el punto de vista financiero

**5.5.5 Comparativo de alternativas evaluadas.** Con base en los resultados de la evaluación técnica y económica, se determina que las dos alternativas estudiadas resultan factibles para su desarrollo. Sin embargo, para seleccionar aquella que genere la mayor rentabilidad, se hace necesario evaluar la relación existente entre la inversión y el VPN lo cual se traduce en la eficiencia de la inversión y se ve representada a través de la **Ecuación 16**.

**Ecuación 16.** Eficiencia de inversión

$$Efi = \frac{VPN}{Inv.}$$

**Fuente:** ECOPETROL S.A. 2019.

Aplicando la ecuación descrita anteriormente con cada una de las alternativas, se esperan valores de eficiencia de la inversión mayores a 0 debido a que el valor de los VPN es positivo. A continuación, se muestra la tabla comparativa con base en los datos obtenidos de las evaluaciones financieras.

**Tabla 49.** Comparativo de la eficiencia de inversión

Alternativa evaluada	VPN (USD)	Inversión	Eficiencia de inversión
Estimulación del pozo A-10H y A-11H (50% de remoción)	\$1,256,435	\$ 409,860	3.066
Estimulación del pozo A-10H y A-11H (80% de remoción)	\$1,794,768	\$ 409,860	4.379
Pozo nuevo	\$10,407,964	\$ 2,696,810	3.859

**Fuente:** Elaboración propia. 2019.

Teniendo en cuenta que en el estudio financiero se define como parámetro de decisión el Valor Presente Neto, la alternativa que mayor beneficio genera es la perforación de un pozo nuevo, con un VPN positivo de \$10,407,964 USD y se recomienda implementar esta alternativa como opción de optimización. No obstante, hay que considerar que la eficiencia de la inversión se ve afectada por el

capital requerido para desarrollar la alternativa, el cual es significativo y por lo tanto representa un mayor riesgo de inversión.

Adicionalmente, la alternativa de estimulación de los pozos A-010H y A-011H al 80%, sigue siendo una opción viable, representando una iniciativa optimista y que como puede ser observado en la tabla anterior, a pesar de no ser la mejor alternativa en términos de VPN, si es la que genera mayor eficiencia de la inversión dado que existe menor exposición de capital y por tanto menor riesgo, y se recomienda que esta alternativa también sea considerada como una opción de optimización.

## 6. CONCLUSIONES

- Se identifica que el pozo A-010H y A-011H presentan un daño de formación de 18 y 9 respectivamente, valor considerable teniendo en cuenta que en pozos horizontales se tiene como referencia un rango entre 0 y -2. Además, considerando que la experiencia en campo ha mostrado buenos resultados de la remoción de daño de formación mediante estimulaciones acidas, se propone desarrollar un trabajo similar para estos pozos.
- Para el pozo A-012H que presenta un daño de 1, no se espera obtener beneficios al realizar algún trabajo de estimulación, por tanto no se recomienda realizar este tipo de inversiones para este pozo.
- Según la interpretación de las pruebas de presión, se tiene una longitud efectiva para inyección de los pozos A-010H y A-012H, de 400 ft y 100ft, que comparado con longitudes abiertas de los pozos de aproximadamente 1000 ft, indica que la zona abierta del pozo atraviesa estratos arcillosos que afectan tanto las propiedades petrofísicas como la capacidad de inyección del pozo. Esto puede estar asociado a una mala navegación del pozo o la falta de continuidad en las arenas.
- El análisis de las pruebas de presión permite identificar que para los 3 pozos existe posiblemente una barrera de no flujo, que podría explicarse por el adelgazamiento de la formación o por la interferencia con pozos vecinos que inyectan en la misma zona. Esta característica afecta la eficiencia de la inyección de agua en los pozos.
- En todos los casos de optimización propuestos, se observa una reducción de la potencia de las bombas del PAD, traducido en una reducción de energía que varía entre 2,265,605.28 kWh/año y 24,347,944.17 kWh/año. En los casos de estimulación, se confirma que la reducción de potencia de las bombas es proporcional al porcentaje de remoción del daño de la formación, y dependiendo de la efectividad de la estimulación, se obtendrá menos consumo de energía
- La perforación de un pozo nuevo en el PAD A, representa financieramente, la mejor alternativa de optimización de la inyección de agua en éste debido a que representa una mayor rentabilidad, evaluada con un VPN positivo de \$10,407,964 USD frente al VPN de \$1,794,768 USD del mejor de los escenarios de las estimulaciones a los pozos A-10H y A-11H.
- La alternativa de estimular los pozos A-010H y A-011H, a pesar de no ser la mejor en términos de VPN, representa una oportunidad de ahorrar costos con

una mejor eficiencia de inversión respecto a la alternativa de perforar un pozo nuevo, por lo que debería considerarse como una opción de optimización. Esta alternativa presenta un VPN positivo que puede variar entre \$1,256,435 y \$ 1,794,768 USD dependiendo del éxito de la operación.

## 7. RECOMENDACIONES

- En caso de implementar la alternativa de la perforación de un pozo nuevo, se recomienda realizar una evaluación detallada de la zona a navegar y el modelo sedimentológico, para mitigar el riesgo de baja inyectividad asociado a heterogeneidades y discontinuidades que se observaron en las pruebas de presión.
- Si se considera realizar una estimulación a los pozos, se recomienda caracterizar los mecanismos de daño de formación, que incluya evaluación de la calidad del agua, formación de depósitos orgánicos e inorgánicos, entre otros, con el fin de aplicar el tratamiento más efectivo que permita remover de forma eficiente el daño de formación que afecta la inyectividad de los pozos, así como buscar alternativas de inhibición que mitiguen su reaparición.
- Se recomienda realizar otros tipos de pruebas de presión, tales como pruebas de interferencia, que permitan caracterizar la presencia de las barreras de no flujo encontrada en las pruebas Fall Off Test.
- Para futuras pruebas de presión, se recomienda asegurar el cierre adecuado del pozo para reducir el ruido encontrado en la data de las pruebas y mitigar la incertidumbre asociada a la calidad de la información que pueda afectar la interpretación de las pruebas mediante el software de análisis.
- Para la alternativa de perforar un pozo nuevo, los resultados de la simulación mostraron que la presión de inyección baja del orden de 23% respecto al caso base, por lo que se recomienda revisar en detalle la condición operativa de los sistemas de bombeo ya que este cambio significativo de la presión de inyección puede hacer que las bombas trabajen de forma ineficiente y no se obtengan los beneficios de optimización de energía esperados.
- Se recomienda actualizar el modelo geológico del campo con el fin de correlacionar e identificar factores como límites y mineralogía presente en la zona, que permitan soportar las alternativas de optimización del campo y caracterizar de manera más específica la problemática.

## BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Informe de prospectividad del área de crudos pesados [En línea]. Bogotá D.C., 2008. 196 p. [Consultado el 7 de septiembre de 2018]. Disponible en: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Informe\\_de\\_Prospectividad.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Informe_de_Prospectividad.pdf)

ASOCIACIÓN REGIONAL DE EMPRESAS DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL EN LATINOAMERICA Y EL CARIBE. Guía para disposición y tratamiento de agua producida. Montevideo, Uruguay: R Arpel, s.f. 111 p. [En línea]. Recuperado de: <http://www.ingenieroambiental.com/4000/GUIA%2001%20-%20OK.pdf>

CHAUDHRY, AMANAT U. Oil Well Testing Handbook. Elsevier, 2003. 359 p. ISBN: 9780080479798.

CLAVIJO GUTIERREZ, 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. Trabajo de Grado de Ingeniería de Petróleos. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América. Facultad de Ingenierías, 2017. 190 p.

COLOMBIA. MINISTERIO DE AGRICULTURA. Decreto 1594 (26, junio, 1984). Por el cual se reglamenta parcialmente el título I de la ley 9 de 1979 así como parte del capítulo II del título VI del decreto 2811 de 1974 en cuanto a usos del agua y residuos líquidos. Bogotá D.C.: El ministerio, 1984. 18 p.

COLOMBIA. MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE. Resolución 2355 (24, diciembre, 2007). Por el cual se modifica la resolución 233 del 16 de Marzo de 2001 en el sentido de autorizar nuevas obras y el incremento de vertimiento de aguas industriales residuales al Caño Rubiales. Bogotá D.C.: El ministerio, 2007. 10 p.

COLOMBIA. MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE. Resolución 631 (18, abril, 2015). Por la cual se establecen los parámetros y los valores límites máximos permisibles en los vertimientos puntuales a cuerpos de agua superficiales y a los sistemas de alcantarillado público y se dictan otras disposiciones. Bogotá D.C.: El Ministerio, 2015. 73 p.

CRESPO HERRERA, ANDRÉS. GUEVARA ARISPE, BRENDA. HURTADO CACERES, JHOANA. ANALISIS NODAL. Escuela militar de ingeniería Mariscal Antonio José de Sucre. Cochabamba, Bolivia. 2016. 23 p.

DA PRAT, GIOVANNI. Introducción al Análisis y Diseño de Pruebas de Presión. Giovanni Da Prat & Asociados, 2012. 319 p.

DE VIANA, JAVIER. Guía para disposición y tratamiento de agua producida. Montevideo, Uruguay: R Arpel, s.f. 120 p. [En línea]. Recuperado de [http://www.ingenieroambiental.com/4000/GUIA %2001%20-%20OK.pdf](http://www.ingenieroambiental.com/4000/GUIA%2001%20-%20OK.pdf) el 14 de agosto de 2018.

ECOPETROL S.A. Informe técnico Anual 2016. Vicepresidencia Regional Oriente. Febrero, 2017. 115 p.

\_\_\_\_\_. Iniciativa de optimización-reducción de presión de inyección. Departamento de Ingeniería Regional Oriente. Abril de 2016. 21 p.

\_\_\_\_\_. Taller de pozos de inyección. Agosto de 2014. [Diapositivas]. Disponible en: <https://www.slideserve.com/teenie/taller-de-pozos-de-inyeccion>

ESCOBAR MACUALO, Freddy Humberto. Análisis moderno de presiones de pozos. 3 ed. Neiva: Editorial Universidad Surcolombiana, 2003. 284.p. ISBN: 9789588154817.

GEOLOGY.COM. Geoscience news and information, Geology dictionary. [En línea]. [Consultado el 15 de enero de 2019]. Disponible en: <https://geology.com/dictionary/glossary-a.shtml>

GÓMEZ, YOHANEY. YORIS, FRANKLIN. RODRIGUEZ, JAVIER. PORTILLO, FREDY. ARAUJO, YSIDRO. Aspectos hidrodinámicos, estructurales y estratigráficos del Campo Rubiales. Cuenca de los Llanos Orientales, Colombia. Pacific Rubiales Energy. Bogotá, COLOMBIA. 2010.

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.

LEE, JOHN. Well Testing. SPE Textbook Series Vol. 1. 1982. 159 p. ISBN: 0895203170.

MACH, JOE. PROANO, EDUARDO. BROWN, KERMIT. A Nodal Approach For Applying Systems Analysis To The Flowing And Artificial Lift Oil Or Gas Well

MARQUEZ, RICHARD. Análisis Nodal del sistema de producción – Nivel Básico. Capítulo V. Pozos de inyección de agua. [Diapositivas]

PARIS DE FERRER, Magdalena. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos. Segunda edición. Zulia, Venezuela. 2007. p. 11. ISBN 978-980-12-3048-9.

RIVERO S. JOSÉ LUIS. Análisis nodal y explotación de petróleo. [En línea]. [consultado el 20 de noviembre de 2018]. Disponible en: [https://www.academia.edu/27417121/Libro\\_de\\_Petroleo\\_An%C3%A1lisis\\_Nodal\\_Gustavo](https://www.academia.edu/27417121/Libro_de_Petroleo_An%C3%A1lisis_Nodal_Gustavo).

RODRÍGUEZ TORRES, PAULA ANDREA. Evaluación del Sistema pozo-yacimiento para los inyectores de agua tipo disposal en el Campo Rubiales. Trabajo de Grado de Ingeniería de Petróleos. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América. Facultad de Ingenierías, 2012. 207 p.

SAAVEDRA, STIVEN y SAENZ, KEVIN. Direccionamiento de la gestión del proceso de vertimiento de agua industrial del Campo Rubiales al Caño Rubiales. Tesis de Grado. Fundación Universidad de América. 2018. 121 p.

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary. [En línea]. [Consultado el 20 de noviembre de 2018]. Disponible en: <https://www.glossary.oilfield.slb.com/es.aspx>

TORRES, ALEXANDRA. Evaluación del sistema Pozo-Yacimiento para los inyectores de agua tipo disposal en el Campo Rubiales. Tesis de Grado. Fundación Universidad de América. 2012. 207 p.

UNITED STATES GEOLOGIC SURVEY. Earthquake. [En línea]. [Consultado el 15 de enero de 2019]. Disponible en: <https://earthquake.usgs.gov/data/crust/definitions.html>

VALOVIS, SAMUEL, *et al.* Plan de Desarrollo Campo Rubiales. Ecopetrol S.A. Diciembre de 2015, 86 p.

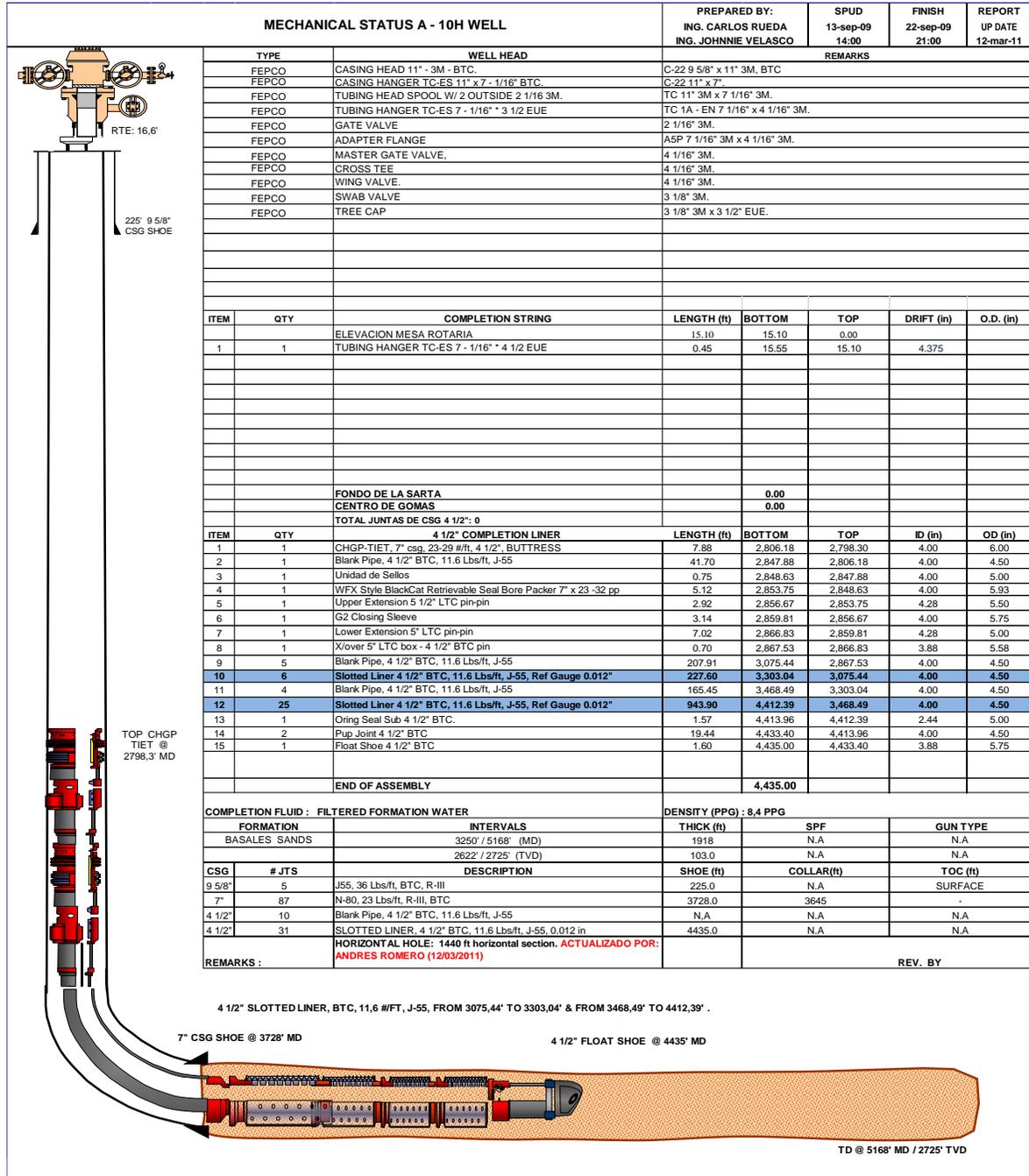
YOHELVIS, GUILLEN. Pruebas de Pozos. UNEFA Barinas, 2013. 16 p.

## **ANEXOS**

# ANEXO A.

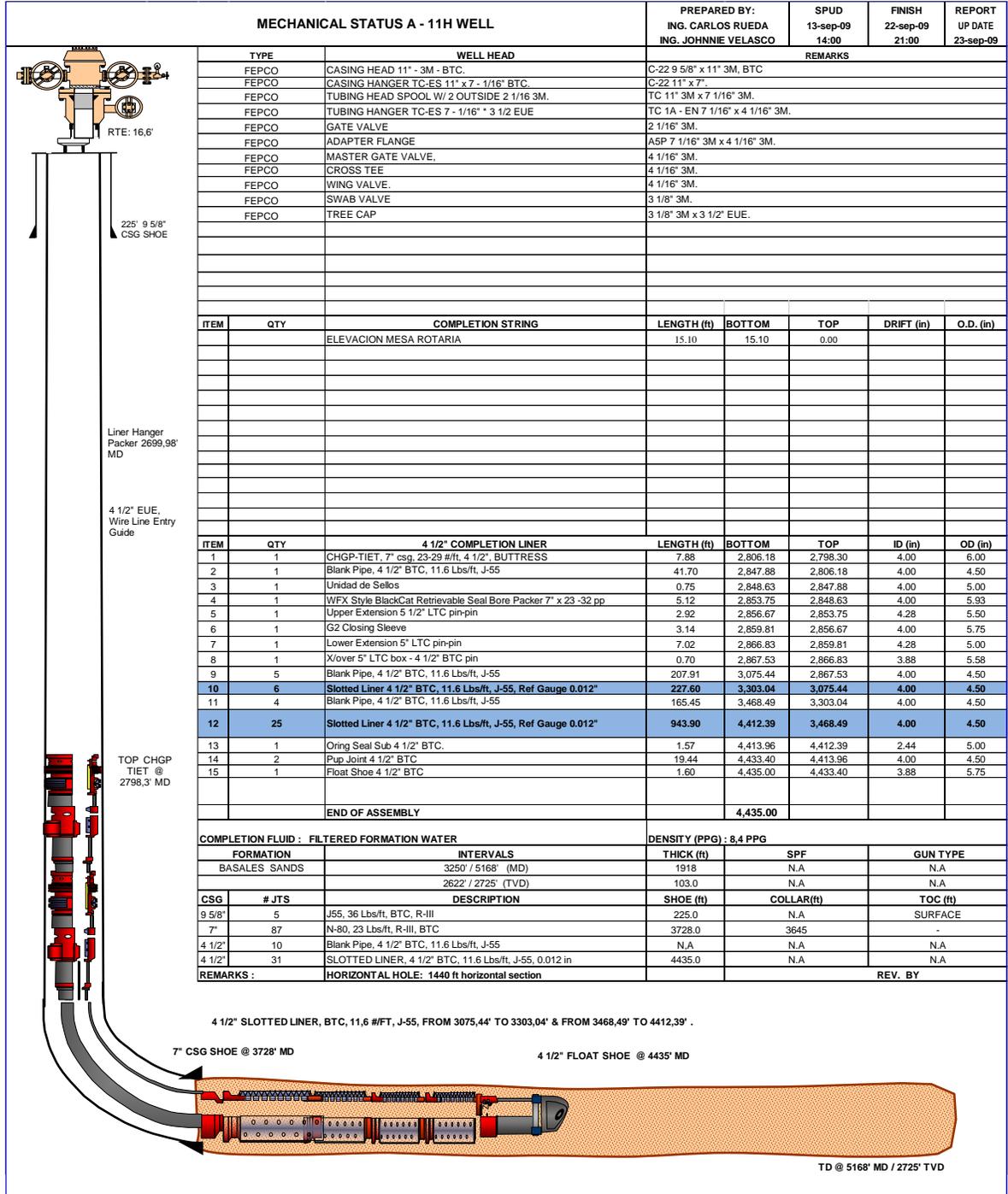
## ESTADOS MECÁNICOS POZOS PAD 2

Estado mecánico pozo A-10H



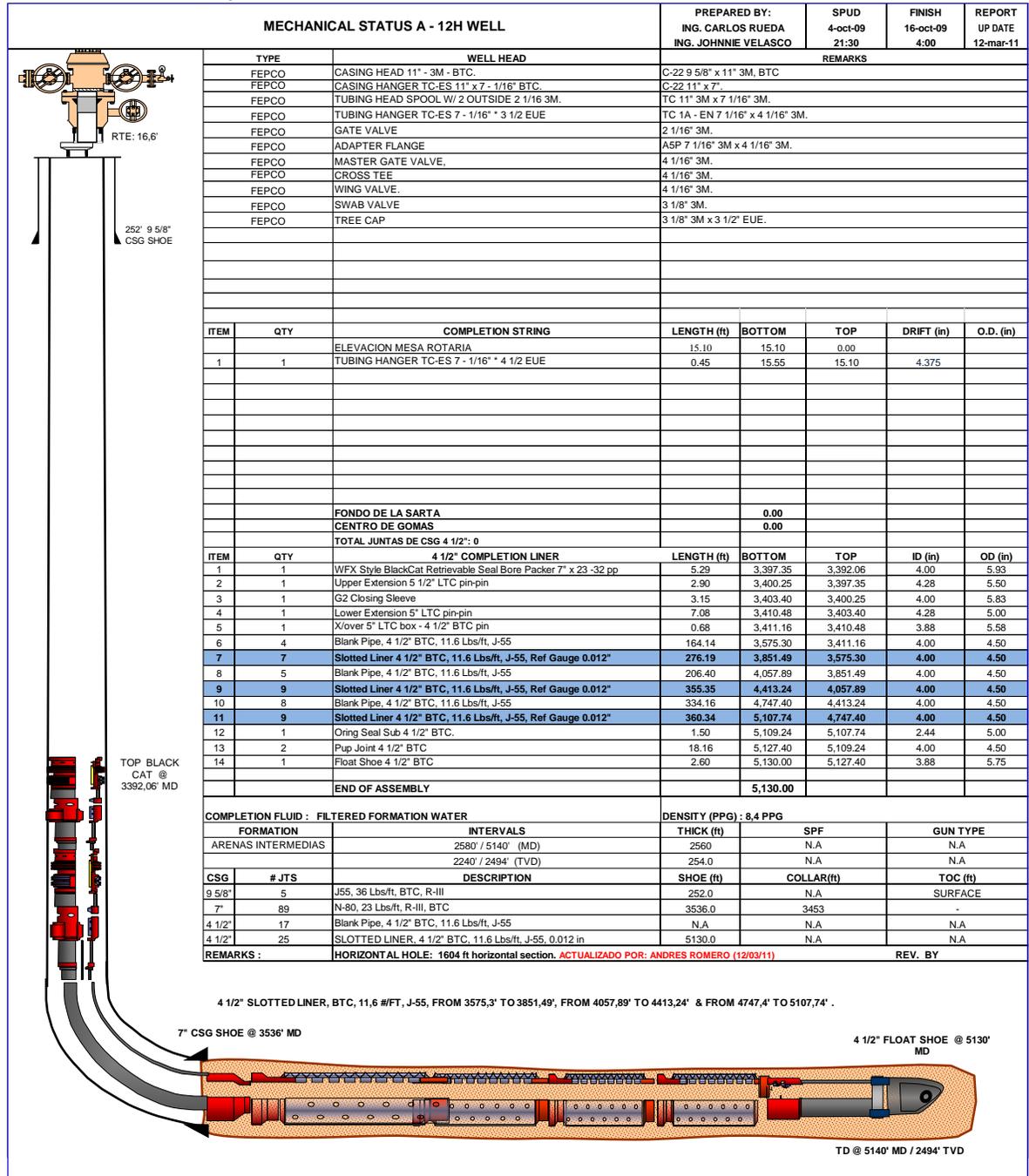
Fuente: ECOPETROL S.A. Departamento de Ingeniería de Subsuelo Regional Oriente. 2011.

# Estado mecánico pozo A-11H



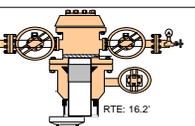
Fuente: ECOPETROL S.A. Departamento de Ingenieria de Subsuelo Regional Oriente. 2011.

# Estado mecánico pozo A-12H



Fuente: ECOPETROL S.A. Departamento de Ingenieria de Subsuelo Regional Oriente. 2011.

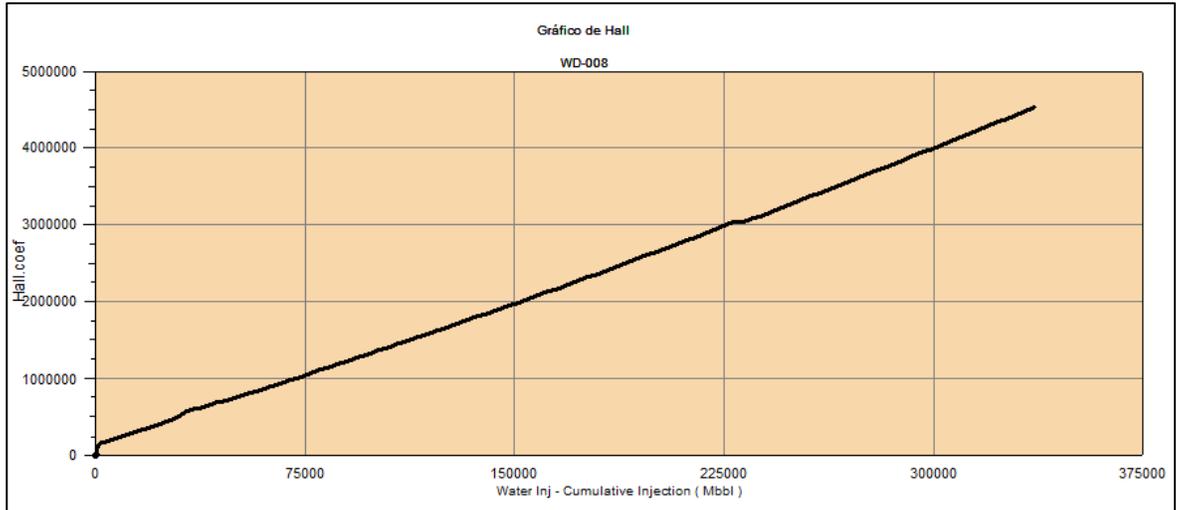
# Estado mecanico pozo A- 40HST

ESTADO MECANICO POZO A40H ST /SAXON 129		PREPARED BY: MAURICIO AREVALO WILLIAM LEMUS	SPUD 29-jul-12 15:30	FINISH 19-ago-12 9:00	REPORT UP DATE 19-ago-12				
		REMARKS							
VA TOOL'S	SEC- A	WELL HEAD							
VA TOOL'S		CASING HEAD ASSY 13 5/8" - 3M R57 W/2X2" LP TREADED SIDE OUTLETS W/BOWL FOR CASING HANGERS 13 5/8" X 5/8" CSG TYPE C22 W/13 3/8" BTC BOTTOM THREAD W/LOCK DOWN							
VA TOOL'S		CASING HANGER ASSY 13 3/8" - 9 5/8" CSG TYPE C22							
VA TOOL'S		BULL PLUG 2" LP X4 "LONGITUD X 1/2" NPT TAPPED							
VA TOOL'S		NPPLE 2" LP XXHX 6" LONGITUD ENTRE ROSCAS PN X PN							
VA TOOL'S		BALL VALVE 2" 3M THRD ENDS MARCA APCOLLO							
VA TOOL'S		RING GASKET API6A R57 OVAL, CARBON OR LOW ALLOY STEEL							
VA TOOL'S		SET STUDS 2 NUTS Ø 3/8" 9 hsp x10 3/4" LONGITUD TOTAL PARA FLANGE 13 5/8" 3M ASTM A 193A 194 B7 2H							
VA TOOL'S		BULL PLUG 2" LP X4 "LONGITUD BLIND							
VA TOOL'S	SEC- B	TUBING HEAD SPOOL ASSY 13 5/8" 3M R 57 BOTTOM FLANGE x 11" 3M R53 TOP FLANGE, W/2 x 2 1/16" 5M STUDDED SIDE OUTLETS W/11" x 3 1/2" HANGER BOWL, PREPARATION W/CO2 PACK OFF 9 5/8" CSG W/LOCK DOWN W/TEST PORT 1/2" NPT							
VA TOOL'S		CASING MANDREL HANGER ASSY 11" X 7" BTC TOP & BOTTOM W/EXTENDING NECK							
VA TOOL'S		GATE VALVE 2 1/16" 5M R24 FANGED ENDS, FULL BORE HANDWHEEL OPERATED, STANDARD TRM, API6A PSI, PR1, AA, PU							
VA TOOL'S		BULL PLUG 2" LP X4 "LONGITUD BLIND							
VA TOOL'S		COMPANION FLANGE 2 1/16" 3M R24 x 2" LP BOX							
VA TOOL'S		SET STUDS 2 NUTS Ø 7/8" 9 hsp x 6 1/4" LONGITUD TOTAL PARA FLANGE 2 1/16" 5M ASTM A 193A 194 B7 2H							
VA TOOL'S		RING GASKET API6A R53 OVAL, CARBON OR LOW ALLOY STEEL							
VA TOOL'S		STUDS 2 NUTS Ø 1 3/8" 9 hsp x 10" LONGITUD TOTAL PARA FLANGE 11" 3M ASTM A 193A 194 B7 2H							
VA TOOL'S		BIND FLANGE 2 1/16" 5M R24							
VA TOOL'S		RING GASKET API6A R45 OVAL, CARBON OR LOW ALLOY STEEL							
VA TOOL'S		SET STUDS 2 NUTS Ø 1 1/8" 9 hsp x 8 1/2" LONGITUD TOTAL PARA FLANGE 7 1/16" 3M ASTM A 193A 194 B7 2H							
VA TOOL'S		PRESSURE GAUGE GLCERINE FLUID 0-3000 PSI x 1/2" NPT CONNECTION x 4" FACE							
VA TOOL'S		NEEDLE VALVE 1/2" NPT, 0-6000 PSI MFL RECTA (180°)							
VA TOOL'S		TUBING HEAD ADAPTER SPOOL AND ROTATING ASSY 11" 3M R53 BOTTOM x 7 1/16" 3M R45 TOP W/EXTENDING NECK PREPARATION							
VA TOOL'S	SEC- C	STUDDED CROSS PRODUCTION ASSY 7 1/16" 3M R45 BOTTOM x 3 1/8" 3M R31 TOP W/2 x 7 1/16" 3M WING STUDDED CONNECTION							
VA TOOL'S		RING GASKET API6A R51 OVAL, CARBON OR LOW ALLOY STEEL							
VA TOOL'S		TREE CAP ASSY 3 1/8" 3000 PSI W/ R 31 BOTTOM FLANGE x 3 1/2" EUE BRD BOX TOP LFTING THREAD W/EXTERNAL THREAD 5 3/4" - ACME 2G THREAD, API6A, PSI-1, AA, U							
VA TOOL'S		GATE VALVE 7 1/16" 3M R45 FANGED ENDS, FULL BORE, HANDWHEEL OPERATED, STANDARD TRM							
VA TOOL'S		GATE VALVE 3 1/8" 3M R31 FANGED ENDS, FULL BORE, HANDWHEEL OPERATED, STANDARD TRM, API6A, PSI-1, PR1, AA, PU							
		7" COMPLETION LINER		LENGTH (ft)	BOTTOM	TOP	ID (in)	OD (in)	
ITEM	QTY								
1	1	Top of Hanger to Elastomers		10.23	2,203.87	2,193.64	7.742	8.330	
2	1	Elastomers to bottom of Hanger Jt		18.59	2,222.46	2,203.87	6.785	8.320	
3	1	XO / TSH BLUE X BTC		2.68	2,225.14	2,222.46	6.366	8.140	
4	42	7" N-80, 23 lb/ft, BTC		1,572.53	3,797.67	2,225.14	6.366	7.000	
6	1	Pup Joint 7" N-80, 23 lb/ft, BTC		9.95	3,807.62	3,797.67	6.375	7.000	
7	5	7" N-80, 23 lb/ft, BTC		185.42	3,993.04	3,807.62	6.366	7.000	
8	1	Float Collar		1.32	3,994.36	3,993.04	6.375	7.625	
9	2	7" N-80, 23 lb/ft, BTC		73.34	4,067.70	3,994.36	6.366	7.000	
10	1	Float Shoe		2.30	4,070.00	4,067.70	6.690	7.625	
		4 1/2" COMPLETION LINER		LENGTH (ft)	BOTTOM	TOP	ID (in)	OD (in)	
ITEM	QTY								
1	1	PACKER 7" 23#/FT CLH TIET (TOP SEAL PACKER)		2.38	3,906.89	3,904.51	4.00	6.19	
2	1	RUBER CENTER 7" 23#/FT		2.62	3,909.51	3,906.89	N/A	6.00	
3	1	CIRCULATING SLEVE CLH 4-1/2" BUTT PIN		2.94	3,912.45	3,909.51	4.00	5.63	
4	5	BLANK PIPE 4-1/2", BTC, 11.6 LB/FT, J-55, BOX x PIN		184.75	4,097.20	3,912.45	4.00	4.50	
5	9	SLOTTED LINER 4-1/2" BTC 11.6 LB/FT, N-80, BOX x PIN		333.31	4,430.51	4,097.20	4.00	4.50	
6	12	MALLA 4-1/2", BTC, 11.6 LB/FT, K-55, BOX x PIN		356.06	4,786.57	4,430.51	4.00	4.50	
7	2	PUP JOINT BLANK PIPE 4-1/2", BTC, 11.6 LB/FT, J-55, BOX x PIN		20.23	4,806.80	4,786.57	4.00	4.50	
8	3	BLANK PIPE 4-1/2", BTC, 11.6 LB/FT, J-55, BOX x PIN		112.42	4,919.22	4,806.80	4.00	4.50	
9	9	MALLA 4-1/2", BTC, 11.6 LB/FT, K-55, BOX x PIN		318.33	5,237.55	4,919.22	4.00	4.50	
10	1	PUP JOINT BLANK PIPE 4-1/2", BTC, 11.6 LB/FT, J-55, BOX x PIN		10.09	5,247.64	5,237.55	4.00	4.50	
11	5	BLANK PIPE 4-1/2", BTC, 11.6 LB/FT, J-55, BOX x PIN		187.10	5,434.74	5,247.64	4.00	4.50	
12	8	MALLA 4-1/2", BTC, 11.6 LB/FT, K-55, BOX x PIN		306.34	5,741.08	5,434.74	4.00	4.50	
13	1	BLANK PIPE 4-1/2", BTC, 11.6 LB/FT, J-55, BOX x PIN		38.16	5,779.24	5,741.08	4.00	4.50	
14	1	O'RING SEAL SUB 4-1/2" BUTT 11.6#/FT BxP ID:2.375"		1.16	5,780.40	5,779.24	4.00	4.50	
15	1	CASING EXTENSION 4-1/2" BUTT 11.6#/FT J-55 BxP		9.33	5,789.73	5,780.40	4.00	4.50	
16	1	REAMER SHOE WEATHERFORD 4-1/2" BUTT 11.6#/FT BOX UP		2.27	5,792.00	5,789.73	4.00	4.50	
		COMPLETION FLUID : FILTERED FORMATION WATER		DENSITY (PPG) : 8.5 PPG					
FORMATION		INTERVALS		THICK (ft)	SPF	GUN TYPE			
BASAL SANDS					N/A				
CSG	# JTS	DESCRIPTION		SHOE (ft)	COLLAR(ft)	TOC (ft)			
13 3/8"	22	13 3/8" J-55, 47#, BTC		806	766	SURFACE			
9 5/8"	60	(54) JUNTAS DE 9 5/8" J-55, 36#, BTC (6) JUNTAS DE 9 5/8" N80, 43.5#, BTC		2370	2329.05	1100'			
REMARKS :		HORIZONTAL HOLE: 1952 ft horizontal section				REV. BY J. HOYOS			
		7" CSG SHOE WTF @ 4070' MD		PtoSidetrack @ 4086' (RB DW)		Tapón Sidetrack : 3950'-4350'		4 1/2" REAMER SHOE WTF @ 5792'	
								TD @ 6038' MD / 2697.99' TVD	

Fuente: ECOPEPETROL S.A. Departamento de Ingenieria de Subsuelo Regional Oriente. 2012.

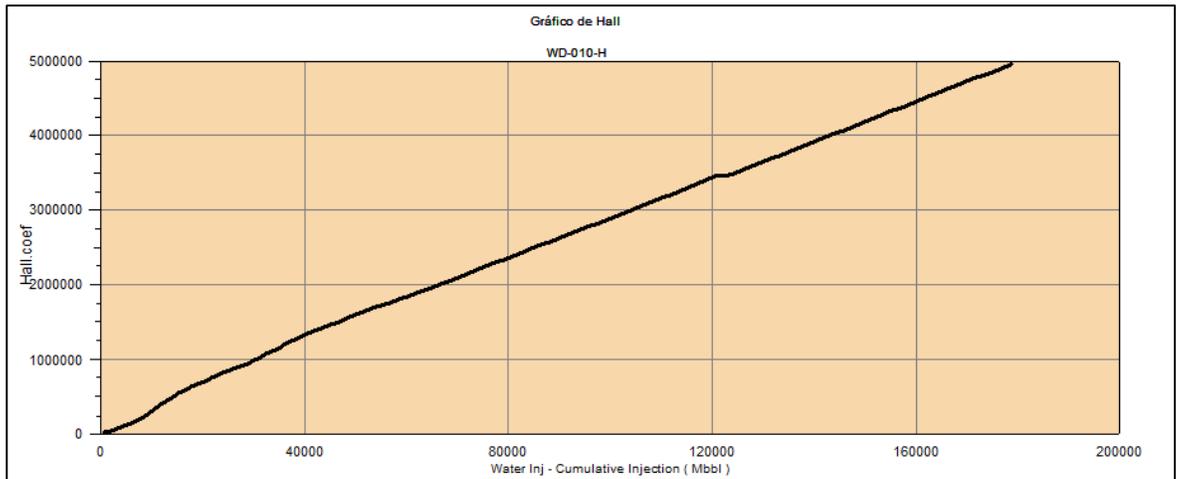
**ANEXO B.**  
**GRÁFICOS DE HALL POZOS PAD A.**

Pozo A-008



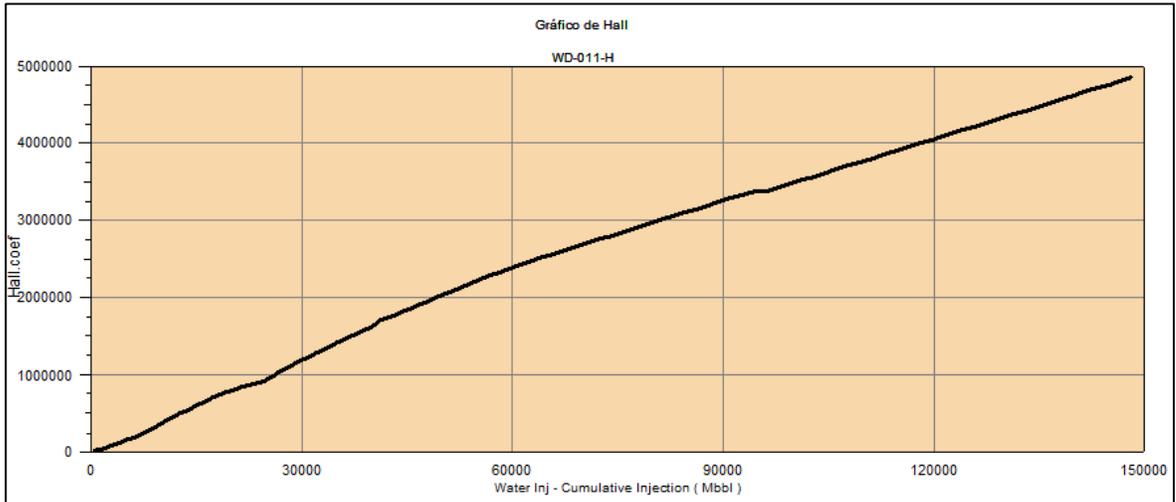
**Fuente:** ECOPETROL S.A. Departamento de Ingenieria de Subsuelo Regional Oriente. 2019

Pozo A-010H



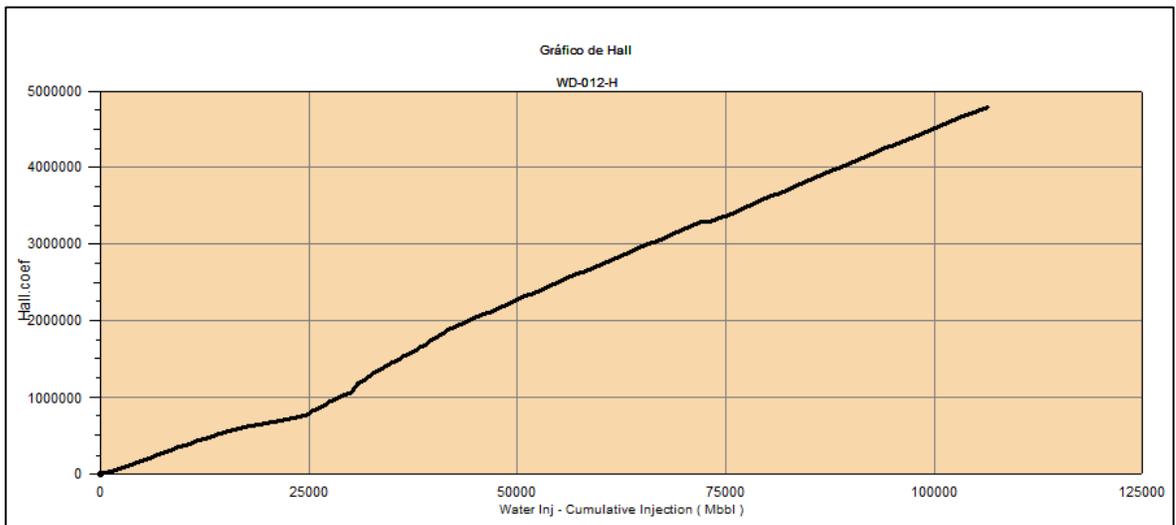
**Fuente:** ECOPETROL S.A. Departamento de Ingenieria de Subsuelo Regional Oriente. 2019.

### Pozo A-011H



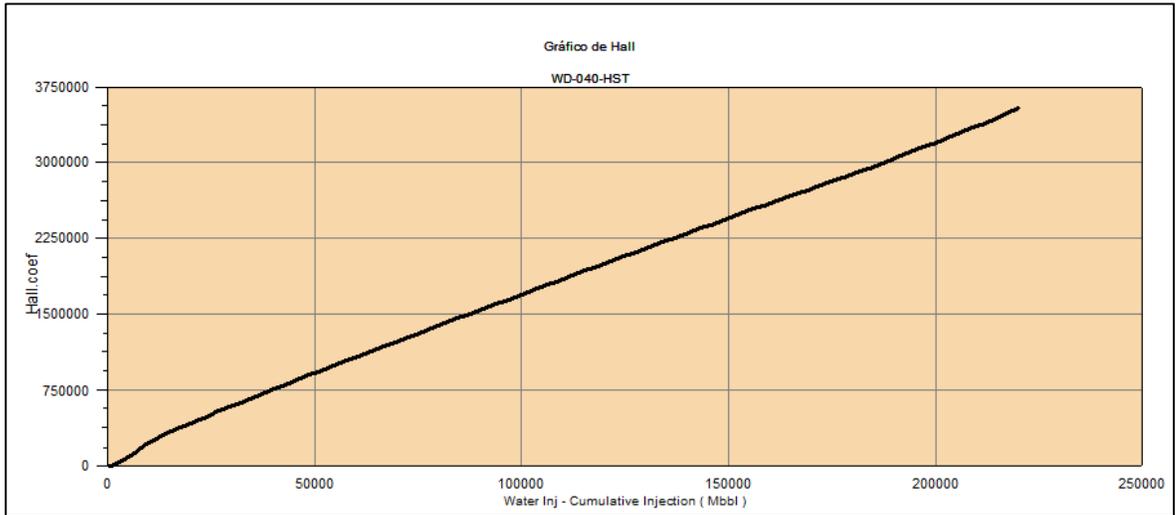
**Fuente:** ECOPETROL S.A. Departamento de Ingenieria de Subsuelo Regional Oriente. 2019.

### Pozo A-012H



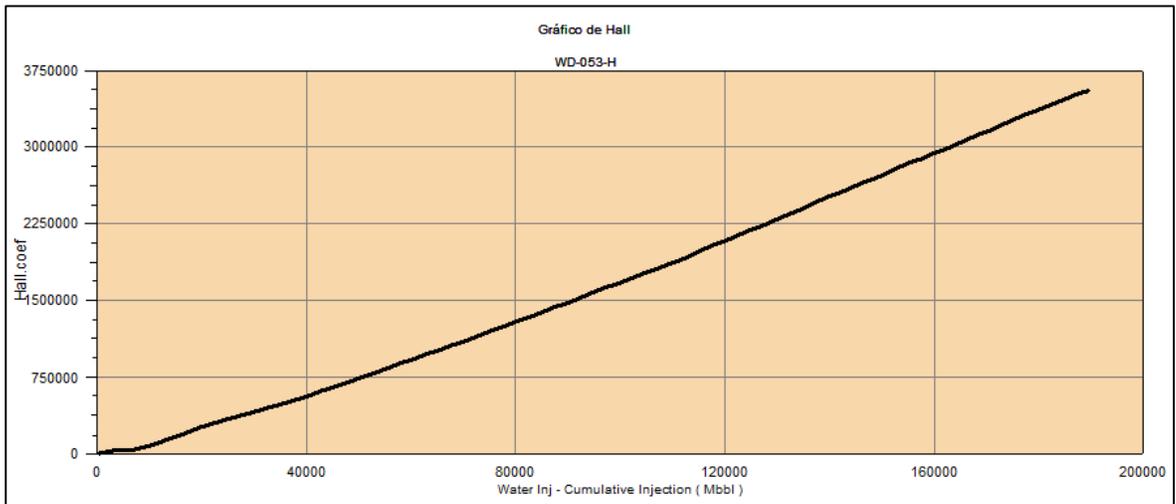
**Fuente:** ECOPETROL S.A. Departamento de Ingenieria de Subsuelo Regional Oriente. 2019.

### Pozo A-040-HST



**Fuente:** ECOPETROL S.A. Departamento de Ingenieria de Subsuelo Regional Oriente. 2019.

### Pozo A-53H

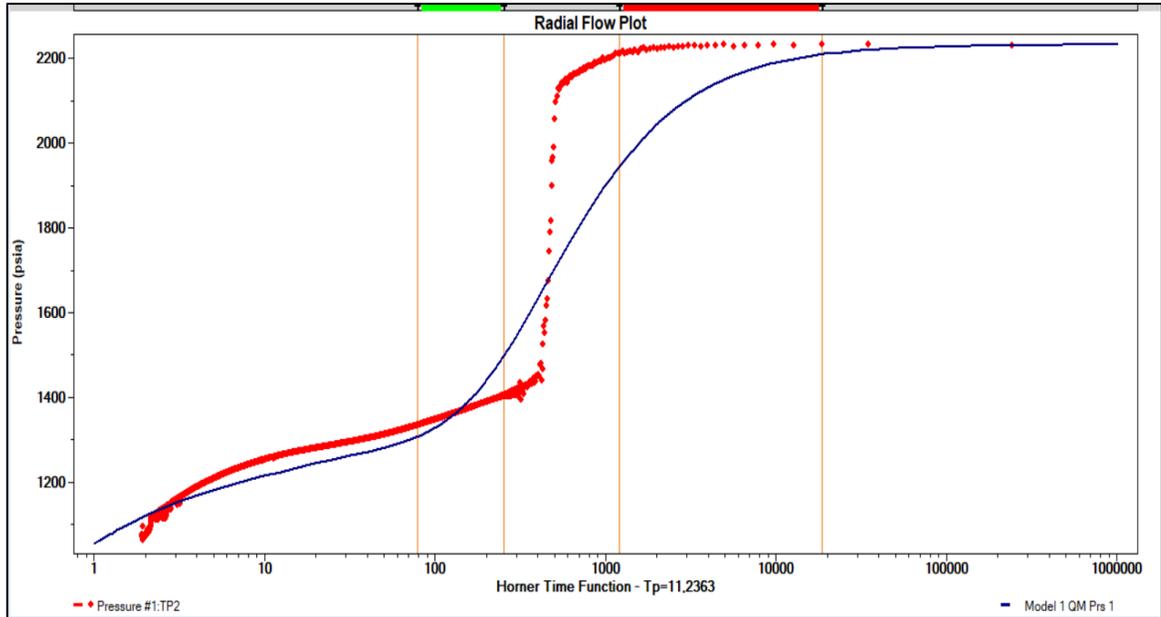


**Fuente:** ECOPETROL S.A. Departamento de Ingenieria de Subsuelo Regional Oriente. 2019.

## ANEXO C.

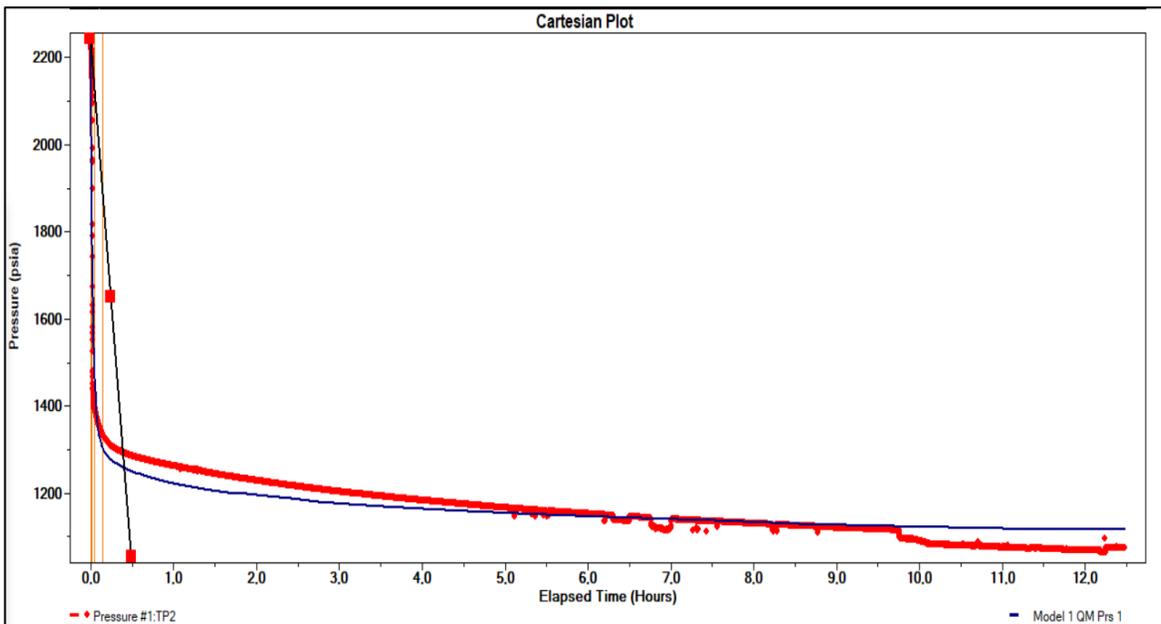
### GRÁFICAS DE SOPORTE PRUEBAS DE PRESIÓN.

Gráfico Semi-log pozo A-10H



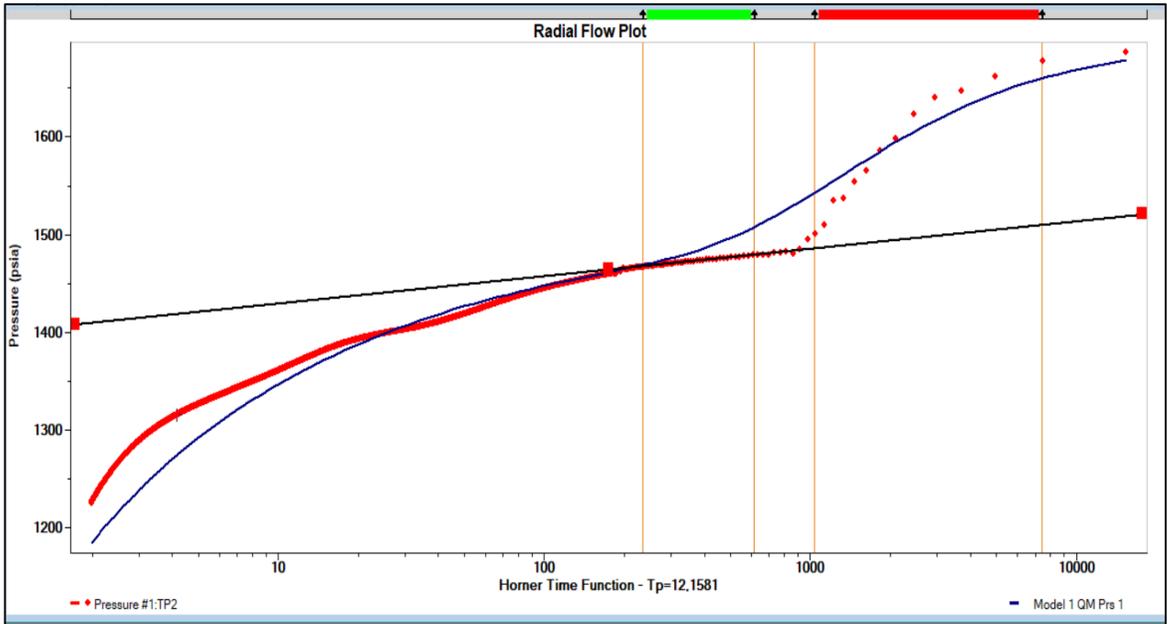
Fuente: Weatherford. PANSYSTEM. Modificado por los autores.

Gráfico Cartesiano pozo A-10H



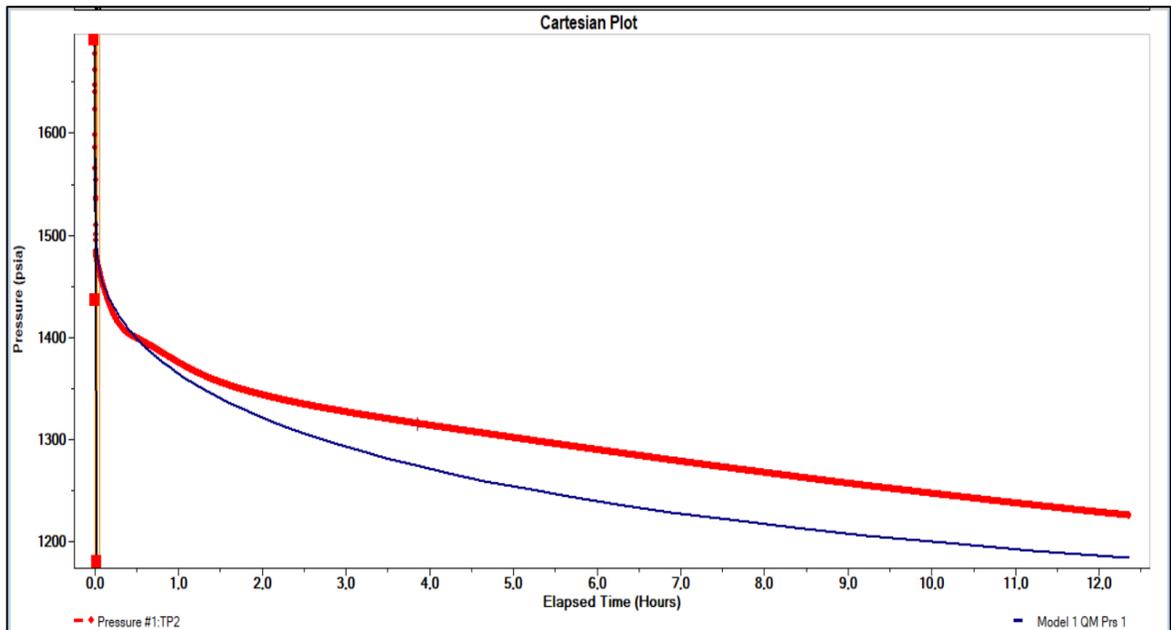
Fuente: Weatherford. PANSYSTEM. Modificado por los autores.

Gráfico Semi-log pozo A-11H



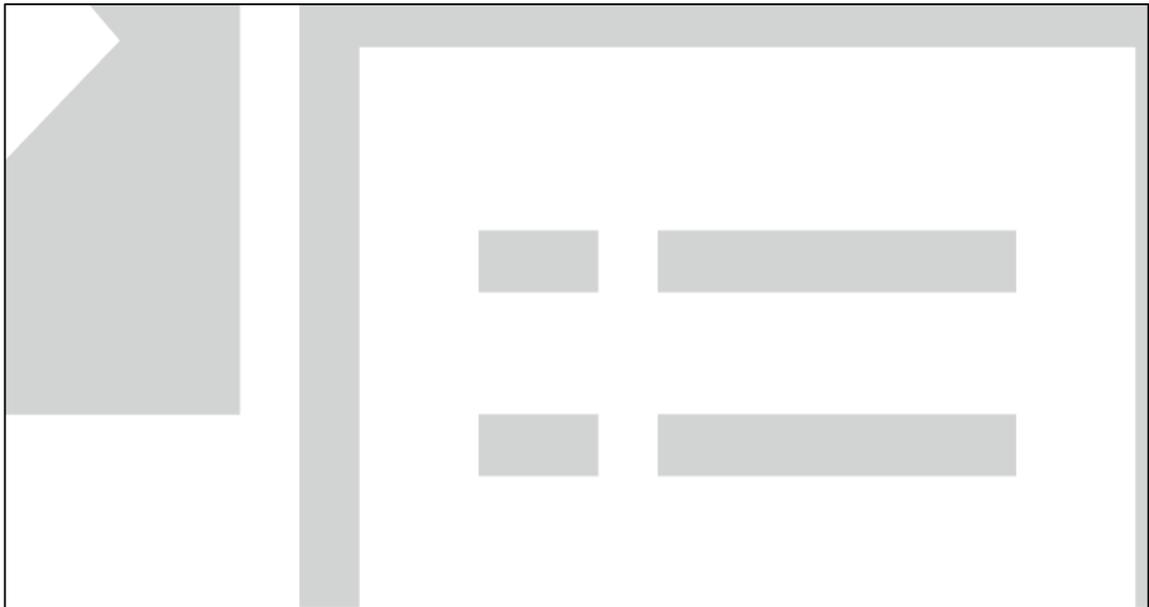
Fuente: Weatherford. PANSYSTEM. Modificado por los autores.

Gráfico Cartesiano pozo A-11H



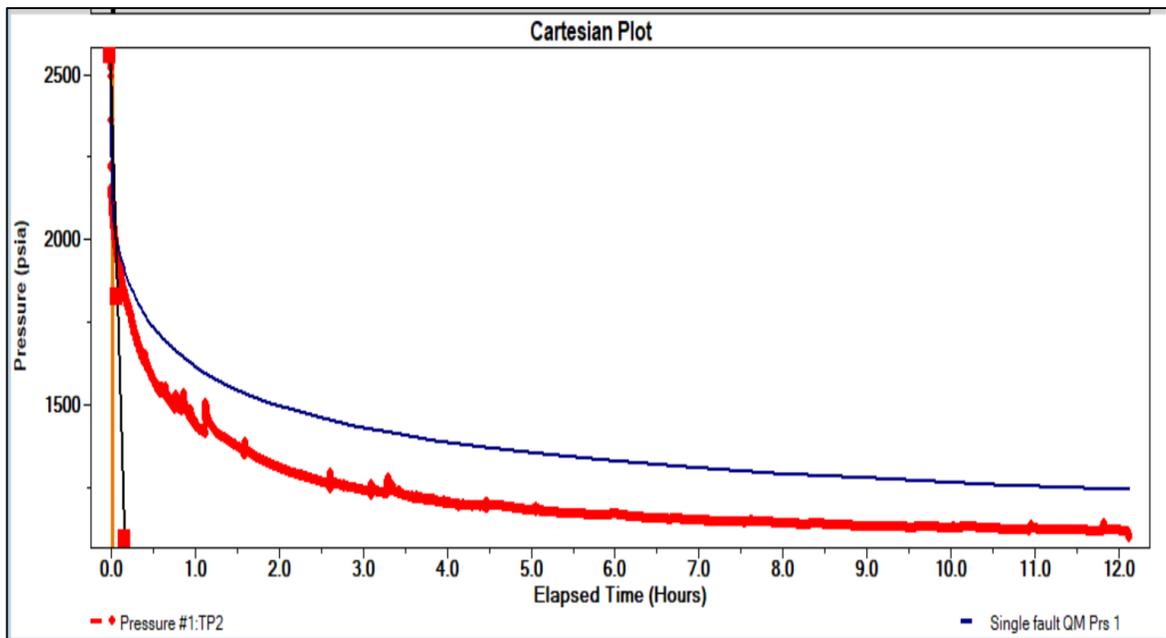
Fuente: Weatherford. PANSYSTEM. Modificado por los autores.

Gráfico Semi-log pozo A-12H



**Fuente:** Weatherford. PANSYSTEM. Modificado por los autores.

Gráfico Cartesiano pozo A-12H



**Fuente:** Weatherford. PANSYSTEM. Modificado por los autores.

## ANEXO D.

### COMPLETAMIENTO DE POZOS CON FOT EN PIPESIM

Datos del completamiento del pozo A-011H en Pipesim

<span style="margin-right: 10px;">General</span> <span style="margin-right: 10px;">Tubulars</span> <span style="margin-right: 10px;">Deviation survey</span> <span style="margin-right: 10px;">Downhole equipment</span> <span style="margin-right: 10px;">Artificial lift</span> <span style="margin-right: 10px;">Heat transfer</span> <span style="margin-right: 10px;">Completions</span> <span style="margin-right: 10px;">Surface equipment</span>										
<span style="font-size: 1.2em;">^</span> <b>COMPLETIONS</b>										
#	Name	Geometry prof...	Fluid entry	Top MD	Middle MD	Bottom MD	Type	Active	IPR model	
1	Cpl	Horizontal	Distributed	3343,5		4143,5	Perforation	<input checked="" type="checkbox"/>	Joshi (Stea...	
<span style="font-size: 1.2em;">+</span>										
<span style="margin-right: 10px;">Reservoir</span> <span style="margin-right: 10px;">Skin</span> <span style="margin-right: 10px;">Fluid model</span>										
Reservoir pressure:				1127			psia			
Reservoir temperature:				145			degF			
IPR basis:				<input checked="" type="radio"/> Liquid <input type="radio"/> Gas						
Radius of reservoir extent:				1200			ft			
Reservoir thickness:				31			ft			
Permeability X (Perpendicular to well):				280			mD			
Permeability Y (Parallel to Well):				280			mD			
Permeability Z (Vertical):				170			mD			
Well radius:				3,0625			in			
Well eccentricity:				0,5			ft			

**Fuente:** Elaboración propia. Basado en SCHLUMBERGER, PIPESIM. 2019.

Datos del completamiento del pozo A-012H en Pipesim

<span style="margin-right: 10px;">General</span> <span style="margin-right: 10px;">Tubulars</span> <span style="margin-right: 10px;">Deviation survey</span> <span style="margin-right: 10px;">Downhole equipment</span> <span style="margin-right: 10px;">Artificial lift</span> <span style="margin-right: 10px;">Heat transfer</span> <span style="margin-right: 10px;">Completions</span> <span style="margin-right: 10px;">Surface equipment</span>										
<span style="font-size: 1.2em;">^</span> <b>COMPLETIONS</b>										
#	Name	Geometry prof...	Fluid entry	Top MD	Middle MD	Bottom MD	Type	Active	IPR model	
1	Cpl	Horizontal	Distributed	4291,5		4391,5	Perforation	<input checked="" type="checkbox"/>	Joshi (Stea...	
<span style="font-size: 1.2em;">+</span>										
<span style="margin-right: 10px;">Reservoir</span> <span style="margin-right: 10px;">Skin</span> <span style="margin-right: 10px;">Fluid model</span>										
Reservoir pressure:				1106			psia			
Reservoir temperature:				145			degF			
IPR basis:				<input checked="" type="radio"/> Liquid <input type="radio"/> Gas						
Radius of reservoir extent:				700			ft			
Reservoir thickness:				36			ft			
Permeability X (Perpendicular to well):				309			mD			
Permeability Y (Parallel to Well):				309			mD			
Permeability Z (Vertical):				200			mD			
Well radius:				3,0625			in			
Well eccentricity:				0,5			ft			

**Fuente:** Elaboración propia. Basado en SCHLUMBERGER, PIPESIM. 2019.