

OPTIMIZACIÓN DEL CONSUMO ENERGÉTICO DE POZOS CON SISTEMA DE
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PCP Y ESP DE LA TRONCAL SIETE DE CAMPO
RUBIALES MEDIANTE SIMULACIÓN.

DANIELA ALBA CÁRDENAS
MARÍA FERNANDA QUINTERO VILLA

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

OPTIMIZACIÓN DEL CONSUMO ENERGÉTICO DE POZOS CON SISTEMA DE
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PCP Y ESP DE LA TRONCAL SIETE DE CAMPO
RUBIALES MEDIANTE SIMULACIÓN.

DANIELA ALBA CÁRDENAS
MARÍA FERNANDA QUINTERO VILLA

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

Director
MARIA ANGÉLICA VALENCIA ZAMORA
Ingeniero de Petróleos

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

Nota de aceptación

Oscar Armando Arenas Mantilla

Edinson Enrique Jiménez Bracho

Bogotá, noviembre de 2019

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro.

Dr. MARIO POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos.

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados.

Ing. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Decano Facultad de Ingenierías.

Ing. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director Programa de Ingeniería de Petróleos.

Ing. JUAN CARLOS RODRÍGUEZ ESPARZA

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

DEDICATORIA

La culminación de este proyecto no habría sido posible sin las innumerables bendiciones de Dios, Él más que nadie ha sido quien nos ha dado la sabiduría, la fe y nos ha regalado lecciones de vida que, aunque muchas veces no supimos el porqué de ellas, estoy segura siempre fueron estas enseñanzas las que nos impulsaron en cada uno de nuestros logros a lo largo de esta etapa de nuestras vidas.

Este proyecto va dedicado principalmente a mis papás Alicia y Rafael, sin su apoyo constante a cumplir mis metas, sin su dedicación y amor a lo largo de mi vida, sin su esfuerzo por siempre tratar de inculcar lo mejor en mí para ayudarme a ser quien soy hoy, no podría haber logrado todo lo que me he propuesto tanto personalmente, como académicamente. A mi familia en general por el amor y apoyo incondicional brindado a lo largo de mi vida, a Chanel por su inagotable afecto y compañía durante este proceso.

A mi novio Cristhian, quien me ha acompañado en cada momento de mi pregrado, ha sido mi soporte y motivación para culminar este proyecto, ha sido participe del tiempo dedicado y el esfuerzo que hemos realizado para llevarlo a cabo, su amor me ha dado la fortaleza para seguir adelante en los momentos más difíciles y le agradezco por ser mi apoyo día a día.

A mi amiga María Fernanda, sin su dedicación, esfuerzo y compromiso no habría sido posible alcanzar este logro, a pesar de todos los obstáculos que se nos han presentado me ha brindado su amistad incondicional; gracias a los panas y amigos en general con quienes no solo compartimos en el ámbito de formación profesional sino personalmente tantos momentos de felicidad.

Daniela Alba Cárdenas

DEDICATORIA

Este proyecto va dedicado principalmente a Dios que me llenó de sabiduría, fortaleza y paciencia para culminar con éxito esta etapa de mi vida, que nunca me desampara y que está siempre guiando mi vida, sin Él nada sería posible. A Él gracias por permitirme ver su amor a través de cada una de las personas y momentos que hicieron parte de este camino.

A mis padres Gustavo y Claudia que siempre han hecho todo por darme lo mejor y con su amor, esfuerzo y dedicación han logrado hacer de mí lo que soy hoy en día, sin su presencia y sin lo que me han enseñado a lo largo de la vida no habría alcanzado ninguna meta. A mi abuela Mercedes por su amor y apoyo incondicional en todo lo que hago y porque ha sido parte fundamental de mi formación humana y profesional. A mis hermanas Daniela y Paula que son parte esencial de mi vida y el mejor regalo, son un motivo para ser un buen ejemplo y ser siempre mejor. A ellos por ser mi motor de vida y en general a toda mi familia por hacer parte de ella y por impulsarme a tomar las decisiones que hasta hoy me tienen acá.

A mi compañera y amiga Daniela por estar conmigo durante toda la carrera, por toda la dedicación impresa en este proyecto y porque este es un logro que alcanzamos juntas a pesar de todas las dificultades que se nos presentaron en el camino. A mis amigos por hacer parte de mi proceso de formación profesional y también por hacer parte de mi vida, a los que iniciaron conmigo y a los que llegaron en el camino porque fueron parte de este logro.

María Fernanda Quintero Villa

AGRADECIMIENTOS

Queremos agradecer primeramente a Dios por permitirnos culminar esta etapa guiar cada uno de los pasos que nos llevaron a lo mismo.

A nuestras familias por brindarnos las oportunidades necesarias para encontrarnos hoy culminando una etapa, y por su amor y apoyo durante cada paso de la misma.

A la Vicepresidencia de Desarrollo de ECOPETROL S.A. por permitirnos desarrollar el trabajo y brindarnos el apoyo y la asesoría necesaria para lograr la culminación del proyecto.

Al ingeniero Alexis Martínez por el tiempo dedicado y por su amabilidad durante el desarrollo de este proyecto.

A nuestra directora Maria Angélica Valencia especialmente, por el tiempo dedicado, por su amabilidad y disposición, por su orientación y guía, por la paciencia y el ánimo impreso y por ofrecernos su conocimiento y experiencia a fin de cumplir los objetivos propuestos.

A todas las personas que influyeron indirectamente en este proceso de aprendizaje.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	31
OBJETIVOS	32
1. GENERALIDADES DE CAMPO RUBIALES	33
1.1 HISTORIA DEL CAMPO	33
1.2 LOCALIZACIÓN	34
1.3 INFORMACIÓN GEOLÓGICA	36
1.3.1 Marco geológico	36
1.3.2 Columna estratigráfica	37
1.3.3 Estratigrafía	38
1.3.3.1 Precámbrico	39
1.3.3.2 Era Mesozoica - Periodo Cretácico	39
1.3.3.3 Era Cenozoica – Periodo Paleógeno	40
1.3.3.4 Era Cenozoica – Periodo Neógeno	41
1.3.3.5 Era Cenozoica – Periodo Cuaternario	42
1.3.4 Geología estructural	42
1.3.5 Geología del petróleo	43
1.3.5.1 Roca generadora	43
1.3.5.2 Roca reservorio	44
1.3.5.3 Migración	44
1.3.5.4 Roca Sello	45
1.3.5.5 Trampa	45
1.4 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN	45
1.4.1 Mecanismo de empuje y métodos de producción	46
1.4.2 Tiempo de producción	46
1.4.3 Número de Pozos	50
1.4.4 Características del yacimiento	50
1.4.4.1 Propiedades y caracterización petrofísica del yacimiento	50
1.4.4.2 Propiedades y caracterización de los fluidos	51
2. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA TRONCAL 7	53
2.1 GENERALIDADES	54
2.1.1 Línea de flujo	54
2.1.2 Facilidad Central de Procesamiento	58
2.2 POZOS ASOCIADOS	61
2.3 PERFIL TOPOGRÁFICO	61
3. ESTRATEGIA DE DESARROLLO Y COMPLETAMIENTO DE POZOS DEL CAMPO	64
3.1 SELECCIÓN DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO	66

3.1.1	Matriz de selección SLA	67
3.1.1.1	Parámetros evaluados en la matriz de selección	67
3.1.1.2	Metodología aplicada en la matriz de selección	77
3.1.1.3	Beneficios de la aplicación de la matriz de selección	78
3.1.2	Distribución de los SLA en la troncal	79
3.2	SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL (SLA)	80
3.2.1	Generalidades de bombeo electrosumergible (ESP)	81
3.2.1.1	Equipos de subsuelo	83
3.2.1.2	Principio de funcionamiento bomba centrífuga	91
3.2.1.3	Equipos de superficie	91
3.2.1.4	Ventajas y desventajas.	94
3.2.2	Generalidades de bombeo de cavidades progresivas (PCP)	95
3.2.2.1	Equipos de subsuelo	96
3.2.2.2	Principio de funcionamiento bomba de desplazamiento positivo	103
3.2.2.3	Equipos de superficie	104
3.2.1.4	Ventajas y desventajas	108
3.3	DESCRIPCIÓN DE CONSUMO ENERGÉTICO	110
3.3.1	Optimización del Consumo Energético	111
3.3.1.1	Consumo energético en la operación del SLA	111
3.3.1.2	Consumo energético en las tuberías de producción	113
4.	DESARROLLO METODOLÓGICO Y SELECCIÓN DE POZOS	115
4.1	METODOLOGÍA DE SELECCIÓN DE POZOS	115
4.1.1	Índice de Lutz	115
4.1.2	Selección de pozos.	117
4.2	MODELO INTEGRADO DE PRODUCCIÓN	125
4.2.1	Descripción del modelo	125
4.2.2	Análisis NODAL	128
4.2.3	Software PIPESIM	132
4.2.3.1	Calibración del modelo	132
4.3	DISEÑO DE SLA	135
4.3.1	<i>Software</i> SubPUMP®	136
4.3.1.1	Generalidades del <i>software</i>	136
4.3.1.2	Metodología de diseño	136
4.3.2	<i>Software</i> PC-Pump®	139
4.3.2.1	Generalidades del <i>software</i>	139
4.3.2.2	Metodología de diseño	139
5.	PLANTEAMIENTO Y ANÁLISIS DE LOS ESCENARIOS DE OPTIMIZACIÓN	142
5.1	DISEÑO EN SubPUMP® DEL ESCENARIO ACTUAL DE LOS POZOS SELECCIONADOS	142
5.1.1	Metodología de diseño en SubPUMP®	142
5.1.2	Priorización de candidatos con oportunidad de optimización	155

5.2	OPTIMIZACIÓN DE LOS SISTEMAS DE POZOS CRÍTICOS MEDIANTE LA SENSIBILIZACIÓN DE LOS ESCENARIOS ACTUALES	163
5.3	ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE LA OPTIMIZACIÓN	170
5.4	INCORPORACIÓN DE LOS NUEVOS DISEÑOS EN EL MODELO INTEGRADO DEL CAMPO	180
6.	EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA OPORTUNIDAD	186
6.1	DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE PRODUCCIÓN EFICIENTE RUBIALES	187
6.1.1	Variables consideradas dentro del modelo	188
6.1.2	Metodología para la clasificación de los pozos	188
6.1.2.1	Margen – <i>BreakEven Point</i>	188
6.1.2.2	Perfil de producción	189
6.1.2.3	Variables operativas	190
6.1.2.4	Modelo económico	191
6.1.2.5	Indicadores y Ranking	194
6.2	ANÁLISIS DE COSTOS PARA LOS POZOS EVALUADOS TÉCNICAMENTE	194
6.2.1	Costos de Operación (OPEX) para los pozos	195
6.2.1.1	Costos de Operación (OPEX) para el pozo RB-1121H	195
6.2.1.2	Costos de Operación (OPEX) para el pozo RB-229H	196
6.2.1.3	Costos de Operación (OPEX) para el pozo RB-554	197
6.2.1.4	Costos de Operación (OPEX) para el pozo RB-621	197
6.2.2	Costos de levantamiento (<i>lifting cost</i>) para los pozos	198
6.3	EVALUACIÓN ECONÓMICA	199
6.3.1	VPN	199
6.3.2	<i>PayBack</i>	200
7.	CONCLUSIONES	203
8.	RECOMENDACIONES	206
	BIBLIOGRAFÍA	207

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Pozos preseleccionados para rediseño de SLA y/o redimensionamiento de tubería.	124
Tabla 2. Resultado de las optimizaciones para los cuatro pozos de estudio.	170
Tabla 3. Tabla resumen resultados optimización pozo 1.	174
Tabla 4. Tabla resumen resultados optimización pozo 2.	174
Tabla 5. Tabla resumen resultados optimización pozo 3.	174
Tabla 6. Tabla resumen resultados optimización pozo 4.	174
Tabla 7. Resultados corrida Well Optimizer con los resultados de la optimización planteada.	181
Tabla 8. Gastos asociados al pozo RB-1121H y porcentaje de ahorro de los mismos.	195
Tabla 9. Gastos asociados al pozo RB-229H y porcentaje de ahorro de los mismos.	196
Tabla 10. Gastos asociados al pozo RB-554 y porcentaje de ahorro de los mismos.	197
Tabla 11. Gastos asociados al pozo RB-621 y porcentaje de ahorro de los mismos.	197
Tabla 12. Costo de levantamiento asociado al pozo y porcentajes de ahorro.	199
Tabla 13. VPN de los pozos estudiados.	200
Tabla 14. Flujo de caja de los pozos estudiados en los primeros 5 meses.	201
Tabla 15. Flujo de caja acumulado de los pozos estudiados para 5 meses.	201

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Historia de Producción Promedio de Campo Rubiales.	48
Gráfica 2. Producción acumulada de fluidos en Campo Rubiales (actualizado a enero de 2019)	49
Gráfica 3. Producción bruta vs. Índice de Lutz.	116
Gráfica 4. Caudal de fluido total vs. Índice de Lutz.	122
Gráfica 5. Curva característica de una bomba.	155
Gráfica 6. Curva de operación óptima para una bomba.	156
Gráfica 7. Curva Outflow típica.	156
Gráfica 8. Comportamiento de una bomba multifrecuencia tipo.	157
Gráfica 9. Comportamiento de la bomba (TDH) para el pozo RB-1121H.	159
Gráfica 10. Comportamiento de la bomba (TDH) para el pozo RB-229H.	160
Gráfica 11. Comportamiento de la bomba (TDH) para el pozo RB-554.	161
Gráfica 12. Comportamiento de la bomba (TDH) para el pozo RB-621.	162
Gráfica 13. Comportamiento de la bomba (TDH) para el pozo RB-1121H (Caso 3 – Cambio Bomba y tubing).	165
Gráfica 14. Comportamiento de la bomba (TDH) para el pozo RB-229H (Caso 3 – Cambio Bomba y tubing).	166
Gráfica 15. Comportamiento de la bomba (TDH) para el pozo RB-554 (Caso 2 – Cambio Bomba).	167
Gráfica 16. Comportamiento de la bomba (TDH) para el pozo RB-621 (Caso 2 – Cambio Bomba).	168
Gráfica 17. Gráfica de frecuencia vs. potencia en motores trifásicos de jaula de ardilla.	171
Gráfica 18. Escenario inicial vs. escenario optimizado para el pozo RB-1121H.	176
Gráfica 19. Escenario inicial vs. escenario optimizado para el pozo RB-229H.	176
Gráfica 20. Escenario inicial vs. escenario optimizado para los pozos RB-1121H y RB-229H (TDH y Caudal).	177
Gráfica 21. Escenario inicial vs. escenario optimizado para el pozo RB-554.	178
Gráfica 22. Escenario inicial vs. escenario optimizado para el pozo RB-621	178
Gráfica 23. Escenario inicial vs. escenario optimizado para los pozos RB-554 y RB-621 (Caudal).	179
Gráfica 24. Resultados corrida Well Optimizer teniendo como datos de entrada la información actual de los pozos (Caso A)	182
Gráfica 25. Resultados corrida Well Optimizer teniendo como datos de entrada los optimizados en SUpPUMP® (Caso B).	183
Gráfica 26. PayBack pozos de estudio.	202

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización geográfica Cuenca Llanos Orientales, Campo Rubiales.	35
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Llanos Orientales.	38
Figura 3. Sección transversal esquemática Cuenca de los Llanos Orientales.	43
Figura 4. Líneas de flujo aisladas térmicamente	53
Figura 5. Líneas de flujo Campo Rubiales - Troncal 7.	54
Figura 6. Facilidad Central de Procesamiento de Campo Rubiales: CPF1.	59
Figura 7. Facilidad Central de Procesamiento de Campo Rubiales: CPF2.	60
Figura 8. Estado mecánico para un pozo productor vertical tipo en Campo Rubiales.	65
Figura 9. Estado mecánico de un pozo productor horizontal tipo en Campo Rubiales.	66
Figura 10. Equipos de superficie de un sistema ESP.	82
Figura 11. Equipos de fondo de una instalación ESP.	82
Figura 12. Equipo ESP: sensor de fondo.	83
Figura 13. Equipo ESP: cable de potencia.	84
Figura 14. Equipo ESP: motor.	85
Figura 15. Equipo ESP: sello.	86
Figura 16. Cámara tipo laberinto.	86
Figura 17. Cámara tipo bolsa.	87
Figura 18. Equipo ESP: separador de gas.	88
Figura 19. Equipo ESP: bomba centrífuga multietapa.	89
Figura 20. Partes de una bomba centrífuga multietapa.	89
Figura 21. Etapa de flujo mixto.	90
Figura 22. Etapa de flujo radial.	90
Figura 23. Equipo ESP: transformador.	92
Figura 24. Equipo ESP: controlador de frecuencia variable (VSD)	93
Figura 25. Equipo ESP: caja de venteo.	94
Figura 26. Equipos de superficie y de fondo de una instalación PCP.	96
Figura 27. Equipo PCP: tubería de producción.	97
Figura 28. Equipo PCP: sarta de varillas.	97
Figura 29. Equipo PCP: bomba de desplazamiento positivo.	98
Figura 30. Equipo PCP: estator.	99
Figura 31. Equipo PCP: rotor.	100
Figura 32. Cavidades progresivas formadas en la bomba.	100
Figura 33. Equipo PCP: pin de paro.	101
Figura 34. Equipo PCP: ancla antitorque.	102
Figura 35. Equipo PCP: niple intermedio.	103
Figura 36. Equipo PCP: cabezal de rotación	104
Figura 37. Cabezal de rotación con sistema de transmisión de poleas y correa.	105
Figura 38. Equipo PCP: stuffing box.	106
Figura 39. Equipo PCP: grapa de la barra pulida.	107

Figura 40. Equipo PCP: pumping tee.	107
Figura 41. Equipo PCP: variador de frecuencia.	108
Figura 42. Modelo integrado de producción de subsuelo y superficie Troncal 7, 7A y 7C.	127
Figura 43. Sistema de producción y pérdidas de energía.	129
Figura 44. Ubicación de nodos para Análisis Nodal.	130
Figura 45. Capacidad de flujo para un sistema partiendo de las curvas inflow y outflow.	131
Figura 46. Descripción del Pozo – Software SubPUMP®	143
Figura 47. Seleccione Diseño o Análisis – Software SubPUMP®	143
Figura 48. Pozo / Datos del Pozo - Software SubPUMP®	144
Figura 49. Pozo / Survey Direccional - Software SubPUMP®	145
Figura 50. Fluido / Propiedades del Fluido - Software SubPUMP®	145
Figura 51. Fluido / Correlaciones PVT - Software SubPUMP®	146
Figura 52. Fluido / Calibración de la Viscosidad - Software SubPUMP®	150
Figura 53. Inflow - Software SubPUMP®	151
Figura 54. Presiones / Caudales - Software SubPUMP®	152
Figura 55. Selección del Equipo - Software SubPUMP®	153
Figura 56. Selección del Equipo - Software SubPUMP®	154
Figura 57. Estudio Paramétrico / Crear Caso - Software SubPUMP®	163
Figura 58. Informe detallado sobre la operación y el comportamiento de los equipos para los casos generados.	169
Figura 59. Tubería con conexión Wedge 513®	173

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Índice de Lutz.	116
Ecuación 2. Gradiente de presión del aceite.	118
Ecuación 3. Gradiente de presión de la mezcla.	118
Ecuación 4. Velocidad de flujo.	119
Ecuación 5. Pérdidas en cabeza por fricción en tubería con flujo monofásico.	119
Ecuación 6. Net Vertical Lift.	120
Ecuación 7. Total Dynamic Head.	120
Ecuación 8. Índice de Lutz tomando en cuenta la TDH.	121
Ecuación 9. Correlación de Hagedorn & Brown para flujo multifásico vertical.	133
Ecuación 10. Correlación de Beggs & Brill para flujo multifásico horizontal.	133
Ecuación 11. Pérdidas por fricción en flujo monofásico.	135
Ecuación 12. Presión requerida para el levantamiento dinámico total.	190
Ecuación 13. Consumo Energético	191
Ecuación 14. EBITDA variable diario.	192
Ecuación 15. Costo variable por día.	192
Ecuación 16. Ingreso bruto.	192
Ecuación 17. EBITDA variable mensual.	192
Ecuación 18. Ingreso bruto mensual.	193
Ecuación 19. Costo variable mensual.	193
Ecuación 20. Valor presente del EBITDA.	193

LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Características y propiedades del yacimiento.	51
Cuadro 2. Propiedades de los fluidos de Campo Rubiales.	52
Cuadro 3. Clusters asociados a la Troncal 7 de Campo Rubiales.	55
Cuadro 4. Clusters asociados a la Sub-Troncal 7A de Campo Rubiales.	56
Cuadro 5. Clusters asociados a la Sub-Troncal 7C de Campo Rubiales.	57
Cuadro 6. Características generales de la troncal de estudio (7 - 7A - 7C)	58
Cuadro 7. Perfil topográfico de la Troncal 7 de Campo Rubiales.	62
Cuadro 8. Perfil topográfico de la Sub-Troncal 7A de Campo Rubiales.	63
Cuadro 9. Perfil topográfico de la Sub-Troncal 7C de Campo Rubiales.	63
Cuadro 10. Matriz Genérica para la selección del sistema de Levantamiento Artificial. Grupo: Yacimiento-Campo-Producción-Pozo.	68
Cuadro 11. Matriz Genérica para la selección del sistema de Levantamiento Artificial. Grupo: Propiedades de los fluidos.	72
Cuadro 12. Matriz Genérica para la selección del sistema de Levantamiento Artificial. Grupo: Superficie	74
Cuadro 13. Matriz Genérica para la selección del sistema de Levantamiento Artificial. Grupo: Sistema	75
Cuadro 14. Matriz Genérica para la selección del sistema de Levantamiento Artificial. Grupo: Inversión y costos	76
Cuadro 15. Fuentes de generación de energía de Campo Rubiales	110
Cuadro 16. Leyes de Afinidad para bombas centrífugas.	112
Cuadro 17. Pozos conectados a las diferentes troncales de Campo Rubiales.	128
Cuadro 18. Relación de correlaciones para el diagrama de Moody.	135
Cuadro 19. Correlaciones aplicadas a los fluidos de Campo Rubiales.	147
Cuadro 20. BreakEven Point para Campo Rubiales.	189

LISTA DE ANEXOS

	pág.
ANEXO A. Pozos asociados a los <i>cluster</i> de la troncal de estudio (7- 7A – 7C)	214
ANEXO B. Formato selección del Sistema de Levantamiento Artificial	219
ANEXO C. Rangos de aplicación de Sistemas de Levantamiento Artificial	220
ANEXO D. Datos para la selección de pozos críticos a partir del Índice de Lutz	221
ANEXO E. Coeficiente de rugosidad de tubería, C	222
ANEXO F. Correlaciones utilizadas por el programa SubPUMP®	223

LISTA DE ABREVIATURAS

% COT	Porcentaje de Carbono Orgánico Total (Riqueza Orgánica Actual)
%	Porcentaje/Por ciento
"	Pulgadas
<:	Menor que
>:	Mayor que
°	Grados
°API	Grados o Gravedad API (<i>American Petroleum Institute</i>)
°F	Unidad de temperatura, Grados Fahrenheit
γ	Gravedad específica
#/ft	Peso nominal de la tubería, Libra por pie
"	Pulgadas
atm	Unidad de presión, atmosfera
barg	Unidad de presión relativa al ambiente (<i>Bar, Gauge</i>)
Bbls	Unidad de volumen, Barriles
BFPD	Barriles de fluido por día
BHA	<i>Bottom Hole Assembly</i>
BHT	Temperatura de fondo en pozo (<i>Bottom Hole Temperature</i>)
BOPD	Barriles de aceite por día
BPD	Barriles por día
BS&W	Contenido de agua libre y sedimentos (<i>Basic Sediment and Water</i>)
BWPD	Barriles de agua por día
CAPEX	Gastos de capital (<i>Capital Expenditures</i>)
COP	Pesos colombianos
cP	Unidad de viscosidad, Centipoise
CPF	Facilidad Central de Procesamiento (<i>Central Processing Facility</i>)
DLS	<i>Dogleg Severity</i>
ESP	Bomba electrosumergible (<i>Electrical Submersible Pump</i>)
EUR	<i>Estimated Ultimate Recovery</i>
FR	Factor de Recobro
ft	Unidad de longitud, Pie
ft²	Pie cuadrado
ft³	Pie cúbico
FWKO	<i>Free-Water Knockout</i>
GLR	Relación gas-líquido (<i>Gas-Liquid Relationship</i>)
GOR	Relación gas-aceite (<i>Gas-Oil Relationship</i>)
gr/cc	Unidad de densidad, gramos por centímetro cúbico
Hp	Unidad de potencia, Caballos de fuerza (<i>Horse power</i>)
Hz	Unidad de frecuencia, <i>Hertz</i>
ID	Diámetro interno (<i>Inside Diameter</i>)
in	Pulgadas
IP	Índice de Productividad
IPP	<i>Independence Power Plant</i>
IPR	<i>Inflow Performance Relationship</i>

km	Unidad de longitud, Kilómetro
km²	Kilómetro cuadrado
kVA	Unidad de potencia aparente, Kilovoltioamperio
kW	Unidad de potencia real, Kilovatios (kilowatt)
kWH	Unidad de potencia real, Kilovatios hora
lbf	Unidad de fuerza, Libra fuerza
lbm	Unidad de masa, Libra masa
LKG	<i>Lowest Known Gas</i>
LKO	<i>Lowest Known Oil</i>
lpcá	Unidad de presión, Libra por Pulgada Cuadrada
lpcm	Unidad de presión, Libra por Pulgada Cuadrada relativa al ambiente
m	Unidad de longitud, Metro
MBIs	Unidad de volumen, Millones de Barriles
mD	Unidad de permeabilidad, Milidarcies
MLE	<i>Motor Lead Extension</i>
mm	Unidad de longitud, milímetro
MPC	Unidad de volumen, Millones de Pies Cúbicos
MUSD	Millones de dólares americanos
MW	Unidad de potencia, Megavatio (Megawatt)
N.A.	No Aplica
NVL	<i>Net Vertical Lift</i>
OD	Diámetro externo (<i>Outside Diameter</i>)
ODL	Oleoducto de los Llanos
OGIP	Gas Original in Situ (<i>Original Gas in Place</i>)
OOIP	Aceite Original in Situ (<i>Original Oil in Place</i>)
OPEX	Gastos operativos (<i>Operating Expenses</i>)
Pb	Punto de burbuja
PC/PCS	Pies Cúbicos por Pies Cúbicos Estándar
PCP	Bomba de Cavidades Progresivas (<i>Progressing Cavity Pump</i>)
PIP	Presión de entrada de la bomba (<i>Pump Intake Pressure</i>)
PNP	Reservas Probadas No Produciendo
ppm	Partes por millón
Pr	Presión de yacimiento
Ps	Presión estática de yacimiento
psi	Unidad de presión, Libra por Pulgada Cuadrada (<i>Pounds per Square Inch</i>)
psig	Unidad de presión, Libra por Pulgada Cuadrada relativa al ambiente (<i>Pounds per Square Inch, Gauge</i>)
RBIs	Unidad de volumen, Barriles de Yacimiento
RIH	<i>Run in Hole</i>
Rsi	Relación inicial gas disuelto-aceite
s	Unidad de tiempo, Segundo
SCF	Pies cúbicos estándar (<i>Standard Cubic Feet</i>)
SDT	Transformador reductor (<i>Step Down Transformers</i>)
SLA	Sistemas de Levantamiento Artificial

Soi	Saturación inicial de aceite
STB	Barriles medidos en tanque (<i>Stock Tank Barrels</i>)
STN	Sistema de Transmisión Nacional
SUT	Transformador elevador (<i>Step Up Transformers</i>)
Swi	Saturación inicial de agua
T° prom	Temperatura promedio
TDH	<i>Total Dynamic Head</i>
THP	Presión en cabeza de pozo (<i>Total Head Pressure</i>)
TIO	Tasa interna de oportunidad
TRM	Tasa de cambio representativa del mercado
USD	Dólares americanos
VA	Unidad de potencia aparente, Voltioamperio
VLP	<i>Vertical Lift Performance</i>
VPN	Valor Presente Neto
VSD	Variador de frecuencia (<i>Variable Speed Driver</i>)
W	Unidad de potencia real, Vatios (Watt)
WOR	Relación agua-aceite (<i>Water-Oil Relationship</i>)

GLOSARIO

ACEITE DIELECTRICO: aceite utilizado en equipos eléctricos con propiedades esenciales para oponerse al paso del calor o la corriente eléctrica. Es un lubricante de base mineral que prolonga la vida útil de los equipos pues ofrece refrigeración y enfriamiento para el motor y los sellos, aumenta la eficiencia y reduce las pérdidas de potencia y aísla eléctricamente el sistema.

ACTIVO: un Activo es un bien que una empresa posee y que puede convertirse en dinero. Para Ecopetrol, un Activos es un Campo Petrolero.

ACUÍFERO: estructura geológica subterránea que está completamente saturada de agua, tiene una permeabilidad, extensión y espesor importantes. Puede o no estar directamente conectado con la zona de hidrocarburos, en caso de estar conectado puede o no ofrecer un soporte de presión a la producción de los hidrocarburos.

ANÁLISIS NODAL: método analítico que se utiliza para el pronóstico del desempeño de los diversos elementos que integran el sistema de terminación y producción, permitiendo constatar una caída de presión frente a un estudio de flujo. Se utiliza para optimizar el sistema de producción a partir de la sensibilización de variables que permiten analizar el rendimiento de flujo en varios puntos (nodos) a lo largo del camino de flujo, con el fin de adecuarlo a la capacidad de producción del yacimiento y de identificar las restricciones o límites presentes en el sistema y cualquier mecanismo de mejoramiento de la eficiencia de la producción.

AXIAL: que hace referencia o es relativo al eje de un objeto.

BASAMENTO: capa de roca por debajo de la cual no existen yacimientos de hidrocarburos y/o depósitos sedimentarios. Está conformada por rocas ígneas o metamórficas muy antiguas que no presentan porosidad o permeabilidad que les permita actuar como un yacimiento.

BASIC SEDIMENT AND WATER (BS&W): porcentaje medido a partir de una muestra líquida del flujo de producción, este incluye el agua libre, los sedimentos y las trazas de emulsión que se producen con el petróleo.

BOMBA: máquina que a partir de energía mecánica transfiere energía cinética a un fluido, aumentando su presión para que este pueda desplazarse de un lugar a otro. Esto ocurre a partir de una transformación de energía, convirtiendo la energía mecánica en energía hidráulica.

BOMBA CENTRÍFUGA: tipo de bomba que se caracteriza por llevar a cabo la transformación de energía a partir del movimiento giratorio del impulsor o rotor dentro de un difusor estacionario, este movimiento es capaz de aplicar la fuerza centrífuga necesaria para que los fluidos sean desplazados.

OMBA DE DESPLAZAMIENTO POSITIVO: tipo de bomba que transforma la energía mecánica generada por el movimiento de un rotor, en energía cinética y potencial capaz de ejercer un empuje sobre el fluido para desplazarlo.

BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS (PCP): sistema de levantamiento artificial que utiliza una bomba de desplazamiento positivo para impulsar los fluidos hacia la superficie mediante el empuje de grandes cantidades de fluido. Su fuente de energía es un motor en superficie que transmite potencia a la bomba a través de un sistema de varillas que conectan el motor con el equipo de fondo.

BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (ESP): sistema de levantamiento artificial que utiliza un sistema de bombeo de fondo de pozo accionado eléctricamente. La bomba que se utiliza para este sistema es una bomba centrífuga con múltiples etapas conformadas por un difusor y un impulsor, cuyo movimiento es capaz de levantar el fluido. La bomba es accionada por un motor que se encuentra en el subsuelo y que transmite la corriente necesaria para que el funcionamiento del sistema sea el adecuado.

BREAKEVEN POINT: Responde al punto de equilibrio en el cual los costos o gastos totales de un proyecto, se hacen iguales a los ingresos totales del mismo.

CABEZA DINÁMICA TOTAL (TOTAL DYNAMIC HEAD, TDH): Es la cabeza total que una bomba debe generar para producir un caudal requerido a las condiciones esperadas. Tiene tres componentes que influyen en su valor, la presión en cabeza, las pérdidas por fricción en el sistema y el levantamiento vertical.

CAMPO PETROLÍFERO: acumulación o grupo de acumulaciones de petróleo en el subsuelo. El término no solo incluye el terreno en superficie, sino que también incluye el yacimiento, los pozos y los equipos de producción.

CAPEX: Se deriva de la expresión “Gastos de Capital” por sus siglas en inglés (*Capital Expenditures*). Son las inversiones de capital que se generan en virtud de la ejecución de un presupuesto.

CARBONO ORGÁNICO TOTAL (%COT): concentración en porcentaje del material orgánico que hay en las rocas generadoras, se representa por el porcentaje en peso de carbono orgánico. Un valor alrededor del 0,5% se estima como un valor mínimo para una roca generadora efectiva.

CARGA AXIAL: es la fuerza que actúa a lo largo del eje del equipo de subsuelo y es el resultado de factores como el peso de apoyo, el asentamiento, las condiciones operativas o las variaciones de parámetros como la temperatura que pueden expandir o contraer los componentes.

CASING WINDOW: o apertura de ventana, se refiere a un corte que se realiza en la tubería de revestimiento de un pozo para ensanchar el intervalo de interés, muchas veces cuenta con la instalación de *Gravel Pack* o mallas que permiten realizar un control de arena.

CAUDAL: también conocido como flujo, es la cantidad de fluido que se mueve en determinado lugar en una unidad de tiempo.

CLUSTER: es una locación multi-pozo que surge como una estrategia de desarrollo de los campos petrolíferos. Consiste en una localización que cuenta con un grupo de pozos (entre 3 a 7) perforados en una zona determinada para obtener un área mayor de drenaje de la zona de interés.

COMPLETAMIENTO: Consiste en el diseño, selección e instalación de tuberías, herramientas y equipos que permiten empezar a producir un pozo, con el objetivo de bombear y controlar la producción o inyección de fluidos teniendo en cuenta las condiciones de operación de los pozos.

CONSUMO ENERGÉTICO: cantidad de energía eléctrica utilizada con algún fin. Para efectos de este trabajo, es la cantidad de energía que se emplea para el levantamiento del crudo.

CORTE DE AGUA: relación entre el agua producida y el volumen total de líquidos producido, es decir, es la fracción de agua que se reporta de la producción y se mide porcentualmente.

COSTO DE LEVANTAMIENTO: es el costo asociado a la extracción de un barril de crudo, que tiene en cuenta los costos operacionales, administrativos y de mercados.

CUELLO DE BOTELLA: fenómeno asociado con un elemento, factor limitante o restricción del sistema, que disminuye o afecta el proceso de extracción y/o producción.

DOGLEG SEVERITY/PATA DE PERRO: En ingeniería de petróleos hace referencia a cualquier lugar particular donde ocurre un cambio severo de ángulo o trayectoria del pozo. Este término hace alusión a una sección del pozo que cambia de dirección con más rapidez de la planeada generando dificultades como el desgaste acelerado de la sarta o pegas de tubería.

DOWNHOLE: relacionado con el fondo del pozo, puede referirse a los equipos y/o procedimientos que se llevan a cabo en fondo.

DOWNTHRUST: fuerza de descarga que experimenta el conjunto del impulsor y el eje durante el funcionamiento de la bomba. La mayoría de las bombas y motores están diseñados para funcionar bajo una condición continua de contraflujo

descendente, pero una gran contracorriente puede generar algunos problemas. Por otro lado los flujos muy bajos también ocasionan problemas relacionados con altas presiones de descarga y altas cargas de contracorriente, daños al cojinete de empuje y sobrecalentamiento del motor y de la bomba por la ausencia de suficiente flujo para enfriamiento. El bombeo tiende al extremo izquierdo de la curva de rendimiento de la bomba.

EFICIENCIA OPERACIONAL: capacidad de un equipo para operar adecuadamente con los recursos mínimos posibles. Considera la energía útil generada por el dispositivo en relación con la energía consumida por el mismo; y/o el trabajo útil obtenido, en relación con el trabajo necesario para que la máquina funcione.

EMPAQUETAMIENTO CON GRAVA (GRAVEL PACK): método de control de sólidos utilizado en las operaciones de producción para prevenir la producción de arena de la formación. Consiste en un filtro circundante que se empaqueta con grava de un tamaño específico y estabiliza la formación minimizando el deterioro de la productividad del pozo.

FACILIDAD CENTRAL DE PROCESAMIENTO (CPF): conjunto de instalaciones, plantas y demás equipos diseñados para actividades de producción, separación, tratamiento, conducción y almacenamiento de los fluidos provenientes del yacimiento en un campo de petróleo o gas. Su finalidad es tratar las diferentes fases de manera que puedan ser comercializadas o dispuestas sin generar alteraciones al medio ambiente.

FALLA: estructura geológica que consiste de una interrupción o fractura a lo largo de una roca, en la cual existe un desplazamiento observable. Esto se da por esfuerzos tectónicos de la corteza y dependiendo de la dirección del desplazamiento pueden catalogarse como normales, inversas o de rumbo.

FALLA ANTITÉTICA: falla secundaria cuyo desplazamiento se opone al desplazamiento de las fallas primarias asociadas.

FALLA DE DESGARRE: tipo de falla de rumbo cuya superficie es vertical pero los bloques se desplazan lateralmente.

FORMACIÓN: unidad litoestratigráfica compuesta por cuerpos de roca estratificadas, cuyas características de estructura y composición son continuas.

GRAVEDAD API: Escala estándar desarrollada por el Instituto Estadounidense del Petróleo (*American Petroleum Institute, API*) que permite clasificar la calidad del crudo mediante su gravedad específica. Es una unidad de densidad que mide la densidad relativa de diversos líquidos de petróleo y es expresada en grados, de tal forma que entre más alta sea la gravedad API menor es la densidad del crudo.

ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (IP): es la capacidad que tiene un yacimiento para aportar fluidos a un pozo. Se expresa matemáticamente como la relación entre la tasa de producción y el diferencial de presión en la formación, más específicamente entre la presión de yacimiento y la presión de fondo fluyente del pozo. Se mide en Bbl/día/psi.

INTAKE: o succión, es en los equipos de levantamiento artificial, la sección que permite la entrada de los fluidos del pozo a la bomba.

LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL: técnica que, a través del uso de sistemas constituidos por equipos de fondo y superficie, agrega energía a la columna de fluido de un pozo permitiendo que estos lleguen a la superficie. Su objetivo es aumentar y/o mejorar la producción cuando la energía propia del yacimiento no es suficiente para producir naturalmente. Son utilizados en el momento en que se pretende aumentar producción.

LINER RANURADO: método de control de sólidos utilizado en las operaciones de producción para prevenir la producción de arena. Consiste en una tubería con ranuras de tamaño específico que simula un filtro capaz de producir solo los fluidos.

LOWEST KNOWN GAS: nivel de gas más bajo conocido en una estructura. Es el límite de fluido que se utiliza cuando no se tiene información geológica o de ingeniería sobre el contacto de los fluidos (gas-aceite o gas-agua).

LOWEST KNOWN OIL: nivel de petróleo más bajo conocido en una estructura. Es el límite de fluido que se utiliza cuando no se tiene información geológica o de ingeniería sobre el contacto de los fluidos (aceite-agua).

MANIFOLD DE FLUJO: accesorio de tubería con un diámetro grande, que tiene varias salidas laterales que conectan las líneas de flujo de uno o más pozos, su función es centralizar la producción proveniente de estos. Generalmente cuenta con una línea de producción y una de prueba, que trabajan de forma independiente mediante la operación de válvulas.

MOTOR DE INDUCCIÓN: tipo de motor eléctrico de corriente alterna en el que la corriente eléctrica necesaria para producir torsión, es generada por inducción electromagnética de un campo magnético de la bobina del estator.

NIVEL DE FLUIDO: Profundidad o distancia desde a la superficie que alcanza el fluido de un pozo en condiciones estáticas cuando este no produce por flujo natural.

NIVEL DE FLUIDO DINÁMICO: también denominado nivel de fluido de bombeo, es el nivel al cual el nivel de fluido estático desciende en la tubería (*casing* o *tubing*) cuando el pozo está abierto a producción. Se asocia a una tasa de producción determinada

NIVEL DE FLUIDO ESTÁTICO: nivel que alcanza el fluido de un pozo cuando este se encuentra cerrado. Es el momento en que la carga hidrostática se encuentra en equilibrio con la presión de fondo del pozo.

OPEX: se deriva de la expresión “Gastos Operativos” por sus siglas en inglés (*Operating Expenses*). Son aquellos gastos asociados con la operación y los servicios de un bien.

OPTIMIZACIÓN: se refiere a la acción de buscar una mejora en el funcionamiento de algo para que se llegue a la situación óptima y aporte los mejores resultados posibles; es decir, es ese punto en que algo es tan bueno, especialmente en sus condiciones y/o características, que resulta difícil encontrar algo más adecuado.

OVERHEAD: son aquellos gastos asignados de un proyecto, es decir, los costos asociados a cada una de las actividades que presten soporte a la operación.

PETRÓLEO MUERTO: petróleo sin presencia de gas disuelto, bien sea porque sus condiciones de presión no lo permiten o porque el fluido es tan denso que ha perdido sus componentes volátiles.

POTENCIA: es la energía, en forma de trabajo realizado, por unidad de tiempo. Se mide en caballos de fuerza (HP).

POTENCIA APARENTE: representa la potencia total desarrollada en un circuito eléctrico e indica que este satisface no solo la energía consumida sino que tiene en cuenta la energía que se almacena en bobinas y condensadores. Se mide en voltiamperios (VA) o en kilovoltiamperios (kVA) cuando son grandes cantidades.

POTENCIA REAL: potencia que disipa un circuito eléctrico y se transforma en calor o trabajo. Se mide en vatios (W) o kilovatios (kW) cuando son grandes cantidades.

POZO INFILL: pozos cuya separación promedio es menor que la de los pozos convencionales, es decir, su radio de drenaje es menor, diseñados con el fin de incrementar y acelerar la recuperación mediante un favorecimiento de la continuidad entre pozos inyectores y productores. Debido a que la distancia entre estos se hace menor, se altera la trayectoria de los fluidos aumentando el área de barrido en zonas con abundancia de hidrocarburos.

PRESIÓN DE ENTRADA A LA BOBA (PIP): es la presión que se tiene en la entrada o succión de la bomba de subsuelo, se refiere a la presión con la que los fluidos ingresarán a la bomba.

PRESIÓN DE FONDO ESTÁTICA: presión en un yacimiento a condiciones estáticas y de equilibrio, medida en el fondo del pozo a nivel de la zona cañoneada.

Es la energía que tienen los fluidos a una profundidad determinada cuando el pozo está cerrado y estabilizado.

PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE: presión de los fluidos de yacimiento a condiciones de flujo, medida en la vecindad y el fondo del pozo a nivel de la zona cañoneada.

PRESIÓN HIDROSTÁTICA: presión ejercida por una columna de fluido a una profundidad dada. Depende de la densidad, la gravedad y la altura de la columna.

PRODUCCIÓN DIFERIDA: se refiere a la producción que deja de tenerse en determinado tiempo por la inactividad de un pozo. Esto ocurre generalmente durante las intervenciones a pozo.

PRODUCCIÓN: fase del proceso de extracción en la que los hidrocarburos son drenados desde el yacimiento. Las operaciones de esta fase, tienen lugar después de la exploración y el desarrollo de los yacimientos y se enfocan en llevar los fluidos a superficie y separarlos, tratarlos, medirlos y almacenarlos.

RESERVAS: cantidades de petróleo que han sido descubiertas y que debido a sus condiciones identificadas se espera que sean comercialmente recuperables.

RESERVAS PNP: las reservas probadas no produciendo (no desarrolladas) son reservas probadas que no pueden ser recuperadas por factores comerciales ya que generalmente representan altos costos de producción.

RESERVAS PROBADAS: volumen constatado de petróleo del que se tiene suficiente información y por lo tanto, un alto grado de certeza de las condiciones económicas, contractuales y operacionales bajo las cuales pueden ser recuperadas para la generación de valor.

RUN LIFE: tiempo de duración efectiva que se espera en un equipo atendiendo a su servicio y operatividad hasta el momento en que falla, es la vida útil del mismo.

SCALE: depósito orgánico insoluble o ligeramente soluble en agua, que se forma sobre las rocas, tuberías y otros componentes de un pozo debido a la precipitación causada por reacciones químicas con la superficie, por cambios de presión y temperatura, o por cambios en la composición de una solución. En condiciones severas representan una restricción significativa en las tuberías de producción y deben tratarse química o mecánicamente. También se conoce como incrustación.

SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL (SLA): conjunto de equipos y componentes de subsuelo y superficie organizados y relacionados, que interactúan entre sí y se usan en la técnica de levantamiento artificial. Utilizan una diversidad

de principios de operación que permiten agregar energía a la columna de fluidos de un pozo para levantarlos e iniciar o mejorar su producción.

SUMERGENCIA: diferencia en carga hidrostática entre la profundidad de la bomba y el nivel de fluido dinámico que se tiene por encima de la bomba. Debe controlarse ajustando la tasa de flujo para evitar una condición de nivel agotado de la bomba.

TASA DE INTERÉS DE OPORTUNIDAD (TIO): tasa que se utiliza para calcular el valor presente neto de un flujo de caja y la rentabilidad mínima de un proyecto. Su valor es la inversión más alta que se sacrifica para la realización del proyecto

TRONCAL: línea de flujo que recolecta los fluidos producidos en un campo petrolífero y que provienen de los diferentes pozos. Adicionalmente, permite conducir estos fluidos entre pozos y diferentes instalaciones que se encuentran dentro del mismo campo

UPTHRUST: fuerza que se ejerce hacia arriba sobre el conjunto del impulsor y el eje de la bomba cuando se bombea más agua de la que fue diseñada para producir. El movimiento hacia arriba crea una condición de empuje ascendente en el motor que debe evitarse para minimizar los daños por desgaste tanto en la bomba como en el motor. El bombeo tiende al extremo derecho de la curva de rendimiento de la bomba.

VALOR PRESENTE NETO (VPN): indicador financiero usado para determinar la viabilidad de un proyecto a futuro, llevando el flujo de caja futuro al presente. Determina si una inversión es recuperable, es decir, si genera ganancias o pérdidas a largo plazo para una empresa.

RESUMEN

En este trabajo se realizó una validación de la viabilidad técnica y económica de la optimización de la producción debido principalmente al ahorro del consumo de energía en Campo Rubiales, específicamente en la Troncal 7, teniendo en cuenta la presencia de pozos críticos por problemas relacionados con el desempeño de los SLA instalados. Para cumplir con lo anterior, se realizó y aplicó una variante metodológica que tiene en cuenta los requisitos de eficiencia que se deben atender en el campo y por medio de la cual se logró identificar y seleccionar los pozos con mayor criticidad en la troncal, asociados principalmente a las variables de producción, eficiencia y consumo energético.

Como primer paso se analizaron los resultados disponibles en el modelo integrado de subsuelo y superficie existente para la troncal 7 del campo, modelado en el *software* PIPESIM, evaluando cuántos pozos presentan oportunidades de optimización; para esto se utilizó inicialmente el índice de Lutz. Posteriormente, se analizaron los resultados obtenidos y se validaron los pozos en términos de reservas remanentes recuperables. Una vez identificado el potencial de optimización se propuso el redimensionamiento de los Sistemas de Levantamiento Artificial instalados, y/o de las tuberías de producción y recolección eliminando los cuellos de botella en la demanda de energía.

Finalmente, con la identificación de las alternativas técnicas viables dentro del marco costo-beneficio, se realizó una evaluación económica a través del modelo BreakEven de Rubiales que toma como indicador principal el Valor Presente Neto (VPN) para alcanzar una producción eficiente para el campo, teniendo en cuenta la estrategia corporativa de protección de la caja y eficiencia en costos.

PALABRAS CLAVE: Levantamiento artificial, eficiencia operacional, consumo energético, análisis nodal, bombeo electrosumergible, bombeo cavidades progresivas, BreakEven Point.

INTRODUCCIÓN

El Campo Rubiales, perteneciente a la Cuenca de los Llanos Orientales en el Departamento del Meta, representa una producción asociada al 14% del país, convirtiéndolo en un activo estratégico de desarrollo y producción; cuenta con 12 troncales de recolección y cuatro líneas paralelas, y alrededor de 650 pozos activos produciendo a través de sistemas de levantamiento artificial; el 93% de los pozos cuenta con sistema bombeo electrosumergible (ESP) y el 7% restante, con bombeo de cavidades progresivas (PCP).

El alcance de este proyecto se enfocará en estudiar la viabilidad de proyectos de optimización de la producción y la energía de Campo Rubiales, específicamente la troncal siete (7), mediante el rediseño de los Sistemas de Levantamiento Artificial (SLA) instalados, y/o la eliminación de cuellos de botella en la demanda de energía en tuberías de producción y recolección mediante su redimensionamiento, pues se identificó un alto costo de levantamiento (*lifting cost*) debido al consumo energético en los sistemas de extracción PCP y ESP asociado a su eficiencia operacional, altos caudales y cortes de agua.

Para su desarrollo, se analizará el modelo integrado de subsuelo y superficie existente, el cual ha sido desarrollado por Ecopetrol mediante la simulación en el software PIPESIM; la simulación para el rediseño y/o redimensionamiento se realizará mediante el uso del programa SubPUMP® en el caso de pozos con bombas electrosumergibles y el programa PC-PUMP® en pozos con bombeo de cavidades progresivas.

Finalmente, se llevará a cabo el análisis integrado del sistema, además, de una evaluación económica de los pozos que se consideren técnicamente viables y que constituyan una alternativa de optimización partiendo del margen *Break Even* (punto de equilibrio) del campo, modificando los costos variables asociados en la optimización y utilizando como indicadores de valor, el Valor Presente Neto (VPN) y el tiempo de recuperación del costo de mantenimiento (*PayBack*).

OBJETIVOS

Objetivo General:

Optimizar el consumo energético de pozos con sistema de levantamiento artificial PCP y ESP de la troncal siete de Campo Rubiales mediante simulación.

Objetivos Específicos:

1. Detallar las generalidades, y la geología de Campo Rubiales y la troncal 7.
2. Describir la situación actual, el método de selección de los sistemas de levantamiento artificial y la importancia del consumo energético en el costo de levantamiento para los pozos de la troncal 7.
3. Plantear una metodología adecuada para la identificación y posterior selección de los pozos críticos de la troncal, asociados principalmente a las variables de producción, eficiencia y consumo energético.
4. Analizar el modelo integrado de subsuelo y superficie existente para el campo, para la selección de pozos con oportunidades de optimización asociadas al rediseño de los Sistemas de Levantamiento Artificial, o cambios de tubería de producción.
5. Realizar una simulación teniendo en cuenta el análisis técnico desarrollado para la posterior selección de los pozos que mejor se adapten a él.
6. Realizar la evaluación económica de la oportunidad a partir del margen *Break Even* (punto de equilibrio) existente del campo, mediante la modificación de los costos variables asociados a la optimización.

1. GENERALIDADES DE CAMPO RUBIALES

En este capítulo se puntualizará acerca de la historia, ubicación geográfica, información geológica, propiedades y caracterización de los fluidos e historia de producción de Campo Rubiales.

1.1 HISTORIA DEL CAMPO

Campo Rubiales fue descubierto hacia 1981, año en que entró en un periodo de exploración por la compañía Exxon quien tenía contratos de asociación para las áreas Rubiales y Pirirí, y cuyo subsidiario Intercol perforó el pozo Rubiales-1, evidenciando la presencia de un crudo pesado (13,5 °API) a una profundidad de 3.100 pies. Sin embargo, las condiciones sociales y económicas que se vivían en la época no garantizaban una explotación viable del campo. Si bien el campo fue descubierto en la década de los 80, este inició oficialmente su producción en el año 2000 y su desarrollo se rigió por una tendencia exponencial desde el 2007.

A lo largo de su historia Campo Rubiales ha sido operado por diferentes compañías, en su inicio en 1988, Ecopetrol, Tethys Petroleum Limited, Turnsector Limited y Stralstake Limited firmaron un contrato de exploración y explotación, que en 1989 pasó a ser un Contrato de Participación de Riesgo para las empresas asociadas¹. En 1994 llega Coplex Resources, que se vio obligada al cierre temporal del campo, la operación fue tomada nuevamente por la petrolera Tethys Petroleum Limited en el 2000, perforando en 2001 el pozo Rubiales-22 que fue el primer pozo horizontal perforado en el campo. En el periodo comprendido entre 2004 y 2016 fue operado directamente por Meta Petroleum Corp., exactamente en 2006 Ecopetrol decide participar como operadora en la explotación lo que genera que finalice la modalidad de Solo Riesgo del contrato y que se iniciara una operación en conjunto donde por contrato, Ecopetrol adquirió el 60% de la participación y Meta Petroleum el 40%.²

Una vez terminó el Contrato de Asociación entre Ecopetrol y Meta Petroleum Corp., el campo pasó a pertenecer a la petrolera canadiense “Pacific E&P” tras su llegada a Colombia en el 2007, suceso que no detuvo la operación que llevaba a cabo Meta Petroleum Corp.

El 1 de julio de 2016 Ecopetrol S.A. asumió la operación directa del campo bajo un modelo de asociación con el Estado Colombiano que responde a un Convenio de Explotación³, y a 2019 continua con el 100% de la participación, enfocándose en mantener la producción que se tenía en el momento del recibo, lograr una

¹ VALOVIS, Samuel, *et al.* Plan de Desarrollo Campo Rubiales. Ecopetrol S.A., 2015.

² *Ibid.*, p. 9.

³ GARCÍA RUÍZ, C.E. listado areas_171218. 2018, diciembre, 17. [Base de datos en línea]. Recuperado de <http://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/Paginas/Mapa-de-tierras.aspx> el 18 de febrero de 2019

producción incremental y desarrollar una operación rentable con optimización de los costos operativos.

Por otro lado, dice Valovis⁴ que Campo Rubiales cuenta con 263 km² de sísmica 3D y 66 líneas 2D que corresponden aproximadamente a 2.858,63 km²; ambas tienen un intervalo de muestreo de 2 metros, las cuales fueron reprocesadas por Pacific Rubiales durante 2010. Gracias a ello, se pudo realizar una interpretación de fallas para tener un reconocimiento general de la tendencia de los horizontes, así como de las principales fallas presentes en el área; sin embargo, teniendo en cuenta que el salto de las fallas no supera los 5 pies y no generan efecto sellante en la zona, en la actualidad el modelo estático (geoestadístico) y dinámico del campo no tiene incorporado el modelo de fallas.

El estado actual del campo es activo y mantiene una producción que hoy por hoy lo convierte en uno de los campos petroleros más grandes del país y con un gran aporte a la producción nacional.

1.2 LOCALIZACIÓN

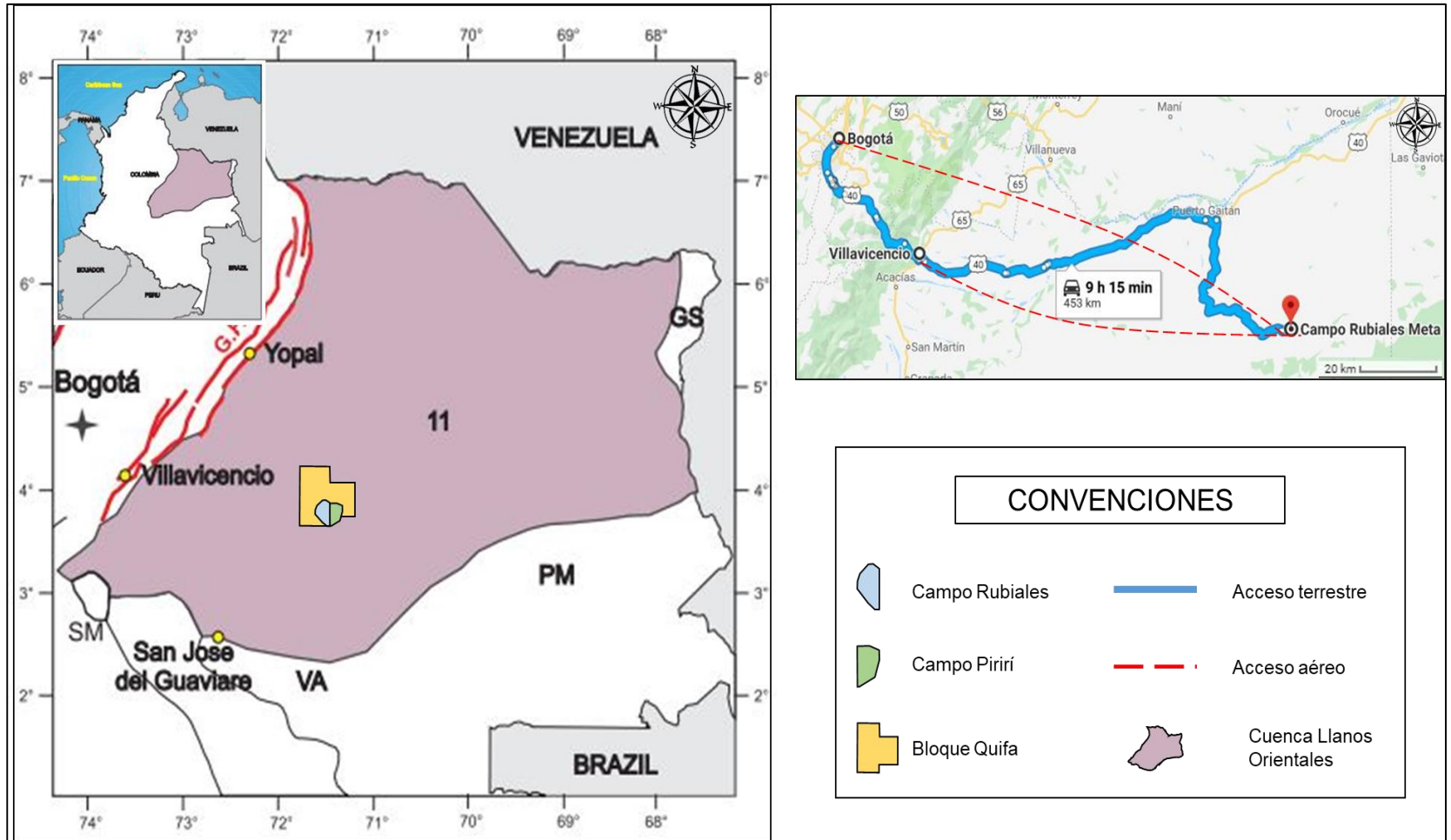
El Campo Rubiales, ubicado dentro del Municipio de Puerto Gaitán en el Departamento del Meta (vereda Rubiales) hace parte de la Cuenca de los Llanos Orientales en su zona suroriental. Es el campo más grande de Colombia y abarca un área de 56.900 hectáreas (569 km²) que corresponden al 37,25% del área total del bloque Quifa, al cual pertenece.

En la **Figura 1** se muestra un esquema con la localización general del campo, que se encuentra situado a 335 km al este de la capital del Departamento del Meta (Villavicencio) y a 465 km del sureste de Bogotá D.C⁵. Teniendo en cuenta estas distancias, el campo cuenta con la pista de aterrizaje aéreo Morelia, que constantemente recibe vuelos provenientes de las dos ciudades mencionadas (Aeropuerto Vanguardia y Aeropuerto El Dorado/Puente Aéreo respectivamente).

⁴ VALOVIS. Op. Cit., p. 19.

⁵ VALOVIS. Op. Cit., p. 10.

Figura 1. Localización geográfica Cuenca Llanos Orientales, Campo Rubiales.



Fuente: elaboración propia, con base en: BARRERO, Darío, *et al.* Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Bogotá D.C., 2007. 92 p. ISBN: 978-958-98237-0-5.

Además, desde estas ciudades puede llegarse al campo vía terrestre; desde Bogotá se toma la salida por el sur de la ciudad, la Ruta Nacional 40 (Bogotá – Villavicencio), siguiendo por esta ruta se dirige a la vía Puerto Gaitán – Rubiales atravesando los Municipios de Puerto López, Puerto Gaitán y Neblinas hasta llegar a la Vía Hato San Fernando. Se continúa por la Vía La Primera Vara y por último se sigue por la Vía Puerto Gaitán – Rubiales para finalmente llegar a Campo Rubiales. A lo largo de esta ruta se encuentran distribuidos 9 peajes, 6 en el trayecto Bogotá – Villavicencio y 3 entre Villavicencio y el campo.

1.3 INFORMACIÓN GEOLÓGICA

A lo largo de esta sección se revisarán aspectos geológicos propios del campo como estratigrafía, geología estructural y del petróleo, que servirán como base teórica para comprender por qué Campo Rubiales es uno de los campos productores de petróleo más importantes de Colombia.

Para esto, es importante recordar que el Campo en estudio pertenece a la Cuenca “Llanos Orientales” que hace parte del noreste colombiano y es una depresión topográfica con una extensión de aproximadamente 225.603 km², la cual, con base en las diferentes características geológicas se divide en tres zonas que coinciden con los límites políticos de los departamentos Arauca, Casanare y Meta⁶.

La cuenca de los Llanos Orientales se extiende desde el cabalgamiento frontal de la cordillera Oriental de Colombia al oeste, hasta los afloramientos paleozoicos-precámbricos del Escudo Guayanés (río Orinoco - Guaviare) al este. Se trata de una cuenca asimétrica constituida por sedimentos cretácicos y terciarios que descansan discordantemente sobre el Paleozoico e incluso rocas más antiguas. La estructura general de la cuenca se traduce en un estilo monoclinal a todos los niveles y corresponde a diferentes periodos de subsidencia no continua desde el Paleozoico hasta el Terciario tardío. La cuenca se levanta progresivamente en dirección oeste – sureste, siendo afectada por fallas normales e inversas con saltos variables hasta imperceptibles en la sísmica convencional. El rumbo preferencial de estas estructuras es NE-SW y N-S; estas tendencias fueron identificadas en el estilo estructural del campo Rubiales.⁷

1.3.1 Marco geológico. Las formaciones que abarca la Cuenca de los Llanos Orientales en orden de depositación serán nombradas a continuación. En primer lugar, se encuentra el Basamento que corresponde al Eón Precámbrico, en segundo lugar, se ubica la Formación Une comprendida entre el Periodo Cretácico Inferior y Superior, y las Formaciones Gachetá y Guadalupe depositadas en el Cretácico Superior.

Posteriormente las formaciones del Periodo Paleógeno como la Formación Barco del Temprano Paleoceno, la Formación Los Cuervos perteneciente al Paleoceno y

⁶ CERÓN, María Rosa, *et al.* CUENCA LLANOS ORIENTALES, Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2012.

⁷ VALOVIS. Op. Cit., p. 19.

Eoceno, la Formación Mirador del Medio Eoceno y la Formación Carbonera cuya base se encuentra en el Eoceno Tardío de dicho Periodo y su tope pertenece al Mioceno Temprano del Periodo Neógeno, este último también abarca las formaciones León y Guayabo en el Mioceno Medio y Tardío respectivamente; finalmente, la formación más somera que comprende Campo Rubiales es la Formación Necesidad depositada en el Periodo Cuaternario.

Según la revista GEOPETRÓLEO⁸ publicada por la Asociación Colombiana de Geólogos y Geofísicos del Petróleo, la caracterización geológica de Campo Rubiales corresponde a la de un yacimiento de areniscas del tercio inferior de la Formación Carbonera, denominadas comúnmente como “arenas basales”, que de acuerdo con Valovis⁹, corresponde a la sucesión de arenas de cuarzo con variaciones de grano fino a grueso bien seleccionadas, los demás intervalos ricos en cuerpos de arena tienen una composición similar, donde los niveles blandos alternan limolitas, areniscas y arcillolitas con algunas láminas de carbón.

El espesor de estas arenas basales es de aproximadamente 188 pies y se encuentra entre 2.400 y 2.900 pies de profundidad, fueron depositadas en un ambiente principalmente de tipo fluvial asociado a ríos trenzados, conformados principalmente por cuerpos de arena de migración variada y que están comúnmente interestratificados con sedimentos finos de inundación, los cuales migran de este a oeste en el campo dándole muy buenas características de almacenamiento y flujo de fluidos.

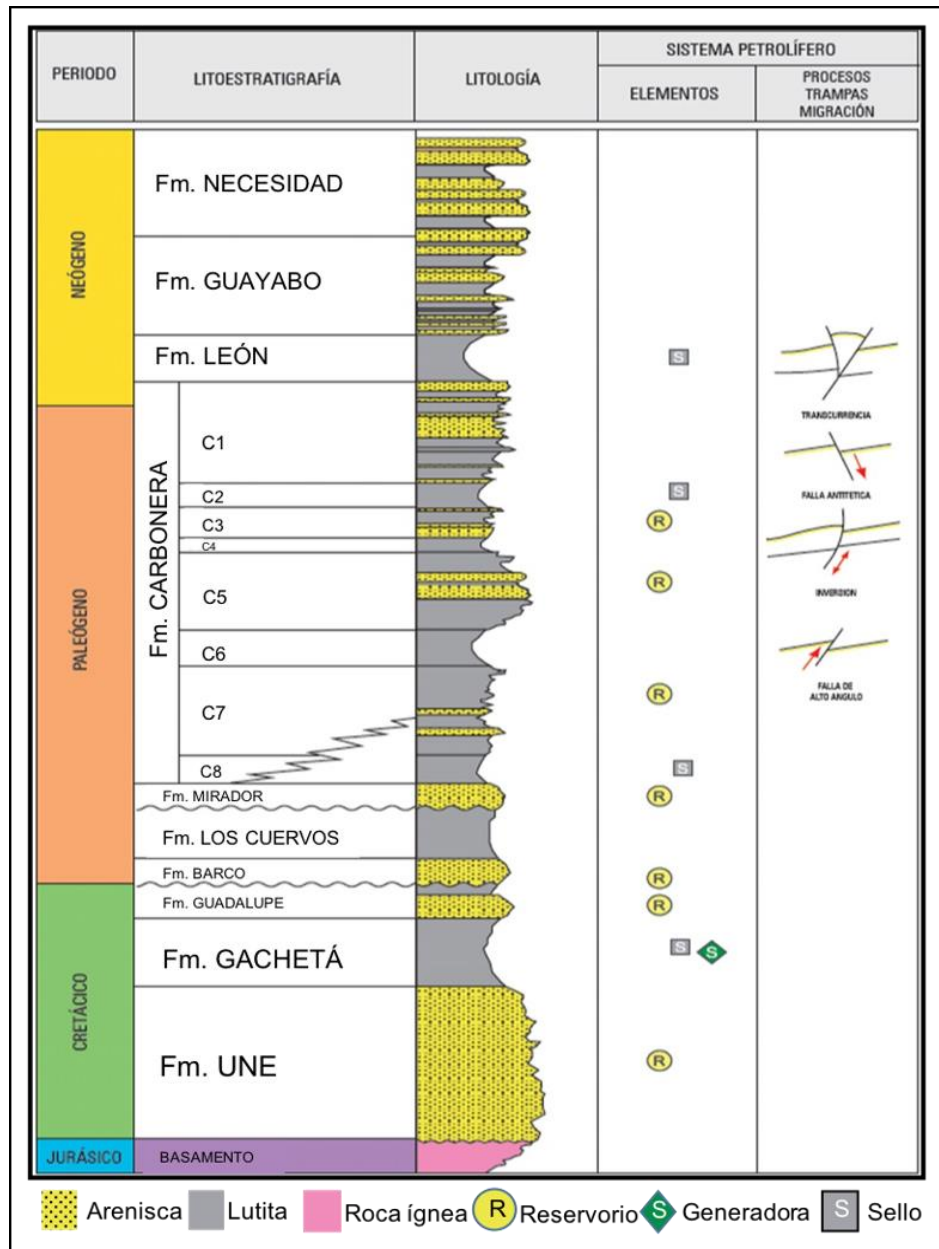
Las Arenas Basales, que corresponde al reservorio con mayor producción de hidrocarburos del área, presenta una relación con la Unidad de Arenas Intermedias, esta última se divide en tres zonas de tope a base: Superiores, Medias e Inferiores, siendo estas últimas las inmediatamente superiores a las Arenas Basales. Así mismo, la formación que infrayace a este yacimiento es la Formación Mirador la cual tiene características petrofísicas muy parecidas a las Arenas Basales correlacionándola también en un reservorio importante en la zona.

1.3.2 Columna estratigráfica. De manera general, la secuencia estratigráfica está constituida por diferentes sedimentos que van desde el Precámbrico hasta la Era Cenozoica y se organizan en diferentes formaciones. A continuación, se muestra la columna estratigráfica de la Cuenca Llanos Orientales (**Figura 2**).

⁸ GÓMEZ, Yohaney, *et al.* Aspectos hidrodinámicos, estructurales y estratigráficos del Campo Rubiales. Cuenca Llanos Orientales de Colombia. *Revista GEOPETRÓLEO*. Septiembre de 2010, nro. 9. pp. 4-10.

⁹ VALOVIS. Op. cit., p.25.

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



Fuente: CERÓN, María Rosa, *et al.* CUENCA LLANOS ORIENTALES, Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS, 2012. p. 46.

1.3.3 Estratigrafía. Con base en la columna estratigráfica expuesta anteriormente, se presenta a continuación la descripción detallada de cada una de las formaciones de la Cuenca de Llanos Orientales compuestas por rocas Precámbricas del basamento, Paleozoicas, Mesozoicas y Cenozoicas, especificando características como origen, textura, tamaño de partículas, entre otras.

La información contenida en este apartado del capítulo se basa esencialmente en lo expuesto por CERÓN¹⁰ en el Informe de la Cuenca de los Llanos Orientales para la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

1.3.3.1 Precámbrico.

- **Basamento.** El origen de esta roca es ígneo-metamórfico de composición diorítica – sienítica, identificándose además filitas y cuarcitas; sin embargo, en otras zonas se reportan rocas ígneas ácidas e intermedias y metamórficas de edad precámbrica, relacionadas con el Escudo de Guyana.

1.3.3.2 Era Mesozoica - Periodo Cretácico.

- **Formación Une.** Está compuesta principalmente por detritos finos y gruesos y suprayace discordantemente sobre rocas triásico – jurásicas, paleozoicas o basamento ígneo metamórfico, dichas rocas forman una cuña sedimentaria que se adelgaza progresivamente hacia el Suroriente y Oriente, su espesor aumenta desde el sureste hacia el noreste, controlado por la superficie de erosión de la secuencia paleozoica sobre la cual se depositó. Operacionalmente, y dependiendo del área, la secuencia cretácica ha recibido varias denominaciones: en el área del Meta se denomina K2 a la unidad de areniscas correspondientes a la Formación Une, de edad Cenomaniano a Turoniano temprano o Areniscas Inferiores.
- **Formación Gachetá.** Esta formación se depositó durante el intervalo de tiempo Turoniano temprano – Coniaciano, durante la sedimentación de esta formación el avance del nivel del mar alcanzó su máximo nivel, controlando el aporte de clásticos gruesos, permitiendo la sedimentación de intervalos lutíticos ricos en materia orgánica. Luego de la sedimentación de la Formación Une, debido a una subsidencia brusca en la cuenca, se inició un proceso de sedimentación de baja energía durante el cual disminuyó el aporte de clásticos gruesos. Este evento se manifiesta en la cuenca como un contacto entre un intervalo completamente lutítico y las areniscas, las cuales son de grano fino, bien seleccionadas, y presentan buen sello vertical, conformando excelentes yacimientos de hidrocarburos.
- **Formación Guadalupe.** Sección sedimentada durante el Cretáceo/Campaniano conforma la parte más superior de la secuencia cretácica, esta roca está compuesta por cuarzoarenitas, con escasas intercalaciones de arcillolitas y lutitas que separan los paquetes arenosos. A lo largo de la cuenca se pueden encontrar desde areniscas cuarzosas, de grano medio a fino, redondeado, esférico, ligeramente calcáreas y con buena selección; hasta lodolitas cementadas.

¹⁰ CERÓN. Op. Cit., p. 41-52.

1.3.3.3 Era Cenozoica – Periodo Paleógeno.

- **Formación Barco.** Dependiendo de la ubicación dentro de la cuenca, se encuentran areniscas cuarzosas, masivas, de grano fino a grueso suprayacidas por lutitas de color gris y gris verdoso, con intercalaciones locales de algunas capas delgadas de carbón. Ésta fue depositada discordantemente sobre las rocas erosionadas de las formaciones cretácicas y corresponde a la secuencia del Paleoceno Temprano.
- **Formación Los Cuervos.** Las rocas que la conforman se definen como lutitas intercaladas con delgados lentes de areniscas y se encuentran suprayaciendo las rocas de la Formación Barco. Estas lutitas basales muestran asociaciones mineralógicas que evidencian un amplio rango de números atómicos que varían desde 12 a 17, predominando minerales silíceos a dolomíticos, con densidades que se encuentran entre 2,6 y 2,8 gr/cc, indicando esto, reducciones en los espacios porosos.
- **Formación Mirador.** Su contacto inferior es discordante con la Formación Los Cuervos, mientras que el contacto superior es concordante con la Formación Carbonera, cuenta con un espesor entre 525 a 1.312 pies. Está constituida por areniscas masivas compuestas principalmente por cuarzo de grano medio a grueso, a veces conglomerático, con proporciones bajas de feldespato, pequeños lentes de limolitas, con pequeñas porciones micáceas y glauconíticas.
- **Formación Carbonera.** Su base se depositó en el Eoceno Tardío de dicho Periodo y su tope pertenece al Mioceno Temprano del Periodo Neógeno. Esta espesa secuencia litológica tiene espesores entre 1.347 y 1.830 pies y está ampliamente distribuida a través de la cuenca y depositada en ambientes que varían de marino transicional a continental. Según la petrolera francesa Elf Aquitaine esta unidad se dividió en 8 miembros o unidades operacionales (C1 a C8), de los cuales los niveles pares son transgresivos, fino granulares e importantes sellos regionales; los impares son regresivos, arenosos, y desde C7 a C3 son productores de hidrocarburos en varios sectores de la cuenca, en especial, C7. El contacto superior con la Formación León es conforme y gradual en la mayor parte de la cuenca. Sin embargo, según Valovis¹¹, esta formación se puede subdividir de manera informal de base a tope así:
 - **Unidad Arenas Basales (Carbonera C7).** Corresponde a la sucesión de arenas de cuarzo con variaciones de grano fino a grueso bien seleccionadas, con algunas láminas de carbón y local grano decrecimiento, cuyo espesor varía entre 130 y 240 pies, esta primera zona es la productora principal en el área y en ella ha aparecido acumulación de hidrocarburos en la mayoría de los pozos

¹¹ VALOVIS. Op. cit., p.25.

perforados. Esta unidad se asocia con depósitos de origen fluvial y las electro-facias permiten identificar formas que se asocian principalmente con canales apilados.

- **Unidad de Arenas Intermedias.** Está subdividida en Inferiores, Medias y Superiores, su espesor está entre 360 y 415 pies y su ambiente de depositación se asocia a uno de tipo costanero bajo. Está constituida por una serie de intercalaciones de areniscas gris claro con tamaño de grano fino a medio y arcillolitas gris-verdosas con una edad perteneciente al Oligoceno Mioceno Inferior.
- **Unidad C2.** Esta unidad suprayace a la unidad Arenas Intermedias e infrayace a la Unidad C1. Está compuesta por lutitas de color gris verdoso, fisil laminar astilloso moderadamente compacto, lustre ceroso localmente con inclusiones de pirita, lo que indica una buena característica sellante. El espesor varía entre 100 y 110 pies. Los estudios realizados datan una edad del Mioceno Temprano y un ambiente de depositación marino somero.
- **Unidad C1.** Esta corresponde al tope de la Formación Carbonera, la cual está compuesta por niveles de arenisca cuarzosa, translúcida, hialina, con tamaños de grano que varían de fino a grueso, subangular, subredondeado, regularmente seleccionadas y friables los cuales están intercalados con niveles menores de arcillolita y lutita. Su espesor oscila entre 70 y 80 pies y al igual que la Unidad de Arenas Intermedias su depositación fue en un ambiente costanero bajo, en la edad del Mioceno-Medio.

1.3.3.4 Era Cenozoica – Periodo Neógeno.

- **Formación León.** Esta formación suprayace la Formación Carbonera y está distribuida a lo largo de todo el campo, está compuesta por lutita con intercalaciones de arcillolita de color gris verdoso claro y algunos delgados niveles de arena cuarzosa y hacia la base se presentan niveles de limolita carbonosa, características de una roca sello, cuyo espesor máximo identificado es de 750 pies. Su depositación se dio en un ambiente lacustre con influencia marina y de planicie costera hacia la época del Mioceno Medio – Tardío.
- **Formación Guayabo.** Es la última formación depositada en el Periodo Neógeno del Mioceno Tardío, la cual suprayace la Formación León, está compuesta por una alternancia de material detrítico fino y grueso mal clasificado, niveles arcillosos y algunos lentes de carbón hacia la base y como minerales accesorios se encuentran micas, óxidos de hierro y pirita, de colores grises a pardo rojizos; hacia la base tiene influencia marina y hacia el tope influencia fluvial marina a continental. Esta cuenta con un espesor que varía entre 1.100 a 1.300 pies.

1.3.3.5 Era Cenozoica – Periodo Cuaternario.

- **Formación Necesidad.** Su edad data entre el Mioceno Tardío y Pleistoceno Temprano, está constituida por una secuencia de conglomerados poco consolidados en una matriz arcillo-arenosa, alternados con areniscas de grano fino a grueso (0,125 mm a 1mm) y arcillas en menor proporción, con un espesor similar al de la Formación Guayabo entre 1.000 y 1.250 pies, depositada en un ambiente continental.

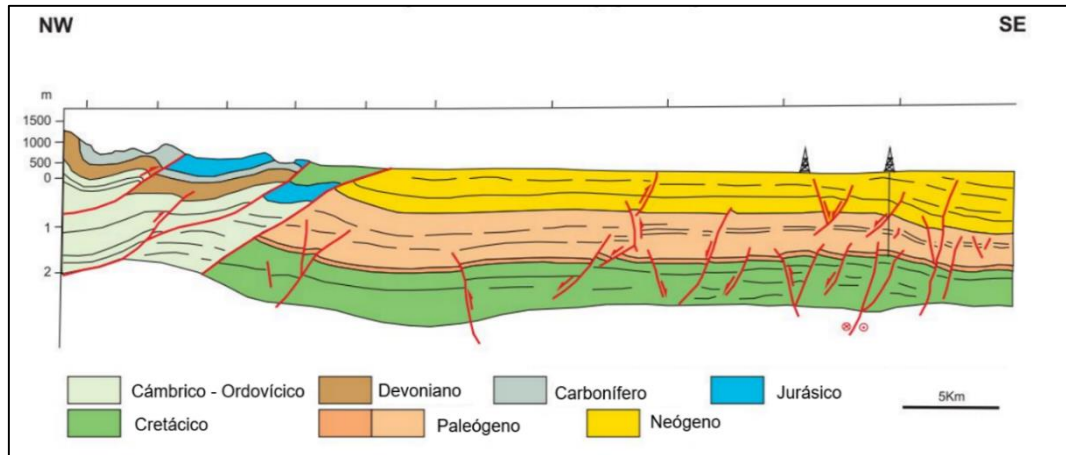
1.3.4 Geología estructural. De acuerdo con la ANH¹² la cuenca Llanos Orientales está localizada en el noreste de Colombia, es una depresión topográfica plana, de orientación suroeste - noreste, con alturas que oscilan entre 200 y 500 metros, y que se desarrolló en el flanco occidental del Escudo de Guyana. Cubre una extensión de 225.603 km² y limita al norte con la cuenca Apure – Barinas, con la Serranía de La Macarena y el Arco del Vaupés, al sur; el sistema de fallas de Guaicáramo y la Cordillera Oriental, al oeste; y el Escudo de Guyana, al este. Está recubierta, en gran parte, por rocas del Terciario Superior y Cuaternario.

La estructura de Campo Rubiales está constituida por un monoclinal orientado regionalmente en una dirección N50°E con un buzamiento que se encuentra entre 0,1° y 1,2° en dirección noreste¹³ y que es afectado por fallas normales e inversas que favorecen la acumulación de hidrocarburos. La estratigrafía de la Cuenca de los Llanos Orientales se muestra en la **Figura 3** donde se observa una sección transversal esquemática con las diferentes edades de depositación y, las fallas y esfuerzos que dieron lugar a la formación de la cuenca.

¹² CERÓN. Op. Cit., p. 32.

¹³ MORALES, Diego, *et al.* PACIFIC RUBIALES ENERGY. Estudio integrado de yacimientos. Rubiales. Gerencia de yacimientos. Enero 2010. P. 29.

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



Fuente: elaboración propia, con base en: BARRERO, Darío, *et al.* Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Bogotá D.C., 2007. 92 p. ISBN: 978-958-98237-0-5.

1.3.5 Geología del petróleo. En este numeral se tienen en cuenta los diferentes aspectos y condiciones que permiten la formación de yacimientos petrolíferos, es decir, se analizan los elementos necesarios para que exista una acumulación de hidrocarburos en una zona específica. Esto se realiza con el fin de obtener la localización de los yacimientos, sus escenarios productivos y/o prospectivos, su caracterización y estimaciones de sus reservas.

Para que exista esta presencia de hidrocarburos, la geología establece que deben existir una roca generadora o madre, una roca reservorio o almacén y una roca sello. Adicionalmente debe haber un sistema de migración de fluidos y de entrapamiento de estos. Estos cinco elementos constituyen el llamado Sistema Petrolífero de cualquier yacimiento.

Para el caso de la Cuenca en estudio se ha comprobado que las trampas del sector se caracterizan por ser monoclinales, que se localizan en el bloque levantado de una falla normal y adicionalmente que el entrapamiento se da cuando las arenas del bloque levantado están enfrentadas a zonas arcillosas que actúan como sellos efectivos¹⁴.

A continuación, se describirá el sistema de la Cuenca Llanos Orientales:

1.3.5.1 Roca generadora. También conocida como roca fuente o roca madre. La riqueza orgánica y el potencial generador de la cuenca está representada por las lodolitas de las formaciones Gachetá, Carbonera y Barco, siendo Gachetá la principal formación generadora de hidrocarburos por sus sedimentos cretácicos de

¹⁴ GÓMEZ. Op. Cit., p. 6

deposición marina (lutitas marinocontinentales) que poseen kerógeno tipo II y tipo III y rangos de riqueza orgánica actual (% COT) entre el 1 y el 3%¹⁵.

Así, según CERÓN¹⁶, el intervalo potencial de la Formación Gachetá se encuentra en la parte inferior de la unidad y alcanza espesores de hasta 140 pies. La riqueza orgánica (% COT) para la formación Gachetá aumenta de este a oeste y de sureste a noroeste. En el este y el sureste se tienen valores menores al 0,5%, mientras que en el noroeste estos valores varían entre rangos mayores al 1% de COT.

En consecuencia, con lo anteriormente dicho, debe tenerse en cuenta que el hecho de que la materia orgánica predominante en esta formación sea kerógeno tipo II quiere decir que existe potencial generador de aceite y que al predominar igualmente el kerógeno tipo III, hay un indicativo del potencial de generar gas y condensado.

1.3.5.2 Roca reservorio. También denominada roca almacén, corresponde a las areniscas de la Formación Carbonera, concretamente de las unidades C3, C5 y C7 que están compuestas por arenas de cuarzo con variaciones de grano y cuyo ambiente depositacional es de tipo fluvial. Adicionalmente, las Formaciones Mirador y Barco del Periodo Paleógeno y algunos intervalos de arenas en la secuencia cretácica (Guadalupe, Gachetá y Une) también son excelentes reservorios¹⁷.

Se cuenta con un espesor promedio de 188 pies, con porosidades que varían entre 28 y 32% y con permeabilidades entre 5 y 20 Darcies.

1.3.5.3 Migración. Es un fenómeno físico que permite que los fluidos presentes en una roca generadora se desplacen hacia otras formaciones. El principio que se da para que exista este fenómeno debe ser un efecto diferencial de presiones donde la mayor presión se encuentra al interior de la roca generadora. Adicionalmente el yacimiento debe contar con condiciones propias de la geología y con factores externos al yacimiento como la geomecánica, es decir, deben existir movimientos tectónicos, fallas, pliegues, etc.

En la Cuenca Llanos Orientales se dio una migración desde el piedemonte al sitio de acumulación siguiendo la estructura monoclinial. Esta migración se ha dado

¹⁵ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS [Sitio web]. Bogotá: ANH, Open Round Colombia 2010: Llanos Orientales. [Consulta: 20 febrero 2019]. Disponible en: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20\(pdf\)-Ronda%20Colombia%202010.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20(pdf)-Ronda%20Colombia%202010.pdf)

¹⁶ CERÓN. Op. Cit., p. 180.

¹⁷ SERVICIO GEOLÓGICO COLOMBIANO [Sitio web]. Bogotá, Anexo I: Compilación de la Cuenca de los Llanos Orientales. [Consulta: 20 febrero 2019]. Disponible en: <http://recordcenter.sgc.gov.co/B20/23008100024725/Documento/Pdf/2105247251109000.pdf>

durante dos Periodos, el primero entre el Oligoceno y el Mioceno, y el segundo desde el reciente Mioceno y continúa en la actualidad¹⁸.

1.3.5.4 Roca Sello. Para que exista un depósito o yacimiento de petróleo es fundamental que en el sistema haya rocas sedimentarias que sean impermeables y que por lo general son arcillosas para evitar el flujo de los fluidos hacia otras zonas.

Dentro de la Cuenca, las unidades C2, C4, C6 y C8 de la Formación Carbonera actúan como sellos locales, siendo la última capa arcillosa de esta formación la que más características propias de una roca sello tiene. Sin embargo, el sello regional por excelencia es la formación León, pero también deben tenerse en cuenta las Formaciones Gachetá y Guadalupe cuyas lutitas cretácicas pueden actuar como sellos intraformacionales¹⁹. Por otro lado, existe un sello lateral ocasionado por una trampa estratigráfica.

1.3.5.5 Trampa. Así como existen rocas sello, capaces de impedir el paso de los fluidos, este fenómeno también puede asociarse a estructuras en el subsuelo conocidas como trampas, que impiden la migración y/o escape de los fluidos hacia la superficie y las cuales favorecen las acumulaciones locales de hidrocarburos.

En la cuenca, se evidencian fundamentalmente cinco estilos de trampa: pliegues por propagación de falla, pliegues en zonas triangulares, anticlinales por fallas invertidas, pliegues por fallas de desgarre y fallas antitéticas²⁰. Puntualmente para Campo Rubiales, las trampas son de tipo estructural, estratigráfico e hidrodinámico y están conformadas por monoclinales localizados en el bloque levantado de una falla normal. Adicionalmente, el sistema presenta variaciones o cambios de facies y cuerpos arenosos de canales entrecruzados, estratificados con algunas secciones arcillosas.

1.4 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

El historial de producción de Campo Rubiales inicia hacia el año 1981 cuando se declara su comercialidad con una producción total de 15,85 BFPD. Sin embargo, las condiciones sociales y económicas que se vivían en la época no garantizaban una explotación viable del campo, como consecuencia de esta situación en el país se inició oficialmente su producción en el año 2000 con caudales de 353 BPD y a partir de esta fecha se presentó un importante aumento en los volúmenes de extracción de fluidos, alcanzando en el 2007 tasas que rodeaban los 18.724 BPD²¹.

¹⁸ Ibid., p. 1.

¹⁹ Ibid., p. 1.

²⁰ SERVICIO GEOLÓGICO COLOMBIANO. Op. Cit., p. 19.

²¹ AHUMADA ROJAS, Omar G. "Rubiales, el caso de éxito que acaba de cambiar de manos" {En línea}. 02 julio de 2016 {13 septiembre de 2018} disponible en: (<https://www.eltiempo.com/archivo/documento/CMS-16635656>)

En 2009 el campo aportó el 10,3% de la producción total del país, en el 2013, esta cifra aumentó llegando a registrar un aporte del 20,7% y hoy por hoy, Campo Rubiales es uno de los campos más grandes del país y continúa aportando una cantidad considerable de producción del 14%. A partir de 2016 cuando la operación del campo pasó a manos de Ecopetrol S.A. se contaba con una producción de 135.000 BPD.

Rubiales ha sido un Activo determinante de la industria petrolera en Colombia desde 2010, pues hizo posible que el país alcanzara una producción diaria de un millón de barriles²² y adicionalmente, en su momento posicionó a Pacific Rubiales como la compañía con mayor extracción de crudo en el país.

1.4.1 Mecanismo de empuje y métodos de producción. El mecanismo de empuje asociado al yacimiento es un empuje hidráulico, esto genera que se mantengan altas presiones pero también una producción significativa de agua, con un porcentaje de agua libre y sedimentos (BS&W) que varía entre el 95% y 97%. Es fundamental conocer que en Campo Rubiales, en el yacimiento no hay presencia de gas libre o en solución y el crudo que allí se produce es altamente viscoso (12,8 °API); por lo cual se ha requerido implementar métodos de producción que comprenden la instalación de Sistemas de Levantamiento Artificial (SLA) que facilitan la extracción de los fluidos en el campo. Estos métodos son Bombeo Electrosumergible (ESP) para pozos horizontales y desviados, y Bombeo de Cavidades Progresivas (PCP) para pozos verticales, donde la totalidad de la población de pozos del campo está distribuida en un 93% y 7% respectivamente.

1.4.2 Tiempo de producción. Campo Rubiales fue descubierto en 1981, pero su producción inició realmente en el 2000 cuando se dio inicio a las grandes campañas de perforación que en ese momento trajeron consigo una producción aproximada de 354 BOPD y un BS&W de 66%. A partir de este momento el campo comenzó un crecimiento exponencial, tanto así que, en el 2016 alcanzó caudales de 135.000 BOPD; en diciembre de 2018 contó con una producción promedio de 119.500 BOPD y, con corte a febrero de 2019, en el campo se produjeron 121.803 BOPD equivalentes a 3'523.987 BWPD.

El historial de producción del campo se ha caracterizado por diferentes puntos de inflexión regidos principalmente por la situación económica de las diferentes compañías que han intervenido en su operación, esto se ve plasmado en el recuadro ubicado en la parte superior izquierda de la **Gráfica 1**, donde se evidencia que es hasta el año 2000 que la producción de fluidos del campo comienza a ser

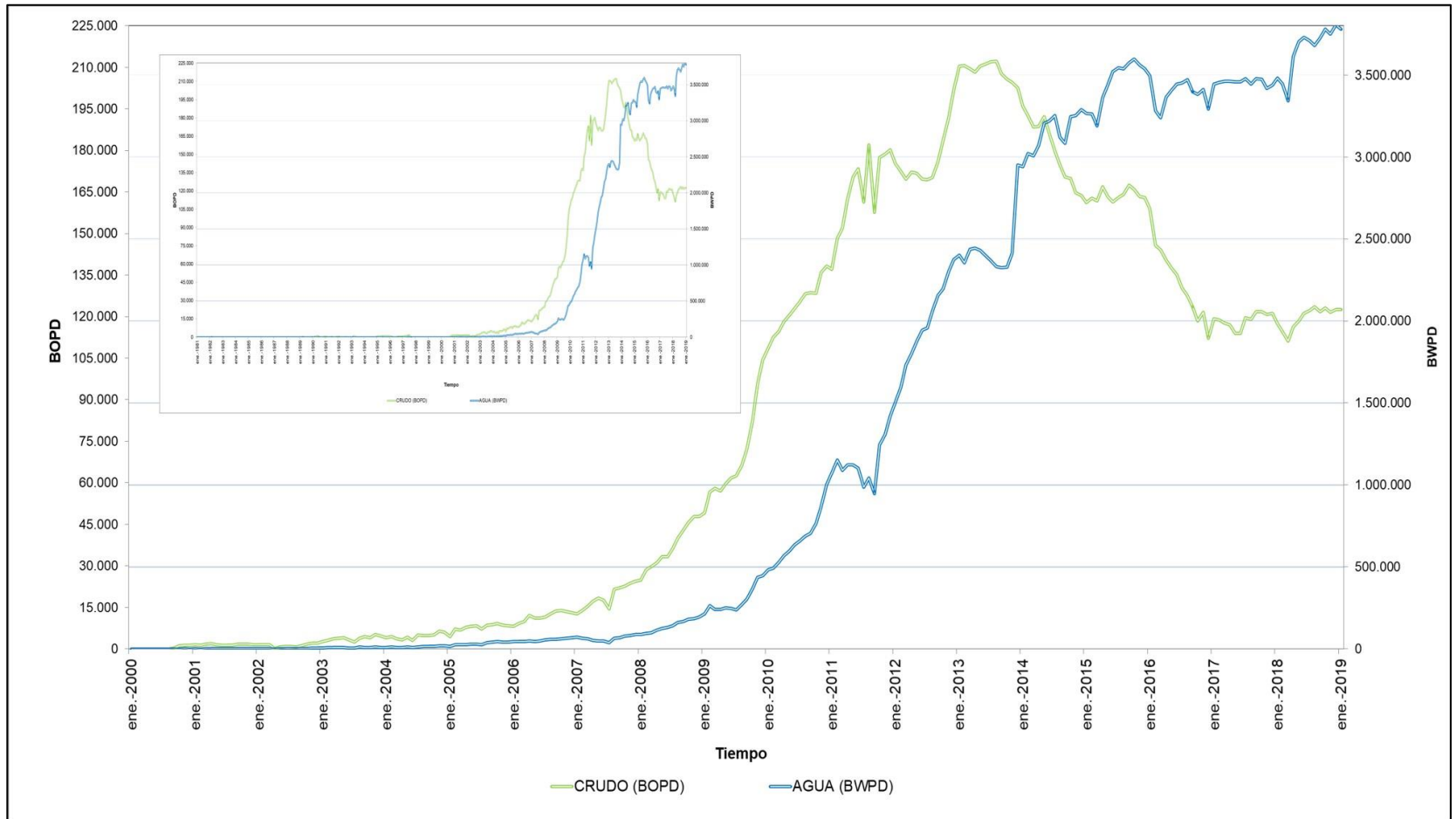
²² VARGAS NUÑEZ, Pedro. "Rubiales, el campo petrolero más productivo del país, empieza a ser operado por Ecopetrol" {En línea}. 29 junio de 2016 {13 septiembre de 2018} disponible en: (<http://www.portafolio.co/negocios/empresas/rubiales-el-campo-mas-productor-de-crudo-en-el-pais-abre-sus-puertas-498303>)

significativa, adicionalmente es posible observar el incremento del BS&W y cómo éste desde el año 2014 ha superado la producción de petróleo.

Así mismo, es importante mencionar que la producción acumulada del campo, desde sus inicios y con un corte a enero de 2019 es de 18'690.450 BOPD y de 290'431.751,3 BWPD. Teniendo en cuenta que el OOIP está estimado en un valor de 4.865 millones de barriles (MBIs)²³, a la fecha se ha extraído aproximadamente un 0,38% del crudo presente en el yacimiento. En la **Gráfica 2** es posible evidenciar la acumulación de producción tanto del crudo como del agua, siendo notorio el hecho de que la producción de agua supera la de crudo.

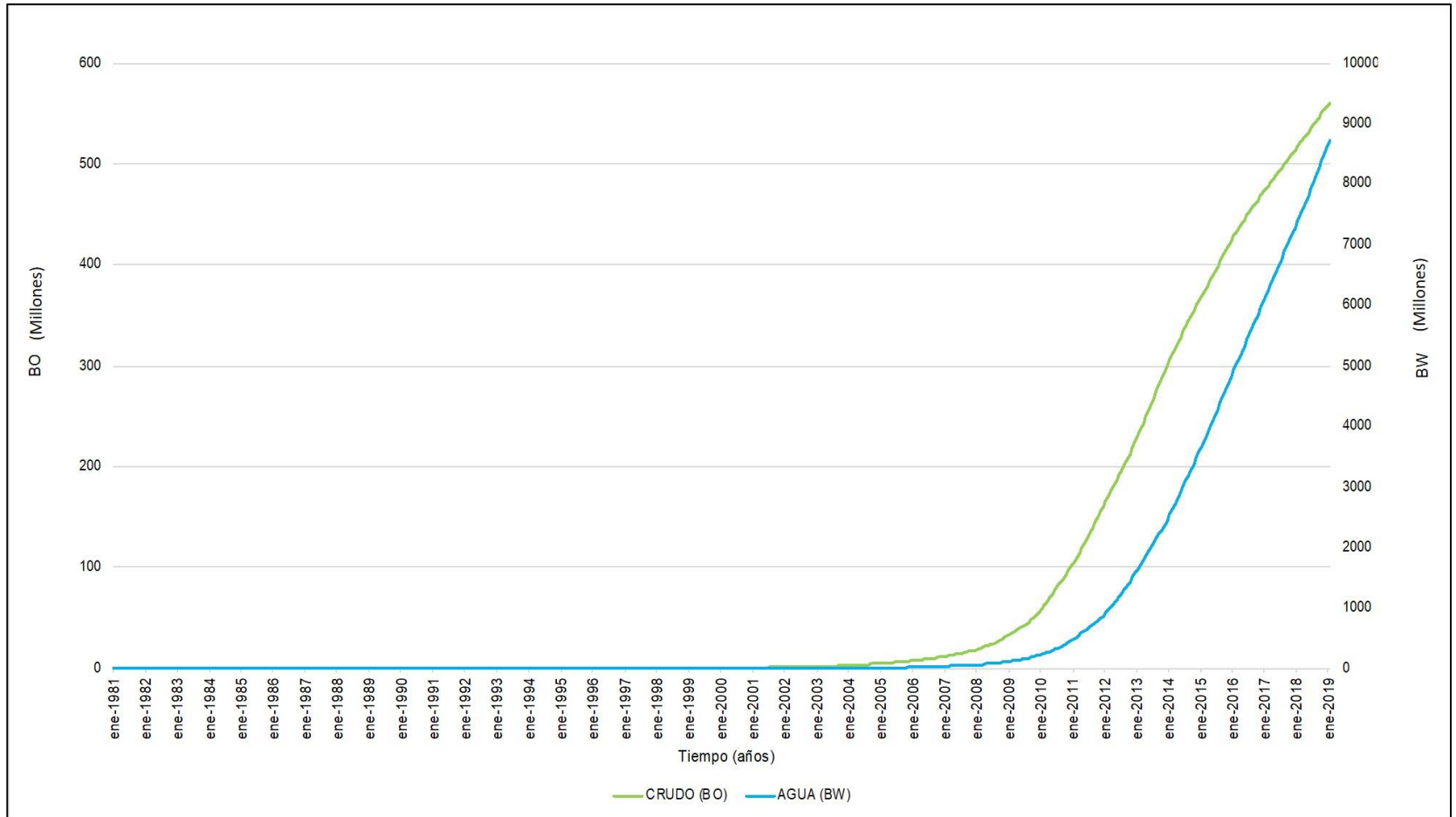
²³ VALOVIS. Op. cit., p.36.

Gráfica 1. Historia de Producción Promedio de Campo Rubiales.



Fuente: elaboración propia con base en: RAMÍREZ BOHÓRQUEZ, A.M. Curva histórica producción. 2016, mayo, 3. Ecopetrol S.A. [Base de datos]. Recuperado el 18 de febrero de 2019.

Gráfica 2. Producción acumulada de fluidos en Campo Rubiales (actualizado a enero de 2019)



Fuente: elaboración propia con base en: RAMÍREZ BOHÓRQUEZ, A.M. Curva histórica producción. 2016, mayo, 3. Ecopetrol S.A. [Base de datos]. Recuperado el 18 de febrero de 2019.

Con base en las gráficas anteriormente expuestas, es importante considerar que el historial de producción se ve fuertemente influenciado por la gestión y aprobación de licenciamientos ambientales para disposición de agua. Campo Rubiales, es uno de los campos más grandes del país y tiene una gran capacidad de producción, la cual se ve limitada por los altos caudales de agua ya que esto representa restricciones en cuanto al tratamiento y disposición del fluido y además condiciona la rentabilidad del mismo.

1.4.3 Número de Pozos. Con una fecha de corte a febrero de 2019, en el campo se cuenta con un total de 596 pozos productores activos, de los cuales, acorde con la estrategia de desarrollo, 559 (93%) tienen instalación de Bombeo Electrosumergible y 37 (7%) instalación de Bombeo por Cavidades Progresivas, estos porcentajes (93% y 7%) corresponden también a la población de pozos horizontales y verticales respectivamente.

Es importante mencionar que Campo Rubiales es un campo activo que constantemente desarrolla campañas de perforación que dificultan el contar con datos exactos actualizados de la población de pozos existente. Adicional a estas campañas, las diferentes limitaciones de disposición de agua por licenciamiento ambiental y por microsismicidad conllevan a que en el Activo se realice el apagado de algunos pozos para un modelo de producción eficiente, con el fin de atender a estas limitaciones.

En el campo se buscan continuamente alternativas tecnológicas, de disposición de agua y pilotos avanzados de separación de agua para crudos pesados, con el propósito de lograr la reapertura de una gran cantidad de pozos, lo cual se traduce en varios factores como: un incremento importante de la producción, viabilización y reclasificación de reservas PNP por el ingreso de estos pozos, oportunidades de incrementar el factor de recobro (FR) entre un 3% y un 10% y reducción de costos operativos asociados al tratamiento y disposición de agua.

Con base en lo anterior, Campo Rubiales cuenta con una estrategia de optimización que consiste en modelar de manera integrada el fondo y la superficie del campo, permitiendo maximizar la producción de crudo mientras se hace frente a los elevados volúmenes de agua que se extraen y las limitaciones en disposición existentes.

1.4.4 Características del yacimiento. Puntualmente la caracterización del yacimiento comprende dos factores fundamentales en el conocimiento del campo, el primero corresponde al yacimiento como tal y los parámetros petrofísicos que lo identifican, y el segundo corresponde a las principales propiedades de los fluidos que el mismo yacimiento contiene.

1.4.4.1 Propiedades y caracterización petrofísica del yacimiento. Como se mencionó anteriormente, el yacimiento que corresponde a Campo Rubiales, se

encuentra en promedio a 2.700 pies de profundidad y pertenece a la Formación Carbonera (Unidad C7), fue descubierto en 1981 y puesto en producción hacia el 2000, cuenta con un acuífero activo asociado y cuenta con otras características propias de un sistema petrolífero como lo son porosidad, permeabilidad, saturaciones, temperaturas y presiones que lo identifican y diferencian. Estas y otras características tanto petrofísicas como del yacimiento como sistema, se encuentran a continuación sintetizadas en el **Cuadro 1**

Cuadro 1. Características y propiedades del yacimiento.

YACIMIENTO	
Tipo de trampa	Estratigráfica
Ángulo de buzamiento	1°
Edad geológica	Eoceno - Mioceno
Ambiente depositacional	Fluvial
Litología	Areniscas cuarzosas
Tipo de formación	Arena no consolidada
Profundidad promedio (pies)	2.700
Espesor promedio (pies)	188
Temperatura (°F)	145 - 150
Presión inicial (psi)	1.200
Presión de burbuja (psi)	80
Mecanismo primario de producción	Acuífero activo
OOIP (MBIs)	4.865
OGIP (MPC)	N.A.
FR actual (%)	7,60
FR esperado – Escenario 3P (%)	13,08
Yacimiento naturalmente fracturado	N.A.
CONTACTO DE LOS FLUIDOS	
Gas - Aceite (LKG)	N.A.
Gas - Agua (LKG)	N.A.
Aceite - Agua (LKO)	Inclinado
PARÁMETROS PETROFÍSICOS	
Porosidad promedio (%)	30,7
Rango de porosidad (%)	28 - 32
Permeabilidad promedio (mD)	5.000
Rango de permeabilidad (mD)	1.000 – 20.000
Saturación inicial de agua, S_{wi} (%)	34
Saturación de aceite inicial, S_{oi} (%)	66

Fuente: elaboración propia con base en datos suministrados por ECOPETROL S.A

1.4.4.2 Propiedades y caracterización de los fluidos. Por su parte, las características del crudo que se produce en Campo Rubiales corresponden a un crudo pesado con una gravedad de 12,8 °API, cuya relación gas-aceite (GOR) es de 5,8 SCF/STB lo que representa un valor mínimo de gas en el yacimiento evidenciando la ausencia de una capa de gas a condiciones de yacimiento y la no producción de gas a condiciones de superficie pues tampoco existe gas disuelto, esto debido también a que la presión del yacimiento se ha logrado mantener por

encima de la presión de burbuja. Normalmente los pozos no cuentan con liberación de gas en fondo porque la presión (THP) se encuentra generalmente entre 150 – 200 psi, valores que no se acercan a la presión de burbuja.

Adicional al petróleo presente en el yacimiento, existe agua asociada que corresponde al contenido de agua libre y sedimentos que trae el crudo (BS&W) y está calculado actualmente entre el 95 y el 97%. Es importante mencionar que existen variaciones de viscosidad en el campo pero cuando el contenido de agua supera el 94%, las variaciones de viscosidad dejan de ser significativas en el desplazamiento del fluido.

Además de las propiedades anteriormente mencionadas, en el siguiente cuadro (**Cuadro 2**) se muestran algunas otras que caracterizan los fluidos producidos en el campo.

Cuadro 2. Propiedades de los fluidos de Campo Rubiales.

PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS		
CRUDO	Gravedad API (°API)	12,5 – 13,8
	Viscosidad (cP) @ T ^o _{prom}	310 – 730 @ 147°F
	Factor volúmetrico (RBIs/STB)	1,07
GAS	Gravedad específica	0,64
	Relación gas disuelto-aceite, Rsi (SCF/STB)	5,0 – 5,8
	Viscosidad aceite/gas (cP)	150-700
	Factor volúmetrico (PC/PCS)	1,07
AGUA	Contenido de agua libre y sedimentos (%)	95 - 97
	Gravedad específica @ 60°F	1,02
	Salinidad del agua de formación (ppm)	800-1000
	pH	8,35

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

2. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA TRONCAL 7

Los fluidos que son extraídos del subsuelo deben ser transportados hacia las facilidades de producción de cualquier campo, y para esto se utilizan diferentes líneas de recolección de fluidos que como su nombre lo indica se encargan de recolectar el fluido proveniente de los *cluster*, a estas líneas se les conoce como Troncal y dependiendo del tamaño del campo pueden existir varias de estas.

Para el caso de Campo Rubiales se tienen las troncales 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 10, la línea de 12 pulgadas y la *Trunk Line*, y es importante mencionar que existen también algunas sub-troncales asociadas. Las 11 troncales del campo, cuentan con aproximadamente 592 km de longitud y dirigen el fluido hacia dos facilidades principales, estas líneas de flujo se construyen de forma aérea y tienen un recubrimiento térmico en fibra de vidrio cuyo espesor es de 1½" (**Figura 4**) con el fin de mantener una temperatura propicia para el flujo de los fluidos sin que éste se vea afectado por su viscosidad.

Figura 4. Líneas de flujo aisladas térmicamente



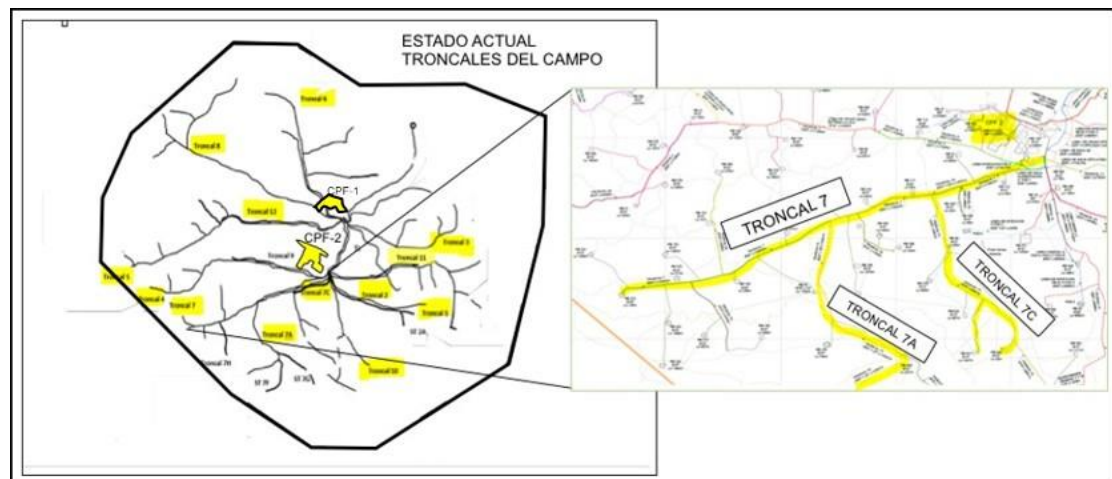
Fuente: ECOPETROL S.A. Líneas de Flujo Campo Rubiales [Fotografías].

Adicionalmente, en el campo se cuenta con dos facilidades centrales de procesamiento (CPF1 y CPF2), donde se realizan los diferentes procedimientos pertinentes a la separación de fases para que de esta forma, el crudo cumpla con las especificaciones establecidas para la distribución y comercialización del fluido, el agua alcance los parámetros de vertimiento e inyección requeridos a nivel ambiental, y la mínima porción de gas presente en la mezcla pueda ser eliminada.

El recorrido que emprende el fluido inicia desde el cabezal del pozo, donde pasa por una línea subterránea de 4" con revestimiento, enterrada a 1,5 metros de profundidad, y va hasta un *manifold* de flujo de 6" ubicado en el *cluster*, este cuenta con medidores de masa tipo Coriolis; del *manifold* salen tuberías de recolección llamadas "líneas asociadas" de 8", 10" y 12". Finalmente el fluido llega a una tubería de 24", donde se encuentran los caudales provenientes de todas las troncales, esta última se conecta a los CPF.

En la (Figura 5) se esquematiza la distribución de las líneas de flujo o troncales del campo a lo largo del mismo, y las dos facilidades con las que este cuenta, adicionalmente se hace un énfasis en la trayectoria de la Troncal 7, pues es la línea de flujo en la cual está basado este estudio. Así mismo, en este capítulo, se tratará información general de la mencionada línea, especificando las dimensiones y tanto los *cluster* como los pozos asociados a la troncal, además de la localización y las principales características con que esta cuenta.

Figura 5. Líneas de flujo Campo Rubiales - Troncal 7.



Fuente: ECOPETROL S.A. Modelos superficie troncales Rubiales. Bogotá D.C., 2018. GOR-3007903-18015-IC-PRO-IF-001.

2.1 GENERALIDADES

A continuación, se detallan los datos de construcción e ingeniería de la línea de flujo de estudio y de las facilidades encargadas de procesar los fluidos provenientes de los *clusters* que recoge cada troncal, considerando que es el CPF2, la facilidad encargada de recibir el flujo procedente de la Troncal 7. Además, se tienen en cuenta algunos datos de producción aportados por las líneas de interés:

2.1.1 Línea de flujo. La Troncal 7 de Campo Rubiales cuenta con una longitud de 10.988 m y con un diámetro externo de 24" y un diámetro interno de 23,25", lo cual corresponde a un espesor de la línea de 0,75". Sin embargo, las líneas provenientes de los *clusters*, que se unen a la troncal varían dentro de un rango que maneja diámetros externos de 8", 10", 12" y 14". La línea cuenta con un aislamiento térmico en fibra de vidrio, lo cual permite como se había mencionado anteriormente, mantener una temperatura propicia, que evite problemas con el flujo por las altas viscosidades que maneja el crudo, permitiendo que los fluidos lleguen adecuadamente hasta el CPF 2.

La troncal cuenta con una capacidad total de 670.000 BFPD aproximadamente, de los cuales, actualmente se tienen alrededor de 571.000 BFPD, de este volumen el 3% es de aceite y el otro 97% es agua (18.000 BOPD y 553.000 BWPD). Adicionalmente, el fluido con el que se completaría la capacidad de la línea es de 99.000 BFPD, e igualmente, de acuerdo con el alto contenido de agua manejado en el campo (98,79% en promedio para los pozos de esta línea), las proporciones son de 1.200 BOPD y 97.800 BWPD.

Es importante también mencionar que esta troncal cuenta con 20 *clusters* asociados y con un total de 131 pozos pertenecientes a la misma, de los cuales 94 se encuentran actualmente en producción. Los *clusters* asociados se encuentran expuestos en el **Cuadro 3**, donde adicionalmente se muestran datos respecto a los caudales aportados por cada uno de ellos, el contenido de agua, el diámetro de la línea de flujo y el punto a lo largo de los casi 11 km de la troncal, donde se unen a ella.

Cuadro 3. *Clusters* asociados a la Troncal 7 de Campo Rubiales.

Troncal 7						
<i>Cluster</i>	Diámetro de la línea (in)	Punto de conexión a la troncal (m)	BFPD	BOPD	BWPD	BSW (%)
<i>Cluster 272</i>	10	40	40.283	1.209	39.075	97
<i>Cluster 221</i>	12	173	27.277	818	26.458	97
<i>Cluster 222</i>	12	1.039	20.385	815	19.570	96
<i>Cluster 275</i>	12	1.345	27.991	1.120	26.871	96
<i>Cluster 150</i>	12	1.650	16.959	509	16.451	97
<i>Cluster 273</i>	12	1.650	1.718	48	1.670	97
<i>Cluster 152</i>	14	1.980	40.047	1.602	38.445	96
<i>Cluster 269</i>	12	2.420	45.489	1.820	43.670	96
<i>Cluster 151</i>	12	2.420	62.937	1.888	61.049	97
<i>Cluster 149</i>	10	2.729	41.014	1.230	39.784	97
<i>Cluster 52</i>	10	3.395	55.025	2.201	52.824	96
<i>Cluster 271</i>	12	4.166	48.958	1.469	47.489	97
<i>Cluster 118</i>	10	5.632	22.328	670	21.658	97
<i>Cluster 165</i>	12	5.808	50.611	1.518	49.092	97
<i>Cluster 281</i>	12	5.808	56.712	1.701	55.011	97
<i>Cluster 555</i>	8	6.028	1.381	41	1.340	97
<i>Cluster 219</i>	12	6.484	13.649	273	13.376	98
<i>Cluster 117</i>	10	7.458	61.023	1.220	59.802	98
<i>Cluster 91</i>	10	8.968	35.883	1.076	34.806	97
<i>Cluster 112</i>	12	9.705	8.398	168	8.230	98

Fuente: ECOPEPETROL S.A. Modelos superficie troncales Rubiales. Bogotá D.C., 2018. GOR-3007903-18015-IC-PRO-IF-001.

Adicionalmente, es fundamental saber que la presión de operación mínima depende de la condición operativa del mismo campo, pues existe una red completa en flujo, mientras que la presión máxima debe coincidir con la presión nominal o de diseño de la línea, pues establece que la línea es capaz de soportar una presión de hasta 230 psig. Esta troncal y los 10.988 m de longitud que la conforman se encuentran

hacia la zona suroccidental del campo, extendiéndose desde el *cluster* RB-272 hasta el CPF2.

La Troncal 7 tiene conectadas dos sub-troncales, cuyos flujos llegan inicialmente a la línea de la troncal y de ahí el recorrido finaliza igualmente en el CPF2. La primera es la Sub-Troncal 7A que cuenta con una longitud de 12.541 m y cuyos diámetros interno y externo son de 19,25" y 20" respectivamente; al igual que la troncal principal, cuenta con un aislamiento térmico en fibra de vidrio. Las líneas de los *cluster* pertenecientes a esta sub-troncal cuentan con diámetros de 8" (7,98" ID), 10" (9,75" ID) y 12" (11,94" ID) y desembocan en la línea principal (Troncal 7).

La sub-troncal cuenta con una capacidad total de 140.500 BFPD aproximadamente, siendo 2,5% aceite y 97,5% agua, esto representa cerca de 3.500 BOPD y 137.000 BWPD. También es importante saber que del caudal total, se cuenta realmente con 63.000 BFPD proveniente de los pozos activos y con un contenido de agua de más o menos el 96% (2300 BOPD y 60.700 BWPD); así, la capacidad total se alcanzaría con un volumen adicional aproximado de 77.500 BFPD en la línea, de los cuales el promedio de agua producida es de 98,6% (1.100 BOPD y 76.400 BWPD)

La línea cuenta con 8 *clusters* asociados y con un total de 32 pozos, de los cuales 16 están abiertos a producción. Los *clusters* pertenecientes a esta troncal y algunos parámetros relacionados con los mismos, se evidencian en el **Cuadro 4**.

Cuadro 4. *Clusters* asociados a la Sub-Troncal 7A de Campo Rubiales.

Sub-Troncal 7A						
<i>Cluster</i>	Diámetro de la línea (in)	Punto de conexión a la troncal (m)	BFPD	BOPD	BWPD	BSW (%)
<i>Cluster</i> 553	12	7	12.215	122.15	12.093	99
<i>Cluster</i> 453	10	16	1.361	54	1.307	96
<i>Cluster</i> 718	12	23	7.565	76	7.489	99
<i>Cluster</i> 454	8	785	21.824	709	21.115	97
<i>Cluster</i> 360	12	2.275	27.675	1.013	26.662	96
<i>Cluster</i> 721	12	2.487	14.361	493	13.868	97
<i>Cluster</i> 277	12	4.192	48.892	1.956	46.936	96
<i>Cluster</i> 278	12	4.244	19.250	870	18.380	95

Fuente: ECOPETROL S.A. Modelos superficie troncales Rubiales. Bogotá D.C., 2018. GOR-3007903-18015-IC-PRO-IF-001.

Respecto a la presión que se maneja en la línea de flujo, esta varía entre las condiciones operativas de la red de flujo del campo y la presión nominal, siendo esta última de 230 psig. Esta sub-troncal se extiende desde el *cluster* RB-553 hasta que conecta con la Troncal 7 a una distancia de 6.028 m del inicio de esta, permitiendo que el fluido finalmente también llegue al CPF2, donde será procesado y tratado para cumplir con las especificaciones pertinentes.

La segunda línea de flujo que se encuentra conectada con la Troncal 7 es la Sub-Troncal 7C que recorre un total de 6.833 m en una tubería de 15,25” de diámetro interno y 16” de diámetro externo, teniendo en cuenta que las líneas más pequeñas provenientes de los *cluster* son de 12” externamente y 11,94” internamente. Como las líneas ya descritas, cuenta con un aislamiento térmico y su flujo finaliza en el CPF2.

Actualmente, el caudal aportado por los pozos asociados es de 285.300 BFPD con un 96% de contenido de agua, lo que equivale a una producción de 11.100 BOPD y 274.200 BWPD. Así mismo, la tubería podría llegar a recibir un aproximado de 157.300 BFPD con la finalidad de alcanzar la capacidad total, este volumen llegaría en promedio a un BS&W de casi el 99% asumiendo que se podrían producir alrededor de 1.600 BOPD y 155.700 BWPD adicionales en la línea. Con base en esto, se tiene que la capacidad total ofrecida por la Sub-Troncal 7C es de aproximadamente 442.600 BFPD de los cuales solo 12.700 son de aceite y 430.000 son de agua, respondiendo a un 97% de BS&W.

Cabe mencionar que al igual que las otras líneas, ésta debe estar en la capacidad de soportar una presión dependiendo de los parámetros de diseño bajo los cuales fue construida, así el limitante de presión para la Sub-Troncal 7C es de 230 psig, mientras que desde que este valor no se exceda, su presión de operación puede ser variable. Su extensión va desde el *cluster* RB-637 hasta la Troncal 7, a la cual se conecta a 7.870 m del inicio (de la línea 7), y de donde el fluido se desplaza hacia la facilidad de procesamiento número 2 (CPF2).

La línea cuenta con 10 *clusters* asociados y con 78 pozos, de los cuales 52 están produciendo actualmente. Los *clusters* pertenecientes a esta troncal y algunos parámetros relacionados con los mismos, se evidencian en el **Cuadro 5**.

Cuadro 5. *Clusters* asociados a la Sub-Troncal 7C de Campo Rubiales.

Sub-Troncal 7C						
<i>Cluster</i>	Diámetro de la línea (in)	Punto de conexión a la troncal (m)	BFPD	BOPD	BWPD	BSW (%)
<i>Cluster</i> 637	12	2	1.304	26	1.278	98
<i>Cluster</i> 554	12	17	36.172	1.085	35.087	97
<i>Cluster</i> 563	12	32	30.672	920	29.752	97
<i>Cluster</i> 224	12	146	8.724	87	8.637	99
<i>Cluster</i> 244	12	1.652	28.285	849	27.436	97
<i>Cluster</i> 621	12	3.478	9.554	287	9.267	97
<i>Cluster</i> 524	12	3.938	38.487	1.155	37.332	97
<i>Cluster</i> 397	12	5.188	52.266	1.568	50.698	97
<i>Cluster</i> 370	12	5.224	39.952	1.199	38.753	97
<i>Cluster</i> 88	12	5.357	32.563	977	31.586	97

Fuente: ECOPETROL S.A. Modelos superficie troncales Rubiales. Bogotá D.C., 2018. GOR-3007903-18015-IC-PRO-IF-001.

Finalmente, se puede decir que el potencial que tiene la troncal (incluyendo las sub-troncales) para aportar fluido está alrededor de 1'200.000 BFPD, teniendo en cuenta la totalidad de pozos asociados. Tomando como punto base solamente los pozos que aportan una producción, se tiene que la troncal alcanza una capacidad de 919.000 BFPD y teniendo en cuenta el alto contenido de agua que se maneja en el campo, solo se obtienen alrededor de 31.400 BOPD, para alcanzar la capacidad total de la troncal se requiere producir a diario unos 333.800 BFPD de más, que a su vez representan cerca de 3.900 BOPD. A continuación, se expone el **Cuadro 6**; Error! No se encuentra el origen de la referencia., en la cual se sintetizan los datos mencionados anteriormente y se mencionan otros correspondientes a la troncal y sus respectivas subtroncales.

Cuadro 6. Características generales de la troncal de estudio (7 - 7A - 7C)

Características	Troncal	Troncal 7	Sub-troncal 7A	Sub-troncal 7C
Longitud (m)		10.988	12.541	6.833
Diámetro Externo (in)		24"	20"	16"
Diámetro Interno (in)		23,25	19,25	15,25
Espesor de la tubería (in)		0,75	0,75	0,75
Capacidad (BFPD)		670.000	140.500	442.600
Clusters asociados		20	8	10
Presión de Diseño (psig)		230	230	230
Máxima presión de operación (psig)		230	230	230
Mínima presión de operación (psig)	Depende de la condición operativa de la red completa de flujo			
Aislamiento térmico		Si	Si	Si
Temperatura de operación (°F)		140 -145	140 -145	140 -145

Fuente: elaboración propia, con base en: ECOPEPETROL S.A. Modelos superficie troncales Rubiales. Bogotá D.C., 2018. GOR-3007903-18015-IC-PRO-IF-001.

2.1.2 Facilidad Central de Procesamiento. Como ya se ha mencionado, los fluidos que recorren las tuberías, se dirigen a alguna de las dos facilidades de procesamiento, también conocidas como CPF. La facilidad número uno o CPF1, recibe los fluidos provenientes de dos múltiples de producción, a donde llega el fluido de las diferentes troncales y consecuentemente de los diferentes pozos que las conforman; los volúmenes de ambos múltiples convergen en un punto y llegan a 3 tanques FWKO con una capacidad de 71.000 Bbls y 500.000 BFPD de manejo, posteriormente el fluido pasa a 2 *surge tanks* de 24.000 Bbls donde después de cuatro horas de residencia y un tratamiento químico se logra pasar del 97% al 35% del corte de agua. En estos dos tanques se drena el agua y se permite el paso del crudo hacia dos tanques de cabeza con una capacidad de 41.000 Bbls y un manejo de hasta 100.000 BFPD.

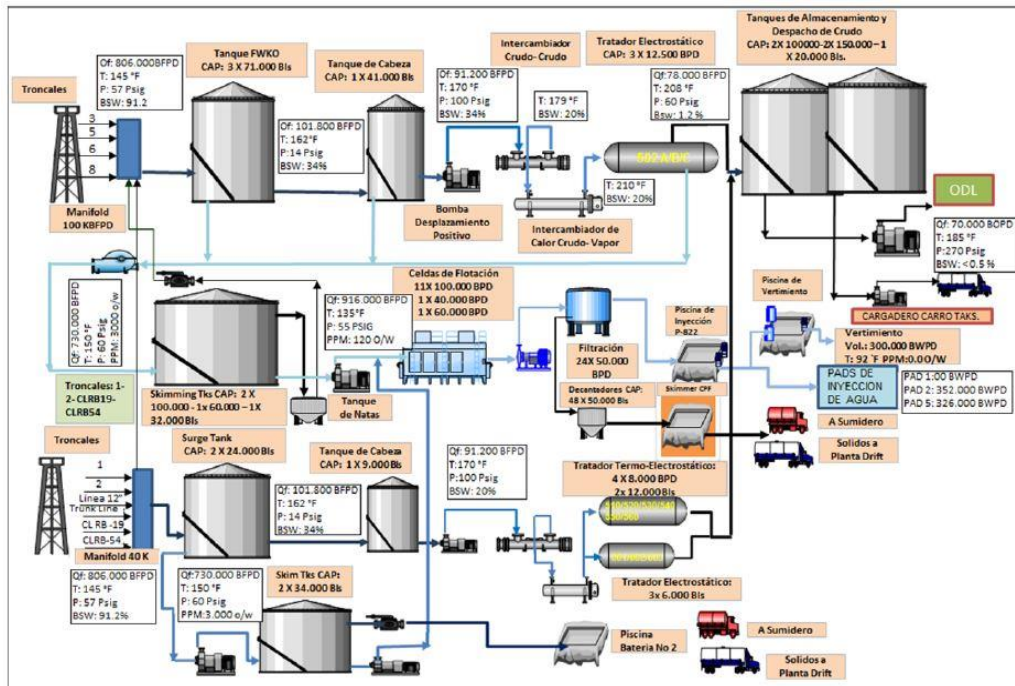
Después de los tanques de cabeza, se pasa el fluido hacia 12 tratadores térmicos y termoelectrostáticos donde continua reduciéndose el porcentaje de agua libre en la mezcla, hasta alcanzar un valor entre el 1 y el 1,5%. La temperatura de separación

se logra en intercambiadores de calor que logran temperaturas cercanas a los 210°F y disminuyen la carga eléctrica del equipo obteniendo un valor máximo de 1% de BS&W. Finalmente, el fluido se envía hacia los tanques de despacho donde se realiza la última parte del tratamiento para que este obtenga las especificaciones ambientales indicadas (máximo 0,5% de BS&W) y tras 8 horas de reposo está listo para la distribución.

Por su parte, el agua que se logra extraer de la mezcla producida inicialmente, se pasa a 6 tanques desnatadores que eliminan las trazas de aceite que quedaron y que están alrededor de las 3.000 ppm, esto mediante 13 trenes de tratamiento de agua, que contienen celdas de flotación que permiten que el agua que llega con una concentración de 300 ppm, salga con un valor de 50 a 100 ppm de grasas y aceites, cerca del 90% de las trazas de aceite que llegan inicialmente son eliminadas con el uso de cáscara de nuez. Finalmente el agua pasa a piscinas de aireación de donde se vierten al río Rubiales en una cantidad máxima de 300.000 BWPD. Los lodos y las grasas residuales del proceso de limpieza del agua se tratan y se disponen en áreas controladas.

La **Figura 6** esboza las facilidades del CPF1 de Campo Rubiales, al cual se conectan las troncales 3, 5, 6, 8, la línea de 12 pulgadas y la *Trunk Line*, el fluido recolectado de estas líneas llega a la facilidad con una presión de 30 psig.

Figura 6. Facilidad Central de Procesamiento de Campo Rubiales: CPF1.



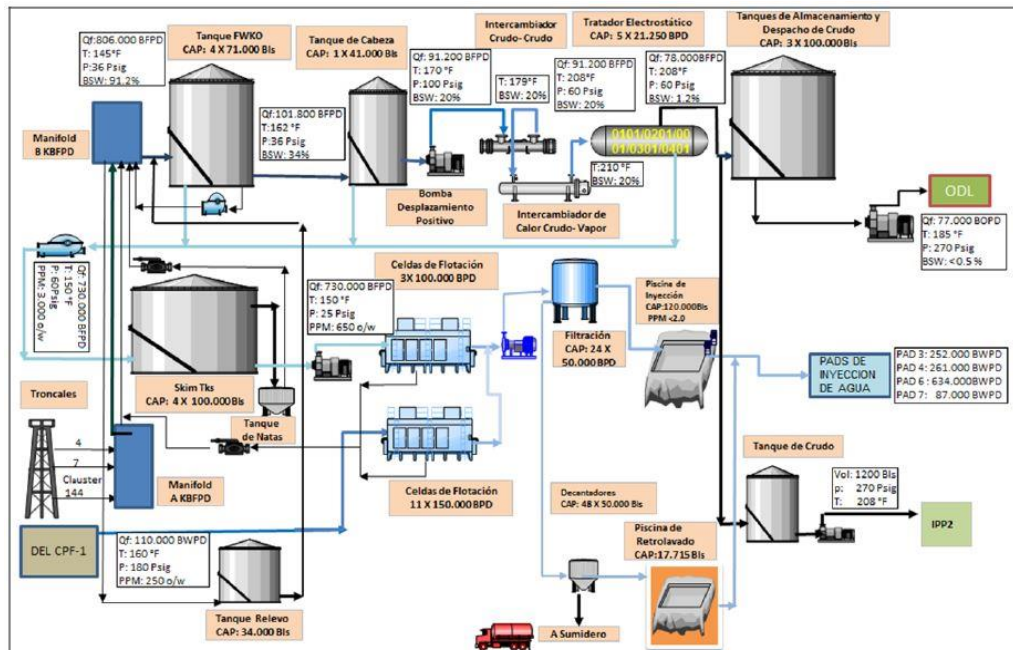
Fuente: VALOVIS, Samuel, *et al.* Plan de Desarrollo Campo Rubiales. Ecopetrol S.A., 2015.

El proceso al que se someten los fluidos en el CPF2 es bastante similar, el fluido de las troncales se recolecta en dos manifold de producción y se envía a los FWKO donde se elimina gran parte del agua contenida por la adición de químicos, posteriormente se envía a los *surge tank*, a los tanques de cabeza y en este caso se bombea hacia 5 tratadores termoelectrostáticos. Finalmente el crudo llega a los intercambiadores de calor y a los tanques de despacho con el 0,5% de agua permitida.

El proceso con el agua también se asemeja a lo que sucede en el CPF1, pero en este caso el fluido llega a cuatro tanques desnatadores para iniciar el retiro de las trazas de aceite y este tratamiento continua en 14 trenes de tratamiento de agua (11 con capacidad de 150.000 BWPD cada uno y los otros 3 con capacidad de 100.000 BWPD) que igualmente cuentan con celdas de flotación y cáscara de nuez para la remoción. A estos trenes llega una línea proveniente de la facilidad número uno, con emulsión de concentración similar y finalmente se dispone del fluido en las piscinas de aireación desde donde se toma el agua y se dirige a diferentes PAD's de inyección donde el agua se inyecta con determinadas tasas permitidas a presiones por debajo de los 1.700 psig.

En la **Figura 7** se muestra de manera esquemática la distribución de equipos en el CPF2, esta facilidad recolecta los caudales provenientes de las troncales 1, 2, 4, 7 y 10 y los recibe a una presión de 50 psig aproximadamente.

Figura 7. Facilidat Central de Procesamiento de Campo Rubiales: CPF2.



Fuente: VALOVIS, Samuel, *et al.* Plan de Desarrollo Campo Rubiales. Ecopetrol S.A., 2015.

Tras realizar la separación de los fluidos de producción y tratar el crudo en las facilidades, este se almacena en cuatro tanques, 3 con una capacidad de 100.000 Bbls y 1 de 34.000 Bbls, con el fin de despacharlo en última instancia hacia el oleoducto ODL.

2.2 POZOS ASOCIADOS

A lo largo de la troncal y de sus respectivas sub-troncales existen diferentes *clusters* que son los que aportan el fluido que, proveniente del subsuelo fluye a lo largo de la línea; estos *cluster* están conformados por diferentes pozos y con base en los trabajos de modelamiento integral que se llevan a cabo en este importante campo, es conveniente conocer la agrupación de los mismos. Así, de manera general, la Troncal 7 del campo cuenta con un total de 241 pozos asociados, de los cuales 162 están actualmente en continua operación; estos están distribuidos en un total de 38 *clusters*²⁴.

Por otro lado, con base en la estrategia de desarrollo que ha venido implementando Ecopetrol S.A. en los últimos años, en el campo se evidencia que si no todos, la mayoría de los *cluster* cuentan con un pozo vertical y varios horizontales o desviados. Así, en la troncal hay un total de 210 pozos horizontales, 1 pozo desviado y 30 pozos verticales. Cabe mencionar también que la troncal cuenta con una cantidad de 73 pozos que son denominados *infill*, estos hacen parte del total de pozos horizontales pero su radio de drenaje es menor, con la finalidad de favorecer los procedimientos de recobro. Cada uno de estos *cluster* con sus respectivos pozos se encuentran expuestos en el **ANEXO A**, donde adicionalmente se evidencian algunos datos propios de la construcción de los pozos y de su producción.

2.3 PERFIL TOPOGRÁFICO

Hoy en día, Ecopetrol S.A. cuenta con modelos integrados de subsuelo y superficie que requieren de este tipo de información para realizar los modelamientos pertinentes y adicionalmente, se está trabajando en su automatización para que la información se actualice de forma mecánica y tenga persistencia. Con base en esto, adicional a la información de pozos y *clusters* asociados a las líneas de flujo que se expuso anteriormente, también es valioso considerar el perfil topográfico.

El perfil topográfico de cualquier línea de flujo, tiene presentes los cambios de elevación que ésta puede llegar a tener y los cuales influyen notoriamente en las pérdidas de presión a lo largo del sistema ya que se dan cambios de energía al subir y bajar los fluidos. Las fluctuaciones de presión debido a estos cambios en la troncal y las sub-troncales están entre 90 y 175 psi.

²⁴ ECOPETROL S.A. Predictivos SLACOL – Agosto_2018_SUP. 2018, enero, 6. Ecopetrol S.A. [Base de datos]. Recuperado el 18 de febrero de 2019

Con la intención de exponer la elevación de las líneas a largo de su trayectoria, es de recordar que éstas tienen longitudes de 10.988, 12.541 y 6.833 metros (Troncal 7, Sub-Troncal 7A, Sub-Troncal 7C respectivamente) y que las tres se conectan al final con el CPF-2. En este apartado, se tendrán en cuenta la distancia entre los *clusters* que se encuentran a lo largo de la tubería; y los puntos de conexión de las líneas con los mismos, con la facilidad y entre las líneas de estudio.

La Troncal 7 inicia y 48 m después se encuentra conectado el *cluster* RB-272 con una elevación de 196,752 m, el recorrido finaliza en la segunda facilidad central que tiene una elevación de 186,2 m. A lo largo de la línea se encuentran elevaciones que varían entre un valor mínimo de 171,156 m y un valor máximo de 203,208 m. A lo largo de la troncal, se conectan las Sub-Troncales 7A y 7C en los puntos correspondientes a 6.028 m y 7.870 m, con elevaciones de 189,099 m y 191,42 m respectivamente. La información de longitudes y elevaciones de la Troncal 7 se sintetiza en el **Cuadro 7**.

Cuadro 7. Perfil topográfico de la Troncal 7 de Campo Rubiales.

Troncal 7			
Elevación de la tubería (m)	Longitud de línea (m)	Punto de conexión con la troncal (m)	Conexión
201,96		0	
196,752	139,00	48	<i>Cluster</i> RB-272
197,338	1.255,00	173	<i>Cluster</i> RB-221
196,065	400,00	1.039	<i>Cluster</i> RB-222
192,42	175,00	1.345	<i>Cluster</i> RB-275
195,384	950,00	1.650	<i>Cluster</i> RB-150
194,74	1.151,00	1.880	<i>Cluster</i> RB-152
190,596	272,00	2.420	<i>Cluster</i> RB-269
190,596	46,00	2.420	<i>Cluster</i> RB-151
194,802	206,00	2.729	<i>Cluster</i> RB-149
182,937	1.702,70	3.395	<i>Cluster</i> RB-52
180,016	270,82	4.166	<i>Cluster</i> RB-271
189,965	556,00	5.632	<i>Cluster</i> RB-118
190,846	44,00	5.808	<i>Cluster</i> RB-165
190,846	780,00	5.808	<i>Cluster</i> RB-281
189,099	12.541	6.028	Sub-troncal 7A
186,073	247,00	6.484	<i>Cluster</i> RB-219
177,2	69,00	7.458	<i>Cluster</i> RB-117
191,42	6.833	7.870	Sub-troncal 7C
179,46	892,00	8.968	<i>Cluster</i> RB-91
184,902	218,00	9.705	<i>Cluster</i> RB-112
186,2		10.988	Facilidad Central - CPF2

Fuente: elaboración propia, con base en: ECOPEPETROL S.A. Información troncales V13. 2010, diciembre, 27. Ecopetrol S.A. [Base de datos]. Recuperado el 5 de abril de 2019.

Por su parte, la Sub-Troncal 7A inicia y 7 m después se encuentra conectado el *cluster* RB-553 con una elevación de 159,0 m. El recorrido finaliza en la segunda

facilidad central, y hay que mencionar que a lo largo del mismo se encuentran elevaciones que varían entre un valor mínimo de 159,0 m y un valor máximo de 208,5 m. La información de longitudes y elevaciones de la línea 7A se sintetiza en el **Cuadro 8**.

Cuadro 8. Perfil topográfico de la Sub-Troncal 7A de Campo Rubiales.

Sub-Troncal 7A			
Elevación de la tubería (m)	Longitud de línea (m)	Punto de conexión con la troncal (m)	Conexión
183,5		0	
159,0	657,00	7	Cluster RB-553
184,0	608,00	16	Cluster RB-453
171,0	1.250,00	23	Cluster RB-718
187,3	380,00	785	Cluster RB-454
177,2	100,00	2.275	Cluster RB-360
181,8	90,00	2.487	Cluster RB-721
166,7	1.687,00	4.192	Cluster RB-277
166,0	760,00	4.244	Cluster RB-278
186,2		12.541	Facilidad Central - CPF2

Fuente: elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A. Información troncales V13. 2010, diciembre, 27. Ecopetrol S.A. [Base de datos]. Recuperado el 5 de abril de 2019.

Finalmente, la Sub-Troncal 7C inicia y 2 m después se encuentra conectado el *cluster* RB-637 con una elevación de 191,0 m. El recorrido finaliza en la segunda facilidad central, pero es de mencionar que a lo largo del mismo se encuentran elevaciones que varían entre un valor de 159,6 m y un valor máximo de 203,3 m. La información de longitudes y elevaciones de la línea 7C se sintetiza en el **Cuadro 9**

Cuadro 9. Perfil topográfico de la Sub-Troncal 7C de Campo Rubiales.

Sub-Troncal 7C			
Elevación de la tubería (m)	Longitud de línea (m)	Punto de conexión con la troncal (m)	Conexión
190,8		0	
191,0	543,00	2	Cluster RB-637
161,9	481,00	17	Cluster RB-554
161,9	1.111,00	32	Cluster RB-563
198,0	1.280,00	146	Cluster RB-224
191,8	27,00	1.652	Cluster RB-244
186,9	1.547,00	3.478	Cluster RB-621
187,0	607,00	3.938	Cluster RB-524
200,2	2.182,00	5.188	Cluster RB-397
202,6	808,00	5.224	Cluster RB-370
195,1	175,00	5.357	Cluster RB-88
186,2		6.833	Facilidad Central - CPF2

Fuente: elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A. Información troncales V13. 2010, diciembre, 27. Ecopetrol S.A. [Base de datos]. Recuperado el 5 de abril de 2019.

3. ESTRATEGIA DE DESARROLLO Y COMPLETAMIENTO DE POZOS DEL CAMPO

Completamiento se refiere a “El diseño, selección e instalación de tubulares, herramientas y equipos en un pozo con el propósito de converger, bombear y controlar la producción o inyección de fluidos”²⁵, esta definición se aplica teniendo en cuenta las condiciones de operación y de los fluidos de cada pozo.

Según la energía con la que cuenta el yacimiento, el completamiento puede catalogarse como natural o con métodos artificiales. En el primer caso, el yacimiento es capaz de producir sin asistencia y el completamiento no requiere de instalaciones de bombeo, sin embargo, sí se requieren trabajos de ingeniería y diseño ya que debe garantizarse una apropiada comunicación entre el yacimiento y la superficie, siempre atendiendo a los requerimientos especiales que tenga el pozo como migración de finos, cambios de temperatura y presión, presencia de zonas ladronas, etc. En el segundo caso, se encuentran los completamientos que utilizan mecanismos artificiales de bombeo para contribuir a la producción de los fluidos que requieren de la instalación de componentes de fondo y superficie complejos, cuya selección depende de diversos factores que serán detallados posteriormente.

Tan pronto se perforan los pozos y se comprueba su viabilidad económica, debe garantizarse el completamiento de estos para obtener procesos de producción que sean seguros, eficientes y rentables. Algunos de los factores más importantes a tener en cuenta para definir el tipo de completamiento son: el índice de productividad, las reservas existentes, las características de la formación y sus fluidos, el mecanismo de producción asociado al yacimiento, la producción de arena y los aspectos económicos, también es importante incluir un análisis a futuro del pozo teniendo en cuenta la posibilidad de aplicar estimulaciones o algún método de recuperación²⁶ ya sea secundaria o terciaria.

A partir de lo anterior, en Campo Rubiales se tiene un diseño de pozos tipo para completamiento y método de producción, este diseño hace parte de la estrategia de desarrollo del Activo y se caracteriza principalmente por contar con la instalación de Sistemas de Levantamiento Artificial (SLA) para facilitar la extracción; los sistemas presentes en el campo son Bombeo Electrosumergible (ESP), y Bombeo de Cavidades Progresivas (PCP). Adicionalmente, como parte del completamiento, en Rubiales los pozos pueden tener hueco abierto o revestido en algunos casos y pueden contar además con la instalación de un mecanismo de control de arenas

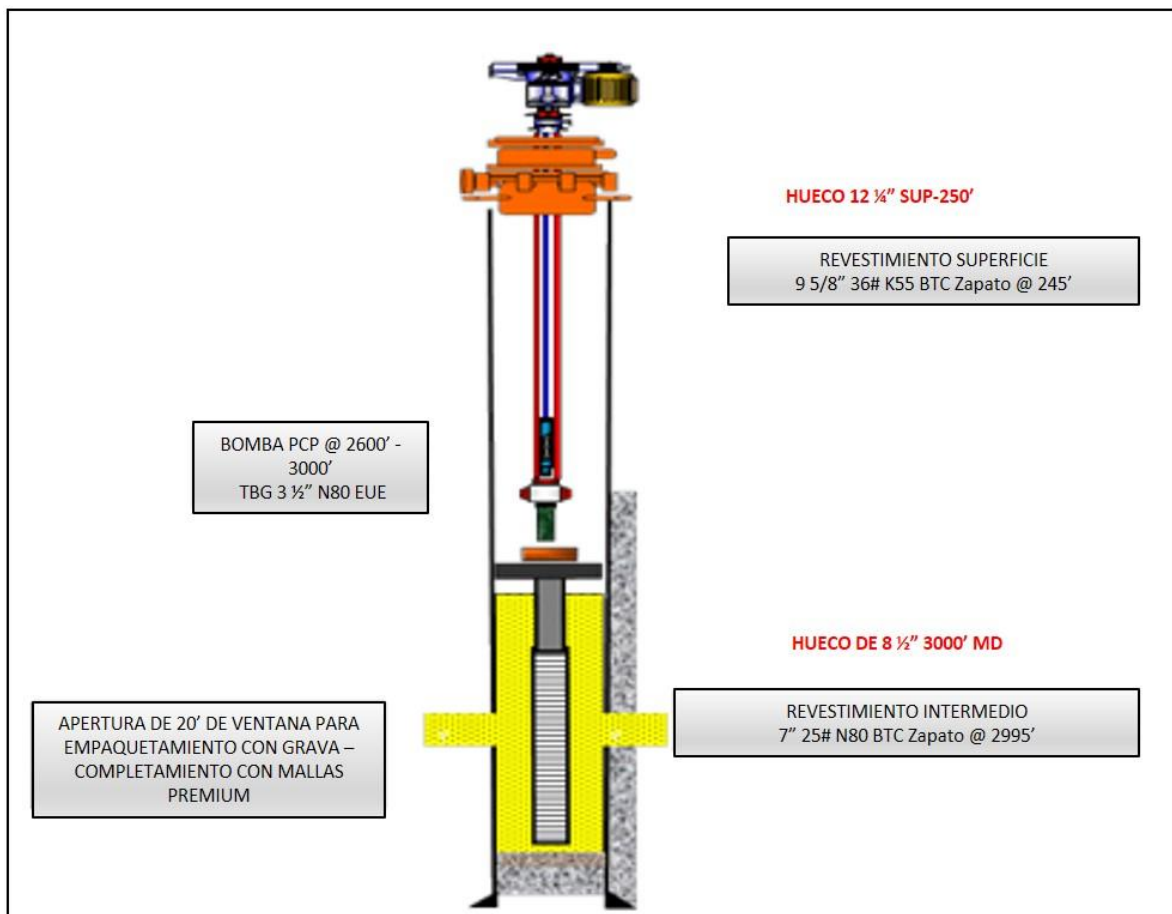
²⁵ LEAL, T. Manual de completación. [En línea]. Schlumberger, 2003. [Citado el 18 de marzo de 2019]. Disponible en: <https://issuu.com/eduardo.arias108/docs/manualcompletacinschlumberger-14052>

²⁶ ARIAS, Laura Cecilia y CEDIEL, Katherine. Análisis Nodal de los pozos asociados a la troncal 2 de Campo Rubiales. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería. Programa de Ingeniería de Petróleos, 2011. 303 p.

pues en el campo se da una significativa producción de finos ya que se tienen arenas poco consolidadas.

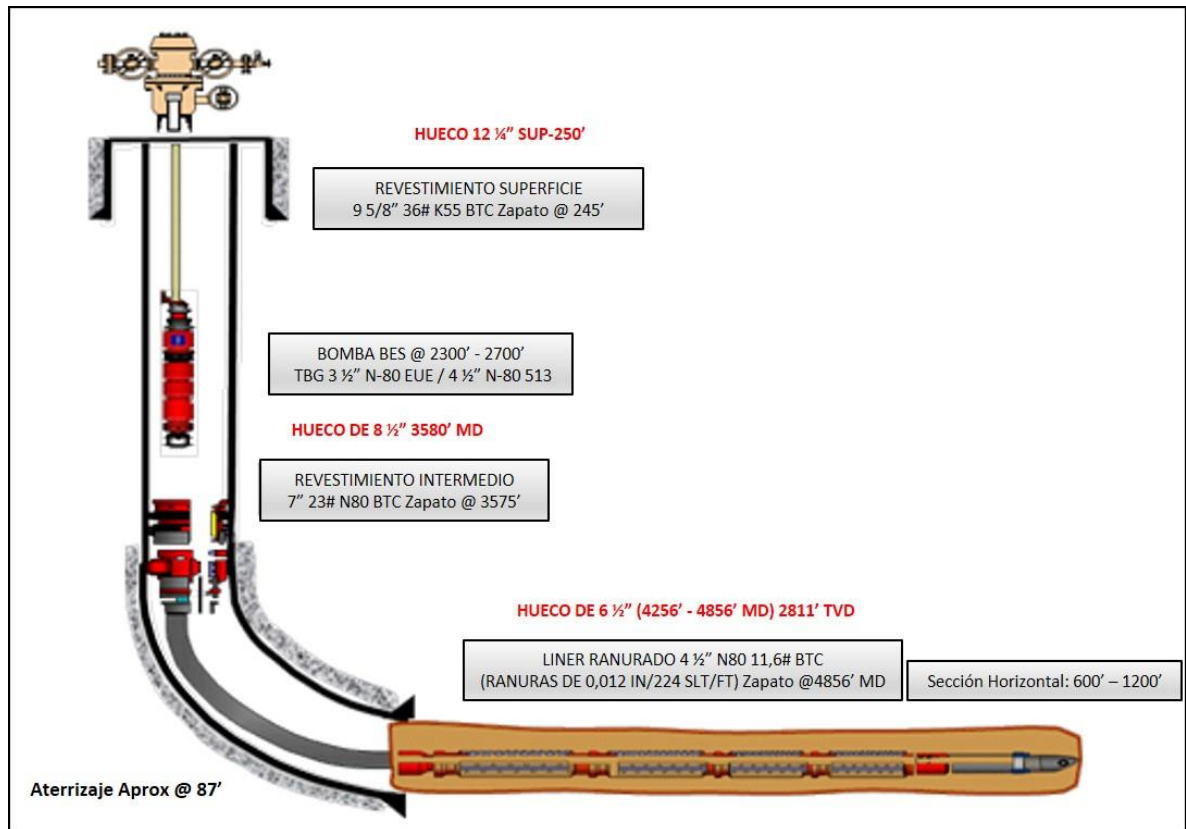
Más específicamente, puede decirse que los pozos verticales suelen completarse con un sistema PCP como método de producción y como mecanismo de control de arena, cuentan con una ventana ensanchada con *Gravel Pack* como se muestra en la **Figura 8**, mientras que los pozos horizontales se completan con un sistema ESP y con un *liner* ranurado para el control de sólidos como en la **Figura 9**. En ambos casos, se busca facilitar la extracción de los fluidos y como ya se mencionó evitar la producción de arena.

Figura 8. Estado mecánico para un pozo productor vertical tipo en Campo Rubiales.



Fuente: ECOPETROL S.A. Estado mecánico para un pozo vertical de Campo Rubiales [imagen digital].

Figura 9. Estado mecánico de un pozo productor horizontal tipo en Campo Rubiales.



Fuente: ECOPETROL S.A. Estado mecánico para un pozo horizontal de Campo Rubiales [imagen digital].

En este capítulo se expondrán con detalle las características de los completamientos típicos de los pozos del campo, su selección y el consumo energético demandado por estos.

3.1 SELECCIÓN DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO

Basados en la estrategia de desarrollo de los campos, Ecopetrol S.A. cuenta con una matriz que permite determinar o validar técnicamente el sistema óptimo a instalar en los diferentes pozos, acorde con la estrategia de desarrollo de los activos; dicha matriz se basa en los parámetros operacionales de cada uno de los sistemas y las condiciones a las que se enfrenta cada uno de los pozos y que deben ser tenidas en cuenta para obtener una producción óptima.

Los principales factores que se tienen cuenta para la selección son el número de pozos por locación, caudal de producción, profundidad de asentamiento de la bomba, diámetro del *casing*, inclinación del pozo, temperatura en fondo de pozo (BHT), presión de entrada a la bomba (PIP), tipo de completamiento, corte de agua,

gravedad API, cantidad de arena, relación gas-líquido (GLR) y, propiedades y características del fluido. De esta matriz se hablará con mayor detalle en la siguiente sección.

3.1.1 Matriz de selección SLA. La selección de un tipo de levantamiento artificial debe considerar un gran número de factores propios del yacimiento, de las formaciones y los fluidos asociados y del objetivo que se espera alcanzar con el pozo. Con base en los diferentes parámetros, en un mismo pozo puede considerarse viable más de un sistema de extracción y es en ese momento donde cobra un papel importante la toma de decisiones que permitan establecer un equilibrio entre el ajuste de un equipo a las necesidades que se presenten, la eficiencia operacional de este y la viabilidad económica que ofrezca.

Ahora bien, con el fin de lograr este objetivo y alineado con los objetivos de Ecopetrol S.A., se cuenta con un Formato de Selección del Sistema de Levantamiento Artificial, que facilita la toma de decisiones. En este formato se incluye una gran variedad de parámetros que es necesario tener en cuenta en el momento previo a la construcción de un pozo. La matriz se divide en cinco grandes secciones o grupos, dentro de los cuales se tienen las diferentes condiciones a evaluar y las cuales a su vez cuentan con una especificación que se refiere al valor que se tiene de cada condición para el pozo en cuestión, así como se mostrará y detallará a continuación²⁷:

3.1.1.1 Parámetros evaluados en la matriz de selección. Como se evidencia en el **Cuadro 10**, el primer grupo de condiciones a evaluar corresponde a las características propias del yacimiento, del campo, de la producción y del mismo pozo.

²⁷ ECOPETROL S.A. Formato Selección del Sistema de Levantamiento Artificial. 2017, julio 12. Ecopetrol S.A. Gerencia General de Perforación y Completamiento. [Base de datos]. Recuperado el 15 de marzo de 2019.

Cuadro 10.Matriz Genérica para la selección del sistema de Levantamiento Artificial. Grupo: Yacimiento-Campo-Producción-Pozo.

Grupo	Condición	Especificación
Yacimiento - Campo - Producción - Pozo	Numero de pozos por locación	1
		2 a 7
		>7
	Caudal de producción	<200 BFPD
		200 a 500 BFPD
		500 a 1000 BFPD
		1000 a 3000 BFPD
		>3000 BFPD
	Profundidad de asentamiento (TVD)	<4000 ft
		4000 a 6000 ft
		6000 a 8000 ft
		>8000 ft
	Diámetro de Casing	4 1/2
		5 1/2
		7
		>=9 5/8
	Inclinación del pozo	Vertical < 10°
		10° < Desviado < 40°
		40° < Desviado < 80°
		80° < Horizontal < 90°
	Dogleg (RIH)	<3° / 100 ft
		3 a 6° / 100 ft
		6 a 10° / 100 ft
		>10° / 100 ft
Temperatura fondo de pozo	<220°F	
	220°F a 320°F	
	>320°F	
Presión de Entrada a la Bomba	<10 psi	
	10 psi a 30 psi	
	>30 psi	
Intake de la bomba	Arriba de perforados	
	Debajo de Perforados	
Compleatamiento	Simple	
	Dual o Múltiple	
Recobro	Primario	
	Secundario	
	Terciario	

Fuente: ECOPETROL S.A. Formato Selección del Sistema de Levantamiento Artificial. 2017, julio 12. Ecopetrol S.A. Gerencia General de Perforación y Completamiento. [Base de datos]. Recuperado el 15 de marzo de 2019.

Los parámetros que se evalúan en este grupo son:

- **Número de pozos por locación:** evalúa el número de pozos que están o estarán construidos en una misma locación para analizar la restricción de espacio en superficie. Esta condición tiene tres especificaciones ya establecidas, para cuando hay un solo pozo en la locación (1), cuando hay entre dos y siete (2 a 7) y cuando hay más de siete pozos (>7).

Para Campo Rubiales, generalmente el número de pozos que hay en una locación o *cluster* varía entre dos y siete por lo cual la matriz se evalúa con base en el segundo ítem (2 a 7)

- **Caudal de producción:** es el caudal de fluido (agua y aceite) que se espera producir pues es fundamental tener claridad de que cada SLA tiene sus limitantes en términos de caudal. Las especificaciones ya establecidas para esta condición son: caudal menor a 200 BFPD, caudal de 200 a 500 BFPD, caudal de 500 a 1.000 BFPD, caudal de 1.000 a 3.000 BFPD y caudal mayor a los 3.000 BFD.

Campo Rubiales está catalogado como un campo gigante²⁸ por su significativa producción de fluidos y es por esto que cuando se utiliza la matriz para un pozo del campo, para esta condición deberá seleccionarse un caudal de producción mayor a los 3.000 BFPD (>3.000 BFPD) pues la mayoría de los sistemas cumplen esta condición en Rubiales.

- **Profundidad de asentamiento (TVD):** como su nombre bien lo dice se refiere a la profundidad a la cual se ha de establecer o colocar la bomba que se instale en el pozo para que esta actúe lo más eficiente posible. Las especificaciones de profundidad ya establecidas son: menor a 4.000 pies de profundidad (<4.000ft), de 4.000 a 6.000 pies (4.000 a 6.000 ft), de 6.000 a 8.000 pies (6.000 a 8.000 ft) y mayores a los 8.000 pies de profundidad (>8.000 ft).

La selección de este dato bien sea para un pozo perforado en Campo Rubiales o en cualquier otro campo dependerá del estado mecánico del pozo donde debe hacerse claridad de la profundidad a la cual se espera instalar el equipo de fondo.

- **Diámetro de Casing:** el tamaño del *casing* o revestimiento que se vaya a utilizar puede limitar la operación de alguno de los SLA. Este dato también dependerá de si el pozo es o no nuevo, e igualmente de si el *casing* a instalar se espera que sea nuevo o si se espera hacer uso del material que está disponible en campo. El valor que aquí se incluye corresponde al diámetro del *casing* que se tendrá a la profundidad en que esté asentada la bomba.

Los diámetros de *casing* que pueden ser evaluados según esta matriz son de: 4 ½", 5 ½", 7" y mayores o iguales 9 5/8" de diámetro externo. Al igual que en la condición anterior, para este caso también debe tenerse como referencia el estado mecánico del pozo en cuestión.

- **Inclinación del pozo:** se refiere a la desviación del pozo respecto a la vertical, puntualmente al grado de desviación del pozo a la profundidad de asentamiento

²⁸ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Op. Cit., p.1

de la bomba. Puede evaluarse para pozos verticales con una desviación menor a los 10° (Vertical $<10^\circ$), para pozos desviados con inclinación entre los 10° y los 40° ($10^\circ < \text{Desviado} < 40^\circ$) o entre 40° y 80° ($40^\circ < \text{Desviado} < 80^\circ$) y para pozos horizontales cuya inclinación es de hasta 90° ($80^\circ < \text{Horizontal} < 90^\circ$).

En el caso de Campo Rubiales, aunque existen pozos verticales y desviados, la mayoría de ellos son horizontales por lo que al hacer uso de la matriz se deberá tener en cuenta una inclinación entre los 80° y los 90° .

- **Dogleg (RIH):** el DLS se refiere a la curvatura del pozo teniendo en cuenta tanto la inclinación como la dirección, nos da el dato de que tanto se desvía el pozo respecto a la vertical en un intervalo de 100 pies. Este valor debe ser lo más pequeño posible para evitar problemas como pega de tubería o desgaste en herramientas. En la matriz se coloca el DLS teniendo como referencia el más alto por el cuál debe pasar la bomba en su corrida RIH, es decir, cuando ésta está entrando al pozo.

Los valores establecidos para el análisis del *Dogleg* teniendo en cuenta el segmento de 100 pies son: 3° o menos ($<3^\circ/100 \text{ ft}$), de 3° a 6° ($3^\circ \text{ a } 6^\circ/100 \text{ ft}$), de 6° a 10° ($6^\circ \text{ a } 10^\circ/100 \text{ ft}$) y valores mayores a los 10° ($>10^\circ/100 \text{ ft}$). Siendo el primer o el segundo valor los que por lo general se aplican a los pozos construidos en Rubiales.

- **Temperatura fondo de pozo (BHT):** es fundamental conocer la temperatura con la que se estima trabajar en fondo pues las excesivas temperaturas representan un limitante para algunos SLA. El valor que se incluye en la matriz se refiere a la temperatura de los fluidos al nivel de la profundidad de asentamiento de la bomba.

Las especificaciones establecidas para esta condición son: temperatura menor a los 220°F ($<220^\circ\text{F}$), entre 220°F y 320°F ($220^\circ\text{F} \text{ a } 320^\circ\text{F}$) y superior a los 320°F ($>320^\circ\text{F}$). Para el caso de Rubiales se toma en cuenta la primera especificación pues las temperaturas en fondo oscilan alrededor de los 160°F .

- **Presión de entrada a la bomba:** este es un parámetro que es importante saber para poder tener conocimiento de las caídas de presión iniciales en el sistema y para identificar la presión con la que los fluidos ingresaran a la bomba. Hace referencia a la presión fluyente al nivel de la bomba. Este dato puede ser menor a 10 psi ($<10 \text{ psi}$), estar entre 10 y 30 psi ($10 \text{ psi} \text{ a } 30 \text{ psi}$) o superar los 30 psi ($>30 \text{ psi}$).

Este es otro de los datos que puntualmente dependerá del estado mecánico del pozo en cuestión ya sea para Rubiales o cualquier otro campo.

- **Intake de la bomba:** hace referencia a la posibilidad de refrigeración que tendrá el equipo de fondo del SLA por movimiento de fluidos. Si el conjunto de subsuelo está asentado por arriba de al menos una sección de perforados se debe seleccionar la opción 'arriba de perforados', de no ser así se seleccionará la segunda opción, 'debajo de perforados'. Este dato dependerá del estado mecánico.
- **Completamiento:** esta casilla arrojará información sobre la posibilidad de instalar dos o más equipos del mismo tipo de SLA en un mismo pozo. Si es posible, se dice que se tiene un completamiento 'dual o múltiple', de lo contrario el completamiento a elegir será 'simple'.

En Campo Rubiales el completamiento de los pozos cumple con las condiciones propias de un completamiento simple.

- **Recobro:** hace referencia a la etapa de producción en la que se requiere una operación eficiente del SLA, es decir, se considerará en que momento de su vida se encuentra el pozo para saber si el SLA a instalar está en la capacidad de suplir la energía del yacimiento cuando el pozo está produciendo mediante un método de recuperación 'primario', 'secundario' o 'terciario'.

A la fecha, en Campo Rubiales el mecanismo de recuperación del yacimiento y por consiguiente de los pozos, es un mecanismo de producción primaria.

Continuando con la descripción de la matriz de selección de pozos se tiene las condiciones propias de los fluidos. Con base en esto y como se muestra en el **Cuadro 11**, el segundo grupo de parámetros que se evalúa es 'propiedades de los fluidos' y toma en cuenta:

Cuadro 11.Matriz Genérica para la selección del sistema de Levantamiento Artificial. Grupo: Propiedades de los fluidos.

Propiedades de los fluidos	Corte de agua	0% a 25%
		25% a 80%
		80% a 100%
	Gravedad API	<15 °API
		15 a 25 °API
		>25 °API
	Fluido corrosivo	Si
		No
	Arena abrasiva	<100 ppm
		100 a 1000 ppm
		>1000 ppm
	GLR	<500 scf/stb
		500 a 2000 scf/stb
		>2000 scf/stb
	Contaminantes	Ninguno
		Scale / Parafina / Asfaltenos
	Tratamiento Químico	Ninguno
		Inhibidor de Incrustación / Corrosión
Solventes		
Acidos		

Fuente: ECOPETROL S.A. Formato Selección del Sistema de Levantamiento Artificial. 2017, julio 12. Ecopetrol S.A. Gerencia General de Perforación y Completamiento. [Base de datos]. Recuperado el 15 de marzo de 2019.

- **Corte de agua:** hace referencia a la relación de agua que se produce respecto a la cantidad total de fluidos. Sin embargo, en la metodología se refiere a la forma en que un sistema puede trabajar eficientemente a varios cortes de agua pues algunos SLA se ven limitados o beneficiados por la excesiva producción de agua.

Los rangos que se pueden evaluar van de 0% a 25%, de 25% a 80% y de 80% a 100%. Un pozo que produce fluidos en Rubiales maneja un corte de agua que varía entre el 95 y el 97% por lo cual se especifica la tercera condición (80% a 100%).

- **Gravedad API:** uno de los factores más importantes a tener en cuenta a la hora de decidir instalar cualquier SLA es el tipo de petróleo que haya en el subsuelo y este puede clasificarse con base en la densidad relativa del fluido. Teniendo como referencia la escala desarrollada por el *American Petroleum Institute* se tienen 3 especificaciones dadas para esta condición y que responden a crudos que se encuentran, por debajo de los 15° (<15 °API), entre los 15 y los 25° (15 a 25 °API) y por encima de los 25° (>25 °API).

En otras palabras, esta condición se refiere a la capacidad que tendrá el SLA de trabajar de manera eficiente con cierto tipo de fluido. Como se ha mencionado en capítulos anteriores, el crudo que hay en Campo Rubiales es un crudo muy pesado (12,8 °API) por lo cual en la matriz de selección deberá ser seleccionada la primera opción establecida (<15 °API).

- **Fluido corrosivo:** se espera conocer la composición de los fluidos a extraer del pozo, para determinar la presencia de agentes corrosivos que puedan afectar mecánicamente la instalación de fondo pues hay algunos SLA que pueden manejar mejor este aspecto. Con base en esto, un fluido puede o no tener presencia de agentes corrosivos por lo cual las opciones que se especifican en la matriz son 'sí' o 'no'.

Puntualmente, el fluido que se encuentra en Campo Rubiales no tiene presencia de agentes corrosivos.

- **Arena abrasiva:** al igual que los agentes corrosivos, la presencia de arena abrasiva puede ocasionar fallas en los equipos del sistema por lo cual deberá manejarse de la forma más adecuada posible ya que algunos SLA se pueden ver más afectados que otros cuando deben trabajar bajo estas condiciones.

La presencia de arena abrasiva en el proceso de producción se mide en ppm y puede clasificarse en cantidades menores a 100 (<100 ppm), entre 100 y 1.000 (100 a 1.000 ppm) y mayores a 1.000 (>1.000 ppm). La producción de arenas abrasivas en el campo de estudio no es significativa por lo cual se especifica un valor menor a 100 ppm, esto se debe a que aunque la formación es no consolidada, se instalan mecanismos de control de arena para evitar su producción.

- **GLR:** hace parte de la importancia que tiene conocer los fluidos que se tienen en el pozo para poderlos manejar de forma acertada. Este parámetro se refiere a la presencia de gas que hay en el pozo y determina la habilidad que tiene un SLA para trabajar en un pozo que produce este tipo de fluidos.

Es importante tener claridad de que la condición que se evalúa es presencia de gas durante la producción, en relación con la cantidad de fluido total que se tenga, por lo que no es lo mismo que el GOR (relación de gas respecto al aceite producido).

Campo Rubiales es un campo cuya presencia de gas oscila alrededor de los 5 SCF/STB por lo que el dato que se ajusta a este es el de la relación menor a 500 (<500 SCF/STB) pero en otros campos esta relación puede aumentar por lo que las opciones a elegir son: <500 SCF/STB, 500 a 2.000 SCF/STB y >2.000 SCF/STB.

- **Contaminantes:** hace parte de la caracterización de los fluidos y de la importancia que tiene conocer los mismos para su correcto manejo pues los SLA pueden verse afectados en términos de eficiencia por la presencia de estos componentes. Los contaminantes presentes en el fluido pueden ser *scale*, parafina o asfáltenos o por el contrario puede que no haya ninguno de estos como es el caso de Rubiales.
- **Tratamiento químico:** esta condición permite evaluar si se espera incluir algún tipo de tratamiento químico durante la operación y es importante tenerlo en cuenta pues los químicos afectan los materiales con los que están hechos los equipos. La química que puede adicionarse es: inhibidor de incrustación/corrosión, solventes, y ácidos. Sin embargo, también existe la posibilidad de que no sea necesario aplicar ninguno de los anteriores como en el caso de Rubiales.

Posterior a la caracterización de los fluidos, deben considerarse algunas condiciones relacionadas con la instalación de superficie, como son las que se muestran en el **Cuadro 12**.

Cuadro 12.Matriz Genérica para la selección del sistema de Levantamiento Artificial. Grupo: Superficie

Superficie	Locación	Onshore
		Offshore
		Acceso restringido
	Potencia del sistema	Red eléctrica
		Generación propia del pozo (GAS)
		Motor Diesel
	Cárcamo	Si
		No

Fuente: ECOPETROL S.A. Formato Selección del Sistema de Levantamiento Artificial. 2017, julio 12. Ecopetrol S.A. Gerencia General de Perforación y Completamiento. [Base de datos]. Recuperado el 15 de marzo de 2019.

Los parámetros que se evalúan en este grupo son:

- **Locación:** este se refiere al tipo de instalación al que deben ajustarse los equipos. Una locación puede ser: '*onshore*' cuando la instalación se hace en tierra, '*offshore*' cuando las instalaciones se hacen costa afuera en plataformas petroleras, o de 'acceso restringido' cuando las instalaciones están en zonas de difícil acceso o con problemas de orden público. Siendo la primera opción la que se ajusta a Campo Rubiales.

- **Potencia del sistema:** se refiere a la fuente de energía que dispone un pozo para el funcionamiento del SLA y del mismo. En este orden de ideas, los pozos pueden ser energizados mediante ‘red eléctrica’ como en el caso de Rubiales, con ‘generación propia del pozo (gas)’ o con el uso de un ‘motor diesel’.
- **Cárcamo:** hace referencia a la presencia del contrapozo y debe tenerse en cuenta para considerar restricciones por espacio a la hora de instalar cualquier SLA. Con base en esto, las especificaciones a elegir para esta condición son ‘sí’ o ‘no’ y en el caso de Campo Rubiales se selecciona la primera pues los pozos cuentan con la presencia de un contrapozo.

Otra categoría que es importante analizar es la que se muestra en el **Cuadro 13**, ya que corresponde a las características propias del sistema que se planea instalar y la cual evalúa los siguientes parámetros:

Cuadro 13. Matriz Genérica para la selección del sistema de Levantamiento Artificial. Grupo: Sistema

Sistema	Run Life	>1100 días
		365 a 1100 días
		0 a 365 días
	Mantenimiento	Mtto de Superficie
	Instalación - Field Service	Instalación (Facilidad)
Operatividad	Facilidad de Operación	

Fuente: ECOPETROL S.A. Formato Selección del Sistema de Levantamiento Artificial. 2017, julio 12. Ecopetrol S.A. Gerencia General de Perforación y Completamiento. [Base de datos]. Recuperado el 15 de marzo de 2019.

- **Run life:** o vida útil, se refiere al tiempo de duración efectiva que se espera que tenga un equipo, es decir, al periodo de servicio y operatividad que este ofrezca hasta su falla. Este valor se da en días y generalmente es proporcionado por el fabricante del equipo teniendo en cuenta las condiciones bajo las cuales funcionará el mismo pues en todos los casos de aplicación este puede variar. La matriz permite evaluar los rangos: 0 a 365 días, 365 a 1.100 días y un tiempo superior a los 1.100 días (>1.100 días), siendo este último rango aquel que se aplica en Campo Rubiales.
- **Mantenimiento:** esta casilla se refiere al nivel de simplicidad y facilidad que comparado con otros SLA, proporciona la instalación para hacer un mantenimiento periódico en superficie. La única especificación de esta condición responde a: Mantenimiento de superficie.

- **Instalación – Field Service:** es la facilidad que se tiene de poder instalar el sistema en comparación con otros SLA. La única especificación de esta condición responde a: Instalación (Facilidad).
- **Operatividad:** capacidad que ofrece el sistema de operar eficientemente en determinada aplicación en comparación con otros SLA. La única especificación de esta condición responde a: Facilidad de Operación.

Finalmente, se tiene el grupo de ‘inversión y costos’ que es importante estudiar pues el factor económico es fundamental a la hora de tomar decisiones respecto a la producción de los campos petrolíferos. Como se evidencia en el **Cuadro 14**, este grupo toma en cuenta las condiciones:

Cuadro 14.Matriz Genérica para la selección del sistema de Levantamiento Artificial. Grupo: Inversión y costos

Inversión y Costos	Inversión Inicial de Capital	Inversión Inicial
	Costo de Mtto	Superficie
	Costo de Mtto	Fondo
	Tiempo de intervención	Producción Diferida
	Eficiencia	Eficiencia Energética

Fuente: ECOPETROL S.A. Formato Selección del Sistema de Levantamiento Artificial. 2017, julio 12. Ecopetrol S.A. Gerencia General de Perforación y Completamiento. [Base de datos]. Recuperado el 15 de marzo de 2019.

- **Inversión inicial de capital:** se refiere al valor de la inversión inicial que se requiere para poder contar con el sistema y cómo este valor es o no rentable frente a otros sistemas de levantamiento.
- **Costo de mantenimiento:** además de la inversión inicial, deben tenerse en cuenta los costos referentes al mantenimiento que deba aplicarse a los equipos durante su vida útil. Estos costos varían dependiendo del SLA y es precisamente esto lo que debe evaluarse, cuál de los sistemas ofrece una mayor rentabilidad a futuro.

Los costos de mantenimiento de los sistemas deben considerarse tanto a nivel de superficie como en fondo.

- **Tiempo de intervención:** se refiere a la producción diferida, es la duración de las intervenciones a las que se puede someter el sistema. Toma en cuenta el tiempo de espera para intervenir el SLA y el tiempo de intervención del pozo comparándolo con los demás SLA.
- **Eficiencia:** evalúa la eficiencia energética que ofrece el SLA comparado con los otros sistemas.

3.1.1.2 Metodología aplicada en la matriz de selección. Con base en las condiciones de yacimiento, campo, producción, pozo, fluidos, superficie, sistema y costos explicados anteriormente y sus respectivas especificaciones, se selecciona el valor que más se acerque a la aplicación puntual para la cual se espera implementar el SLA.

A las diferentes especificaciones, se les asigna una ponderación por peso (%) dependiendo de la importancia que tengan en la selección del SLA y adicionalmente, la matriz cuenta con una columna para cada uno de los SLA, donde automáticamente para cada especificación se les asigna una calificación que se mueve dentro de un rango de 1 a 4. La definición de los valores de calificación de las especificaciones es²⁹:

- **1** – La especificación de la condición evaluada afecta enormemente el desempeño o la viabilidad técnica y/o económica del Sistema de Levantamiento Artificial calificado. Sistema no recomendado.
- **2** – La especificación de la condición evaluada hace que el Sistema de Levantamiento Artificial calificado tenga un bajo desempeño o viabilidad técnica y/o económica. Se sugiere la evaluación de datos y opciones técnicas en el sistema.
- **3** – La especificación de la condición evaluada hace que el Sistema de Levantamiento Artificial calificado tenga un buen desempeño o viabilidad técnica y/o económica. El sistema es recomendado, sin embargo, se sugiere verificar opciones técnicas que lo hagan más apropiado.
- **4** – La especificación de la condición evaluada es la ideal para el desempeño o viabilidad técnica y/o económica del Sistema de Levantamiento Artificial calificado. El sistema es recomendado.

Una vez realizada la selección de las especificaciones puntuales para el caso en estudio, en una casilla que se encuentra ubicada en la parte superior, la matriz arroja en color rojo el sistema que mejor se acomoda a las condiciones técnicas y económicas del pozo. Adicionalmente una vez se estable el sistema más apropiado, la matriz arroja diferentes recomendaciones como las siguientes³⁰:

- **El SLA es apropiado para el pozo. Recomendado:** la aplicación de este SLA es adecuado.

²⁹ ECOPETROL S.A. Formato Selección del Sistema de Levantamiento Artificial. 2017, julio 12. Ecopetrol S.A. Gerencia General de Perforación y Completamiento. [Base de datos]. Recuperado el 15 de marzo de 2019.

³⁰ Ibid., p. 1.

- **El SLA es apropiado para el pozo. Considerar mejoras técnicas antes de proceder:** la aplicación de este SLA es adecuada. Aunque no existe ninguna condición que afecte sustancialmente la aplicación del SLA seleccionado, se recomienda estudiar mejoras técnicas o precauciones operacionales antes de proceder, especialmente en aquellas condiciones evaluadas con 3.
- **Se deben implementar mejoras tecnológicas para poder implementar este SLA en este pozo:** la aplicación de este SLA no es recomendada y sólo se puede usar si otro SLA no es viable. Se debe proceder con precaución y estudiando mejoras técnicas y operacionales que minimicen el riesgo de falla.
- **El SLA no es apropiado para el pozo. No se recomienda:** una o varias de las condiciones impide la correcta aplicación de este SLA. La condición es evaluada con 1 y se debe revisar para cambiar la especificación o decidir la selección de otro SLA más apropiado.

De esta forma, existe un medio que hace parte de la estrategia de desarrollo de Ecopetrol S.A., y que automatiza la selección de un SLA para un campo y un pozo específico, teniendo en cuenta esencialmente los rangos operativos y de aplicación, los beneficios aportados por cada uno de ellos y las condiciones en las que se encuentran los pozos. Sin embargo, puede darse el caso en que dos o más sistemas de levantamiento se adecuan a las condiciones esperadas y entonces, la evaluación debe hacerse manualmente y de forma detallada a las condiciones del campo para llevar a cabo una toma de decisiones final y efectiva sobre el SLA a implementar.

Con base en esto, Campo Rubiales hace parte de los Activos de la operadora cuya estrategia de producción se fundamenta en la selección de SLA mediante esta matriz, la cual teniendo en cuenta datos determinantes tales como: un muy bajo GLR, un caudal de producción mayor a 3.000 BFPD, una BHT menor a 220°F, un corte de agua de 80 a 100%, una gravedad API del aceite menor a 15° API y la potencia requerida del sistema que en su mayoría es por red eléctrica; valida y arroja que el sistema predilecto o apropiado para instalar en este campo es el bombeo electrosumergible (ESP) como se muestra en el **ANEXO B**.

3.1.1.3 Beneficios de la aplicación de la matriz de selección. Como ya se ha mencionado, esta metodología hace parte de los procesos internos que se manejan en Ecopetrol S.A., y a partir de estos se establece que la selección del método de levantamiento adecuado tiene los siguientes efectos³¹:

- Permite mayor eficiencia en la producción del campo, reduciendo los costos de operación y de mantenimiento (menor OPEX).

³¹ ECOPETROL S.A. Bogotá D.C. WDP-G-007.

- Minimiza la producción diferida, debido a la disminución en la necesidad de operaciones correctivas de los sistemas de levantamiento (fallas e intervenciones).
- Optimización del consumo de energía para operar los sistemas implementados.
- Incremento de la vida útil o *Run Life* de los SLA y del nodo pozo, y maximización del factor de recobro por el buen gerenciamiento del yacimiento

3.1.2 Distribución de los SLA en la troncal. La planeación y desarrollo de los diferentes pozos petroleros requiere de mucha exactitud por lo cual, debe en primera instancia conocerse con precisión el *target* del proyecto, las condiciones de depletamiento del yacimiento y los parámetros bajo los cuales, cualquier equipo que se instale en fondo deberá trabajar. Con base en esto, como segunda instancia debe definirse la forma más eficaz y eficiente en que se ha de llegar a la zona prospectiva, construyendo así la mejor trayectoria para el pozo que sea capaz de garantizar una conexión óptima y acertada entre el objetivo en fondo y la superficie. Como última medida deben considerarse las herramientas y equipos de completamiento, incluyendo el SLA que se instalará en los pozos.

A partir de lo anterior, y considerando que en Rubiales, las condiciones que ofrecen el yacimiento y la misma formación, facilitan la construcción de pozos direccionales, surgió una estrategia de perforación en donde inicialmente se perfora un pozo vertical que sirve como control geológico y produce con bomba de cavidades progresivas, y después se da la perforación de varios pozos horizontales a su alrededor, cuya instalación responde a un sistema de bombeo electrosumergible. Por la facilidad de construir pozos con ángulo, en el campo existe una gran cantidad de pozos horizontales, estrategia que busca abarcar una mayor área de drenaje.

La distribución de los sistemas de levantamiento en el campo y por ende en la troncal de estudio responde básicamente a las estrategias anteriormente mencionadas y se basa en la matriz de selección de SLA. Así, se hace evidente el hecho de tener en el campo instalaciones de bombeo electrosumergible (ESP) y bombeo de cavidades progresivas (PCP) si no en su totalidad, sí en su gran mayoría.

Para los pozos verticales se determinó la instalación de sistemas PCP por las altas eficiencias que logran (entre el 75 y 85%). A pesar de esto, los pozos horizontales tienen instalaciones ESP pues las bombas de cavidades progresivas son ineficientes en este tipo de pozos por los altos DLS. Aunque las bombas centrífugas logran una eficiencia entre el 45 y 65%, debido al alto corte de agua presente en el campo (95 a 97%) y a la producción insignificante de gas, las bombas logran una eficiencia máxima, alcanzando hasta el 70%, lo que favorece la operación y contrarresta su bajo rendimiento con respecto a las PCP.

Cabe recalcar que el mayor porcentaje de instalaciones de SLA corresponde a ESP que ha tenido un aumento significativo llegando a contar con un 93% actual sobre la totalidad de pozos con sistema de levantamiento y esto se debe principalmente a

la estrategia de perforación y al crecimiento que también ha logrado la producción del campo.

En Campo Rubiales también existen pozos desviados que al ser trayectorias direccionales cuentan con instalaciones ESP, sin embargo, estos representan una parte mínima del total de pozos perforados.

3.2 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL (SLA)

Los Sistemas de Levantamiento Artificial son un conjunto de equipos que interactúan entre sí y son utilizados para llevar fluidos tales como aceite, gas y agua desde formaciones productoras hasta superficie, debido a la inducción de un diferencial de presión entre el pozo y el yacimiento.

Los SLA son mecanismos externos al yacimiento que se encargan de suplir la energía de este, cuando se ha vuelto insuficiente para la producción de fluidos, es decir, si la energía aportada por el yacimiento no es la necesaria para que una cantidad rentable de estos fluidos se produzcan se hace precisa la instalación de diferentes equipos tanto en fondo como en superficie para aportarle la presión (energía) necesaria al pozo y que los fluidos se desplacen.

A estos sistemas se recurre como primer elemento cuando se busca complementar la energía requerida, ya sea modificando alguna propiedad de los fluidos que se busca extraer o agregando un empuje adicional para poder mantener o incrementar la producción, pues es importante saber que una gran cantidad de pozos de petróleo y gas alrededor de todo el mundo no pueden asegurar una producción importante de hidrocarburos sin asistencia artificial ya que los yacimientos tienden a perder presión, bien sea por una condición original o porque con el tiempo la energía se ve disminuida.

Los Sistemas de Levantamiento permiten reactivar pozos que no fluyen o aumentar la producción en pozos activos, sin embargo, no a todos los pozos se les puede acondicionar este tipo de ayuda, para hacerlo es importante asegurar que el pozo puede alcanzar volúmenes económicamente rentables y que el yacimiento cuenta con las condiciones para permitir el desplazamiento de los fluidos.

Para la selección de estos sistemas se deben tener en cuenta un gran número de algunos parámetros operacionales y los factores o características propias tanto del pozo como del yacimiento, como lo son geometría y ubicación, profundidad, caudal esperado, desviación, temperatura, composición y propiedades de los fluidos, presencia de gas, vida útil de los equipos, presión, disponibilidad de áreas y fuentes de energía, entre otros.

En el mundo existen alrededor de 4,5 millones de pozos petroleros, de los cuales el 41% se encuentran produciendo bajo flujo natural, y estos aportan alrededor del 60% de la producción mundial. El otro 59% de pozos, producen con ayuda de un Sistema de Extracción y aportan el 40% restante.

Cabe mencionar que, el propósito básico de los SLA es mantener un diferencial de presión adecuado mediante el correcto diseño y aplicación del sistema de levantamiento seleccionado para un pozo, teniendo en cuenta las propiedades predeterminadas de presión demandada para el levantamiento del caudal de fluido mínimo económicamente rentable. En este orden de ideas, es fundamental saber que la selección e implementación de cualquier sistema depende de las condiciones de diseño (favorables o desfavorables), pues no todos los sistemas aplican para todos los pozos e independientemente del sistema a seleccionar, deben reunirse todas las características que no afecten el funcionamiento.

Es importante también, saber que, aunque hoy en día existen programas que facilitan la determinación del mejor SLA a instalar, sin importar el sistema a elección, cada uno de ellos se desempeña dentro de ciertos rangos de aplicación que es fundamental conocer dentro de la industria (Véase **ANEXO C**).

Por otro lado, ya se ha dicho que los dos SLA seleccionados por excelencia según las diferentes características de los pozos de Campo Rubiales y la Troncal 7 son, Bombeo Electrosumergible y Bombeo de Cavidades Progresivas, los cuales serán detallados a continuación.

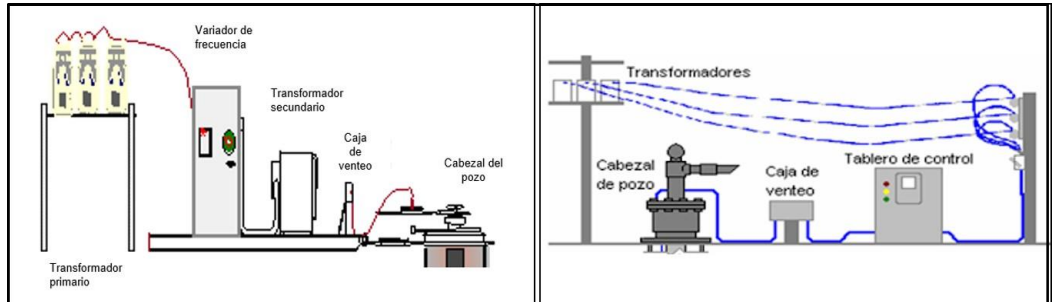
3.2.1 Generalidades de bombeo electrosumergible (ESP). El bombeo electrosumergible es un sistema de levantamiento artificial que mediante el uso de bombas centrífugas multietapa, está en la capacidad de convertir energía eléctrica en energía cinética que a su vez es capaz de desplazar los fluidos encontrados en el yacimiento, desde el pozo hasta la superficie.

La energía suficiente para que el sistema se active y cumpla su finalidad es suministrada en superficie y proporcionada al cable de potencia que es el encargado de abastecer al motor con esta. Una vez encendido el motor, este transmite la energía hacia la bomba que a partir de presión será capaz de llevar hasta superficie los fluidos producidos.

Es uno de los sistemas más implementados en los pozos petrolíferos del mundo, debido a que es un sistema integrado que se considera económico y favorable pues alcanza altas eficiencias al levantar altos caudales desde grandes profundidades. En el caso de Campo Rubiales se tiene alto flujo de agua asociada al aceite, esto conlleva a alivianar la columna hidrostática y aumentar así la eficiencia de la bomba, que, a pesar de la alta viscosidad presentada por el crudo producido en el campo, llega a manejar eficiencias alrededor del 65%.

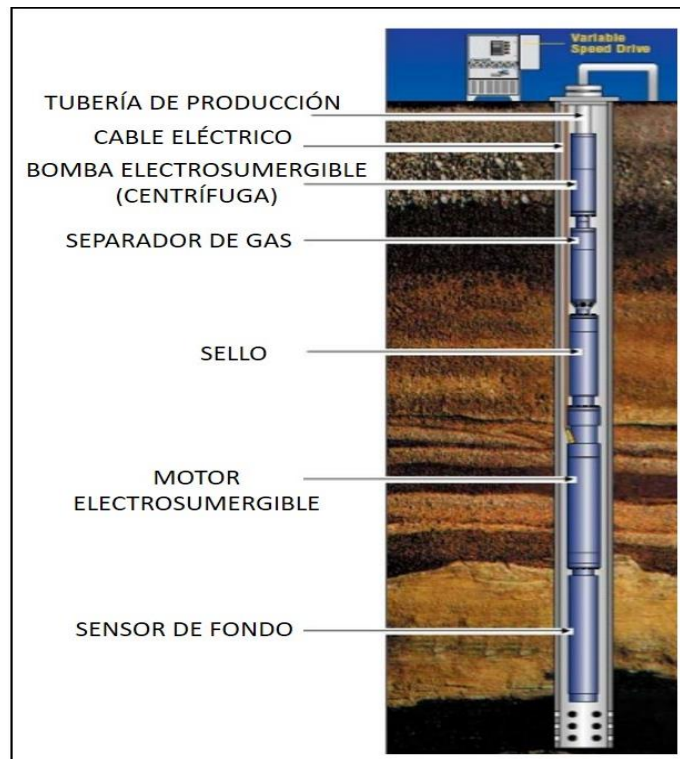
Además de la bomba que se instala en el subsuelo, es importante conocer los demás componentes y accesorios que hacen parte del sistema y cuya integración y trabajo conjunto aseguran y garantizan las condiciones de operación deseadas para un adecuado funcionamiento. Estos componentes se clasifican en dos grupos, aquellos que se instalan en superficie (**Figura 10**), y los que deben ser instalados en el fondo del pozo (**Figura 11**).

Figura 10. Equipos de superficie de un sistema ESP.



Fuente: Métodos de Producción [En línea]. Recuperado en 2019-03-15. Disponible en: http://producciondecrudoextrapesado.blogspot.com/p/blog-page_1.html

Figura 11. Equipos de fondo de una instalación ESP.



Fuente: BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE [diapositivas en línea]. 2011. 80 diapositivas, color. Disponible en: <https://es.slideshare.net/carlpatt/bombeo-electrosomergible-jrroc>

Adicional a los diferentes elementos que conforman el sistema es fundamental tener claridad acerca del principio de funcionamiento de este y de las ventajas y desventajas de operación que este puede ofrecer ante otros SLA, por lo cual en esta sección se especificarán estos criterios.

Algunos de las características que se tienen en cuenta para la selección e instalación de este sistema es cuando se cuenta con un alto índice de productividad del pozo, una baja presión de fondo, un alto WOR y un bajo GLR.

3.2.1.1 Equipos de subsuelo. Los componentes de fondo que hacen parte de este SLA se listarán a continuación desde el fondo hacia la superficie:

- **Sensor de fondo:** este sistema ofrece la posibilidad de instalar sensores de presión y temperatura en fondo para realizar mediciones en tiempo real y enviar la información a superficie mediante el cable de potencia. El sensor (**Figura 12**) se instala en la base del motor y cumple con la función de monitorear las variables de: presión con la que los fluidos ingresan a la bomba, y temperatura a la cual está trabajando el motor que se tienen durante la operación.

Figura 12. Equipo ESP: sensor de fondo.



Fuente: SCHLUMBERGER. *ESP Training. Sensor* [diapositivas]. Bogotá, 2018. 15 diapositivas, color.

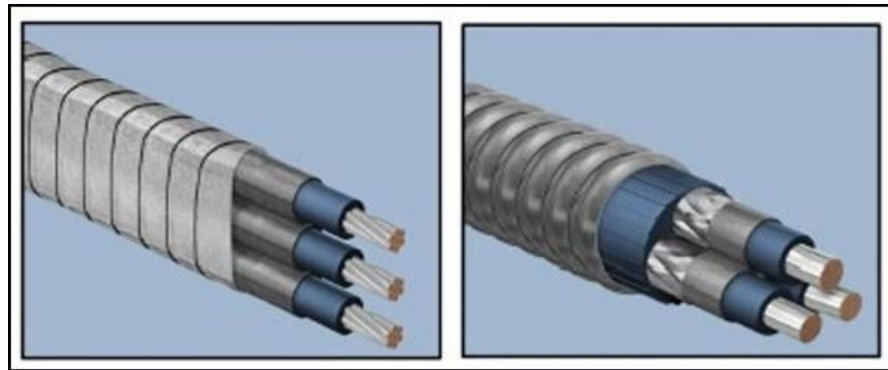
De forma más específica, es un sistema que está constituido por un dispositivo o sensor de presión y/o de temperatura y por una unidad de lectura en superficie que se encarga de recibir las señales que son enviadas o transmitidas por los circuitos que conforman el sensor.

Las variables que leen estos sensores son: presión de entrada y de descarga de la bomba, temperatura del bobinado del motor, temperatura de entrada a la bomba, vibraciones y variaciones en la energía eléctrica en fondo. A partir de estos parámetros medidos, en el pozo se puede: realizar monitoreo, identificar tendencias operacionales, validar, analizar y optimizar los procesos de operación y actuar preventivamente en caso de posibles fallas.

- **Cable de potencia:** este es uno de los componentes más delicados y va desde el fondo hasta la superficie pues es el encargado de conectar el sistema de subsuelo con el sistema superficial ya que transporta la energía eléctrica, cuya fuente está en superficie y va hasta el BHA.

El cable conductor debe elegirse de forma que tenga la capacidad de aislamiento que impone el tipo de fluidos, y que satisfaga los requisitos que se tengan de voltaje y amperaje a lo largo del sistema. Adicionalmente, en la industria se manejan dos tipos de cable cuya selección depende básicamente del espacio disponible entre la tubería de producción y el revestimiento del pozo. Como se muestra en la **Figura 13**, el primer tipo (izquierda) es un cable plano y el segundo tipo (derecha) es un cable redondo.

Figura 13. Equipo ESP: cable de potencia.



Fuente: SCHLUMBERGER. *ESP Training. Cables* [diapositivas]. Bogotá, 2018. 16 diapositivas, color.

Los cables planos se utilizan cuando el espacio anular es reducido, sin embargo, es recomendable utilizar cable redondo cuando las condiciones lo permitan pues estructuralmente es más fuerte y resistente a los impactos y además está eléctricamente balanceado

Otro aspecto a tener en cuenta es que algunos cables cuentan con un capilar hecho en aluminio que permite inyección de química para cuando se necesita hacer tratamientos *downhole* principalmente relacionados con la presencia de depósitos orgánicos.

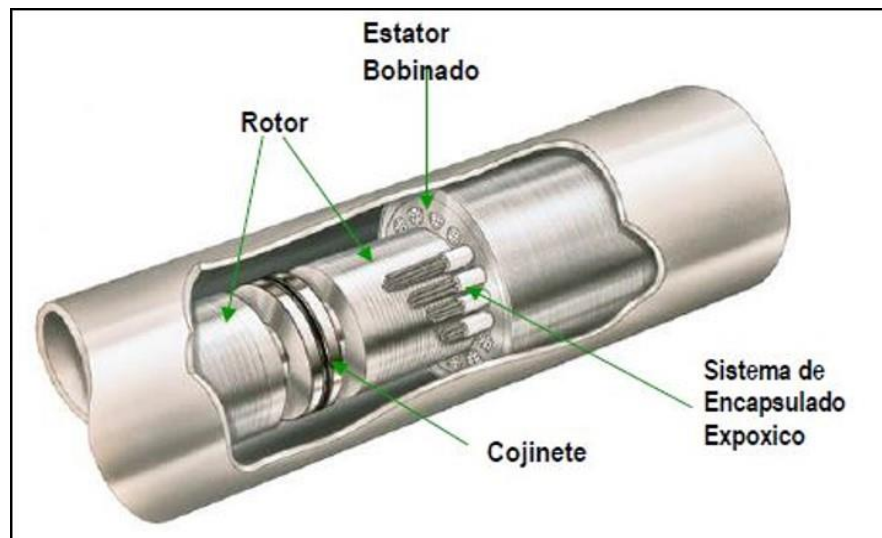
En una instalación ESP además del cable de potencia que transmite la energía de superficie a fondo, se cuenta con una extensión de cable plano o MLE (*Motor Lead Extension*) que en uno de sus extremos posee un conector especial que

permite un acople con el motor mientras que en el otro extremo permite un empalme con el cable de potencia³².

- **Motor:** los motores que generalmente se emplean para un sistema ESP son de inducción y tienen dos polos y tres fases, además están compuestos por un estator y un rotor, siendo el segundo el encargado de girar para transferir la energía a través del eje de todo el BHA. Este opera lleno de un aceite dieléctrico por lo cual la vida útil del motor dependerá directamente de la temperatura de operación, factor con el cual debe tenerse especial cuidado ya que un aumento de temperatura representa una disminución en la vida del motor.

El motor (**Figura 14**) debe seleccionarse dependiendo de la demanda energética del sistema y del espacio que exista en el pozo.

Figura 14. Equipo ESP: motor.

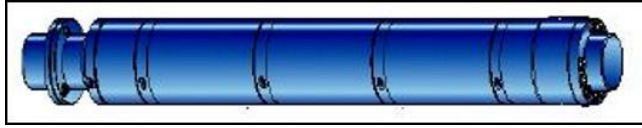


Fuente: RUBIO ARVILLA, Claudia Angélica. Sistemas de Levantamiento Artificial. Bombeo electro sumergible [diapositivas]. Bogotá, 2017. 45 diapositivas, color.

- **Sello:** este componente (**Figura 15**) se ubica entre el motor y la bomba y su principal función es evitar que ingresen fluidos al interior del motor, sin embargo, cumple con muchas otras funciones como equalizar la presión del pozo con la del interior del motor, permitir que el aceite dentro del motor se mantenga limpio, soportar la carga axial desarrollada en el eje del sistema y transmitir el torque del motor hacia la bomba.

³² DÍAZ BERMÚDEZ, Gina Marcela e HIDALGO ROSERO, Tania Marcela. Optimización de la producción en Campo Rubiales mediante el análisis comparativo de Sistemas de Levantamiento Artificial. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería. Programa de Ingeniería de Petróleos, 2010. 289 p.

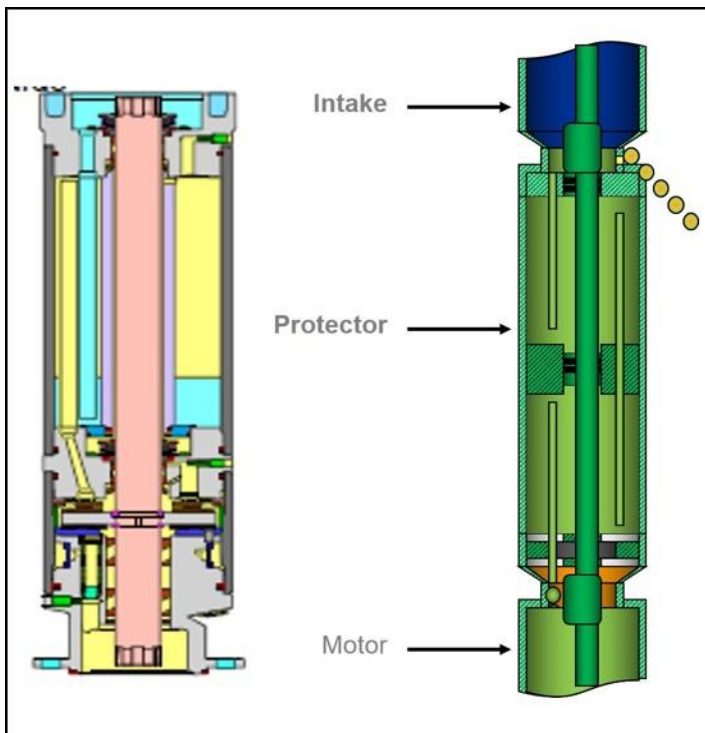
Figura 15. Equipo ESP: sello.



Fuente: SCHLUMBERGER. *ESP Training. Protectors* [diapositivas]. Bogotá, 2018. 31 diapositivas, color.

Los sellos pueden clasificarse con base en su configuración interna que posee un conjunto de cámaras, capaces de lograr la igualación de presiones y la ausencia de fluidos de pozo en el motor. Las cámaras del sello pueden ser de laberinto (**Figura 16**) o de bolsa (**Figura 17**), las primeras tienen tubos que dificultan el camino que debe realizar el fluido del pozo para ingresar al motor, mientras que las segundas aíslan el aceite del motor para evitar que este tenga contacto con los fluidos provenientes del pozo.

Figura 16. Cámara tipo laberinto.

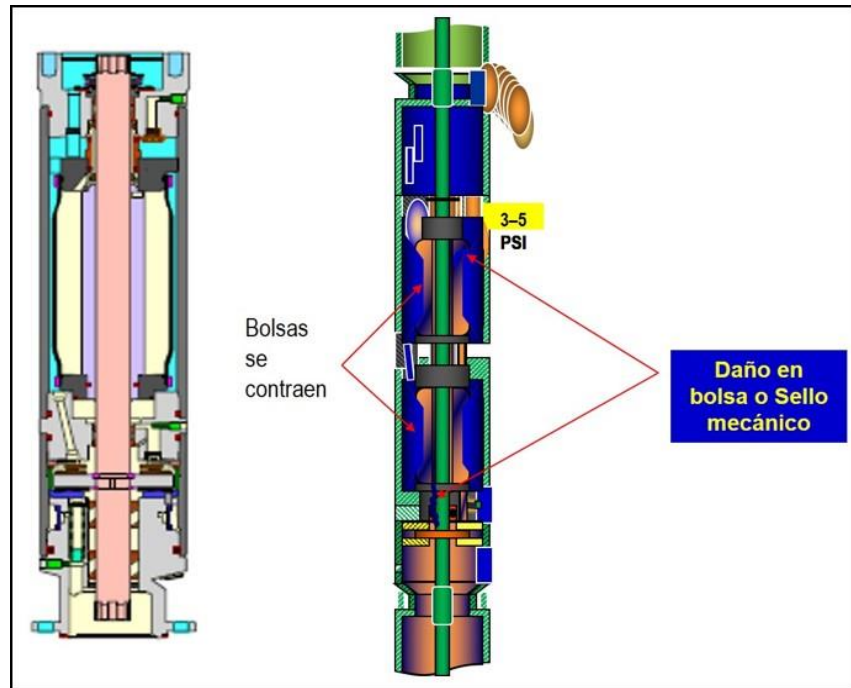


Fuente: SCHLUMBERGER. *ESP Training. Protectors* [diapositivas]. Bogotá, 2018. 31 diapositivas, color.

Algunas ventajas que tienen las cámaras tipo laberinto es que se pueden usar en pozos donde la densidad del aceite dieléctrico supera la densidad de los fluidos aportados por el pozo, funcionan muy bien en pozos verticales y son

reutilizables y resistentes a la temperatura y a los agentes químicos. Por otro lado debe tenerse en cuenta que no son recomendables en pozos muy desviados o con producción de petróleo con una gravedad específica inferior a 0,85 (35° API)³³.

Figura 17. Cámara tipo bolsa.



Fuente: SCHLUMBERGER. *ESP Training. Protectors* [diapositivas]. Bogotá, 2018. 31 diapositivas, color.

Por su parte, las cámaras tipo bolsa proveen una barrera física que separa los fluidos (aceite limpio y fluidos de pozo) eficientemente, se pueden utilizar tanto en pozos verticales como desviados y opera en pozos donde la densidad de ambos fluidos es similar pero debe considerarse que la posibilidad de reutilizarlos es limitada y que las bolsas pueden verse afectadas por parámetros como temperatura, sólidos y agentes químicos³⁴.

- **Intake**³⁵: también recibe el nombre succión. Esta parte del sistema es la encargada de dejar entrar los fluidos del pozo en la bomba y es muy importante a la hora de realizar pruebas, de determinar parámetros de diseño y durante la operación de la bomba. Existen dos tipos de *intake*, los estándar o convencionales que sirven en pozos con una presencia insignificante de gas y que cumplen con permitir el ingreso de

³³ SCHLUMBERGER. *ESP Training. Protectors* [diapositivas]. Bogotá, 2018. 31 diapositivas, color.

³⁴ *Ibid.*, p. 5.

³⁵ DÍAZ BERMÚDEZ. *Op. Cit.*, p.90.

los fluidos a la bomba y transmitir el movimiento a través del eje; y los que están provistos con un separador de gas que por el contrario se usan en pozos con una alta razón de gas disuelto en el petróleo y sirven para eliminar la mayor cantidad posible de este.

- **Separador de gas:** en un sistema ESP, el gas representa una limitante pues reduce la eficiencia volumétrica de la bomba, por lo cual debe instalarse un sistema adecuado de control de gas que pueda desviar el gas libre de la succión. Con tal fin, el ensamblaje de fondo puede incluir camisas u otros elementos que antes que los fluidos ingresen a la bomba ayuden a realizar una separación natural mientras que estos fluyen, haciendo que el gas se libere por unos orificios de venteo mientras que el líquido ingresa a la bomba. También pueden usarse elementos capaces de homogenizar los fluidos para poder producir el gas presente.

El separador de gas (**Figura 18**) es un componente opcional para pozos con una elevada producción de gas y se ubica entre el sello y la bomba.

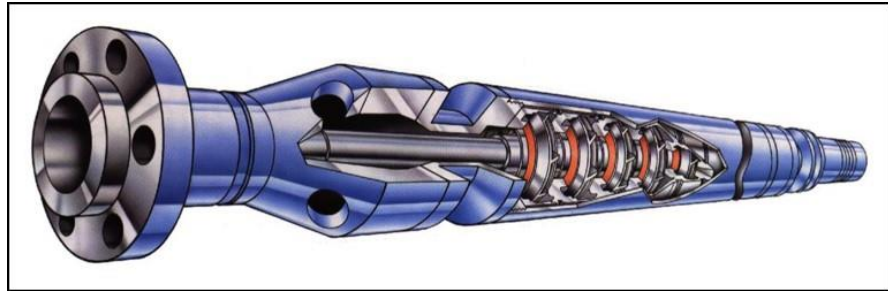
Figura 18. Equipo ESP: separador de gas.



Fuente: SCHLUMBERGER. *ESP Training. Gas and Gas Handling* [diapositivas]. Bogotá, 2018. 25 diapositivas, color.

- **Bomba centrífuga:** las bombas que utilizan las instalaciones ESP son bombas centrífugas multietapa (**Figura 19**) que deben su nombre a la capacidad de desplazar fluidos por la generación de fuerzas centrífugas.

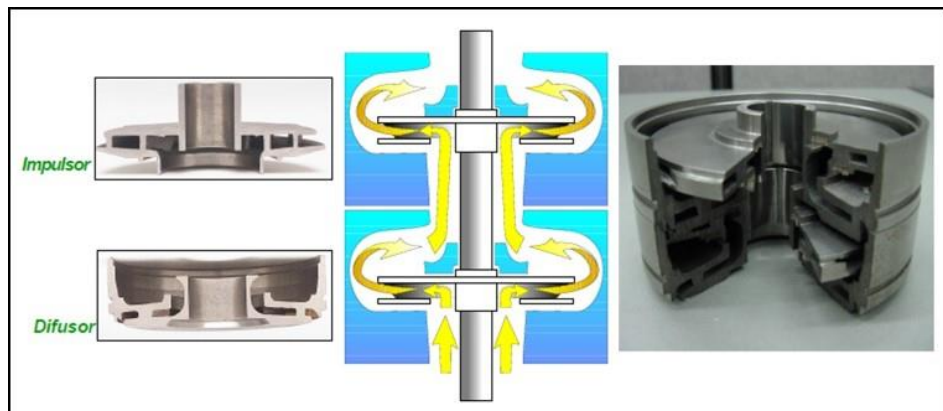
Figura 19. Equipo ESP: bomba centrífuga multietapa.



Fuente: RUBIO ARVILLA, Claudia Angélica. Sistemas de Levantamiento Artificial. Bombeo electro sumergible [diapositivas]. Bogotá, 2017. 45 diapositivas, color.

Cada una de las etapas de la bomba, están compuestas por dos elementos denominados difusor y, rotor o impulsor (**Figura 20**). El rotor está localizado en el eje de la bomba en dirección axial y genera fuerzas centrífugas que aumentan la velocidad del fluido, convirtiendo así la energía cinética que este tiene en un aumento de presión. El difusor por su parte se encarga de encaminar correctamente los fluidos y aumentar la energía cinética.

Figura 20. Partes de una bomba centrífuga multietapa.



Fuente: RUBIO ARVILLA, Claudia Angélica. Sistemas de Levantamiento Artificial. Bombeo electro sumergible [diapositivas]. Bogotá, 2017. 45 diapositivas, color.

El número de etapas de cada bomba depende de los requerimientos de producción que cada pozo demanda, estas etapas pueden ser de flujo mixto o de flujo radial y su principal diferencia radica en la geometría que permite el paso del fluido, las primeras tienen ángulos de 45° mientras que los ángulos de las segundas son de 90° .

Las etapas de flujo mixto (**Figura 21**) funcionan mejor cuando hay presencia de gas y/o sólidos y cuando hay fluidos muy viscosos o grandes caudales. Las etapas de flujo radial (**Figura 22**) generan mayor cabeza por unidad de longitud y se usan para bajos caudales.

Figura 21. Etapa de flujo mixto.



Fuente: SCHLUMBERGER. *ESP Training. Pumps* [diapositivas]. Bogotá, 2018. 24 diapositivas, color.

Figura 22. Etapa de flujo radial.



Fuente: SCHLUMBERGER. *ESP Training. Pumps* [diapositivas]. Bogotá, 2018. 24 diapositivas, color.

En Campo Rubiales un equipo tipo de fondo está compuesto (en orden ascendente) por un sensor de fondo, motor eléctrico, sello, *intake* convencional, una bomba cuyas etapas pueden variar y el cable de potencia. Generalmente, se usa un solo cuerpo de bomba que posee entre 35 y 65 etapas dependiendo de la columna hidrostática a levantar y no es necesaria la instalación de separadores de gas debido al bajo GOR pues no hay liberación de gas en fondo.

3.2.1.2 Principio de funcionamiento bomba centrífuga. Una bomba electrosumergible es una bomba centrífuga multietapa ubicada en fondo y cuyo principio de funcionamiento se basa en una serie de hélices o impulsores que se encuentran ubicados sobre un mismo eje y que giran a alta velocidad con la finalidad de poder impulsar los fluidos a través de esta.

La bomba es capaz de convertir la energía eléctrica proporcionada por el motor en energía mecánica producida por el movimiento rotacional de alta velocidad de los impulsores, que expulsan los fluidos para poder ser producidos, es decir, cuando el fluido ingresa a la bomba se da un fenómeno de transferencia de movimiento con una potencia necesaria para que el fluido ascienda hasta llegar a superficie.

La energía eléctrica que aporta el motor al sistema es suministrada al mismo mediante un cable que va desde superficie hasta el fondo.

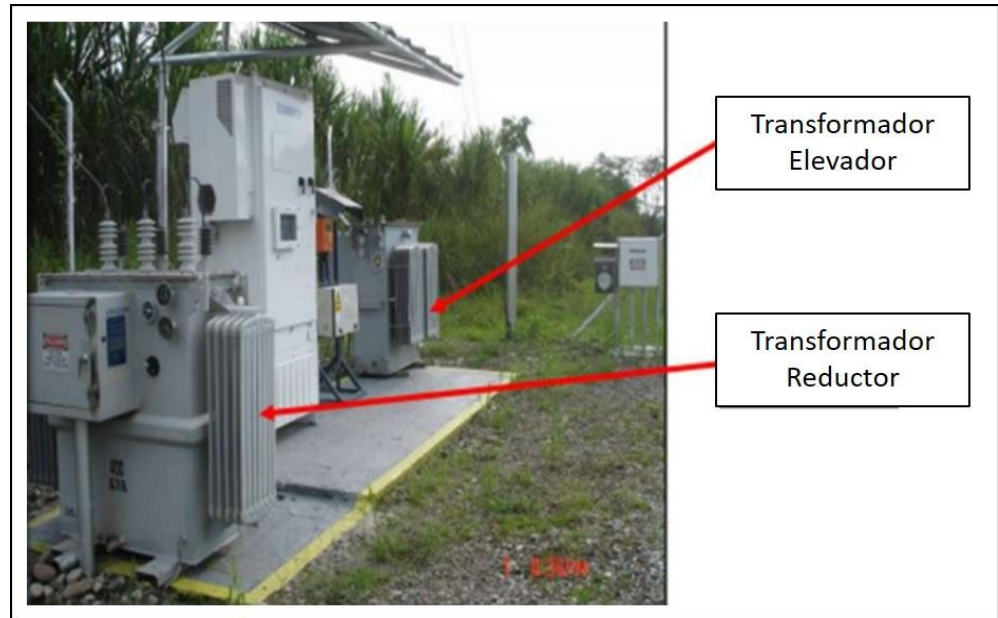
3.2.1.3 Equipos de superficie. Este sistema no cuenta con una gran cantidad de equipos en superficie, pero si los necesarios para la adecuada operación del sistema. Dentro de estos pocos elementos superficiales se cuenta con los equipos que se nombrarán a continuación:

- **Tablero de Control:** gobierna la operación del equipo en fondo dependiendo de los requerimientos y parámetros a controlar. Es un equipo de bajo costo que funciona como línea directa de arranque del sistema y necesita de un transformador para su correcto funcionamiento. La entrada y salida de información es la misma y aporta datos de frecuencia, voltaje y corriente.

El tablero de control de este sistema es la unidad encargada de regular la frecuencia de operación de la bomba y proveer control y protección al sistema. Es un equipo que en su forma más sencilla cuenta con un botón que permite el arranque del motor y con un fusible de protección que permite desconectar el motor en casos de emergencia con el fin de evitar sobrecargas en el sistema. Dependiendo de la calidad de control que se requiera, también puede contar con fusibles de desconexión por desbalances que también sirven como protección, con mecanismos para restablecimiento automático o para operación intermitente, sensores y alertas.

- **Transformador:** es el equipo encargado de regular el voltaje para que lo soporten los diferentes equipos y se logre una operación óptima. El sistema cuenta con dos tipos de transformador, uno reductor (SDT, por sus siglas en inglés; *Step Down Transformers*) y uno elevador (SUT, por sus siglas en inglés, *Step Up Transformers*), como se muestra en la **Figura 23**.

Figura 23. Equipo ESP: transformador.



Fuente: BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE [diapositivas en línea]. 2011. 80 diapositivas, color. Disponible en: <https://es.slideshare.net/carlpatt/bombeo-electrosumergible-irpoc>

El voltaje primario del sistema va aproximadamente desde los 12.400 hasta los 15.000 voltios por lo cual es necesario el uso del transformador reductor cuya función es reducir este voltaje a la entrada del variador, para que este sea capaz de soportarlo ya que trabaja en un rango alrededor de los 400 a 500 voltios.

Por otro lado, el transformador elevador cumple con la función de elevar el voltaje a la salida del variador lo necesario para que el motor opere adecuadamente.

- **Controlador de frecuencia variable o variador de frecuencia (VSD):** este se encuentra situado entre los dos transformadores y es un equipo capaz de modificar la frecuencia de entrada al motor y por consiguiente la frecuencia o el rango de operación de la bomba, proporcionando la potencia suficiente al equipo de fondo, pero principalmente flexibilidad operacional en el sistema.

Adicionalmente, permite llevar un control de la tasa de producción del pozo y ofrece la ventaja de que la bomba instalada actúe como si fueran varias, es decir, permite que la bomba opere dentro de un gran rango simulando diferentes bombas sin necesidad de sacar el equipo del subsuelo, lo cual reduce tanto los tiempos como los costos operacionales.

El VSD (**Figura 24**) sirve también para llevar a cabo un monitoreo de la corriente del motor y protegerlo de los cambios bruscos de voltaje, especialmente del gran esfuerzo que debe hacer la bomba cuando se arranca el pozo. Esto contribuye a la prolongación de la vida útil del sistema ya que se minimizan los choques asociados al arranque directo del equipo.

Figura 24. Equipo ESP: controlador de frecuencia variable (VSD)



Fuente: SCHLUMBERGER. *ESP Training. Surface Equipment* [diapositivas]. Bogotá, 2018. 25 diapositivas, color.

- **Caja de venteo:** este equipo se muestra en la **Figura 25** y es una unidad que se encuentra ubicada previa al cabezal del pozo y cumple con tres funciones específicas. En primer lugar, es la encargada de realizar una conexión entre el cable que suministra energía y el cable de potencia que conecta al motor y viene desde fondo. En segundo lugar, genera descargas de acumulaciones de voltaje que se dan por presencia del gas, ayudando a “ventear” a la atmósfera cualquier cantidad de gas que venga del pozo y que esté atrapado dentro de la carcasa del cable de fondo antes de que llegue al tablero de control y pueda ocasionar una explosión. En tercer y último lugar, es un equipo que además permite realizar mediciones eléctricas del equipo que se tiene en fondo a partir de diferentes puntos de prueba.

Figura 25. Equipo ESP: caja de venteo.



Fuente: INNOVATIVE POWER AND ENERGY SOLUTIONS SAS. Productos y Servicios. Cajas de venteo. [En línea]. Recuperado en 2019-03-15. Disponible en: <https://www.ipesgroupsas.com/servicios>

3.2.1.4 Ventajas y desventajas. Como parte de la selección del SLA es importante conocer las ventajas que ofrece y las desventajas que representan una limitante en su operación:

- **Ventajas:**

- Tiene la capacidad de levantar grandes volúmenes de crudo a un bajo costo.
- Cuenta con una eficiencia volumétrica del 70% aproximadamente, aspecto que favorece a los pozos con alta presencia de agua.
- Funciona adecuadamente en pozos verticales y en pozos muy desviados.
- No requiere grandes áreas a nivel de superficie para su instalación, lo que facilita su aplicación en plataformas *offshore*.
- Permite el manejo de la corrosión y de los depósitos orgánicos (*scale*).
- Se desenvuelve eficientemente en pozos muy profundos.
- Permite la instalación de sensores en fondo que realizan mediciones en tiempo real y envían la información a superficie.
- Las operaciones, los parámetros operacionales y los equipos pueden ser monitoreados y controlados desde superficie.
- Altos *run time*.

- **Desventajas:**

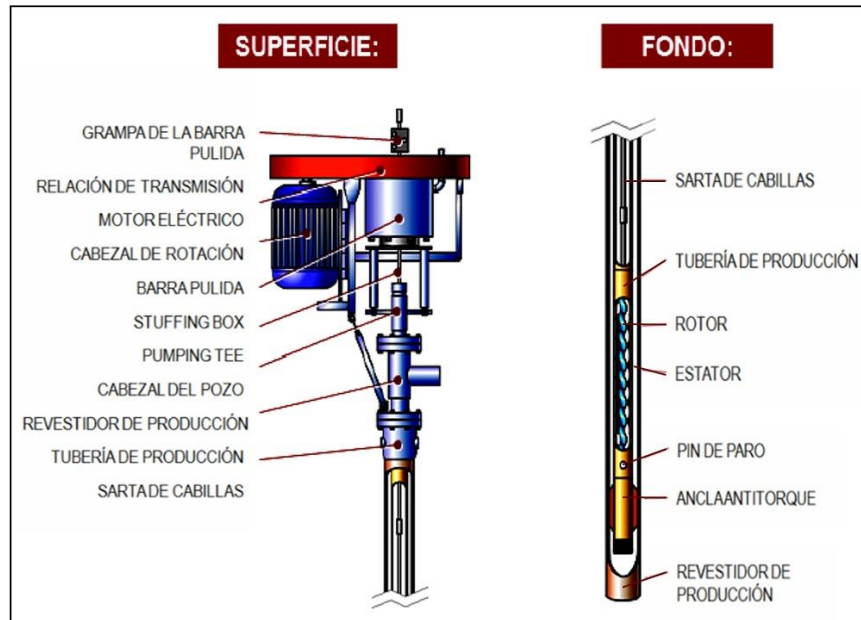
- Baja tolerancia a la producción de arena y/o sólidos.
- No es eficiente ante altas relaciones gas-líquido, pues la presencia de gas en la bomba reduce la eficiencia volumétrica.
- No soporta altas temperaturas principalmente por el cable de potencia.
- La instalación del equipo de fondo puede verse limitado por el tamaño del *casing*.
- Su desempeño se ve reducido en pozos someros y con bajos caudales de producción.
- Necesita instalarse en locaciones con fácil acceso a energía eléctrica y altos voltajes.
- No aplica en completamientos múltiples.
- Alta inversión inicial y altos costos de mantenimiento.
- No opera muy bien en pozos someros.
- No se recomienda en pozos de excesiva profundidad pues presenta limitaciones debido a los costos del cable y a la dificultad de instalar suficiente potencia en superficie para que logre transmitirse al fondo, lo que reduce la capacidad de la bomba.

3.2.2 Generalidades de bombeo de cavidades progresivas (PCP). El bombeo por cavidades progresivas es un sistema de levantamiento artificial que cuenta con una bomba de desplazamiento positivo que es la encargada de impulsar los fluidos hacia la superficie mediante el empuje de grandes cantidades de fluido que avanzan ascendentemente.

La fuente de energía que requiere este sistema para cumplir con su finalidad es un motor que se ubica en superficie y que tiene la capacidad de transmitir a la bomba la potencia necesaria para la extracción de los fluidos, a través de un sistema de varillas que conectan el motor con el equipo de fondo. A grandes rasgos, los componentes principales de este sistema son el equipo de superficie, la sarta de varillas y la bomba, sin embargo, está compuesto por varios elementos y accesorios demás que garantizan el desempeño del mecanismo.

El accionamiento de éste se da en superficie a partir de un motor que genera la energía necesaria para que el cabezal de rotación comience a girar, una vez esto se logra, el movimiento es transmitido a la sarta de varillas y posteriormente a la bomba, donde se aplica la energía (presión) necesaria para llevar los fluidos hasta la superficie. Como tal, el principio de funcionamiento del sistema y cada uno de los equipos de fondo y superficie (**Figura 26**) que permiten su implementación en la industria, se detallarán más adelante.

Figura 26. Equipos de superficie y de fondo de una instalación PCP.



Fuente: EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS DE CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS. Métodos de Levantamiento Artificial. 2016. [En línea]. Recuperado en 2019-03-15. Disponible en: <http://compdeprodcrudopesados.blogspot.com/2016/>

Por otro lado, es importante mencionar que una de las principales cualidades que tiene este sistema, es la habilidad de producir hidrocarburos con contenido de sólidos e hidrocarburos pesados y viscosos (característicos de Campo Rubiales) logrando altas eficiencias, un bajo consumo energético y bajos costos, a comparación de otros. Ésta y otras características que representen ya sea una ventaja o una desventaja, deben tenerse en cuenta para la selección e instalación de este sistema en cualquier pozo alrededor del mundo.

3.2.2.1 Equipos de subsuelo. Los componentes de fondo que hacen parte de este SLA se listarán a continuación:

- **Tubería de producción:** son tubos de acero (**Figura 27**) que se encargan de comunicar la bomba del subsuelo con el cabezal del pozo y con la línea de flujo para una acertada producción de los fluidos. Debido a que el movimiento del sistema es rotacional, puede darse un desenrosque de la tubería por lo que deben tomarse las precauciones pertinentes, bien sea un buen ajuste de los tubos, o la instalación de anclas anti-torsión a lo largo de la misma tubería.

Figura 27. Equipo PCP: tubería de producción.

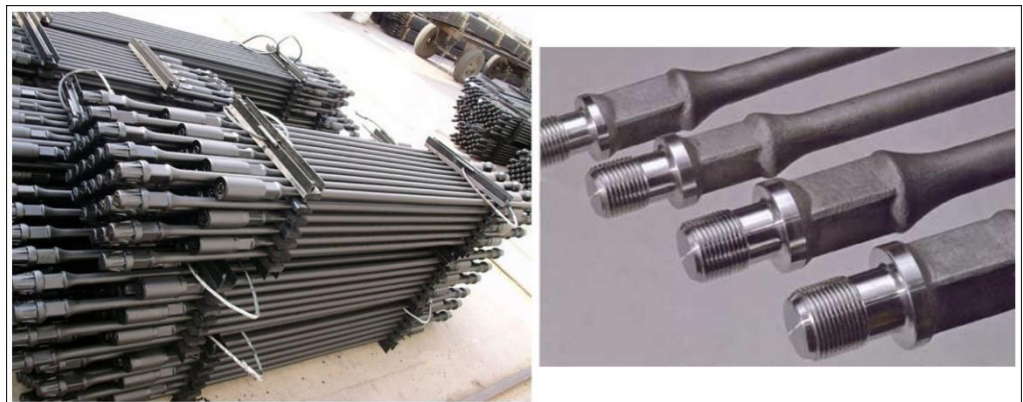


Fuente: TIANJIN ELEGANT TECHNOLOGY. Productos. Tuberías de producción. [En línea]. Recuperado en 2019-03-15. Disponible en: <http://www.sovonex.com/es/equipo-de-perforacion/tuberia-de-produccion-api/>

- **Sarta de varillas:** este es uno de los componentes más importantes de este sistema. Es una sarta formada por un conjunto de varillas, generalmente de acero, unidas entre sí por medio de cuplas, ésta va desde la bomba hasta superficie y se ubica dentro de la tubería de producción (**Figura 28**).

Se puede decir que este componente también hace parte de los equipos de superficie, pero es en fondo donde se encuentra la mayor parte de este por lo cual se clasifica como un elemento de fondo. Su función es transmitir el movimiento de rotación (torque) y carga axial desde el motor en superficie hasta la bomba, específicamente al rotor.

Figura 28. Equipo PCP: sarta de varillas.



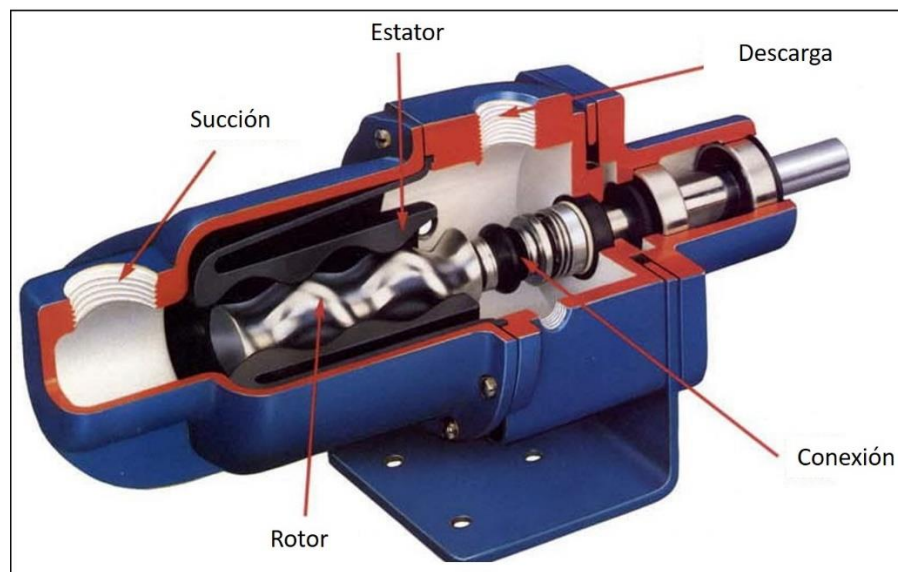
Fuente: BAOUTOU LIANDE OIL AND MECHANICAL CO., LTD. Productos. Varilla de bombeo. [En línea]. Recuperado en 2019-03-15. Disponible en: <http://www.ldsuckerrod.ru/es/sucker-rod-products.html>

Tradicionalmente, las varillas pueden ser API o no convencionales, las primeras están hechas en acero y su longitud es de 25 pies. Las segundas son todas aquellas que no cumplen con la especificación API, éstas se ajustan a las diferentes necesidades que puede tener un pozo y pueden ser huecas, continuas, en materiales diferentes al acero, con cualidades especiales, etc.

Actualmente, existe una gran cantidad de proveedores y de varillas en el mercado que ofrecen grandes beneficios, pero la elección depende de las condiciones de operación que se tengan en el pozo y del diámetro interno que tenga la tubería de producción.

- **Bomba:** las bombas que se utilizan en este sistema son de desplazamiento positivo rotacional y a partir de una presión generada en fondo, permite levantar los fluidos y llevarlos hasta la superficie. Se conforman por dos elementos, un rotor y un estator (**Figura 29**).

Figura 29. Equipo PCP: bomba de desplazamiento positivo.



Fuente: PRODETECS. Características de una bomba de cavidad progresiva. [En línea]. Recuperado en 2019-03-15. Disponible en: <https://prodetecs.com/caracteristicas-de-una-bomba-de-cavidad-progresiva/>

Existen dos tipos de esta bomba dependiendo de la forma en que se instala, el primer tipo responde a una instalación convencional o tubular y el segundo, a una instalación insertable. En las bombas tubulares, el estator y el rotor se instalan de forma separada, es decir, primero se baja el estator que va unido a la tubería de producción y una vez este se asienta y se fija, se baja el rotor junto

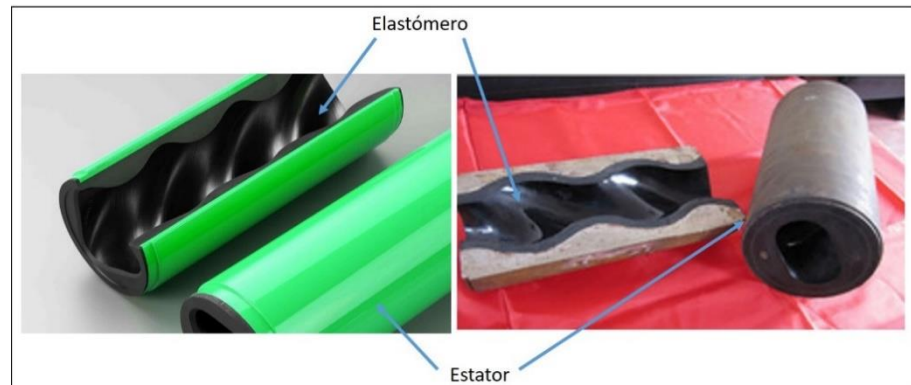
con la sarta de varillas, generando que el ensamblaje del equipo se de en el fondo del pozo. Esta instalación requiere de mayor tiempo y una mayor inversión.

Por otro lado, las bombas insertables son aquellas donde el estator y el rotor se bajan en conjunto, es decir, la bomba completa se instala una vez se baja la sarta de varillas, reduciendo los tiempos de la instalación y por ende, los costos asociados.

Ahora bien, es fundamental conocer los elementos que conforman las bombas:

- **Estator:** esta es la parte de la bomba que se ensambla con la tubería de producción, además es la parte externa y estática. Específicamente, es una camisa de acero que internamente cuenta con un revestimiento denominado elastómero (**Figura 30**), el cual puede estar hecho de diferentes materiales sintéticos que simulan un caucho o goma endurecida con una alta capacidad de resiliencia, que le permite deformarse y recuperarse elásticamente.

Figura 30. Equipo PCP: estator.



Fuente: elaboración propia, con base en: INGENIERÍA Y SERVICIOS INDUSTRIALES LTDA. Estatores. [En línea]. Recuperado en 2019-03-15. Disponible en: <http://www.ing-servicios.cl/estatores.html>

El elastómero puede ser vulcanizado o sintético y su diseño es fundamental en el desempeño de este sistema, ya que sus propiedades aseguran el rendimiento de la bomba. Es la parte más delicada ya que por su composición se puede ver afectado por factores como la temperatura, la producción de partículas abrasivas y la presencia de agentes agresivos (gases ácidos y aromáticos), por lo que es fundamental garantizar excelentes propiedades mecánicas como la resistencia a la fatiga y adicionalmente resistencia térmica y resistencia química de los materiales a los fluidos. Hoy en día existe una amplia gama de los tipos de elastómero y su elección depende de las condiciones ambientales y operacionales a las que se someterá la bomba.

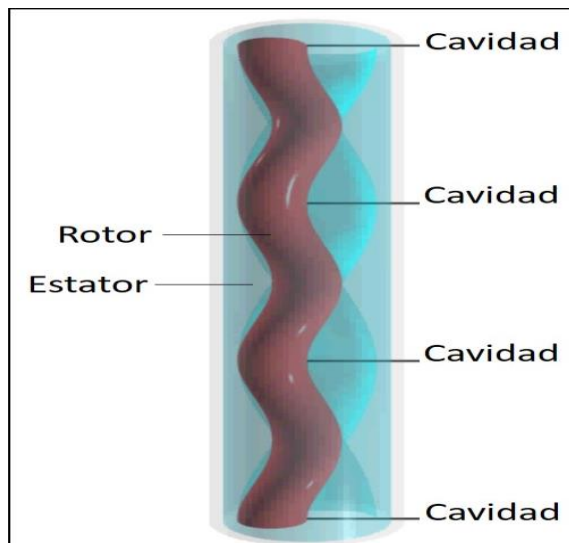
- **Rotor:** como su nombre lo dice, es el elemento rotacional y la única parte móvil de la bomba. Consiste en una hélice de acero (**Figura 31**) de alta resistencia con un recubrimiento que lo hace resistente a la abrasión, este se encuentra suspendido en la parte inferior de la sarta de varillas y gira dentro del estator creando líneas de sello con el elastómero, que a su vez forman las cavidades que permiten la transferencia de los fluidos a partir de un movimiento ascendente (**Figura 32**).

Figura 31. Equipo PCP: rotor.



Fuente: TECAMYSER. Rotores. [En línea]. Recuperado en 2019-03-15. Disponible en: <https://tecamyser.com/ca/productes/recanvis/recanvis-bombes-helicoidals-teca/rotors/>

Figura 32. Cavidades progresivas formadas en la bomba.



Fuente: RUBIO ARVILLA, Claudia Angélica. Sistemas de Levantamiento Artificial. Bombeo de cavidades progresivas. [diapositivas] Bogotá. 2017. 79 diapositivas, color.

- **Pin de paro:** es un componente que se ubica debajo de la bomba, antes del ancla antitorque, específicamente roscado al extremo inferior del estator. Sirve como tope para que el rotor trabaje correctamente durante el espaciado, como succión de la bomba y como punto de conexión para diferentes accesorios. Adicionalmente, brinda espacio libre al rotor para permitir la elongación de la sarta durante la operación del sistema, evitando daños por el estiramiento de las varillas y evitando también que las varillas o el mismo rotor caigan al fondo del pozo en caso de una desconexión (**Figura 33**).

Figura 33. Equipo PCP: pin de paro.



Fuente: FIGUEROA RICAURTE, Oscar Orlando y TIBADUISA CARRILLO, Diego Andrés. Selección del método de Levantamiento Artificial y la concentración de un reductor de viscosidad en fondo de pozo para la extracción de crudo pesado en el pozo Torcaz 3. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería. Programa de Ingeniería de Petróleos, 2016. 187 p.

- **Ancla antitorque:** su función es evitar el movimiento rotativo del equipo pues esto limitará la acción de bombeo, pero también debe evitar que el BHA gire ocasionando que se presente un desenrosque de la sarta por la rotación, y debe minimizar las vibraciones generadas por el mismo movimiento, estas vibraciones se hacen más perceptibles a mayor profundidad de asentamiento de la bomba. La combinación del movimiento rotacional y las vibraciones puede ocasionar una desconexión completa de la tubería de producción y para esto se instalan este tipo de accesorios (**Figura 34**).

Figura 34. Equipo PCP: ancla antitorque.



Fuente: RUBIO ARVILLA, Claudia Angélica. Sistemas de Levantamiento Artificial. Bombeo de cavidades progresivas [diapositivas]. Bogotá, 2017. 79 diapositivas, color.

Es importante saber que es el punto de la sarta en el que mayor esfuerzo de torsión se genera y su instalación es opcional, pues en pozos someros o con bajas tasas de producción, las vibraciones y los torques generados no son tan significativos.

Se instala en la tubería de producción y debe ir debajo del estator y aunque no es un elemento imprescindible, su uso si es recomendable y muy importante sobre todo en pozos con gran profundidad. Cuando se decide no incluir anclas antitorque, se debe ajustar la tubería con el máximo API.

- **Niple intermedio o espaciador:** su función es permitir el movimiento del rotor y su conexión con la sarta cuando el diámetro de la tubería no lo permite. En casos donde el espacio de la tubería es reducido, su instalación es imprescindible, sin embargo, no es un elemento obligatorio en todas las instalaciones pero si es necesario para evitar fallas en la operación (**Figura 35**).

Figura 35. Equipo PCP:
niple intermedio.



Fuente: ORTIZ, William Alexander; PULIDO VÁSQUEZ, Eliana e IBÁÑEZ, Silvia Juliana. Métodos de Producción. Bombeo por Cavidades Progresivas (PCP) [diapositivas]. Bucaramanga, 2011. 87 diapositivas, color.

3.2.2.2 Principio de funcionamiento bomba de desplazamiento positivo.

Este sistema consta de una bomba de desplazamiento positivo en fondo, la cual atrapa el fluido y lo empuja, descargando así un flujo continuo y axial. Esta bomba está conformada por dos elementos, cuyas geometrías permiten la formación de una serie de cavidades definidas y selladas en forma de espiral.

Los dos elementos mencionados anteriormente son: un estator, que es una cámara tubular recubierta internamente por un elastómero sintético fijo y es el componente estático de la bomba; y un rotor de acero helicoidal, que gira excéntricamente dentro del estator. La interacción entre estos dos elementos, además de crear las cavidades, induce el ascenso continuo de los fluidos producidos.

En otras palabras, se puede decir que el principio de funcionamiento de este sistema, se basa en la transferencia de cantidad de movimiento ya que es capaz de llevar los caudales deseados a superficie, mediante el empuje de las cantidades de fluido que van progresando de manera ascendente.

El sistema se acciona por un motor que generalmente se encuentra en superficie e impulsa a la bomba, ya que logra una transmisión de energía mediante un sistema de varillas que va desde superficie hasta el fondo. Cabe mencionar, que este

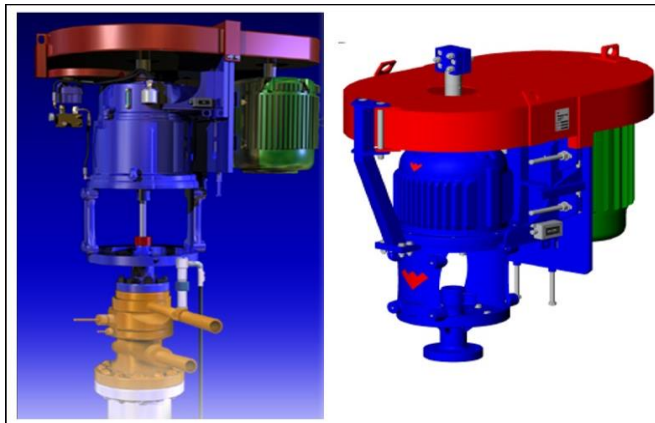
movimiento se transfiere específicamente al rotor pues va enroscado en la misma sarta de varillas, mientras que el estator va enroscado a la tubería de producción.

El propósito del sistema es minimizar los requerimientos de energía en la cara del pozo y maximizar el diferencial de presión a través del yacimiento.

3.2.2.3 Equipos de superficie. La selección de los equipos de superficie se realiza con base en la instalación de subsuelo, sabiendo que debe garantizarse que los elementos superficiales estén en la capacidad de soportar la energía, los esfuerzos y el peso generado por los elementos asentados en el fondo. Los componentes superficiales que conforman este sistema se nombrarán a continuación:

- **Cabezal de rotación o Drive Head:** equipo que se ubica exactamente encima de la cabeza de pozo y es de accionamiento mecánico (**Figura 36**). Está constituido por un sistema de transmisión, integrado por poleas y correas, que proveen de potencia al sistema; por un sistema de frenado que debe garantizar la capacidad de apaciguar y regular el rango de velocidad y la potencia; por un conjunto de rodamientos que soportan la carga generada por el movimiento y por el peso del equipo de fondo; y por un ensamblaje de instalación que permite la suspensión del equipo de subsuelo y evita la filtración de fluidos.

Figura 36. Equipo PCP: cabezal de rotación



Fuente: RUBIO ARVILLA, Claudia Angélica. Sistemas de Levantamiento Artificial. Bombeo de cavidades progresivas [diapositivas]. Bogotá, 2017. 79 diapositivas, color.

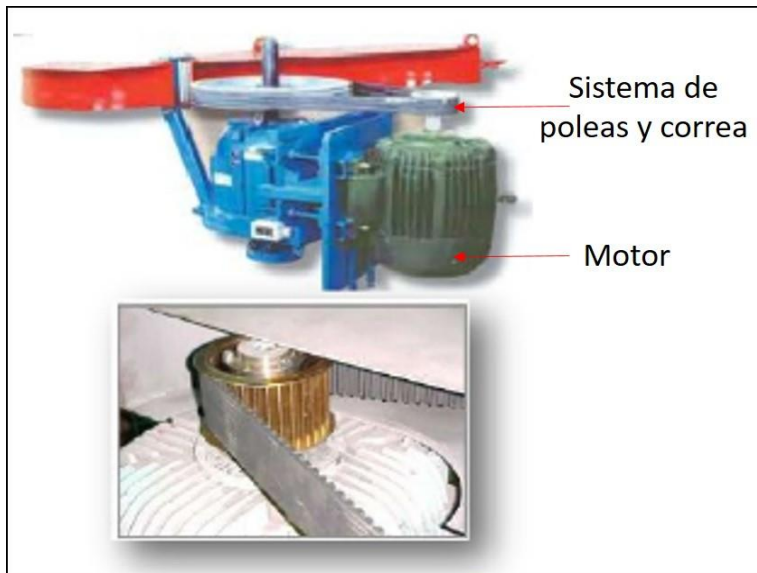
Tiene la función de suspender las varillas y transferir torque a las mismas, garantizar un movimiento rotacional seguro, soportar las cargas axiales, prevenir el escape de fluidos a través de las conexiones y proveer durante las paradas una liberación segura de la energía almacenada.

Existen diferentes tipos de cabezales y su selección depende de criterios como la profundidad del pozo, las dimensiones de la bomba y las varillas y los rangos de torque y velocidad que se deben soportar, entre otros.

Como ya se mencionó, estos equipos están conformados por diferentes elementos, que se detallarán a continuación:

- **Sistema de transmisión (*Fixed Gear*):** su función es transmitir la energía generada por una fuente primaria, hasta el cabezal para que este a su vez genere el movimiento del equipo (**Figura 37**). Existen tres tipos: sistemas de transmisión de poleas y correa, sistema de transmisión con engranajes, y sistema de transmisión hidráulica. La fuente primaria de energía es un motor que puede ser eléctrico o de combustión interna y que ofrece bajos costos de mantenimiento, bajo consumo energético, altas eficiencias, facilidades de operación y un bajo impacto sonoro.

Figura 37. Cabezal de rotación con sistema de transmisión de poleas y correa.



Fuente: elaboración propia, con base en: ORTIZ, William Alexander; PULIDO VÁSQUEZ, Eliana e IBÁÑEZ, Silvia Juliana. Métodos de Producción. Bombeo por Cavidades Progresivas (PCP) [diapositivas]. Bucaramanga, 2011. 87 diapositivas, color.

- **Sistema de frenado:** el sistema de frenos puede ser hidráulico o mecánico y bien puede estar integrado al cabezal o ser un mecanismo externo.

Cuando el sistema se detiene, libera energía a manera de movimiento rotacional, bien sea por los esfuerzos torsionales de la sarta de varillas o por la energía diferencial almacenada en la columna de fluido, esto puede ocasionar daños a

equipos y potenciales lesiones al personal si no se controla, por lo cual el sistema de frenado es fundamental en este tipo de instalaciones ya que puede controlar la liberación de energía que la sarta de varillas debe soportar cuando el equipo se detiene.

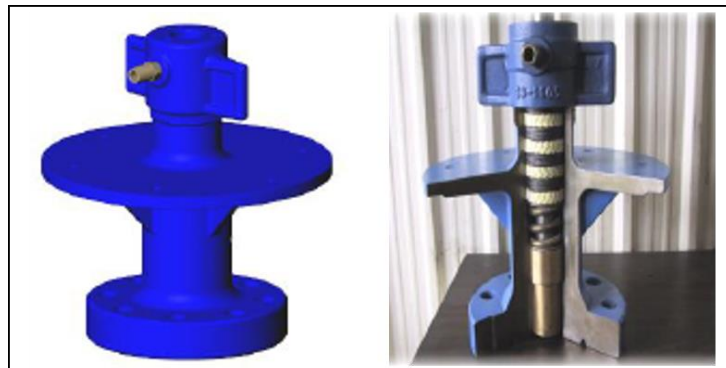
El hecho de suspender el movimiento y la liberación de energía que esto origina, hace que el equipo empiece a rotar en sentido contrario al del funcionamiento normal, con el fin de liberar torsión, alcanzando altas velocidades que deben amortiguarse para evitar la acumulación de energía. A esto se le conoce como *back spin* y debe evitarse, pues ocasiona desenrosque de varillas, rotura de poleas en el cabezal, etc.

Es importante mencionar que este sistema, tiene alta eficiencia y funciona de forma automática, ofreciendo respuesta inmediata en ambos sentidos de giro. Cuando la velocidad de rotación inversa se excede, esta se puede ajustar fácilmente.

- **Stuffing box:** también conocida en español como prensaestopa (**Figura 38**). Hace parte del ensamblaje de instalación del cabezal y es una cámara anular que internamente cuenta con un conjunto de empaques que proporcionan un sistema de sello.

Su función es crear sello en el anular, específicamente entre la barra pulida y la tubería de producción, esto con el fin de aislar los fluidos producidos para que no exista escape de estos a través de las conexiones en superficie.

Figura 38. Equipo PCP: stuffing box.



Fuente: RUBIO ARVILLA, Claudia Angélica. Sistemas de Levantamiento Artificial. Bombeo de cavidades progresivas [diapositivas]. Bogotá, 2017. 79 diapositivas, color.

- **Grapa de la barra pulida:** hace parte del ensamblaje de instalación del cabezal que permite la suspensión de la sarta. Es un accesorio (**Figura 39**), cuya función

es permitir la suspensión en superficie de la barra pulida y con ella la sarta de varillas. Debe soportar el peso generado por estos elementos.

Figura 39. Equipo PCP: grapa de la barra pulida.



Fuente: RUBIO ARVILLA, Claudia Angélica. Sistemas de Levantamiento Artificial. Bombeo de cavidades progresivas [diapositivas]. Bogotá, 2017. 79 diapositivas, color.

- **Barra pulida:** es un fragmento tubular similar a las varillas, que se encuentra en la parte superior de la sarta. Está fabricada en un material resistente y se encuentra soportada en el cabezal mediante un dispositivo conocido como grapa. Su función es soportar el peso de la sarta (varillas y bomba) y el peso ejercido sobre la misma por efectos del fluido dentro de la tubería.
- **Pumping tee:** es un accesorio que se encarga de dirigir el flujo proveniente de la tubería, hacia la línea de producción de fluidos que se tiene en superficie (**Figura 40**).

Figura 40. Equipo PCP: *pumping tee*.



Fuente: RUBIO ARVILLA, Claudia Angélica. Sistemas de Levantamiento Artificial. Bombeo de cavidades progresivas [diapositivas]. Bogotá, 2017. 79 diapositivas, color.

- **Variadores de frecuencia:** son equipos que ofrecen una protección mecánico-eléctrica y control local o remoto del sistema (**Figura 41**). Se instalan en superficie con el objetivo de proporcionar flexibilidad al sistema ante los cambios bruscos de velocidad, sin necesidad de requerir modificaciones mecánicas en los equipos.

Figura 41. Equipo PCP: variador de frecuencia.



Fuente: RUBIO ARVILLA, Claudia Angélica. Sistemas de Levantamiento Artificial. Bombeo de cavidades progresivas. [diapositivas] Bogotá. 2017. 79 diapositivas, color.

Sus funciones consisten en: validar la corriente que requiere el motor para su funcionamiento y regularla de acuerdo a la necesidad; ajustar parámetros como la velocidad y el torque sin necesidad de reemplazar otros equipos del sistema, permitir arranques y paradas suaves disminuyendo los picos de torque; y facilitar la optimización del sistema pues las acciones de supervisión y control pueden realizarse de forma remota. Adicionalmente, algunos modelos cuentan con la capacidad de controlar el efecto de *back spin*.

3.2.1.4 Ventajas y desventajas. Como parte de la selección del SLA es importante conocer las ventajas que ofrece y las desventajas que representan una limitante en su operación:

- **Ventajas:**

- Facilidad de adaptarse a diferentes tasas de producción, eliminando la necesidad de reemplazar el equipo cuando las condiciones del pozo varían.
- Altas eficiencias en pozos con presencia de fluidos de alta o de baja viscosidad.
- Maneja fluidos con baja gravedad API.
- Permite un adecuado manejo de fluidos con presencia de sólidos en suspensión.
- Ofrece buena tolerancia a la producción de arenas y resistencia a la abrasión.
- Altas eficiencias con un bajo consumo energético.
- Tiene altas eficiencias volumétricas (entre el 50% y el 60%), lo que permite un buen desempeño en pozos con altas cantidades de agua.
- Aunque no es lo recomendable porque se resta capacidad a la bomba, puede manejar altos porcentajes de gas libre.
- Bajos costos de capital inicial y de operación.
- Facilidad de instalación y de transporte de los equipos.
- Aplicable en plataformas *onshore* y *offshore* por su fácil instalación.
- Requerimiento mínimo de espacio en superficie y bajo nivel de ruido lo que lo hace ideal para cualquier aplicación (áreas urbanas, locaciones con pozos múltiples).
- Bajos niveles de intervención y mantenimiento sencillo porque posee pocas partes móviles.
- La ausencia de válvulas y partes reciprocantes evita bloqueo del sistema o desgaste de las partes móviles.

- **Desventajas:**

- No son recomendables en pozos desviados pues ante altos DLS, el rotor se puede fatigar y adicionalmente el sistema se hará ineficiente ya que no habrá buen llenado de las cavidades.
- Su capacidad de producción es baja pues no levanta grandes cantidades de caudal.
- Dificultad en la producción de crudos livianos (alta gravedad API).
- Bajas eficiencias volumétricas ante la presencia de grandes cantidades de gas.
- Desgaste de las varillas por el contacto con la tubería de producción, especialmente en pozos direccionales.
- Baja resistencia a altas temperaturas debido a la composición del elastómero.
- Fallas asociadas al desgaste y daño del elastómero.
- Baja compatibilidad con fluidos agresivos como los componentes aromáticos o los gases ácidos.
- Requerimiento de fácil acceso a energía eléctrica.
- No puede instalarse en pozos muy profundos.
- Se requieren componentes estabilizadores, pues el sistema es propenso a vibraciones por las altas velocidades de operación.

- Para retirar la bomba, debe salir también la tubería de producción (se requiere equipo de *workover*).

3.3 DESCRIPCIÓN DE CONSUMO ENERGÉTICO

Para analizar el consumo energético en los SLA utilizados en Campo Rubiales se debe considerar la diferencia entre sus principios de funcionamiento, pues el consumo en una bomba centrífuga no es semejante al de una bomba de desplazamiento positivo. Los equipos ESP tienen una demanda energética mucho mayor en relación con los PCP, por lo que estos primeros representan además de una mayor población, la mayor parte del consumo de potencia eléctrica en el campo.

Campo Rubiales demanda más de 240 MW de energía por día y debido a la localización geográfica limitada, esta demanda se supe a partir de diferentes fuentes de generación que se exponen en el **Cuadro 15**.

Cuadro 15. Fuentes de generación de energía de Campo Rubiales

Fuentes	Potencia planeada para 2014 (MW)
Termomorichal	47,5
IPP fases I, II, III, IV	52
Generación distribuida fuel oil #4	30
Red Eléctrica Nacional	116

** IPP: es la planta independiente de generación eléctrica ubicada cerca al CPF2 en Campo Rubiales y responde a estas siglas por su nombre en inglés, *Independence Power Plant*.

Fuente: GALLEGU ESCOBAR, Laura Alejandra y JÁUREGUI NORIEGA, Manuel Alejandro. Evaluación técnico-financiera de un tratamiento termoquímico para la reducción de la fracción de agua de los residuos aceitosos producidos en las facilidades de Campo Rubiales. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería. Programa de Ingeniería de Petróleos, 2017. 133 p.

Los diferentes medios de generación se resumen en dos grandes grupos que son generación local y red eléctrica, siendo este último el encargado de proveer energéticamente, sino a todos, a la gran mayoría de pozos productores en el campo y consecuentemente en la troncal.

La red eléctrica suministra su energía a partir del sistema de transmisión nacional (STN) y cuenta a lo largo de todo el campo con aproximadamente 448 km de líneas eléctricas y 222 subestaciones que se encargan de mantener la tensión. La línea principal fue instalada en 2014, su potencia es de 230 kW y se extiende desde la subestación Chivor en el departamento de Boyacá hasta Campo Rubiales, transmitiendo potencia a las subestaciones del campo y a las estaciones de bombeo

del Oleoducto ODL³⁶. Esta red está asociada a contratos con prestadoras de servicio energético, los cuales, a manos de la anterior compañía operadora del campo, pactaron un acuerdo desfavorable de alto costo por unidad energética, que hasta el día de hoy se mantiene.

3.3.1 Optimización del Consumo Energético. Es fundamental conocer que el costo de levantamiento de los pozos está compuesto por costos operativos fijos, costos variables de energía y costos variables en tratamientos químicos; asimismo, es de saber que a raíz de la alta cantidad de pozos con instalaciones ESP y teniendo en cuenta el elevado consumo energético que este sistema requiere para su adecuado funcionamiento, en el campo se tiene un alto consumo de energía eléctrica. Este elevado consumo también se asocia con algunas restricciones que se dan durante el proceso de extracción y/o producción, denominadas cuellos de botella.

Siendo este parámetro una variable importante en el costo de levantamiento, debe decirse que la demanda energética representa alrededor del 55% del *lifting cost* de los pozos activos; es por esto que en este trabajo se busca hacer frente a esta problemática de forma tal que pueda realizarse una disminución energética en la troncal y en consecuencia una reducción en costos que permitan continuar con la explotación del campo de la forma más viable a nivel económico.

En esta sección se tienen en cuenta las iniciativas de eficiencia desarrolladas por Ecopetrol S.A. desde julio de 2016, con la finalidad de optimizar el consumo energético de los pozos como parte del costo de levantamiento. Estas iniciativas, se enfocan en la optimización del punto de operación del SLA que asiste la extracción de los fluidos y en la optimización de las pérdidas por fricción en las tuberías de producción.

3.3.1.1 Consumo energético en la operación del SLA. Como se mencionó anteriormente, el motor de un sistema de bombeo electrosumergible trabaja con energía eléctrica, ésta viene expresada en unidades de potencia activa o real (W o kW) y potencia aparente (VA o kVA), la diferencia entre estas dos unidades es que en la potencia activa se tiene en cuenta el Factor de Potencia, que mide la eficiencia con la que se utiliza la energía eléctrica y se expresa como la relación entre kW/kVA.

Otro aspecto a saber es que, para validar el correcto funcionamiento de los Sistemas de Levantamiento Artificial se deben tener en cuenta las Leyes de Afinidad en bombas centrífugas (**Cuadro 16**), que resultan útiles para la predicción del

³⁶ GALLEGO ESCOBAR, Laura Alejandra y JÁUREGUI NORIEGA, Manuel Alejandro. Evaluación técnico-financiera de un tratamiento termo-químico para la reducción de la fracción de agua de los residuos aceitosos producidos en las facilidades de Campo Rubiales. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería. Programa de Ingeniería de Petróleos, 2017. 133 p.

rendimiento de los equipos presentes en el pozo, como bombas, motores o ejes. Estas leyes expresan la relación matemática que existe entre el caudal, la velocidad de la bomba, la altura y el consumo de energía³⁷, y muestran que incluso una pequeña reducción en el caudal se convertirá en reducciones importantes de potencia y, por tanto, de consumo energético.

La alteración en alguna de las variables relacionadas entre sí, por pequeña que sea, puede desencadenar en un ahorro energético significativo. Según estas leyes si una de las herramientas mencionadas es cargada con su capacidad máxima y recibe muy altos caudales, se necesitará el valor de presión en cabeza o requerimiento de levantamiento en distancia (TDH) elevado al cuadrado, y así mismo, el valor de la potencia requerida o energía consumida elevada al cubo, así:

Cuadro 16. Leyes de Afinidad para bombas centrífugas.

Variable	Ecuación
Flujo	$Q_1 = Q_0 \left(\frac{\omega_1}{\omega_0} \right)$
Cabeza	$h_1(Q_1) = h_0(Q_0) \left(\frac{\omega_1}{\omega_0} \right)^2$
Potencia	$P_{REQ1}(Q_1, SG_x) = P_{REQ0}(Q_0, SG_x) \left(\frac{\omega_1}{\omega_0} \right)^3$

Fuente: SCHLUMBERGER. Affinity Laws [diapositivas]. Bogotá, 2018. 19 diapositivas, color.

Donde:

Q = Caudal

ω = Velocidad de la bomba

h = Altura

P_{REQ} = Potencia requerida

SG_x = Gravedad específica del fluido

En Campo Rubiales algunos de los sistemas ESP instalados se encuentran al límite de su capacidad, por lo que se ven forzados a trabajar bajo condiciones operativas extremas en términos de manejo de caudales, esto equivale a un mayor requerimiento de levantamiento y por ende al incremento exponencial de la demanda energética, los pozos con esta tendencia son considerados pozos críticos y representan una oportunidad de optimización para el campo.

³⁷ GRUNDFOS. Leyes de Afinidad. [En línea]. Recuperado en 2019-04-20. Disponible en: https://es.grundfos.com/Servicio_mantenimiento_bombas/buscar_enciclopedia/laws-of-affinity.html

3.3.1.2 Consumo energético en las tuberías de producción³⁸. Adicional al excesivo consumo energético que se tiene en el campo por los SLA que se encuentran trabajando al límite operativo, deben tenerse en cuenta los cuellos de botella que se dan en la demanda energética de las tuberías de producción. Un cuello de botella está asociado con un elemento, factor limitante o una restricción del sistema, que disminuye o afecta el proceso de extracción y/o producción.

En el 2016, momento del recibo de Campo Rubiales, se dio comienzo a una iniciativa de optimización del campo; al realizar el diagnóstico de la situación del mismo, se encontró un alto consumo de energía por unas pérdidas por fricción mayores al 20% del levantamiento total (TDH), principalmente en aquellos pozos con una alta producción (superior a los 6.000 BFPD).

Es importante mencionar que en Campo Rubiales, si no todos, la mayoría de los pozos perforados con un *casing* de 7" cuentan con tuberías de producción que tienen un diámetro de 3 ½". El hecho de tener altas pérdidas por fricción, dado los altos caudales que pueden llegar a manejar las bombas ESP en estas tuberías de poco diámetro, es lo que se identifica como un cuello de botella puesto que cuando se quiere producir más de 6.000 BFPD, se genera una restricción como consecuencia de las altas pérdidas por fricción.

Para el alcance de este trabajo se espera la eliminación de estas restricciones con el objetivo de lograr la disminución de la energía requerida (consumo energético), esto considerando que deben disminuirse las pérdidas por fricción asociadas al flujo de fluidos por tuberías de poco diámetro. La eliminación de los cuellos de botella consiste en una optimización hidráulica, mediante la instalación de tuberías con mayor diámetro cuando la reducción de pérdidas por fricción se convierte en un factor significativo para la disminución de la cabeza dinámica.

Para dar solución a la problemática anteriormente mencionada, se evaluaron diferentes diámetros de *tubing* para la minimización de pérdidas por fricción, utilizando metodologías como análisis nodal con sensibilidades; esto para realizar los diagnósticos preliminares, dentro de los cuales se identificó la obtención de un alivio, cuando se efectúa un cambio de *tubing* de 3 ½" a uno de 4 ½", evidenciado claramente en la disminución de la cabeza dinámica total (TDH) que debe levantar la bomba ESP. Esto se traduce en una optimización del consumo energético y más importante aún, en una optimización final de costos de levantamiento para el campo.

Debe hacerse claridad en que la cabeza dinámica (TDH) que se menciona depende de la presión que se tiene en cabeza y que para este caso no puede variarse; de la altura hidrostática que depende de variables como la PIP y el IP que son datos de entrada; y de las pérdidas por fricción a lo largo del recorrido del fluido, considerando

³⁸ VALENCIA ZAMORA, Maria Angélica. Sistemas de Levantamiento Artificial en la Vicepresidencia Regional Oriente (VRE) de Ecopetrol. Ecopetrol S.A. Bogotá D.C., 2018. 28 p.

que esta variable puede modificarse. Con base en esto, la optimización busca reducir las pérdidas por fricción generadas en el sistema para igualmente reducir el valor de TDH.

Dicho esto, la demanda energética que se ocasiona por las tuberías de producción, tiene que ver con la necesidad de vencer las notorias pérdidas de energía que se dan en pozos con un gran aporte de fluidos y con diámetros de producción pequeños (3 1/2"). La demanda energética ocurre ya que el sistema instalado requiere de un mayor esfuerzo por parte de los equipos de fondo para poder suplir la energía que se pierde y que el fluido logre llegar a la superficie. Es por esto, que un aumento en el diámetro de las tuberías también puede reducir la sobrecarga operacional de las bombas y puede contribuir a la disminución del consumo energético en el campo.

4. DESARROLLO METODOLÓGICO Y SELECCIÓN DE POZOS

A lo largo de este capítulo se busca establecer una metodología para identificar pozos críticos en la Troncal 7 de Campo Rubiales, mediante el análisis del modelo integrado de subsuelo y superficie del campo, el cual se encuentra desarrollado en el *software* PIPESIM. Posterior al análisis, se realiza una selección preliminar de pozos que se encuentran en su límite de extracción con el sistema de levantamiento artificial instalado, o cuyo punto de operación acrecienta la problemática de alto consumo energético, teniendo en cuenta variables como producción, eficiencia y consumo energético mediante la metodología propuesta por T.S. Lutz.

A partir de esta selección, mediante el uso de programas de diseño como SubPUMP® en el caso de pozos con bombas electrosumergibles y PC-PUMP® en pozos con bombeo de cavidades progresivas, se crean casos en los que se propone el rediseño de los Sistemas de Levantamiento Artificial instalados, y/o la eliminación de cuellos de botella en la demanda de energía en tuberías de producción mediante su redimensionamiento.

4.1 METODOLOGÍA DE SELECCIÓN DE POZOS

En esta sección se describirá la base teórica que se tiene en cuenta para el desarrollo práctico de este proyecto, con respecto a la cual se realizó la selección de los pozos críticos de la troncal 7.

4.1.1 Índice de Lutz. Según T.S. Lutz³⁹, en su *paper*, se utiliza el desempeño medido en la Long Beach Unit, perteneciente al campo petrolífero East Wilmington del sur de California, Estados Unidos, para establecer de manera gráfica una línea base de la eficiencia de los pozos cuyo SLA requiere una fuente de energía eléctrica; esta línea permite establecer un punto de referencia para la identificación de pozos candidatos a optimización energética con base en la desviación que presenten con respecto a la tendencia.

La metodología consiste en, revisar inicialmente el comportamiento de los pozos mediante un monitoreo continuo en campo para la obtención de datos, teniendo en cuenta una desviación de +/- 10% con respecto a una línea base de lecturas de kW; para realizar el análisis de eficiencia eléctrica se seleccionaron 590 pozos.

Posteriormente, las lecturas de kW combinadas con caudal, profundidad vertical, gradiente del fluido, fluido sobre el nivel de la bomba y la contrapresión del *tubing* permiten calcular el Índice de Lutz que comprende la potencia activa o real (kW) por producción bruta (BPD) por 1.000 pies de levantamiento vertical, como se muestra en la **Ecuación 1**:

³⁹ LUTZ, T.S. *Electric Submersible Pump System Efficiency*. En: *SPE Gulf Coast ESP Workshop*. (1997, abril, 29: Estados Unidos). Estados Unidos: 1997. 9 p.

Ecuación 1. Índice de Lutz.

$$\text{Índice de Lutz} = kW h/B/1.000 ft$$

Fuente: LUTZ, T.S. *Electric Submersible Pump System Efficiency*. En: SPE Gulf Coast ESP Workshop. (1997, abril, 29: Estados Unidos). Estados Unidos: 1997. p. 4.

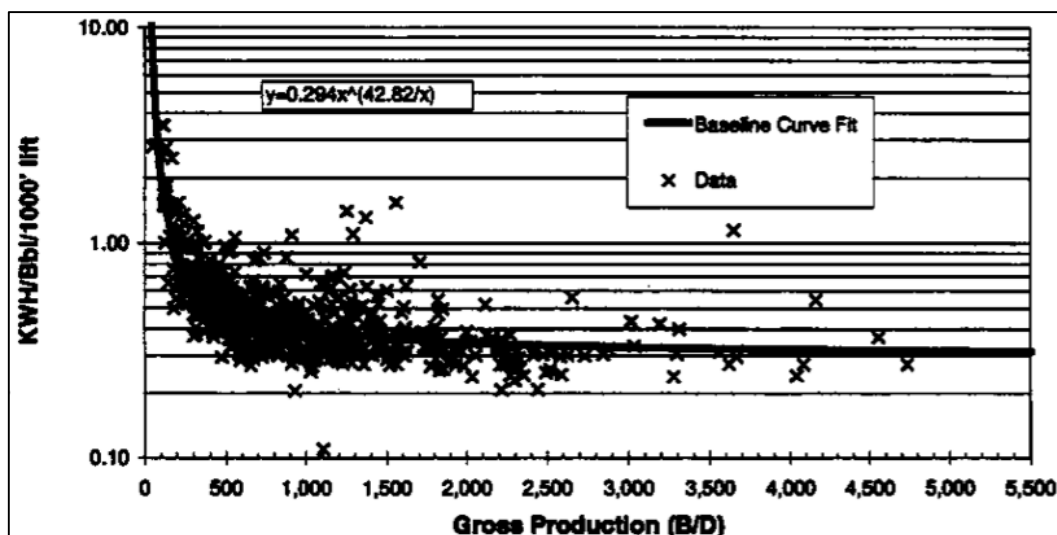
Donde:

kWh = Potencia por hora

B = Producción bruta

Esta expresión fue calculada para normalizar el desempeño de los pozos con ESP y PCP, y para poder analizarlos como una tendencia. Los valores del índice de Lutz fueron graficados en una escala logarítmica contra la producción bruta (**Gráfica 3**), ajustando una curva de tendencia a los puntos.

Gráfica 3. Producción bruta vs. Índice de Lutz.



Fuente: LUTZ, T.S. *Electric Submersible Pump System Efficiency*. En: SPE Gulf Coast ESP Workshop. (1997, abril, 29: Estados Unidos). Estados Unidos: 1997. p. 4.

A partir de la gráfica anterior se observó una disminución pronunciada en la eficiencia a medida que el caudal cae por debajo de aproximadamente 550 BPD, esta tendencia es más drástica por debajo de 200 BPD debido a que las bombas centrifugas están diseñadas para el manejo de altos caudales; por otro lado, la eficiencia aumenta e incluso se estabiliza alrededor de 3,000 BPD, aunque hay algunos puntos a altos caudales, que están desviados de la tendencia. A partir de este análisis gráfico, Lutz identificó los pozos denominados “buenos actores” los

cuales se ubican por debajo de la línea de tendencia, esto debido a que el consumo energético demandado es menor al de la media de los pozos en estudio, sin embargo, por otro lado se identificaron 26 pozos denominados “malos actores” los cuales representan los candidatos a una optimización ya que presentan una demanda energética mayor al promedio de la totalidad de la población.

4.1.2 Selección de pozos. Con base en el artículo desarrollado por T.S. Lutz, se implementó la técnica ya descrita para los pozos con instalaciones tanto ESP como PCP de la Troncal 7 de Campo Rubiales. Cabe aclarar que para este proyecto, en la fórmula del Índice de Lutz no se consideró solamente la constante de 1.000 pies de profundidad tomada para el campo East Wilmington; en este caso, también se utilizó la columna a levantar por cada uno de los pozos estudiados. A partir de esto, se describirá la metodología llevada a cabo para calcular la TDH de cada pozo, y la forma en que, junto con los datos de kWh y caudal total de fluido medido, se seleccionaron los pozos candidatos a un proceso de optimización.

Inicialmente, se realizó un primer filtro en el que se descartaron los denominados pozos *infill*, los cuales cuentan con menor radio de drenaje respecto a los pozos convencionales del resto del campo; se descartaron del análisis dado que corresponden a las últimas campañas de perforación desarrolladas en el Activo para incrementar y acelerar los procesos de recuperación. Con esto, la cantidad total de pozos a estudiar se redujo a 154, siendo estos los que harán parte del análisis y se evaluarán hasta definir a cuales se les aplicará la optimización.

Subsecuentemente, a partir del modelo integrado de producción del campo se obtuvieron datos relacionados con las principales características de los pozos como los son presiones, profundidades, profundidad de asentamiento de las bombas, pérdidas en las tuberías, caudal, velocidad de flujo, diámetro interno de la tubería y BS&W, entre otros. Estos datos se encuentran expuestos en el **ANEXO D** donde adicionalmente se exponen algunas variables calculadas que se detallarán en seguida.

Con los datos medidos en campo se calculó el gradiente de la mezcla, teniendo en cuenta el gradiente de presión del agua y el aceite, este último se calculó con la °API promedio del campo (**Ecuación 2**) y se consideró constante en los cálculos que lo precedían. El gradiente de la mezcla (**Ecuación 3**) es un dato variable, ya que el BS&W es un parámetro propio de cada pozo.

Ecuación 2. Gradiente de presión del aceite.

$$\nabla P_o = \frac{141,5 * \nabla P_w}{131,5 + \text{°API}}$$
$$\nabla P_o = 0,42459806 \text{ psi/ft}$$

Fuente: BROWN, Kermit E. *The technology of artificial lift methods.* Oklahoma: PenWell Publishing Company, 1977. 246 p.

Donde:

∇P_o = Gradiente de presión del aceite, psi/ft

∇P_w = Gradiente de presión del agua (0,433 psi/ft)

°API = Gravedad API promedio del campo (12,8 °API)

Ecuación 3. Gradiente de presión de la mezcla.

$$\nabla P_m = \left[\nabla P_w * \left(\frac{BS\&W}{100} \right) \right] + \left[\nabla P_o * \left(1 - \left(\frac{BS\&W}{100} \right) \right) \right]$$

Fuente: BROWN, Kermit E. *The technology of artificial lift methods.* Oklahoma: PenWell Publishing Company, 1977. 246 p.

Donde:

∇P_m = Gradiente de presión de la mezcla, psi/ft

BS&W = Contenido de agua libre y sedimentos, %

Paso seguido, se calculó la velocidad con la que el fluido atraviesa la tubería (**Ecuación 4**), y es importante tener en cuenta la relación directamente proporcional entre el caudal de fluido y el diámetro de la tubería, ya que esto representa un parámetro clave para el diseño del completamiento del pozo sabiendo que si se desea producir mayor cantidad de fluido, el diámetro de la tubería debe ser mayor y por ende habrán menos pérdidas por fricción debido a la reducida velocidad del fluido; sin embargo, es de recordar que los pozos del campo cuentan con una arquitectura ya definida y la velocidad calculada está asociada a una tubería con un diámetro ya establecido.

Ecuación 4. Velocidad de flujo.

$$\vec{V} = \frac{5,61458 \left(\frac{ft^3}{Bbl} \right)}{86400 \left(\frac{seg}{día} \right)} * \frac{Q_f}{\pi * \left(\frac{ID/12 \left(\frac{in}{ft} \right)}{2} \right)^2}$$

Fuente: BROWN, Kermit E. *The technology of artificial lift methods*. Oklahoma: PenWell Publishing Company, 1977. 246 p.

Donde:

\vec{V} = Velocidad de flujo, ft/seg
 Q_f = Caudal de fluido total, BPD
ID = Diámetro interno de la tubería, in

Posteriormente, se calcularon las pérdidas por fricción (**Ecuación 5**), pues este valor se incluye directamente en la determinación de la TDH (*Total Dynamic Head*), la cual corresponde a la distancia que debe recorrer un fluido bombeado desde una profundidad determinada hasta superficie; estas pérdidas consisten en la disminución de la presión a lo largo de esta distancia, por el rozamiento generado entre la tubería y el fluido que circula por la misma.

Ecuación 5. Pérdidas en cabeza por fricción en tubería con flujo monofásico.

$$h_f = 6.840LV^{1.85}C^{-1.85}D^{-1.165}$$

Fuente: TRAVIS,Q, *et al. Relationship between Hazen-William and Colebrook-White Roughness Values*. JOURNAL OF HYDRAULIC ENGINEERING, 2007. 10.1061/(ASCE)0733-9429(2007)133:11(1270).

Donde:

h_f = Pérdidas en cabeza por fricción, m
L = Longitud de la tubería, m
V = Velocidad de flujo, m/s
C = Coeficiente de rugosidad de la tubería
D = Diámetro de la tubería, m

Otro parámetro que debe tenerse en cuenta para el cálculo de la TDH es el NVL (*Net Vertical Lift*), que corresponde al nivel de fluido que hay dentro del *casing*, y representa la presión hidrostática en términos de distancia (**Ecuación 6**).

Ecuación 6. *Net Vertical Lift.*

$$NVL = H_{BOMBA} - \frac{PIP}{\nabla P_m}$$

Fuente: BROWN, Kermit E. *The technology of artificial lift methods.* Oklahoma: PenWell Publishing Company, 1977. 246 p.

Donde:

NVL = *Net Vertical Lift*, ft

H_{BOMBA} = Profundidad de asentamiento de la bomba, ft

PIP = Presión de entrada de la bomba, psi

A partir de los cálculos anteriores se pudo determinar la TDH (**Ecuación 7**), que fue tomada en cuenta en el *paper* desarrollado por T.S. Lutz como una constante de 1.000 pies para todos los pozos, sin embargo, para el caso de este proyecto, al tener acceso a los datos propios de cada pozo se logró incluir el valor de TDH para establecer el Índice de Lutz.

Ecuación 7. *Total Dynamic Head.*

$$TDH = NVL + H_f + \frac{THP}{\nabla P_m}$$

Fuente: BROWN, Kermit E. *The technology of artificial lift methods.* Oklahoma: PenWell Publishing Company, 1977. 246 p.

Donde:

h_f = Pérdidas en cabeza por fricción, ft.

THP = Presión de la tubería en cabeza, psi.

Teniendo el valor de TDH se pudo calcular el índice de Lutz para cada uno de los 154 pozos estudiados en la troncal a partir de la **Ecuación 8**, que como ya se había mencionado, toma en cuenta la energía, el caudal total de producción y una profundidad de referencia de 1.000 pies.

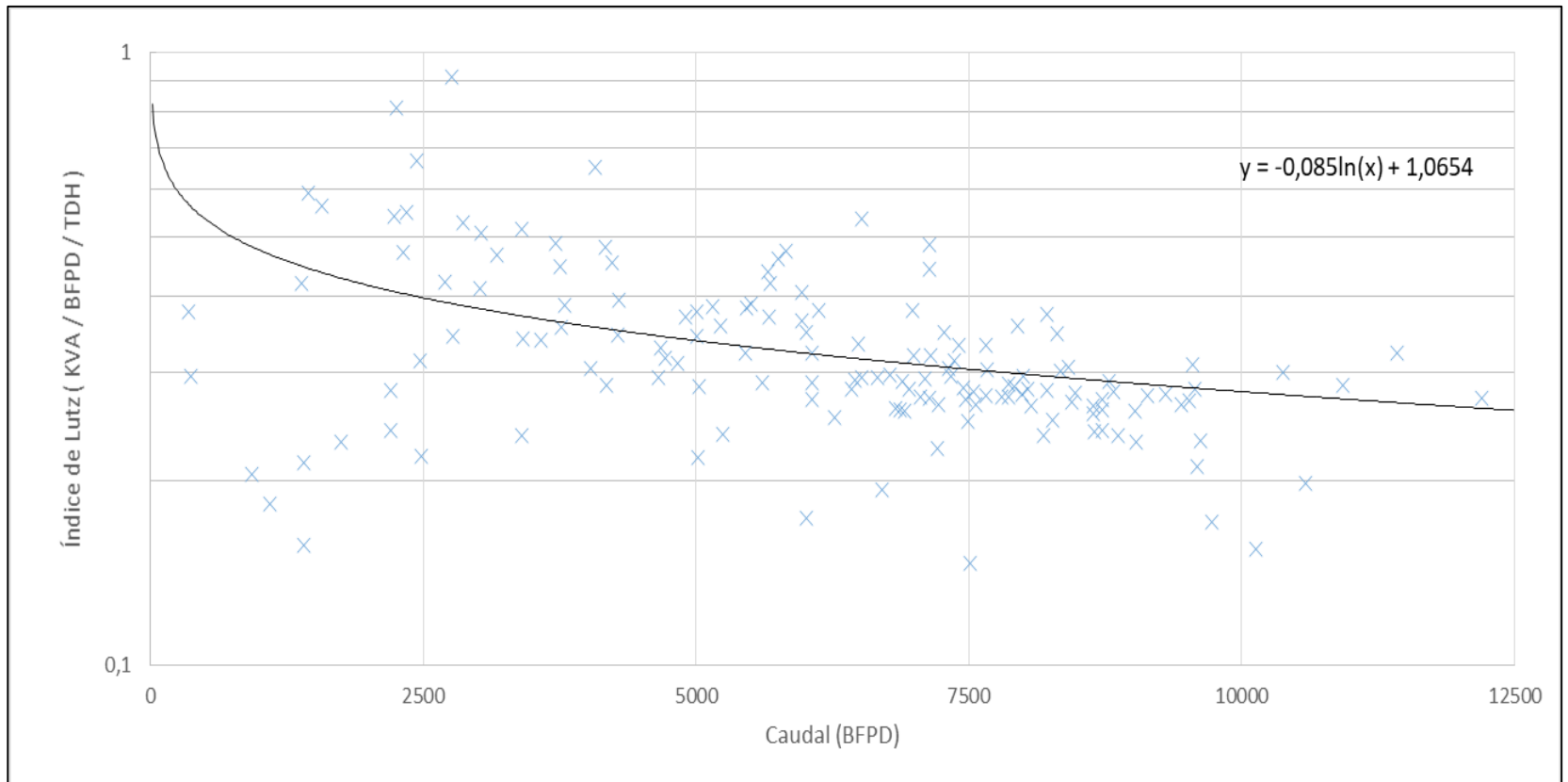
Ecuación 8. Índice de Lutz tomando en cuenta la TDH.

$$\text{Índice de Lutz} = (kWh * 24) / Q / (TDH / 1000)$$

Fuente: LUTZ, T.S. *Electric Submersible Pump System Efficiency*.
En: *SPE Gulf Coast ESP Workshop*. (1997, abril, 29: Estados Unidos). Estados Unidos: 1997. 9 p.

Finalmente, habiendo calculado el índice de Lutz, se construyó la gráfica respectiva (Gráfica 4), y una vez graficados los resultados, se tuvo en cuenta la desviación que presentan los puntos con respecto a una línea de tendencia logarítmica en la que se expresa la eficiencia energética media u óptima de las bombas. Los pozos que se encontraron por encima de dicha curva son los pozos cuyas eficiencias superan el valor óptimo determinado para dichos equipos y pueden representar una oportunidad para rediseño por su alto consumo energético. A partir de este análisis, se seleccionaron 59 de una población de 154 pozos pertenecientes a la troncal 7 de Campo Rubiales.

Gráfica 4. Caudal de fluido total vs. Índice de Lutz.



Fuente: elaboración propia, con base en: LUTZ, T.S. *Electric Submersible Pump System Efficiency*. En: *SPE Gulf Coast ESP Workshop*. (1997, abril, 29: Estados Unidos). Estados Unidos: 1997. 9 p.

Con base en los resultados obtenidos gráficamente y teniendo en cuenta el modelo y especificaciones de cada una de las bombas instaladas actualmente en los 59 pozos resultantes, se comparó el caudal total de producción actual de estos pozos con el caudal máximo y mínimo en el punto de mejor eficiencia de estos equipos. Realizando este contraste se encontraron dos escenarios, el primero hace referencia a la identificación de bombas que están levantando más del caudal aceptado en el rango de operación óptimo del equipo y que están generando un esfuerzo mayor para la producción de los fluidos. El segundo escenario, por el contrario, hace alusión a las bombas que se encuentran produciendo caudales menores al valor mínimo en el punto de mejor eficiencia, estos dos casos traducen de manera general una mayor demanda energética. Estos son los 33 pozos cuyo caudal supera o es menor al caudal óptimo de producción de la bomba, los cuales mediante este segundo filtro se seleccionaron como candidatos a un rediseño.

Posteriormente, para la selección de los pozos fue importante tener en cuenta otros factores determinantes para la toma de decisiones en cuanto a las operaciones llevadas a cabo en el campo, para este caso se consideraron dos variables para fijar finalmente el número de pozos críticos. El estado del pozo (activo o inactivo) definió la reducción de la cifra anterior a 20 pozos, de los cuales la mayoría se encuentran activos actualmente, no obstante, hay algunos pozos que según el plan de desarrollo del campo tienen recomendación de activación, estos también se tuvieron en cuenta, aunque se encuentren inactivos hoy en día.

Por otro lado, es importante mencionar que en Ecopetrol S.A. se cuenta con una herramienta informática llamada *Well Optimizer*, que hace parte del módulo de optimización del *software* de análisis nodal de Schlumberger, PIPESIM; esta trabaja con tres variables que son: caudal de aceite, caudal de agua y consumo energético. Este programa tiene la capacidad de sensibilizar estos valores para cada uno de los pozos para así proponer acciones sobre la operación actual de los mismos, sin embargo el análisis propuesto por esta herramienta de optimización se tendrá en cuenta posteriormente.

Este tipo de *software* requiere de un análisis complementario para considerar la viabilidad del proyecto a realizar en cada uno de los pozos a estudiar y es por esto que, se contemplaron variables adicionales para la completa selección de los pozos, uno de ellos fue el factor económico, teniendo en cuenta el modelo *BreakEven* desarrollado para cada pozo mediante el valor del VPN, de los 20 pozos seleccionados en la anterior instancia, fueron descartados 2 ya que debido al flujo de caja que presentan actualmente no les sería posible costear el valor de la intervención en el caso de realizarles una operación de reacondicionamiento como la propuesta en este proyecto, considerando esta nueva selección se obtuvo un total de 18 pozos.

Finalmente, se evaluaron estos últimos teniendo en cuenta el *Estimated Ultimate Recovery* (EUR) para cada pozo, este valor determina en última instancia tanto

operacionalmente como económicamente cuáles son los pozos con una alta demanda energética destinados a una optimización. Bien es sabido que el valor de las empresas de la industria *Oil and Gas* es medido por la cantidad de reservas que estas declaren, su respectiva clasificación y el límite económico de estos, cuando se abren y se cierran pozos estas reservas se reclasifican por lo que es necesario optar por la optimización de los pozos con alto potencial en lugar de su suspensión, evitando así la disminución de la capacidad de producción inicial que tiene cada pozo.

Los 18 pozos seleccionados con el VPN se evaluaron respecto al EUR que cada uno de ellos presenta y de estos, resultaron 11 candidatos al rediseño de los SLA instalados y/o redimensionamiento de las tuberías de producción para la eliminación de los cuellos de botella. El proceso de selección de pozos y los factores tenidos en cuenta en el mismo, se sintetizan en la **Tabla 1**.

Tabla 1. Pozos preseleccionados para rediseño de SLA y/o redimensionamiento de tubería.

Pozo	Índice de Lutz	Activo	VPN	EUR
RB-1048H	X	X	X	
RB-1111H	X			
RB-1121H	X	X	X	X
RB-1122H	X	X	X	X
RB-1125H	X			
RB-1137HST2	X			
RB-1170H	X			
RB-1191H	X	X	X	
RB-125H	X	X	X	X
RB-151	X			
RB-177H	X	X	X	
RB-219	X			
RB-221	X			
RB-229H	X	X	X	X
RB-342H	X		X	
RB-343H	X		X	
RB-346H	X	X	X	
RB-370	X		X	X
RB-377HST2	X			
RB-378H	X			
RB-380H	X			
RB-392H	X	X	X	X
RB-468H	X			
RB-533H	X	X	X	X

Tabla 1 (Continuación). Pozos preseleccionados para rediseño de SLA y/o redimensionamiento de tubería.

Pozo	Índice de Lutz	Activo	VPN	EUR
RB-554	X	X	X	X
RB-588H	X			
RB-621	X	X	X	X
RB-708H	X	X	X	X
RB-777H	X			
RB-805H	X	X	X	X
RB-810HST	X			
RB-890H	X			
RB-923D	X	X	X	

Fuente: elaboración propia.

4.2 MODELO INTEGRADO DE PRODUCCIÓN

Ecopetrol S.A. desarrolló un modelo integrado de producción de subsuelo y superficie en el que se buscó representar de manera apropiada y confiable, las condiciones de operación real de las troncales del sistema de recolección de los fluidos de producción en superficie, y las condiciones de presión de fondo y presiones en cabeza de los pozos pertenecientes al Campo Rubiales⁴⁰.

4.2.1 Descripción del modelo. El modelo consiste en la simulación de los pozos con sus respectivas líneas e instalaciones tanto de fondo como de superficie, conociendo previamente datos acerca del campo, del yacimiento, propiedades de los fluidos, condiciones ambientales y localización geográfica del campo. Inicialmente se tuvieron en cuenta las siguientes premisas:

- Simulación en estado estable, por lo cual los caudales de crudo, agua y gas son fijos.
- Presión Manifold CPF-2 constante en 50 psig.
- Presión Manifold CPF-1 constante en 30 psig.
- Se tomó como THP de referencia, la THP de operación actual.
- Espesor, diámetro interno, tubería estándar.
- La tubería se encuentra aislada.

El modelo integrado de producción se desarrolló en el *software* PIPESIM de la forma en que se muestra en la **Figura 42**, esta herramienta es un *software* comercial de Análisis Nodal desarrollado por Schlumberger y será descrito posteriormente, sin

⁴⁰ ECOPETROL S.A. Modelo Integrado Subsuelo - Superficie Campo Rubiales. Bogotá D.C., 2018. 30 p.

embargo, es de alta importancia mencionar las correlaciones que fueron utilizadas para la elaboración del modelo, para el flujo vertical se emplearon las de Hagedorn & Brown y Beggs & Brill, para flujo horizontal se aplicó también la de Beggs & Brill y Oliemans; además se utilizaron las de Hazen Williams y Moody, estas correlaciones serán ampliadas más adelante.

Para la creación del modelo integrado del campo, Ecopetrol S.A. consideró tanto los pozos activos como los inactivos que se encuentran conectados a las diferentes troncales de recolección, incluyendo aquellos pozos que han ingresado desde que sucedieron las campañas de perforación *infill* (2016).

Así mismo, para el ajuste y calibración del modelo se utilizó la información real de producción contenida en AVM que es el *software* oficial de pruebas de producción y contabilización volumétrica de Ecopetrol S.A.

Dicho esto, un factor determinante en la creación del modelo fue la producción asociada a los pozos del campo y consecuentemente a las troncales; algunos de los datos incluidos en la creación y ajuste del modelo se sintetizan en el **Cuadro 17**.

Cuadro 17. Pozos conectados a las diferentes troncales de Campo Rubiales.

Troncal	N° Pozos Activos (ESP/PCP)	% Crudo por troncal
Troncal 1-11	44	8%
Troncal 2-2A	39	6%
Troncal 3-3A	37	7%
Troncal 4	85	13%
Troncal 5	76	11%
Troncal 6	34	6%
Troncal 7	106	18%
Troncal 7A	19	3%
Troncal 7C	50	9%
Troncal 8-8A	27	4%
Troncal 10	42	7%
Trunk Line	25	4%
Línea de 12 Pulgadas	20	4%
TOTAL	604	100%

Fuente: ECOPETROL S.A. Modelo Integrado Subsuelo - Superficie Campo Rubiales. Bogotá D.C., 2018. 30 p.

Otros datos de entrada utilizados para el modelamiento de la red subsuelo-superficie para la Troncal 7 y las Sub-Troncales 7A y 7C se encuentran detallados en el **Cuadro 3**, **Cuadro 4** y **Cuadro 5** respectivamente, los valores adicionales requeridos para la correcta simulación de los pozos son el GOR, el cual para todos los pozos tiene una magnitud de 5,8 SCF/STB y la longitud de la línea que se expuso previamente en el **Cuadro 7**, **Cuadro 8** y **Cuadro 9** para la troncal y sub-troncales en estudio. Este modelo y los resultados obtenidos, sirvieron como punto de partida para la metodología de optimización propuesta en este proyecto.

4.2.2 Análisis NODAL. Para la producción de hidrocarburos, el análisis del desempeño del conjunto de fondo y superficie, llevado a cabo con mayor frecuencia es el conocido Análisis NODAL™. ⁴¹, este busca combinar los diferentes componentes de un sistema para determinar los caudales de producción en términos de la capacidad de flujo y la optimización del sistema. Su principal objetivo es determinar el potencial de producción real que tienen los pozos e identificar las restricciones de flujo y el impacto de estas en el funcionamiento del sistema para predecir el comportamiento presente y futuro del mismo.

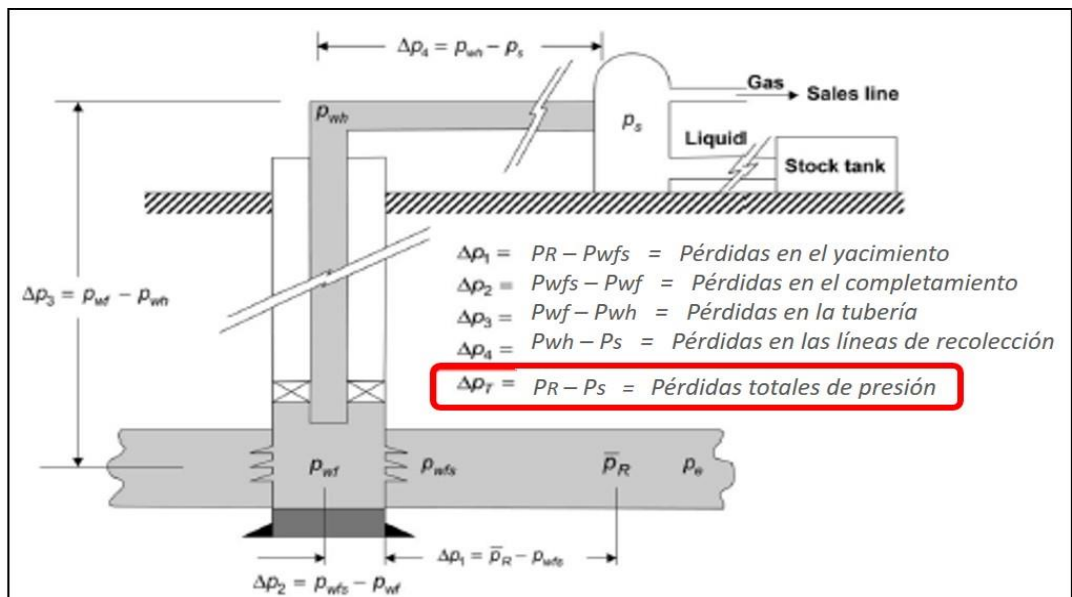
⁴¹ "Análisis NODAL™" es una marca registrada de Flopetrol JohnSlon, una división de Schlumberger Technology Corporation, y está protegido por la patente de Estados Unidos #4,442,710.

El denominado sistema, comprende el recorrido del fluido desde el yacimiento hasta el separador de producción en superficie, por lo cual se divide en cuatro componentes en los cuales se analizan las pérdidas de energía durante el camino que efectúa el fluido, estos son⁴²:

- **Yacimiento:** considera el flujo a través de un medio poroso.
- **Completamiento:** tiene en cuenta el daño de formación y las restricciones en la cercanía al pozo
- **Pozo:** toma en cuenta las restricciones asociadas a los accesorios de la tubería de producción y las pérdidas que se dan por la fricción con la misma (tubería vertical).
- **Facilidades:** considera las restricciones asociadas a los accesorios de las líneas de recolección en superficie y las pérdidas que se dan por la fricción con la misma hasta llegar al separador (tubería horizontal).

Un sistema típico de producción, con sus componentes y respectivas pérdidas de energía, puede observarse en la **Figura 43**.

Figura 43. Sistema de producción y pérdidas de energía.



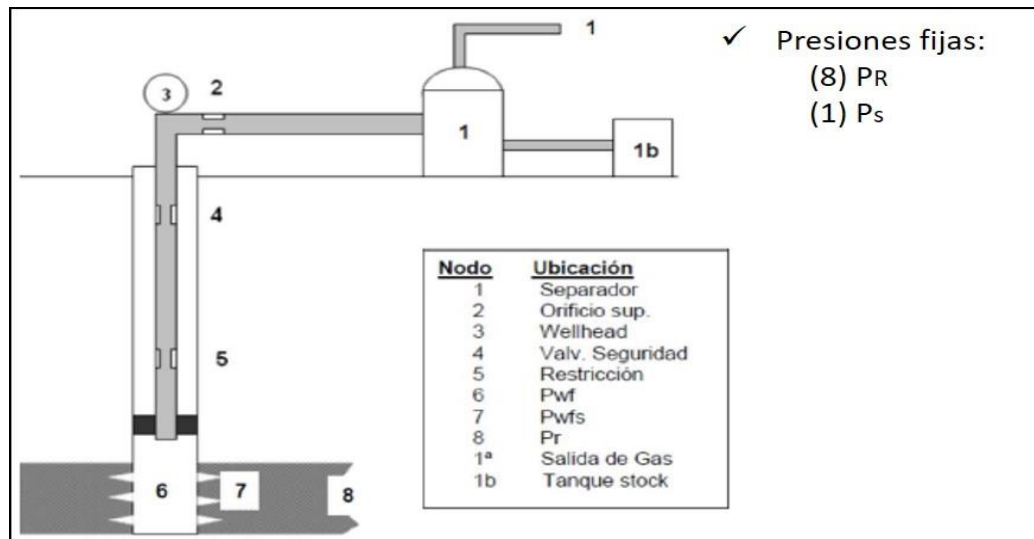
Fuente: elaboración propia, con base en: MARCH, J., PROANO, E., y BROWN, K.E. *A Nodal Approach for Applying Systems Analysis to the Flowing and Artificial Lift Oil or Gas Well*. SPE. Richardson, Texas., 1979. SPE-8025, Citado por RUBIO ARVILLA, Claudia Angélica. *Análisis Nodal™*. [diapositivas] Bogotá. 2018. 21 diapositivas, color.

⁴² RUBIO ARVILLA, Claudia Angélica. *Análisis Nodal™*. [diapositivas] Bogotá. 2018. 21 diapositivas, color.

Ahora bien, el análisis consiste en seleccionar un punto en específico denominado nodo solución donde se presenten caídas de presión, ya sea dentro del pozo o fuera de él para dividir el sistema en dos secciones; todos los componentes que estén antes del nodo se conocen como la sección de entrada (*Inflow*), mientras que todos los componentes que se encuentran después del nodo hacen parte de la sección de salida (*Outflow*).

Algunos de los puntos donde se ubican los nodos se indican en la **Figura 44**, sin embargo, debe aclararse que lo más común es usar como nodo alguna de las dos presiones que se conocen en un sistema, la presión estática del yacimiento (P_R) o la presión del separador (P_s).

Figura 44. Ubicación de nodos para Análisis Nodal.



Fuente: HIRSCHFELDT, Marcelo. Análisis de un Sistema de Producción y Análisis Nodal™. Argentina. *Oil Production*. 2009, Citado por RUBIO ARVILLA, Claudia Angélica. Análisis Nodal™. [diapositivas] Bogotá. 2018. 21 diapositivas, color.

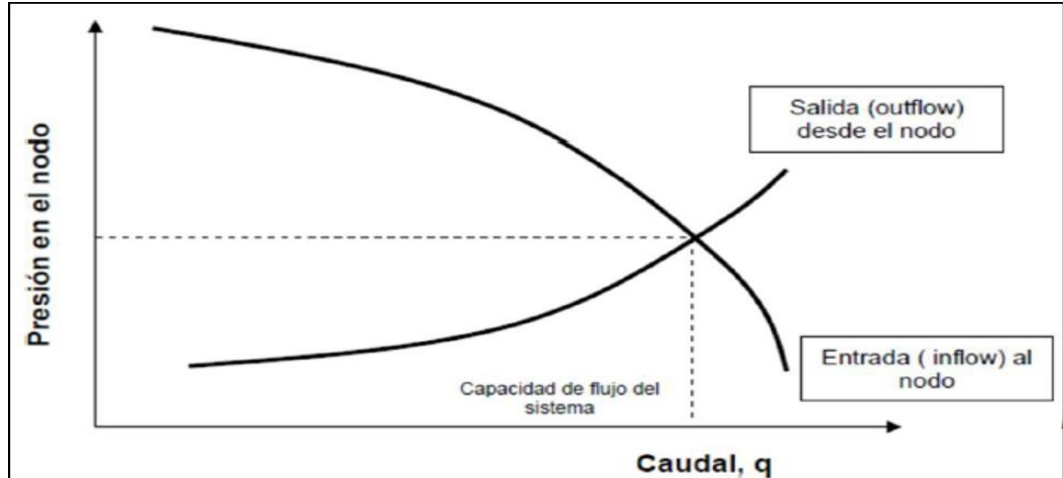
El análisis se realiza en el sentido de flujo, del yacimiento hacia las facilidades, y una vez se define el nodo, se determinan los cambios de presión por encima o aguas arriba (*Inflow*) y por debajo o aguas abajo (*Outflow*) del nodo así:

$$\begin{aligned} \text{Entrada al nodo (Inflow)} &= P_{\text{nodo}} = P_R - \Delta P \text{ (componentes a la entrada)} \\ \text{Salida del nodo (outflow)} &= P_{\text{nodo}} = P_s + \Delta P \text{ (componentes a la salida)} \end{aligned}$$

Teniendo en cuenta que la caída de presión va asociada a un cambio en la tasa de flujo, si se realiza una gráfica de los datos de presión contra caudal obtenidos se generan dos curvas (**Figura 45**), una curva definida por el *Inflow Performance Relationship* (IPR) y otra fijada por los datos que componen el *Vertical Lift Performance* (VLP), la intersección de las dos curvas es donde se ubicaría la

capacidad de flujo del sistema, estas curvas son independientes ya que al cambiar alguna condición a la entrada y la salida del nodo éstas varían de manera individual.

Figura 45. Capacidad de flujo para un sistema partiendo de las curvas *inflow* y *outflow*.



Fuente: HIRSCHFELDT, Marcelo. Análisis de un Sistema de Producción y Análisis Nodal™. Argentina. *Oil Production*. 2009, Citado por RUBIO ARVILLA, Claudia Angélica. Análisis Nodal™. [diapositivas] Bogotá. 2018. 21 diapositivas, color.

Algunas de las aplicaciones del Análisis Nodal son el dimensionamiento de tuberías de producción ya que el 80% de las pérdidas de presión⁴³ por fricción ocurren allí, diseños de levantamiento artificial y completamiento, evaluación de tratamientos y/o estimulaciones, y análisis en general de problemas en el pozo.

Para el manejo de Análisis Nodal, existen diversos *softwares* en los que se modelan diferentes características de las facilidades de producción, para realizar el estudio del desempeño de los pozos y evaluar cómo interactúan las variables o nodos tanto en superficie como en subsuelo; la selección de un *software* u otro depende de la aplicación, por ejemplo para el modelamiento de Campo Rubiales, dada las condiciones PVT de los fluidos, se obtienen muy buenos resultados de calibración en el *software* PIPESIM.

Cabe mencionar que Ecopetrol S.A. particularmente cuenta con algunos programas como PROSPER y GAP de Petroleum Experts Ltd. y PIPESIM de Schlumberger siendo este último donde la compañía tiene modelado la mayoría de sus pozos, líneas de flujo y facilidades para *Black Oil*.

⁴³ DALE BEGGS, Howard. *Production Optimization Using Nodal™ Analysis*. Segunda edición. Tulsa Oklahoma: OGCI, 2002. 411p.

4.2.3 Software PIPESIM. PIPESIM es un simulador de flujo multifásico implementado en el mercado por la empresa Schlumberger, utilizado para el diseño, análisis y diagnóstico de los sistemas de producción de petróleo y gas, el cual permite simular yacimientos de fluidos con características de flujo continuo o estacionario. El *software* permite el modelado desde el yacimiento hasta el cabezal del pozo, mediante el uso de Análisis NODAL™, examinando el comportamiento de las líneas de flujo y facilidades de superficie, diagnosticando así el sistema de producción⁴⁴.

Además, permite efectuar análisis de sensibilidad sobre cualquier variable del sistema y representar gráficamente el flujo de entrada y el de salida en cualquier nodo de este. Incluye todos los tipos de modelos de completamiento de todo tipo de pozos y posibilita el modelado de completamientos complejos, utilizando diferentes parámetros de desempeño de yacimientos y descripciones de fluidos.

La aplicación incorpora todas las correlaciones de flujo multifásico actuales para ajustar los datos medidos de pozos, con el fin de identificar la más apropiada para el análisis. El modelado preciso del fluido producido también es crucial para comprender el comportamiento del sistema; por lo tanto, PIPESIM ofrece la posibilidad de elegir entre correlaciones de modelos de petróleo negro (*Black Oil*) o un rango de ecuaciones de estado para modelos de fluidos composicionales.

El modelo integrado de subsuelo y superficie de Campo Rubiales, ya fue creado y simulado por Ecopetrol en PIPESIM, por lo cual, en este proyecto solo se tienen en cuenta las correlaciones utilizadas para la calibración y ajuste de las variables, relacionadas con el comportamiento de los pozos y las líneas de recolección asociadas a la Troncal 7.

4.2.3.1 Calibración del modelo. Se usaron distintas correlaciones de flujo multifásico para la calibración del modelo integrado, las cuales fueron nombradas anteriormente y serán descritas a continuación.

- **Flujo multifásico vertical**
 - **Hagedorn & Brown:** Este método fue desarrollado a partir de la adquisición de datos de caída de presión y tasa de flujo obtenidos de un pozo vertical de 1.500 pies de profundidad y con diámetros de tubería entre 1 ¼" a 2 7/8". Se realizó el análisis experimental de cinco diferentes muestras, comprendidas por mezclas de petróleo y agua con viscosidades a condiciones *stock tank* entre 10,35 y 110 cP. Este método es aplicable solo cuando las tasas de flujo son altas y con un patrón de flujo de burbuja dispersa⁴⁵.

⁴⁴ SCHLUMBERGER. PIPESIM *production system analysis software. Open Link Reference Manual.* (2011). p 451.

⁴⁵ DALE BEGGS. Op. Cit., p. 85.

Ecuación 9. Correlación de Hagedorn & Brown para flujo multifásico vertical.

$$-\frac{\Delta P_T}{\rho_m \Delta H} = 1 + \frac{v_m^2}{2 * g_c * \Delta H} + \frac{f_m * q_L^2 * M^2}{C * \rho_m^2 * d^5}$$

Fuente: Hagedorn, A.R., Brown, K.E., "Experimental Study of Pressure Gradients Occurring During Continuous Two-Phase Flow in Small Diameter Vertical Conduits". (1965), p.475.

Donde:

$$C = 2.9652 * 10^{11}$$

ΔH = Longitud, ft

ΔP = Caída de presión, lbf/ft²

ρ_m = Densidad de mezcla, lbf/ft³

M = Masa asociada a un barril de líquido, lbf/Bbl

q_L = Caudal de líquido, BFPD

d = Diámetro, ft

f_m = Factor de fricción de la mezcla

- **Flujo multifásico vertical y horizontal**

- **Beggs & Brill:** Fue desarrollada con base en información experimental obtenida en una facilidad temprana de pequeña escala, ésta consistía en una tubería acrílica de 90 ft de longitud y diámetro entre 1" y 1,5". Los parámetros estudiados fueron tasa de flujo de gas y líquido, presión promedio del sistema, diámetro de la tubería, corte de agua y gradiente de presión; se utilizaron agua y aire como fluidos de prueba. Por otra parte el método ha permitido predecir gradientes de presión en pozos verticales, obteniendo buenos resultados.

Ecuación 10. Correlación de Beggs & Brill para flujo multifásico horizontal.

$$\frac{\Delta P}{\Delta L} = \frac{\frac{g}{g_c} * \rho_m + \frac{f_T * G_m * V_m}{2 * g_c * d * 12}}{1 - \frac{\rho_m * V_m * V_{5*g}}{g_c * (P + 14.7) * (144)}}$$

Fuente: MARQUÉS, L. Flujo Multifásico en Tuberías Horizontales. (2013). P13.

Donde:

ΔP = Caída de presión, lbf/ft²

ρ_m = Densidad de mezcla, lbf/ft³

ΔL = Longitud, ft

d = Diámetro, ft

g = Gas

g_c = Gas constante

P = Presión, psi

V_m = Velocidad de la mezcla, ft/s

V_g = Velocidad del gas, ft/s

G_m = Total mezcla

f_T = Factor fricción

- **Flujo multifario horizontal**

- **Oliemans:** Fue desarrollada utilizando tuberías horizontales de condensado de grandes diámetros. El régimen de flujo es calculado por el método de Taitel Dukler, un modelo simple basado en límites de fluido de una sola fase que fueron desarrollados para predecir la caída de presión. El modelo fue basado en una cantidad limitada de datos, usando una tubería de 30" de diámetro, 100 km de longitud y presiones de 100 barg o mayores⁴⁶.

- **Flujo monofásico**

- **Hazen Williams:** Esta ecuación fue propuesta por Hazen Williams (**Ecuación 5**) a inicios del siglo XX para describir la pérdida en cabeza por fricción o rozamiento en tubería para el agua, en esta ecuación se incluye un coeficiente de rugosidad C (**ANEXO E**) el cual depende del tipo y diámetro de la tubería. Diferentes modificaciones han sido realizadas para adaptar esta correlación a un rango más amplio de flujos, principalmente teniendo en cuenta el número de Reynolds, los diámetros de la tubería y el coeficiente mencionado.
- **Moody:** La ecuación de Moody es utilizada para líneas de flujo horizontal de área constante (**Ecuación 11**). Esta correlación depende de un parámetro adimensional (f) para el correcto cálculo de las pérdidas por fricción (h_L), el cual se determina en función del número de Reynolds y la rugosidad relativa de la tubería como se evidencia en el **Cuadro 18**.

⁴⁶ RUÍZ PRADA, María Victoria. Comparación de los modelos composicional y petróleo negro en petróleos volátiles, para flujo multifásico en tuberías empleando el simulador PIPESIM 2000. Tesis de Magíster Scintiarum en Ingeniería de Gas. Maracaibo: Universidad del Zulia. Facultad de Ingeniería, 2004. 94 p.

Ecuación 11. Pérdidas por fricción en flujo monofásico.

$$h_L = \frac{4fLv^2}{d2g}$$

Fuente: BROWN, Kermit E. *The technology of artificial lift methods.* Oklahoma: PenWell Publishing Company, 1977. 246 p.

Cuadro 18. Relación de correlaciones para el diagrama de Moody.

NOMBRE COMPORTAMIENTO	NÚMERO DE REYNOLDS	RUGOSIDAD ADIMENSIONAL	CORRELACIÓN COLEBROOK-WHITE
Laminar	Re < 2 500	NO AFECTA	$f = 64/Re$
Intermedio	2 500 < Re < 10 000		$f = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}$
Turbulento liso	10 000 < Re	$\varepsilon^+ < 5$	$0,0032 + \frac{0,221}{Re^{0,237}}$
Turbulento parcialmente rugoso		$5 < \varepsilon^+ < 70$	$f = -2 \cdot \log_{10} \left(\frac{\varepsilon}{3,72 \cdot D} + \frac{2,51}{Re \cdot \sqrt{f}} \right)$
Turbulento rugoso		$70 < \varepsilon^+$	$f = \left(\frac{1}{1,14 + \log_{10} \left(\frac{\varepsilon}{D} \right)} \right)^2$

Fuente: MARTÍN REINA, G. Manual para el diseño de una red hidráulica de Climatización. [En línea]. Recuperado en 2019-05-02. Disponible en: <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/5091/fichero/3+-+FUNDAMENTOS+DE+MECÁNICA+DE+FLUIDOS.pdf>

4.3 DISEÑO DE SLA

Cada uno de los pozos que requiere la instalación de un SLA posee un diseño de éste, teniendo en cuenta diferentes variables tanto del yacimiento, como del fluido, operación, equipos, entre otras, que determinan las instalaciones en subsuelo y superficie necesarias para garantizar la eficiente producción de hidrocarburos.

Actualmente, los pozos que serán evaluados ya tienen un diseño establecido pero se espera realizar un rediseño de los mismos, a fin de cumplir con los objetivos propuestos para este trabajo, para esto se hará uso de dos *software* de diseño de SLA que hoy en día son usados por Ecopetrol. Teniendo en cuenta que el estudio

se enfoca en un campo cuyas instalaciones son ESP y PCP, se usan los *softwares* SubPUMP® y PC-Pump® respectivamente, ambos serán descritos a continuación.

4.3.1 Software SubPUMP®. Es un *software* utilizado para el diseño eficiente de sistemas ESP, el cual provee información de bombas, motores y otros componentes del sistema teniendo en cuenta los principales proveedores de la industria.

4.3.1.1 Generalidades del software. Su estructura permite mostrar paso a paso los datos de entrada necesarios para el diseño del sistema y además favorece la optimización del mismo, mediante la creación de casos para proponer cambios o mejoras para los diferentes componentes del sistema ESP y así realizar una comparación entre los diseños, para evaluar cuál es la opción que representa una mayor eficiencia y rentabilidad económica.

En el programa es posible diseñar un sistema ESP nuevo o analizar el desempeño de uno existente; para el primer caso, una vez ingresada la información base del yacimiento y del objetivo del diseño, se puede seleccionar la bomba que pueda adaptarse al sistema considerando las especificaciones detalladas anteriormente, así mismo, se pueden elegir el número de etapas. Posteriormente se escoge el motor que le dará potencia a la bomba de preferencia, los protectores, cables de potencia y demás equipos requeridos.

Para el caso en el que se proceda a analizar el desempeño de un sistema existente, se debe igual ingresar la información requerida en las secciones Pozo, Fluido, *Inflow* y, Presiones/Caudales, además, se deben seleccionar la bomba, el motor y otros componentes del sistema ESP existente. A partir de esta información se pueden crear casos de comparación en el que es posible cambiar la información de entrada que sugieran la mejora o desmejora del rendimiento del sistema.

Como parte del análisis que permite este programa especializado, es posible obtener, a partir de la información de entrada, resultados gráficos de varios factores que influyen en el comportamiento del diseño como por ejemplo, curvas *inflow*, curvas de comportamiento de los equipos, curvas del perfil de temperatura, trayectorias de los pozos, sensibilidades de la bomba seleccionada, entre otros.

4.3.1.2 Metodología de diseño. Este programa cuenta con dos tipos de ejecución de diseño: riguroso y rápido, el primero es utilizado cuando la mayor cantidad de información acerca de la instalación o del diseño del sistema ESP es conocida o se encuentra disponible, esto ocurre generalmente cuando el sistema a diseñar ya existe; el segundo se emplea cuando no se dispone de algunos de los datos requeridos en el diseño riguroso, y se emplea por lo general cuando el diseño pertenece a un sistema nuevo.

A continuación, se expondrá el *Input Menu* que proporciona SubPUMP® para la elaboración de los diseños, este contiene los comandos para las secciones 'Pozo', 'Fluido', 'Inflow', 'Presiones/Caudales', 'Selección de la Bomba' y 'Sensibilidades'.

- **Pozo.** Esta sección incluye tres pestañas: 'Datos del pozo', donde se establece la configuración del mismo (tamaños de *tubing* y *casing*), temperaturas de yacimiento y cabeza de pozo y el tope de las perforaciones; 'Survey Direccional' en donde se relaciona la información de pozos desviados, y 'Optimización de *Gas Lift*' para modelar completamientos duales ESP-*Gas Lift*.
- **Fluido.** Sección que comprende cuatro pestañas: 'Propiedades del fluido', 'Correlaciones PVT', 'Datos PVT de Lab.' y 'Calibración de la Viscosidad', en donde se ingresa información de especificaciones y propiedades del fluido, las cuales se ven alteradas dependiendo de las correlaciones seleccionadas para las propiedades de flujo, se ingresa información PVT y datos de viscosidad que permiten ajustar los diseños por medio de uno, dos o tres datos de viscosidad referenciada a temperaturas y presiones específicas.
- **Inflow.** Los datos de *Inflow* describen el flujo de los fluidos del yacimiento hacia el pozo, los modelos disponibles son:
 - Índice de Productividad (IP)
 - Vogel.
 - Vogel corregido para corte de agua (compuesto)
 - Cualquier información de IPR importada desde un archivo.
- **Presiones/Caudales.** Para asegurar el equilibrio del sistema tres criterios presentes en esta sección son necesarios: Caudal de Líquido Total, Condiciones a la Entrada de la Bomba y Profundidad de la Bomba; al cargar información de dos o tres de estos parámetros, el software calcula los datos faltantes para mantener el equilibrio. Los diseños de ESP y la selección de la bomba se hacen con base a la TDH que se desea levantar o vencer para poder poner los fluidos en superficie, así que pueden elegirse dos de las tres variables para que el programa se encargue de resolver la tercera faltante y dar solución al caso que se está desarrollando.
- **Selección de la Bomba.** Tomando como base la capacidad del sistema, se debe elegir principalmente una bomba, a partir de una amplia lista que integra los principales fabricantes de estos equipos de fondo. Adicionalmente deben seleccionarse otros equipos como motor y cable, para complementar y lograr el adecuado funcionamiento de la bomba.
- **Selección del Equipo.** Una vez definidos los parámetros de presiones y caudales, se presentan enlistadas únicamente las principales bombas

disponibles para esas condiciones operativas (teniendo en cuenta equipos que para el sistema pueden ser obsoletos), el número de etapas puede ser calculado por SubPUMP® o puede ser especificado por el usuario bien sea para el diseño de un sistema nuevo o para la optimización de un conjunto ESP existente, esto es necesario para obtener la TDH para el diseño y la frecuencia. Para pozos con gran producción de gas puede seleccionarse la presencia de un separador de gas.

- **Selección de Motor.** Tras la selección de la bomba, la selección de un motor es requerida para suministrar suficiente potencia para operar la bomba eficientemente. Esta sección contiene una lista extensa de motores en la que el programa muestra los equipos de acuerdo a la tolerancia del *casing* y al rango de potencia requerido por el diseño y propuesto por el fabricante. La bomba operará a una frecuencia menor a la requerida debido a la carga ejercida en esta por parte del motor, sin embargo, pueden agregarse etapas a la bomba con el fin de suplir el requerimiento total de caudal y equilibrar el diseño hasta tener los parámetros correctos.
- **Separación de Gas.** Esta sección es específica para los pozos que producen considerable cantidad de gas, allí se debe ingresar información acerca del empaque instalado, la eficiencia de separación natural de gas para obtener el porcentaje de gas libre presente en el *casing* y los datos puntuales del separador de gas, que podrá ser escogido de una lista puntual de separadores suministrada por el *software*.
- **Cable.** La potencia del motor es proporcionada por un cable eléctrico que se extiende desde superficie hasta el motor y es sujetado al *tubing* por medio de juntas que aseguran la adherencia del cable a la tubería, cada uno de ellos tiene pérdidas debido al tamaño, longitud, configuración y temperatura. Teniendo en cuenta estos criterios, SubPUMP® sugiere una lista de cables de diferentes fabricantes, tamaños y configuraciones.
- **Equipo de Superficie.** Éste conjunto de equipos permite la operación y control del sistema ESP, provee el acceso a la comunicación entre fondo y superficie para monitorear de manera remota la producción, consiste en variadores, transformadores y cajas de venteo que pueden ser seleccionados de una lista con variedad de fabricantes.
- **Sensibilidades.** Esta sección permite realizar cambios al caso base modificando uno o varios parámetros existentes para analizar cómo puede verse afectada la operación del sistema ESP, además pueden aplicarse cambios a las condiciones del pozo y al diseño que aseguren la mayor eficiencia de las propiedades del pozo a futuro. Consta de tres pestañas, 'Crear Caso', 'Comparar Equipos', 'Comparar Parámetros'.

4.3.2 Software PC-Pump®. Es un *software* especializado, utilizado para el diseño eficiente de sistemas PCP, fue desarrollado por C-FER Technologies y permite realizar un análisis de calidad, diseño y evaluaciones para las instalaciones de cavidades progresivas, optimizando la productividad de los pozos al asegurar que el equipo de bombeo y su velocidad sean similares al flujo de entrada del pozo.

4.3.2.1 Generalidades del software. Esta herramienta permite realizar un paso a paso para la incorporación de información y datos necesarios durante la creación de un diseño PCP para un pozo, bien sea nuevo o que ya existe. Fue creado con el objetivo de proporcionar una forma integral de diseño de sistemas de bombeo, satisfaciendo las necesidades de las condiciones específicas demandadas por los pozos y las prácticas operacionales.

El programa ofrece herramientas y módulos de diseño especializados que incluyen las especificaciones de equipos, módulos de análisis que incluyen especificaciones de las condiciones operacionales y de las propiedades de los fluidos, y una extensa base de datos que incluye los equipos de los fabricantes más utilizados en la industria; esto en conjunto posibilita el análisis del desempeño de una bomba instalada en determinado pozo y la simulación de los equipos de diseño para la selección de un sistema óptimo.

Por otro lado, algunos de los beneficios que brinda este programa están relacionados con la configuración óptima de pozos nuevos, la capacidad de comparar alternativas, diagnosticar problemas y optimizar el desempeño de los pozos para la toma eficiente y acertada de decisiones mientras que se reduce el tiempo muerto y se solucionan problemas propios de un pozo⁴⁷.

Como parte del análisis que ofrece esta herramienta, se cuenta con dos fases principales de diseño, que son la fase de entrada y la de resultados, la primera incluye todas las etapas del diseño relacionadas con el ingreso de información, mientras que la segunda tiene que ver con la visualización de parámetros clave y de gráficas que describen el desempeño de sistema y la interacción de los datos de entrada. Ambas secciones se ampliarán a continuación:

4.3.2.2 Metodología de diseño⁴⁸. Previo al inicio del diseño, deben establecerse las unidades de trabajo, algunos valores por defecto de varios parámetros o variables del programa, límites o rangos, correlaciones por defecto para las propiedades de flujo multifásico y demás preferencias del programa. Una vez completada esta información, se puede proceder con la primera fase de diseño,

⁴⁷ UPC Global. PC-PUMP ®, *Software* especializado en el diseño y evaluación de sistemas de bombeo por cavidad progresiva. [En línea]. Recuperado en 2019-06-10. Disponible en: <https://www.upcoglobal.com/es/software/bombeo-de-cavidad-progresiva/pc-pump>

⁴⁸ VALENCIA ZAMORA, María Angélica. Guía rápida de PC-PUMP. Una introducción al *software* PC-PUMP [curso]. Universidad Ecopetrol, Departamento de Tecnologías de Producción, 2018. 26 p.

en la cual, muchas de las entradas son opcionales y pueden ser excluidas dependiendo del tipo de análisis que se desee desarrollar, sin embargo, entre más datos se proporcionen al *software* más acertado será el análisis a realizar. La fase de entrada cuenta con cuatro grupos de información necesaria para los diseños:

- **Geometría del pozo (*Wellbore Geometry*):** esta corresponde al perfil del pozo, aquí deben ingresarse los datos de geometría del pozo pues el *software* asumirá que es un pozo vertical si no se le ingresa la geometría o *survey*.
- **Configuración del sistema (*Equipment Configuration*):** deben especificarse datos como la profundidad de asentamiento de la bomba, el punto medio de perforados, la profundidad de elementos como *tubing*, *casing*, tuberías de inyección, tuberías de cola y sarta de varillas, cabezales de superficie o equipos como motores de fondo para diseños ESPCP, entre otros. La información de entrada de esta sección se ingresa en cada una de las siguientes opciones:
 - **Selección de la bomba “*Pump*”:** en esta pestaña se puede seleccionar la bomba con su respectiva especificación y proveedor y si se desea puede observarse la curva teórica de esta. Se incluyen gráficos de desempeño asociados a la bomba, acorde con cabeza, potencia y desplazamiento nominal para diferentes eficiencias. Una vez elegido el equipo, deben incluirse especificaciones necesarias como lo son los valores de eficiencia y torque de fricción, estos pueden incluirse como valores estáticos o pueden ajustarse de manera dinámica cuando se tiene la curva de prueba de la bomba en banco.
 - **Selección tubular “*Tubulars*”.** se aseguran factores relacionados con el *tubing* y el *casing* del sistema como la longitud de la sarta, que se calcula automáticamente al ingresar información como la profundidad de la bomba y el punto medio de perforados.
 - **Selección de la sarta de varillas “*Rod String Components*”:** aquí se ingresan los diferentes elementos que conforman la sarta de varillas (*couplings*, centralizadores o guías), estos se agregan en orden desde fondo hasta superficie.
 - **Selección del equipo de superficie “*Surface Drive Equipment*”:** incluye toda la información relacionada con la instalación que se requiere en superficie para el adecuado funcionamiento del sistema. Cuenta con una opción “*intelligent drive selection*” que evita la selección específica de información ya que a partir de los datos con los que ya se cuenta del sistema, el *software* calcula cuales son los equipos superficiales que mejor se adaptan a las condiciones dadas.

La lista de equipos se genera de la base de datos de PC-Pump® y contiene todas las especificaciones necesarias para los cálculos subsiguientes, a partir

de esta se hace la elección del proveedor de los equipos. Es importante saber que aunque las bases de datos no se pueden modificar, se pueden crear bases de datos personalizadas y cargarlas al *software*.

- **Propiedades de los fluidos (*Fluid Properties*):** en esta pestaña principalmente debe seleccionarse una opción de análisis dependiendo de si el fluido es de una sola fase o es multifásico, posteriormente se especifica el comportamiento de influjo del yacimiento y la información del fluido (composición, densidades y viscosidades)
- **Condiciones operativas (*Operating Conditions*):** en esta sección pueden escogerse diferentes opciones de ingreso y cálculo, variables de operación como presiones y temperaturas tanto en fondo como en cabeza, y datos del comportamiento de afluencia o curva IPR del pozo.

Esta herramienta permite realizar sensibilidades por lo cual, una vez asegurada la información inicial, se pueden incluir diferentes entradas o configuraciones, esto mediante la opción de "*Case Manager*". Cuando la o las entradas se encuentran completas, el *software* analiza los datos del sistema y se da paso a la segunda fase que permite visualizar los resultados que se agrupan en dos secciones:

- **Análisis de resultados (*Analysis Results*):** contiene de manera sintetizada los resultados de los parámetros de entrada y de salida, a su vez presenta varias pestañas donde se encuentran los resultados relacionados con:
 - Resumen "*Summary*"
 - Flujo de energía "*Energy Flow*"
 - Equipo de accionamiento "*Drive Equipment*"
 - Flujo de fluidos básico "*Basic Fluid Flow*"
 - Cargas de las varillas y desviación "*Rod Loading/Deflection*"
 - Contacto de varilla y tubería "*Rod/Tubing Contact*"
 - Flujo multifásico "*Multiphase Flow*"
 - Locaciones claves "*Key Locations*"
- **Análisis auxiliar (*Auxiliary Analysis*):** permite realizar un análisis adicional, capaz de complementar los resultados obtenidos en la sección anterior, incluye resultados de algunos factores como:
 - Desgaste de la varilla y la tubería "*Rod/Tubing Wear*"
 - Fatiga de la varilla "*Rod String Fatigue*"
 - Análisis de retroceso "*Backspin*"
 - Asentamiento de la arena "*Sand Seating*"

5. PLANTEAMIENTO Y ANÁLISIS DE LOS ESCENARIOS DE OPTIMIZACIÓN

A lo largo de este capítulo se describirá con detalle la evaluación aplicada a los pozos que presentan una opción de mejora, considerando diferentes variables determinantes en la operación y el consumo energético de los mismos, de igual manera se expondrán los escenarios de optimización a través de los cuales se propone el rediseño de los Sistemas de Levantamiento Artificial instalados y/o la eliminación de cuellos de botella en la demanda de energía en tuberías de producción mediante su redimensionamiento, teniendo en cuenta la pre-selección realizada en el capítulo anterior.

Es importante mencionar que en la selección realizada no se encuentran presentes pozos con instalación PCP, pues a pesar que, según el Índice de Lutz, se obtuvo un pozo con esta característica, la inactividad del pozo hizo que no fuera una opción viable para una optimización. Adicionalmente, era de esperarse este resultado debido a que la población de pozos con sistemas PCP en el campo corresponde a la minoría, y como se mencionó en capítulos anteriores el mayor déficit energético es causado por las bombas electrosumergibles, por ello a continuación se muestra el rediseño propuesto de los pozos ESP candidatos.

5.1 DISEÑO EN SubPUMP® DEL ESCENARIO ACTUAL DE LOS POZOS SELECCIONADOS

En esta sección se describirá el proceso de diseño que se llevó a cabo en el *software* SubPUMP®, para evidenciar y evaluar el desempeño actual de los pozos previamente seleccionados y con base a ello, proponer la priorización de los candidatos a optimización.

5.1.1 Metodología de diseño en SubPUMP®. Para los 11 pozos con instalación ESP seleccionados previamente se diseñaron y plasmaron los datos actuales de operación (*match*) en el *software* SubPump®, con el fin de obtener el número de pozos real que según la curva de eficiencia representan los mejores candidatos a una optimización. El procedimiento para la selección de pozos fue llevado a cabo siguiendo la metodología descrita a continuación:

Paso 1: Descripción del Pozo. En esta primera ventana se especificaron datos previos al diseño, es decir, generalidades propias del pozo al cual se le realizó el diseño, la información requerida en esta sección se evidencia en la **Figura 46**.

Figura 46. Descripción del Pozo – *Software* SubPUMP®

Descripción del Pozo

Compañía: ECOPEPETROL

Nombre del Pozo: RB-1121H

Yacimiento:

Nombre del Campo: RUBIALES

Localización:

Analista: DAC - MFQV

Comentarios: Estado actual

Fecha: Jun 08, 2019

Ayuda OK Cancelar Siguiente

Fuente: SubPUMP®. [*Software* para el diseño y análisis de sistemas de bombeo electrosumergible]. Versión 10.0. Requerimientos del sistema: Windows. Suministrado por Ecopetrol S.A.

Paso 2: Seleccione Diseño o Análisis. Este corresponde a la **Figura 47** y hace referencia a la modalidad de diseño que, en este caso es ‘Diseño Riguroso’, pues los pozos a correr ya existen y se cuenta con la información requerida referente a profundidades, presiones, caudales, equipos, etc.

Figura 47. Seleccione Diseño o Análisis – *Software* SubPUMP®

Seleccione Diseño o Análisis

Diseño o Análisis

Diseño Riguroso

Diseño Rápido

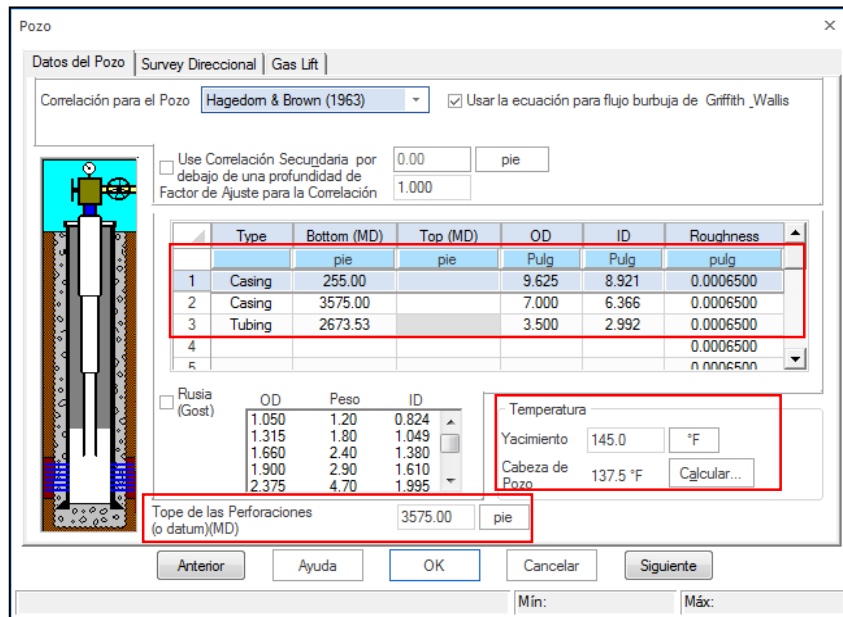
Ayuda

Anterior OK Cancelar Siguiente

Fuente: SubPUMP®. [*Software* para el diseño y análisis de sistemas de bombeo electrosumergible]. Versión 10.0. Requerimientos del sistema: Windows. Suministrado por Ecopetrol S.A.

Paso 3: Pozo. Cuenta con tres pestañas (**Figura 48**), en la primera ‘Datos del Pozo’, se especificó información teniendo en cuenta el estado mecánico del pozo, las diferentes tuberías, características y longitudes presentes en el pozo, temperaturas tanto en cabeza como en yacimiento, y el punto medio de perforados que para pozos verticales se tomó en el punto medio de la *casing window*, mientras que para los horizontales corresponde al promedio entre la base y el tope de la arena productora por donde se navegó en la perforación.

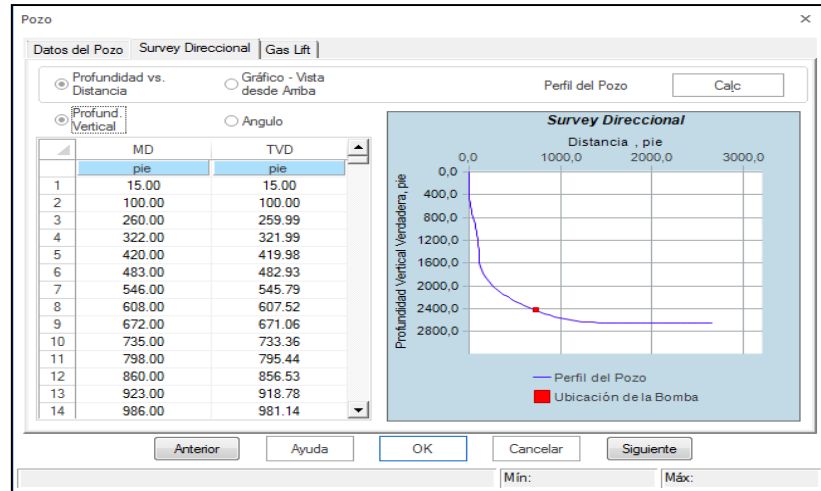
Figura 48. Pozo / Datos del Pozo - Software SubPUMP®



Fuente: SubPUMP®. [Software para el diseño y análisis de sistemas de bombeo electrosumergible]. Versión 10.0. Requerimientos del sistema: Windows. Suministrado por Ecopetrol S.A.

Paso seguido en la misma ventana pero en este caso en la pestaña ‘Survey Direccional’ (**Figura 49**) se ingresaron los datos correspondientes a la trayectoria del pozo, generando como resultado un gráfico donde se muestra la tendencia de la información suministrada, así:

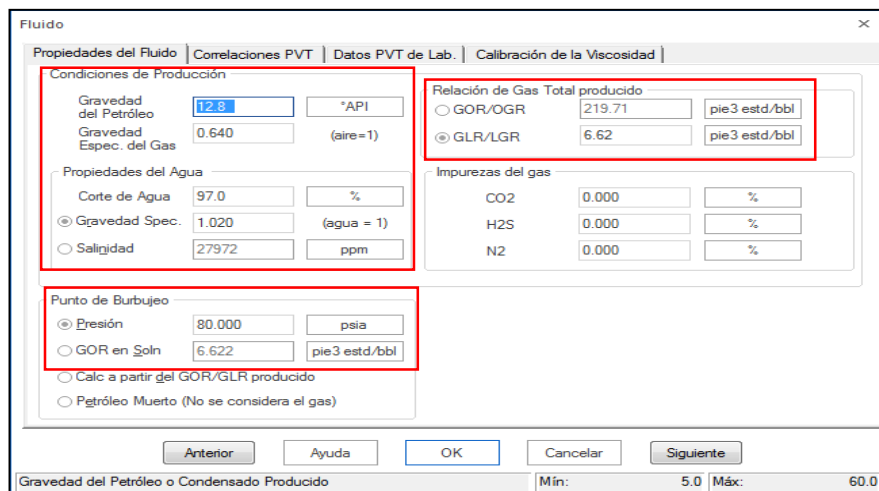
Figura 49. Pozo / Survey Direccional - Software SubPUMP®



Fuente: SubPUMP®. [Software para el diseño y análisis de sistemas de bombeo electrosumergible]. Versión 10.0. Requerimientos del sistema: Windows. Suministrado por Ecopetrol S.A.

Paso 4: Fluido. Esta sección cuenta con cuatro pestañas, en la primera 'Propiedades del Fluido' se diligenciaron las gravedades específicas del aceite, del gas y del agua, el corte de agua, la presión de burbuja y la relación gas-líquido para cada pozo; el GOR para Campo Rubiales es bajo, tiene un valor de 5,8 SCF/STB (Figura 50).

Figura 50. Fluido / Propiedades del Fluido - Software SubPUMP®



Fuente: SubPUMP®. [Software para el diseño y análisis de sistemas de bombeo electrosumergible]. Versión 10.0. Requerimientos del sistema: Windows. Suministrado por Ecopetrol S.A.

En la segunda pestaña ‘Correlaciones PVT’ se especificaron las correlaciones que se aplican para determinar la viscosidad, densidad, presión, compresibilidad y diferentes factores que se muestran en la **Figura 51**. La selección de estas correlaciones depende de las propiedades de los fluidos producidos del yacimiento. Para el caso de Campo Rubiales, algunas de las correlaciones empleadas, sus ecuaciones y los rangos de aplicación que deben tenerse en cuenta se especificarán en la **Cuadro 19**.

Figura 51. Fluido / Correlaciones PVT - Software SubPUMP®

The screenshot shows the 'Fluido' window with the 'Correlaciones PVT' tab selected. The window is divided into several sections:

- Viscosidad:** A group of five dropdown menus for selecting correlations:
 - Petróleo Muerto: Beggs && Robinson
 - Saturado: Beggs && Robinson
 - Sub-saturado: Ghetto && Villa (heavy oil)
 - Gas: Lee
 - Agua: Beggs && Brill
- Densidad del Petróleo:** Katz
- Presión de Burbujeo/RGP en Solución:** Lasater
- Compresibilidad del Petróleo:** Vazquez && Beggs
- FVF del Petróleo:** Vazquez && Beggs
- Factor Z:** Dranchuk && Purvis
- Condiciones en el Separador:**
 - Temperatura: 60.0 °F
 - Presión: 100.0 psig

At the bottom of the window, there are buttons for 'Anterior', 'Ayuda', 'OK', 'Cancelar', and 'Siguiete'. Below these buttons are fields for 'Mín:' and 'Máx:'.

Fuente: SubPUMP®. [Software para el diseño y análisis de sistemas de bombeo electrosumergible]. Versión 10.0. Requerimientos del sistema: Windows. Suministrado por Ecopetrol S.A.

Cuadro 19. Correlaciones aplicadas a los fluidos de Campo Rubiales.

Propiedad	Correlación	Ecuación	Descripción
Viscosidad del Petróleo muerto	Beggs & Robinson	$\mu_{od} = 10^x - 1$ <p>Donde;</p> $x = yT^{-1,163}$ $y = 10^z$ $z = 3,0324 - 0,02023\gamma_{API}$	μ_{od} = Viscosidad petróleo libre de gas a 1 atm. Y T, cp. γ_{API} = Gravedad del petróleo, °API T = Temperatura del yacimiento, °F Aplicación: <ul style="list-style-type: none"> • Presión, Ipca: 15 – 5265 • Temperatura, °F: 70 – 295 • Razón gas disuelto – petróleo, PCN/BN: 20 – 2070 • Gravedad del petróleo, °API: 16 – 58
Viscosidad del Petróleo Saturado	Beggs & Robinson	$\mu_{ob} = a(\mu_{od})^b$ <p>Donde;</p> $a = 10,715(R_s + 100)^{-0,515}$ $b = 5,44(R_s + 150)^{-0,338}$	μ_{ob} = Viscosidad de crudo con gas en solución, cP.
Viscosidad del Petróleo Sub – Saturado	Ghetto & Villa	$\mu_{ou} = \mu_{ob} - \left(1 - \frac{P}{P_b}\right)\mu_{\mu}$ <p>Donde;</p> $\mu_{\mu} = \left(\frac{10^{-2,691}(\mu_{od}^{1,274})(P_b^{0,3134})}{10^{0,00989*API}}\right)$	μ_{ou} = Viscosidad de petróleo sub-saturado, cP.
Viscosidad del Gas	Lee	$\mu_g = \frac{Ke^{(x\rho_g^Y)}}{10000}$ <p>Donde;</p> $K = \frac{(9,4 + 0,02M_g)T^{1,5}}{(209 + 19M_g + T)}$	μ_g = Viscosidad del gas, cP M_g = Peso molecular del gas SG_g = Gravedad específica del gas T = Temperatura, °R

Cuadro 19 (Continuación). Correlaciones aplicadas a los fluidos de Campo Rubiales.

Propiedad	Correlación	Ecuación	Descripción
		$X = 3,5 + \frac{986}{T} + 0,001M_g$ $Y = 2,4 - 0,2X$ $M_g = 28,967 SG_g$	
Presión de Burbujeo	Lasater	$P_b = P_f \left(\frac{T}{\gamma_g} \right)$ <p>Donde;</p> $\gamma_g = \frac{(R_{sb}/379,3)}{(R_{sb}/379,3) + (350\gamma_o/M_o)}$ $P_f = \frac{P_b \gamma_g}{T}$ <p>se determina gráficamente (Ver ANEXO F)</p>	<p>P_b =Presión de burbujeo P_f =Factor de la presión de burbujeo T =Temperatura, °R γ_g=Gravedad específica del gas R_{sb}=Razón gas disuelto-petróleo γ_o=Gravedad específica del petróleo M_o =Peso molecular efectivo del petróleo</p> <p>Aplicación:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Presión, lpc: 48 – 5780 • Temperatura, °F: 82 – 272 • Razón gas disuelto – petróleo, PCN/BN: 3 – 2905 • Gravedad del petróleo, °API: 17,9 – 51,1
Compresibilidad del petróleo	Vazquez & Beggs (84)	$C_o = \frac{-1433 + 5R_s + 17,2T - 1180\gamma_{gc} + 12,61\gamma_{API}}{p \times 10^{-4}}$	<p>C_o =Compresibilidad isotérmica del petróleo, lpc⁻¹ R_s =Razón gas disuelto-petróleo, PCN/BN P =Presión de interés, lpc T =Temperatura del yacimiento, °F γ_{gc}=Gravedad específica del gas corregida a 100 lpcm, (aire=1) γ_{API}=Gravedad del petróleo, °API</p> <p>Aplicación:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Presión, lpc: 141 – 9515 • Temperatura, °F: 82 – 272

Cuadro 19 (Continuación). Correlaciones aplicadas a los fluidos de Campo Rubiales.

Propiedad	Correlación	Ecuación	Descripción
			<ul style="list-style-type: none"> Factor volumétrico petróleo, BY/BN: 1,066 – 2,226 Gravedad del petróleo, °API: 15,3 – 59,5
Factor volumétrico del petróleo	Vazquez & Beggs	$B_{ob} = 1,0 + C_1 R_{sb} + C_2 (T - 60) \left(\frac{\gamma_{API}}{\gamma_{gc}} \right) + C_3 R_{sb} (T - 60) \left(\frac{\gamma_{API}}{\gamma_{gc}} \right)$ <p>Donde;</p> <p>Si $\gamma_{API} \leq 30$: Si $\gamma_{API} > 30$:</p> <p>$C_1 = 4,677 \times 10^{-4}$ $C_1 = 4,670 \times 10^{-4}$</p> <p>$C_2 = 1,751 \times 10^{-5}$ $C_2 = 1,100 \times 10^{-5}$</p> <p>$C_3 = -1,8106 \times 10^{-8}$ $C_3 = 1,3370 \times 10^{-9}$</p>	<p>B_{ob} =Factor volumétrico del petróleo a P_b, BY/BN</p> <p>R_{sb}=Razón gas disuelto-petróleo a $P \geq P_b$, PCN/BN</p> <p>T =Temperatura del yacimiento, °F</p> <p>γ_{gc}=Gravedad específica del gas corregida a 100 lpcm, (aire=1)</p> <p>γ_{API}=Gravedad del petróleo, °API</p>

Fuente: BÁNZER S, Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Edición Preliminar. Maracaibo: Universidad del Zulia, 1996. 150 p.

En la tercera pestaña ‘Datos PVT de Lab’ no se registró información, pues debido a las características del fluido no se hace necesario cargar un PVT, los valores requeridos se pueden obtener con un buen ajuste por medio de correlaciones. La cuarta pestaña de la ventana, denominada ‘Calibración de la Viscosidad’, toma en cuenta algunos datos de pruebas PVT del campo para realizar un ajuste mayor de las propiedades del fluido. En este caso la viscosidad se calibró con dos puntos de presión y temperatura medidos en fondo, observando que la presión corresponde a un valor estático mientras que la viscosidad varía con la temperatura (**Figura 52**).

Figura 52. Fluido / Calibración de la Viscosidad - *Software SubPUMP®*

Pt #	Pres psia	Temp °F	Viscosidad cP	Petróleo Muerto	Gas Sat
1	918.6	130.0	532.0	<input checked="" type="radio"/>	<input type="radio"/>
2	918.6	140.0	379.0	<input checked="" type="radio"/>	<input type="radio"/>

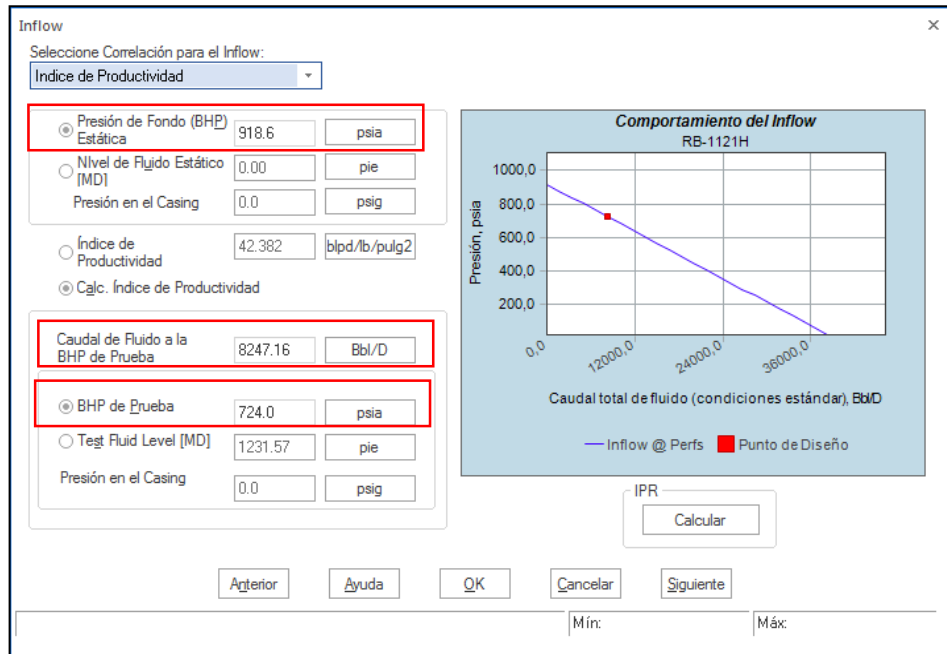
Fuente: SubPUMP®. [Software para el diseño y análisis de sistemas de bombeo electrosumergible]. Versión 10.0. Requerimientos del sistema: Windows. Suministrado por Ecopetrol S.A.

Paso 5: Inflow. En esta sección se ingresaron los datos necesarios para calcular el Índice de Productividad del pozo, esto debido a que en Campo Rubiales no se presenta empuje de gas ni variación importante en el GOR, adicionalmente se tiene una presión de burbuja de 80 psi. Con base en esto, se incorporaron las presiones de yacimiento y de fondo y además el caudal total de fluido producido; a partir de estas variables el *software* calculó la curva IP del pozo como se observa en la siguiente figura (**Figura 53**).

Para ingresar un correcto valor de la presión de fondo, se realizó una corrección la cual consistió en la extrapolación de la PIP para llevarla al punto medio de

perforados, es decir, se calculó la presión de fondo fluente con base a la presión de entrada de la bomba (que es el valor conocido), esto con el fin de ajustar el Índice de Producción del pozo.

Figura 53. Inflow - Software SubPUMP®



Fuente: SubPUMP®. [Software para el diseño y análisis de sistemas de bombeo electrosumergible]. Versión 10.0. Requerimientos del sistema: Windows. Suministrado por Ecopetrol S.A.

Paso 6: Presiones/Caudales. En esta ventana se requirió del ingreso de diferentes datos como se evidencia en la **Figura 54**, dependiendo de la información con la que se cuente pueden activarse o desactivarse algunos datos de entrada. Para este caso, se especificaron el caudal de líquido total, la profundidad de la bomba y la presión en cabeza del *tubing*, a partir de estos datos SubPUMP® realizó el cálculo de las condiciones de diseño de la bomba, y arrojó un valor de TDH que para este estudio es de gran importancia pues el Índice de Lutz depende de este, así, con el valor calculado por el *software*, se podrá validar la correcta ejecución de los cálculos realizados anteriormente mediante la **Ecuación 7**.

Figura 54. Presiones / Caudales - Software SubPUMP®

Presiones / Caudales

Diseño

Calcular:

Condiciones a la Entrada de la Bomba *

Caudal de Fluido Total

Profundidad de la Bomba

Caudal de Líquido Total: 8247.16 Bbl/D

Profundidad de la Bomba (MD): 2673.53 pie

Condiciones a la Entrada de la Bomba

Corrección del Nivel de Fluido en el Anular para Pozos con Bastante Gas (curva-S): Ninguno

Presión a la Entrada de la Bomba: 599.2 psig

Fluido Sobre la Bomba (MD): 1623.80 pie

Nivel del Fluido (MD): 1049.73 pie

TDH: 1736.89 pie

* Selección Recomendada

Presiones en Cabeza

Tubing: 114.0 psia

Casing: 0.0 psig

Correcciones por Viscosidad

Use la Viscosidad de: Fluido

Condiciones de Diseño de la Bomba

Calc Separación de Gas...

Anterior Ayuda OK Cancelar Siguiente

Mín: Máx:

Fuente: SubPUMP®. [Software para el diseño y análisis de sistemas de bombeo electrosumergible]. Versión 10.0. Requerimientos del sistema: Windows. Suministrado por Ecopetrol S.A.

Paso 7: Selección del equipo. Esta ventana se divide principalmente en tres secciones, la primera corresponde a la selección de la bomba, donde se eligió el equipo que más se acerque a las condiciones de producción esperadas y adicionalmente se ajustó el número de etapas con las que la bomba ha de trabajar. La segunda sección por su parte permite elegir el tipo de motor a instalar considerando factores como la potencia y la corriente; finalmente la tercera sección permite seleccionar el tipo de cable que utilizará el sistema (**Figura 55**).

Adicionalmente, en esta ventana al lado izquierdo se representa esquemáticamente una instalación ESP, donde se pueden especificar más datos relacionados con los componentes de fondo y de superficie del sistema, y se puede validar el comportamiento de la instalación escogida, sin embargo, en este caso, solo se tienen en cuenta los equipos principales, bomba, motor y cable. Por otro lado, hacia la derecha de la ventana se puede observar el comportamiento teórico de la bomba a partir de un resumen de datos tales como el número de etapas, la TDH, el caudal de producción, la potencia de operación, la presión de entrada a la bomba y el comportamiento del motor entre otros (**Figura 56**).

Figura 55. Selección del Equipo - *Software SubPUMP®*

The screenshot displays the 'Selección del Equipo' (Equipment Selection) window in the SubPUMP software. The interface is divided into several sections for configuring different components of the pump system.

Selección de la Bomba (Pump Selection):

- Radio buttons: Banco de Datos de SubPUMP, Inventario, Archivo Excel de Equipos.
- Fabricante: **Schlumberger/Reda** (dropdown menu).
- Options: Bombas en Serie, 2 Bombas, 3 Bombas.
- Text: "La opción 'Etapas' es para analizar el comportamiento de la bomba. El caudal se calculará de acuerdo al número fijo de etapas, el cual puede ser muy diferente al caudal de diseño."
- Table:

Bomba	Fab	Serie	Modelo	BEP/DP Rate	Etapas (Opcional)	Mostrar Eq. Obsoleto
	Reda	538	S6000N	6028	82 <input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

Selección del Motor (Motor Selection):

- Radio buttons: Banco de Datos de SubPUMP, Inventario, Archivo Excel de Equipos.
- Fabricante: **Schlumberger/Reda** (dropdown menu).
- Text: "60 (Hz) en la Placa".
- Table:

Fab	Serie	Tipo	HP	Volts	Amps	Mostrar Eq. Obsoleto
Reda	540D1	D@100%	300.0	2008	93.9	<input type="checkbox"/>

Selección del Cable (Cable Selection):

- Cable en Secciones.
- Text: Schlumberger/Reda - Redalene.

The main window also includes a vertical well diagram on the left, a 'Comportamiento del Equipo' section with a 'Calcular' button, and a data table on the right showing various pump and motor specifications.

Fuente: SubPUMP®. [*Software* para el diseño y análisis de sistemas de bombeo electrosumergible]. Versión 10.0. Requerimientos del sistema: Windows. Suministrado por Ecopetrol S.A.

Figura 56. Selección del Equipo - Software SubPUMP®

Selección del Equipo

Equipo de Superficie...
 Cambiar_Bomba
 Separación de Gas...
 Sello & Motor
 Datos de Cable...
 Validación de instalación
 Comportamiento del Equipo
 Calcular

Selección del Equipo

Fuente seleccione el Equipo. Frecuencia de Diseño: 60.100 Hz * Obsoleto por el Fabricante

Selección de la Bomba
 Banco de Datos de SUBPUMP Inventario Archivo Excel de Equipos
 Fabricante: Schlumberger/Reda Bombas en Serie Bombas
 + 2 Bombas - 3 Bombas

La opción "Etapas" es para analizar el comportamiento de la bomba. El caudal se calculará de acuerdo al número fijo de etapas, el cual puede ser muy diferente al caudal de diseño.

BEP/DIP Rate: 6020 Etapas (Opcional): 82 Mostrar Es: Obsoleto

Bomba: Reda 538 S6000N

Selección del Motor
 Banco de Datos de SubPUMP Inventario Archivo Excel de Equipos
 Fabricante: Schlumberger/Reda

Datos de Cable: 60 (H) en la Placa
 Fab: 540D1 Tipo: D@100% HP: 300.0 Volts: 2000 Amps: 93.9 Mostrar Es: Obsoleto

Validación de instalación
 Cable en Secciones Schlumberger/Reda - Redalene

Comportamiento del Equipo
 Calcular

Presión de Fondo, psig: 709.31

COMPORTAMIENTO TEÓRICO DE LA BOMBA

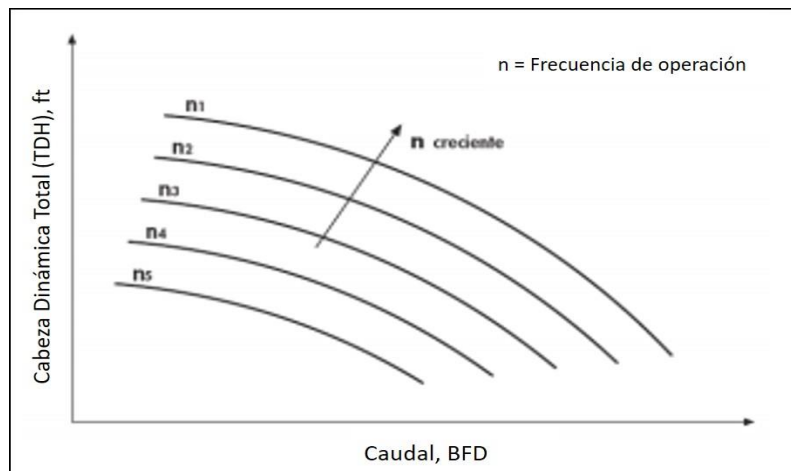
Reda 538 S6000N

Número de Etapas	82	
Etapas con Gas Libre	82	
Gas Libre a la Entrada de la	0.6	
	Diseño	Catálogo
Cabeza Dinámica Total (TDH),	1736.89	1758.59
Caudal en Superficie (P+A),	8247.16	8365.53
Promedio de Caudal por Etapas (P+G+A), Bbl/D	N/A	8532.17
Presión de Entrada a la Bomba,	599.2	596.1
Potencia de Operación, HP	N/A	243.2
Eficiencia de la Bomba, %	N/A	48.2
Datos del Motor	Reda 540D1	
Ajuste por Deslizamiento del	Si	
Comiente de Operación, Amps	77.2	
Voltaje de Operación, Volts	2011.35	
Carga de operación del Motor	240.5	
Fator de la Potencia de	0.768	
Carga de operación del Motor	80.04	
Frecuencia de Operación, %	84.31	
	Catálogo	oActual
Total de Etapas	82	82
Deslizamiento en las Etapas	0	0
Cabeza Dinámica Total (TDH),	1758.59	1756.30
Caudal en Superficie (P+A),	8365.53	8351.30
Promedio de Caudal por Etapas (P+G+A), Bbl/D	8532.17	8517.66
Presión de Entrada a la Bomba,	596.1	596.5
Potencia de Operación, HP	243.2	240.5
Velocidad de Operación, RPM	3505	3500

Fuente: SubPUMP®. [Software para el diseño y análisis de sistemas de bombeo electrosumergible]. Versión 10.0. Requerimientos del sistema: Windows. Suministrado por Ecopetrol S.A.

5.1.2 Priorización de candidatos con oportunidad de optimización. Con base en el procedimiento anteriormente descrito, se simularon las condiciones de desempeño actual de los pozos o “*Match*” para priorizar de manera efectiva aquellos a los que se les aplicaría la optimización. Es importante mencionar que para este análisis se tuvieron en cuenta algunas curvas estándar de las bombas como por ejemplo el llamado “abanico multifrecuencia” que describe la relación que existe entre la columna hidrostática a levantar (TDH) y el caudal a desplazar, estas gráficas reciben su nombre debido a que es posible observar la tendencia de funcionamiento de las bombas a determinadas frecuencias como se evidencia en la Gráfica 5.

Gráfica 5. Curva característica de una bomba.

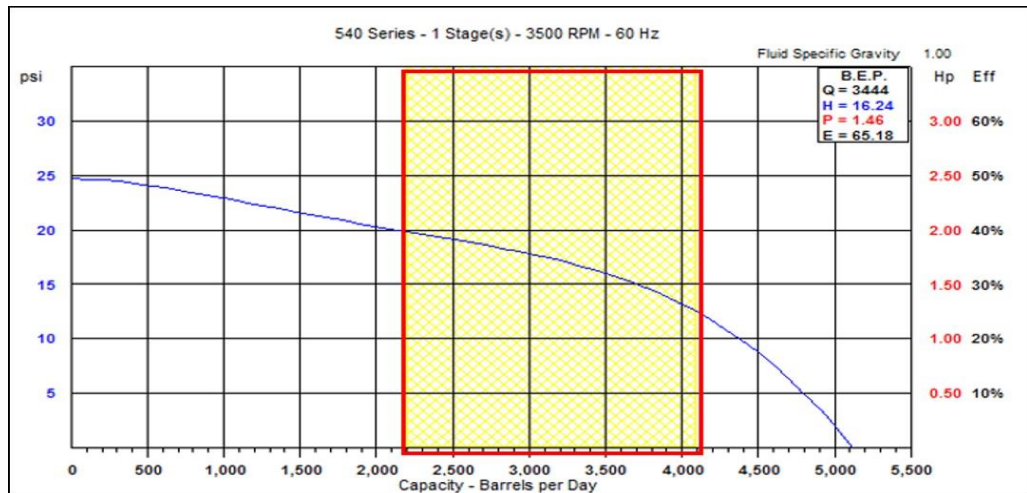


Fuente: elaboración propia, con base en: bombas centrífugas. En: manual para el diseño de una red hidráulica de climatización. Tema 6. [En línea]. Recuperado en 2019-07-01. Disponible en: <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/5091/fichero/6+-+BOMBAS+CENTR%C3%8DFUGAS.pdf>

Una vez se determina la frecuencia de operación con base en la anterior gráfica, se debe considerar una gráfica que permita determinar el rango de operación óptimo de la bomba, este tipo de curvas describe principalmente la relación que existe entre la altura a levantar en términos de presión y el caudal que se espera obtener a determinada frecuencia. Adicionalmente permite incluir datos de potencia y eficiencia generados por la bomba en cuestión, pero más importante aún establece un rango de operación donde si la bomba se encuentra trabajando por debajo del valor mínimo, estará en *downthrust* y si por el contrario la bomba trabaja por encima del valor máximo operativo, se dice que está en *upthrust*.

Estas condiciones deben ser evitadas para asegurar el correcto funcionamiento de las bombas, sin embargo, dependiendo del tipo de bomba empleado, estas podrán ser más tolerantes en un caso que en otro; por ejemplo, las bombas compresoras tienden a tener una mayor flexibilidad en su desempeño cuando se presenta *downthrust*, mientras que las bombas flotantes toleran más la tendencia al *upthrust*.

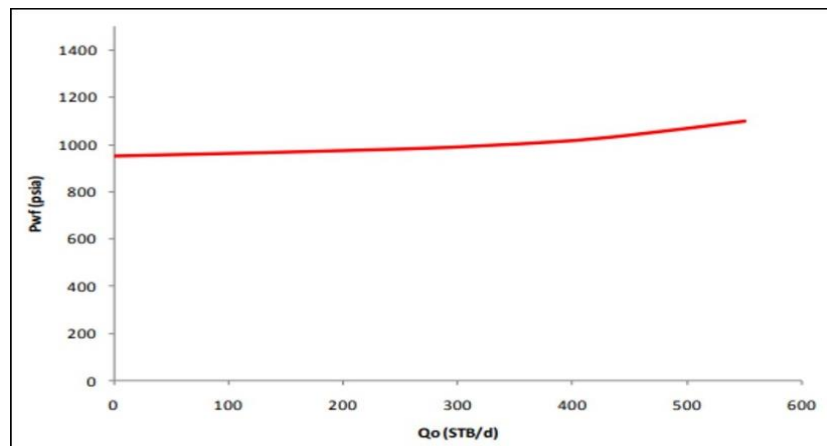
Gráfica 6. Curva de operación óptima para una bomba.



Fuente: ECOPETROL S.A. VICEPRESIDENCIA DE DESARROLLO Y PRODUCCIÓN. Sistemas de Levantamiento Artificial: Formación Técnica Introdutoria a Pozos y Facilidades [diapositivas]. Bogotá, 2018. 333 diapositivas, color.

Finalmente debe considerarse el *outflow* del pozo que se estudie, pues este componente determina el desempeño de un pozo e indica la presión que debe ejercer la bomba para poder levantar el fluido desde fondo hasta superficie. Para construir esta gráfica, se debe conocer la presión en fondo del pozo y la producción deseada como se muestra en la **Gráfica 7**, donde adicionalmente se evidencia que la tendencia normal de una curva *outflow* tiene un comportamiento incremental a medida que aumenta el caudal.

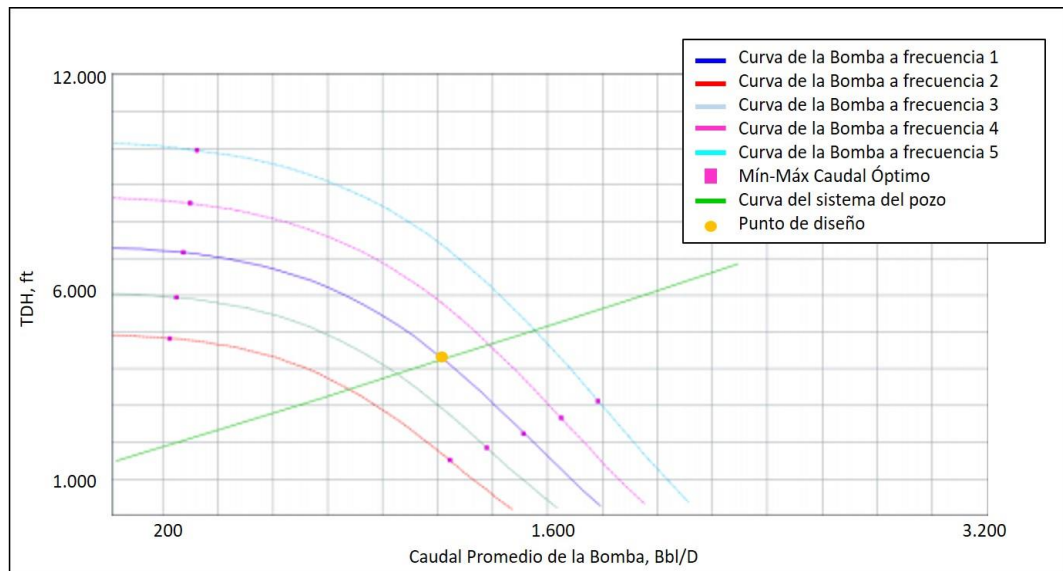
Gráfica 7. Curva *Outflow* típica.



Fuente: ÁLVAREZ TORRADO, Germán Orlando. Optimización de producción, consumo de energía y nivel de armónicos para equipos de bombeo electrosumergible en un campo petrolero del Magdalena Medio. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Programa de Ingeniería de Petróleos, 2011. 120 p.

Así, la gráfica arrojada por SubPUMP® para cada uno de los 11 pozos previamente seleccionados, determina el comportamiento de la bomba con la que actualmente se encuentran trabajando; en esta gráfica se observa la intersección entre la curva de comportamiento de una bomba y la curva del sistema de un pozo. Este cruce indica el punto óptimo de operación de la bomba ante las condiciones dadas y permite identificar el caudal teórico del pozo cuando el equipo trabaja a determinada frecuencia como se puede apreciar en la **Gráfica 8**. Cabe mencionar que los equipos que se evaluaron pueden variar su velocidad de operación, por lo cual su comportamiento se estima a diferentes frecuencias.

Gráfica 8. Comportamiento de una bomba multifrecuencia tipo.



Fuente: elaboración propia, con base en: SubPUMP®. [Software para el diseño y análisis de sistemas de bombeo electrosumergible]. Versión 10.0. Requerimientos del sistema: Windows. Suministrado por Ecopetrol S.A.

Dicho esto, debe recordarse que se realizó la simulación de las condiciones con las que cuentan los pozos a la fecha (*match*), ésta arrojó las curvas anteriormente expuestas en donde se evidenció que en cuatro pozos de la población elegida se tenía una oportunidad de optimización asociada a un aumento de la capacidad de extracción, debido a que estos cuatro sistemas tienen su bomba trabajando en condición de *upthrust* severo.

Es importante enunciar que no se propusieron los 7 pozos restantes ya que:

- En algunos pozos la baja eficiencia del sistema no era atribuida sustancialmente al mal desempeño de la bomba, que es el equipo que más contribuye a la eficiencia del sistema; por el contrario, se identificó que las mejoras estaban

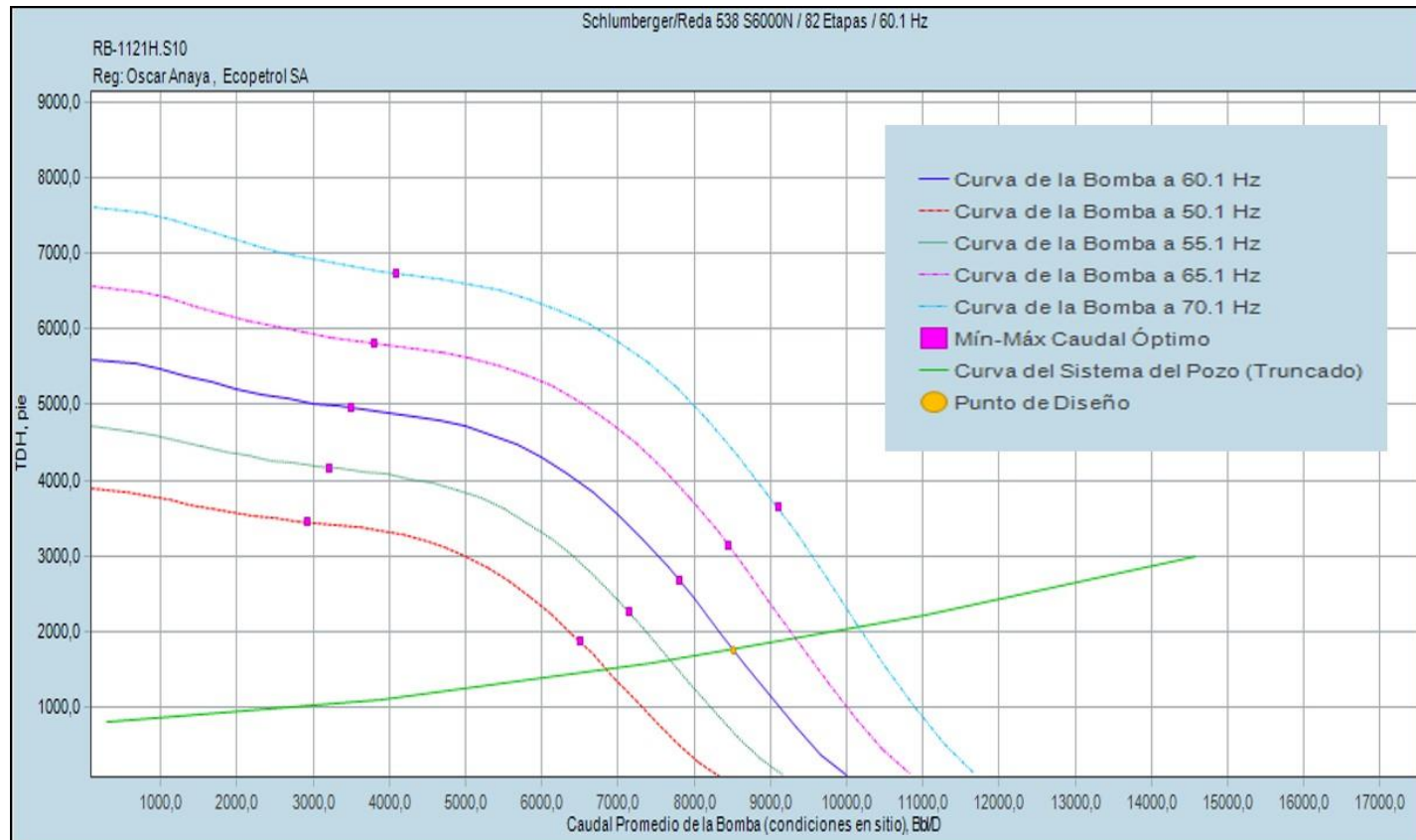
asociadas a cambios en superficie que involucran realizar un cambio de *tap* (*retap*) a nivel del SUT para ajustar el voltaje de salida de este.

- Algunos pozos estaban trabajando dentro del cono de eficiencia de la bomba, y pese a que el motor evidenciaba baja carga, el costo-beneficio no ameritaba un cambio de diseño, esto dado a que la eficiencia depende sustancialmente del diseño de la bomba, aunque el incremento en carga genera un mayor factor de potencia que ayuda a reducir el consumo, este factor no fue determinante en la priorización de estos pozos.
- Otros pozos estaban trabajando en condición de *downthrust* por la baja tasa de producción evidenciada en la prueba de producción de la corrida para la que se simuló el *match*; no obstante, algunos de ellos no se encontraban en su caudal objetivo debido a las limitaciones de disposición de agua del campo Rubiales, por lo que su condición se consideró temporal; adicionalmente, estos equipos presentaban bombas tipo compresoras que pueden tolerar esta condición durante cierto tiempo. Por tal motivo no se consideró prioritaria su intervención o propuesta de optimización, para ellos se recomienda un seguimiento que permita concluir en el futuro si son candidatos a la disminución de la capacidad de extracción para disminuir con ello el consumo energético de estos equipos.

Teniendo en cuenta el análisis de las curvas de comportamiento de las bombas actuales, los pozos propuestos para optimización con una evidente condición de *upthrust* severo son RB-1121H, RB-554 y RB-621. Así mismo, el pozo RB-229H se encuentra trabajando bajo la misma condición, sin embargo, el *upthrust* en ese caso no es tan extremo. Esta condición en los cuatro casos se muestra en seguida:

- **RB-1121H:** Para este pozo se realizó el diseño del escenario inicial con una bomba Reda 538 S6000N (Schlumberger), de 82 etapas y se encontró el punto óptimo a una frecuencia de 60,1 Hz (**Gráfica 9**).

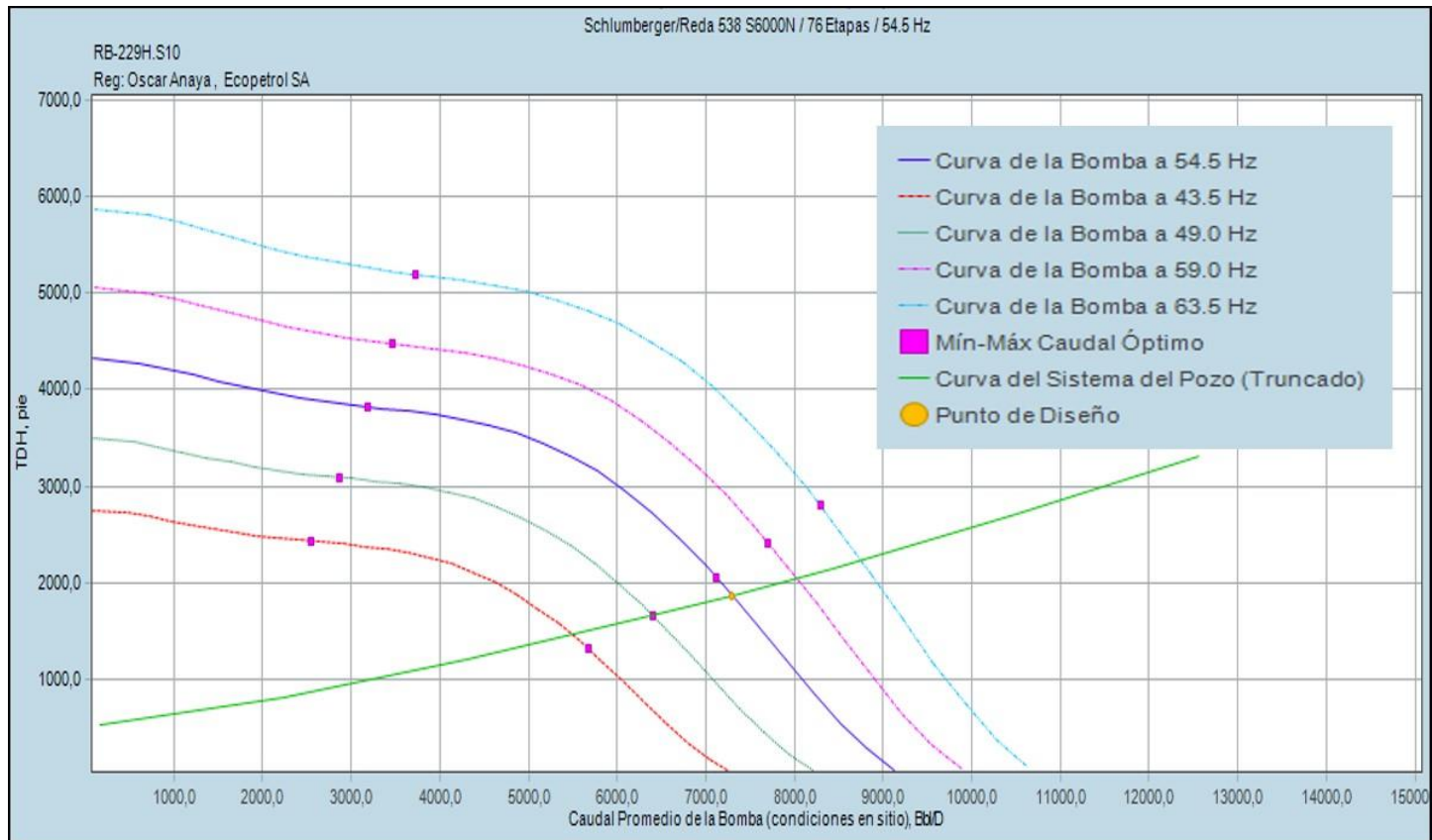
Gráfica 9. Comportamiento de la bomba (TDH) para el pozo RB-1121H.



Fuente: SubPUMP®. [Software para el diseño y análisis de sistemas de bombeo electrosumergible]. Versión 10.0. Requerimientos del sistema: Windows. Suministrado por Ecopetrol S.A.

- **RB-229H:** Para este pozo se realizó el diseño del escenario inicial con una bomba Reda 538 S6000N (Schlumberger), de 76 etapas y se encontró el punto óptimo a una frecuencia de 54,5 Hz (**Gráfica 10**).

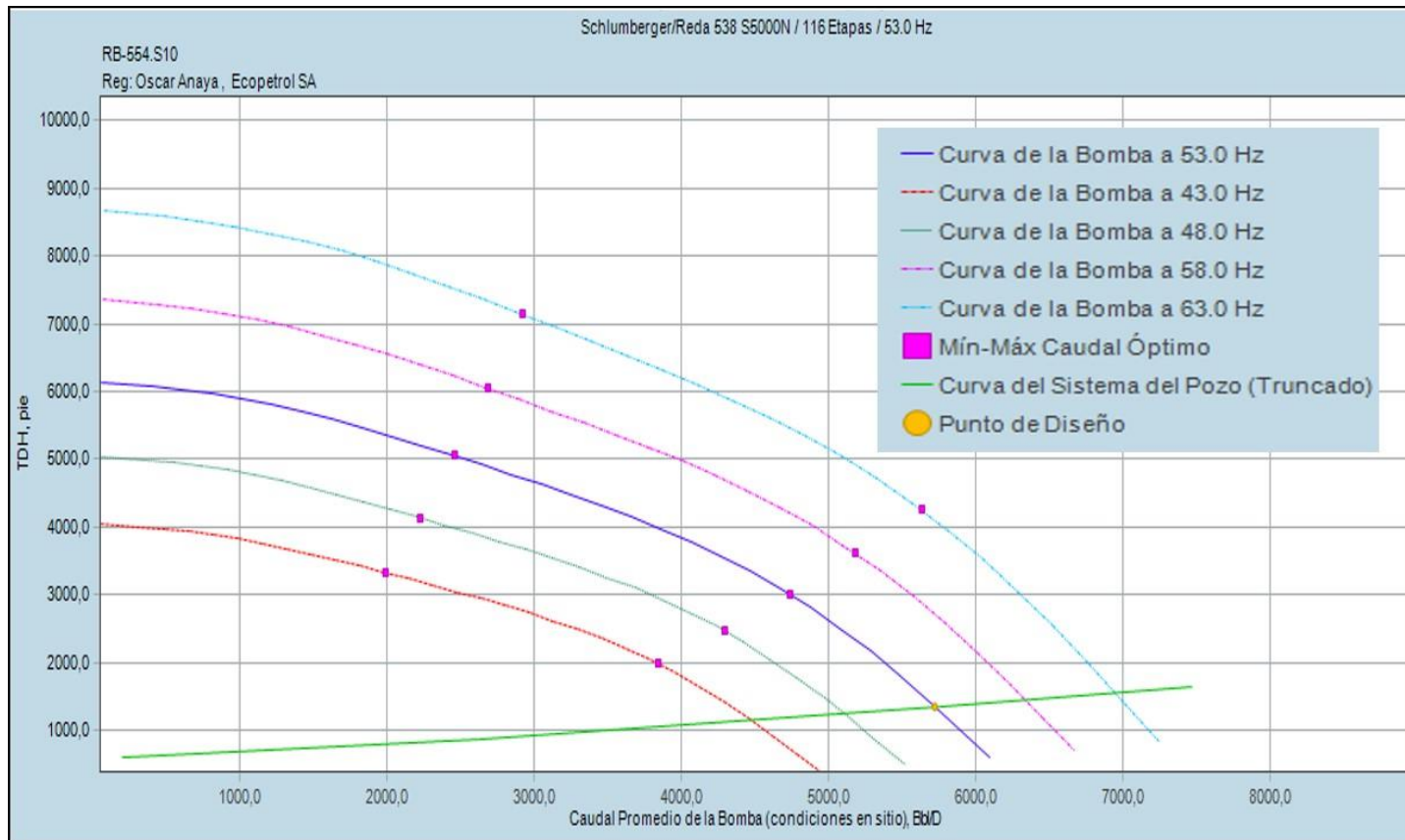
Gráfica 10. Comportamiento de la bomba (TDH) para el pozo RB-229H.



Fuente: SubPUMP®. [Software para el diseño y análisis de sistemas de bombeo electrosumergible]. Versión 10.0. Requerimientos del sistema: Windows. Suministrado por Ecopetrol S.A.

- **RB-554:** Para este pozo se realizó el diseño del escenario inicial con una bomba Reda 538 S5000N (Schlumberger), de 116 etapas y se tuvo el punto óptimo a una frecuencia de 53,0 Hz (**Gráfica 11**).

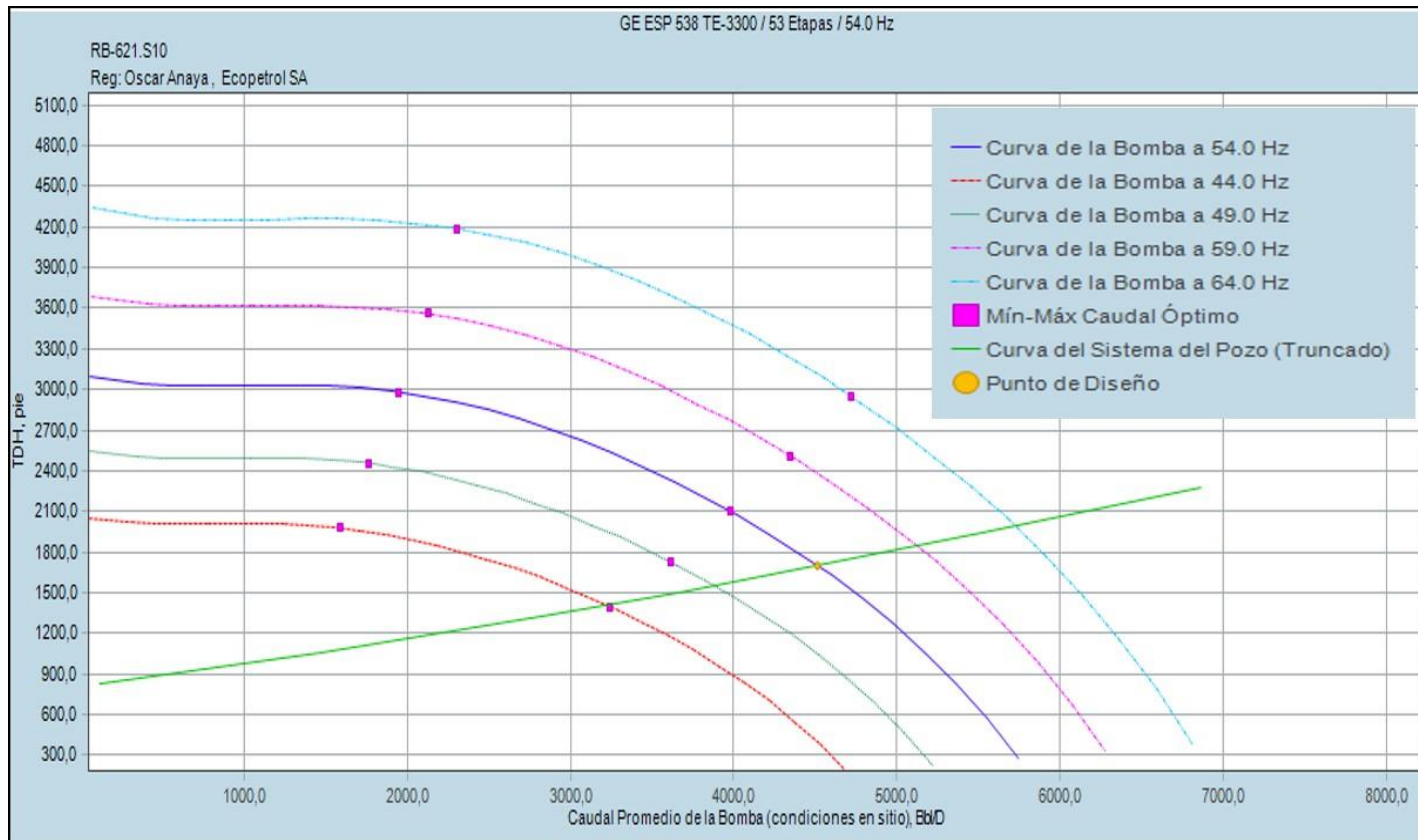
Gráfica 11. Comportamiento de la bomba (TDH) para el pozo RB-554.



Fuente: SubPUMP®. [Software para el diseño y análisis de sistemas de bombeo electrosumergible]. Versión 10.0. Requerimientos del sistema: Windows. Suministrado por Ecopetrol S.A.

- **RB-621:** Para este pozo se realizó el diseño del escenario inicial con una bomba GE ESP 538 TE-3300 (General Electric), de 53 etapas y se tuvo el punto óptimo a una frecuencia de 54,0 Hz (**Gráfica 12**).

Gráfica 12. Comportamiento de la bomba (TDH) para el pozo RB-621.



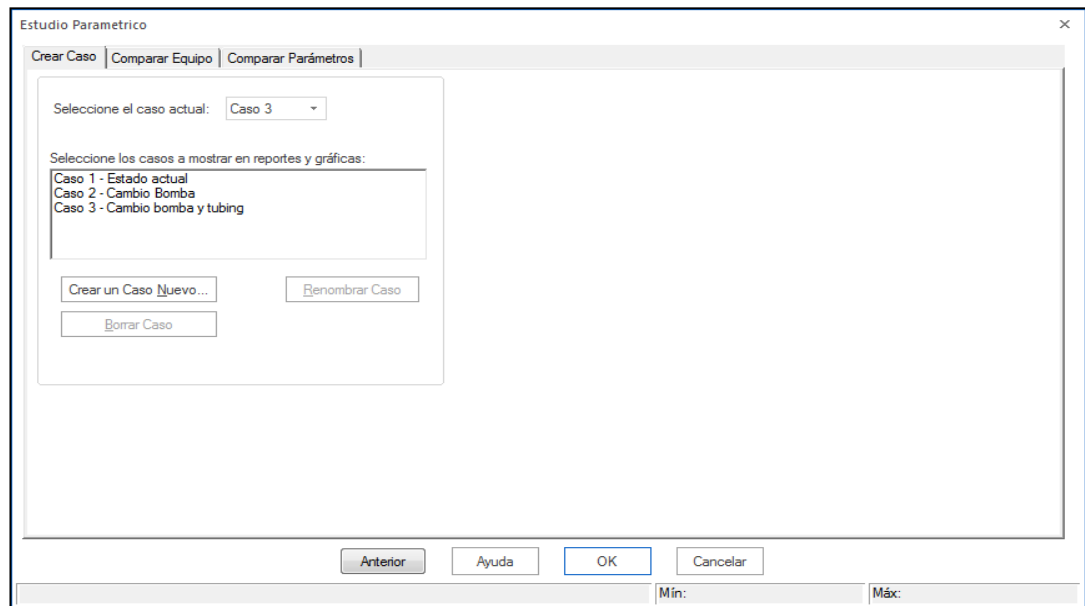
Fuente: SubPUMP®. [Software para el diseño y análisis de sistemas de bombeo electrosumergible]. Versión 10.0. Requerimientos del sistema: Windows. Suministrado por Ecopetrol S.A.

5.2 OPTIMIZACIÓN DE LOS SISTEMAS DE POZOS CRÍTICOS MEDIANTE LA SENSIBILIZACIÓN DE LOS ESCENARIOS ACTUALES

Una vez identificados los pozos más críticos y teniendo en cuenta los diseños del Estado Actual (*match*) de los cuatro pozos, la optimización de estos se hizo de la siguiente manera:

- En la sección de ‘Estudio Paramétrico’ (**Figura 57**) en la pestaña ‘Crear Caso’ se creó un caso nuevo que cuenta con la misma información base de los diseños iniciales; a partir de este, se pueden modificar algunas propiedades ingresadas previamente y así comparar cómo los cambios realizados influyen en la operación del pozo. En el segundo escenario, denominado ‘Cambio Bomba’, se seleccionó un nuevo equipo de fondo (bomba y motor) que se adaptara con facilidad a los requerimientos de cada uno de los cuatro pozos, el cambio de estos parámetros se realizó siguiendo el procedimiento descrito en el paso siete expuesto en la metodología de diseño.

Figura 57. Estudio Paramétrico / Crear Caso - *Software SubPUMP®*



Fuente: SubPUMP®. [Software para el diseño y análisis de sistemas de bombeo electrosumergible]. Versión 10.0. Requerimientos del sistema: Windows. Suministrado por Ecopetrol S.A.

- En esta sección (**Figura 57**) pueden generarse tantos casos como sean necesarios dependiendo de las variables a alterar, considerando que además del rediseño de los SLA, en este proyecto se pretende eliminar los cuellos de botella mediante el redimensionamiento de la tubería de producción, se propone

un nuevo caso denominado 'Cambio bomba y *tubing*' que se aplica a dos de los cuatro pozos.

Con la creación de este caso se pretendió el cambio de diámetro del *tubing* de 3 ½" a 4 ½", debido a que el primer valor es reducido con relación al caudal que se maneja y además, es importante considerar que la arquitectura de los pozos impide la instalación de tuberías de mayores diámetros (7" de *casing* OD, 23 #/ft), estas dos premisas ocasionan pérdidas por fricción especialmente en escenarios de pozos con alto caudal en donde la TDH aumenta considerablemente y genera un mayor esfuerzo en el equipo de fondo; debido a esto, al aumentar el diámetro del *tubing* a 4 ½" las pérdidas por fricción serán menores y la bomba no sufrirá una sobrecarga operacional, disminuyendo así el consumo energético.

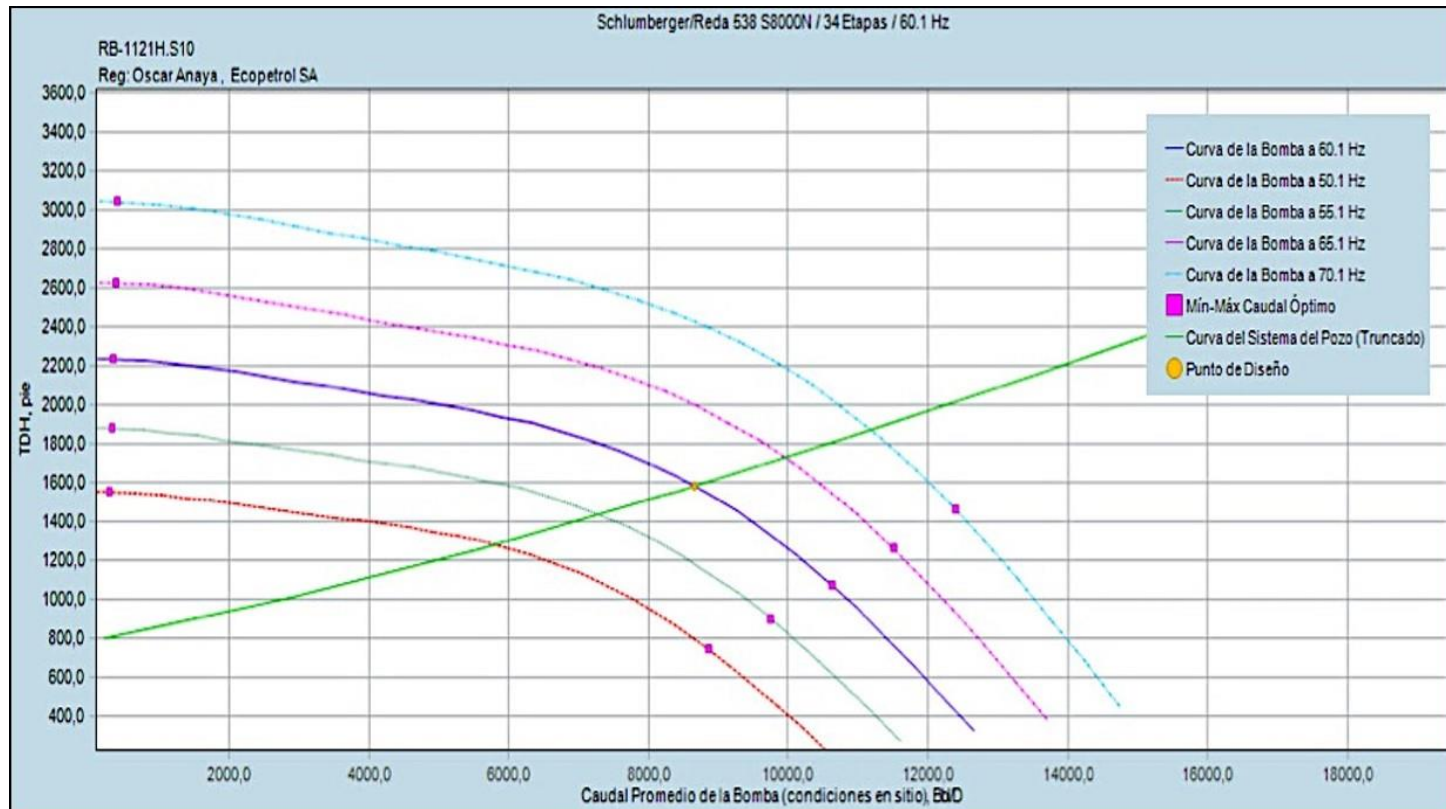
Dicho esto, solo se creó un tercer caso para los pozos RB-1121H y RB-229H que cuentan con una producción mayor a 6000 BFPD. Es importante resaltar que, para los otros dos pozos cuya producción es menor, se mantienen los diámetros pequeños puesto que, si estos aumentaran, la velocidad del fluido y la presión disminuirían dificultando la producción a superficie, adicionalmente en términos económicos, para los pozos cuyo caudal es muy justo o cercano a este valor, el porcentaje de ahorro no representa un valor representativo para el Activo. Esto será ampliado en el siguiente capítulo.

- Al realizar las modificaciones en los dos o tres casos correspondientes a cada pozo, se obtuvieron las gráficas de comportamiento de la bomba para los cuatro casos optimizados. En estas se puede evidenciar que la curva *outflow* que anteriormente se encontraba en la zona de *upthrust* ahora se encuentra dentro del rango de operación y trabaja adecuadamente, es decir, no estará operando ni *downthrust* ni *upthrust*.

Este fenómeno representa una condición óptima de operación del pozo puesto que se propuso un cambio tanto de la bomba como del motor, y en dos casos el cambio de la tubería, para que juntos puedan garantizar la ubicación del desempeño del pozo dentro del rango de trabajo más cercano al punto de mayor eficiencia de la bomba, obteniendo una mayor eficiencia para el sistema. Así, las gráficas para los cuatro pozos se observan a continuación:

- **RB-1121H:** Para este pozo se realizó la modificación con una bomba Reda 538 S8000N (Schlumberger), de 34 etapas y se encontró el punto óptimo a una frecuencia de 60,1 Hz, además se realizó el cambio del *tubing* a uno de 4 ½" (**Gráfica 13**).

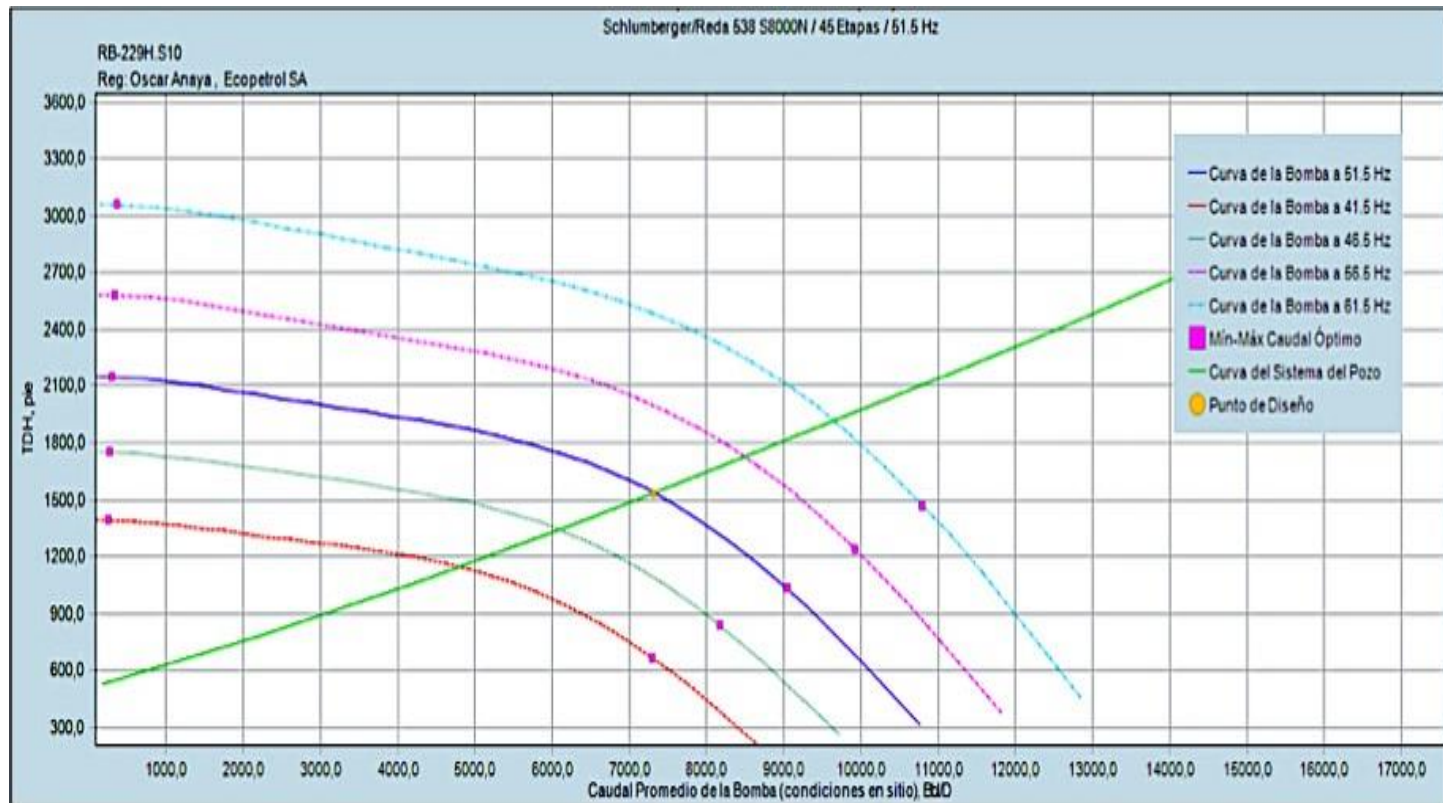
Gráfica 13. Comportamiento de la bomba (TDH) para el pozo RB-1121H (Caso 3 – Cambio Bomba y *tubing*).



Fuente: SubPUMP®. [Software para el diseño y análisis de sistemas de bombeo electrosumergible]. Versión 10.0. Requerimientos del sistema: Windows. Suministrado por Ecopetrol S.A.

- **RB-229H:** Para este pozo se realizó la modificación con una bomba Reda 538 S8000N (Schlumberger), de 45 etapas y se encontró el punto óptimo a una frecuencia de 51,5 Hz, además se realizó el cambio del *tubing* a uno de 4 ½" (**Gráfica 14**).

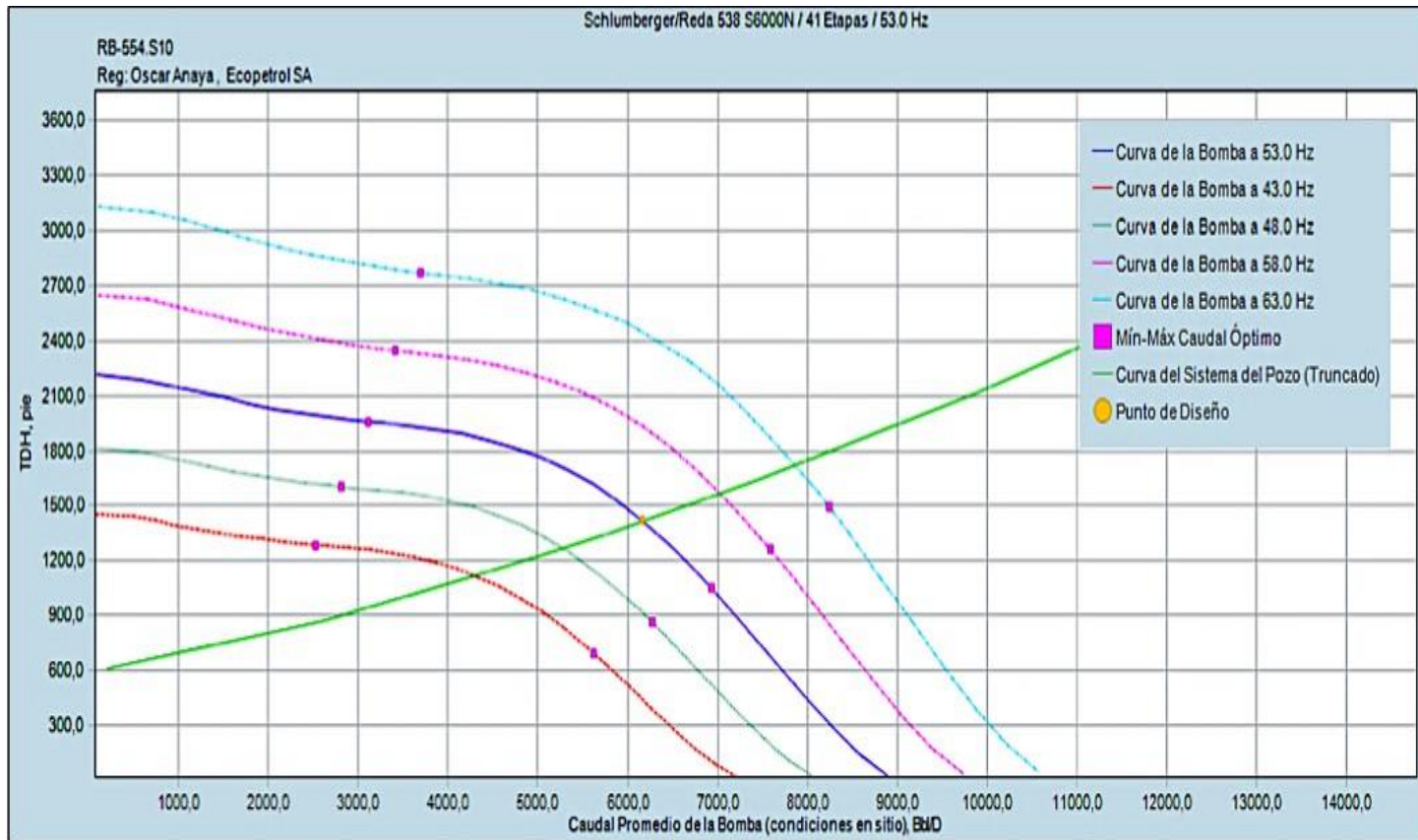
Gráfica 14. Comportamiento de la bomba (TDH) para el pozo RB-229H (Caso 3 – Cambio Bomba y *tubing*).



Fuente: SubPUMP®. [Software para el diseño y análisis de sistemas de bombeo electrosumergible]. Versión 10.0. Requerimientos del sistema: Windows. Suministrado por Ecopetrol S.A.

- **RB-554:** Para este pozo se realizó la modificación con una bomba Reda 538 S6000N (Schlumberger), de 41 etapas y se encontró el punto óptimo a una frecuencia de 53,0 Hz (**Gráfica 15**).

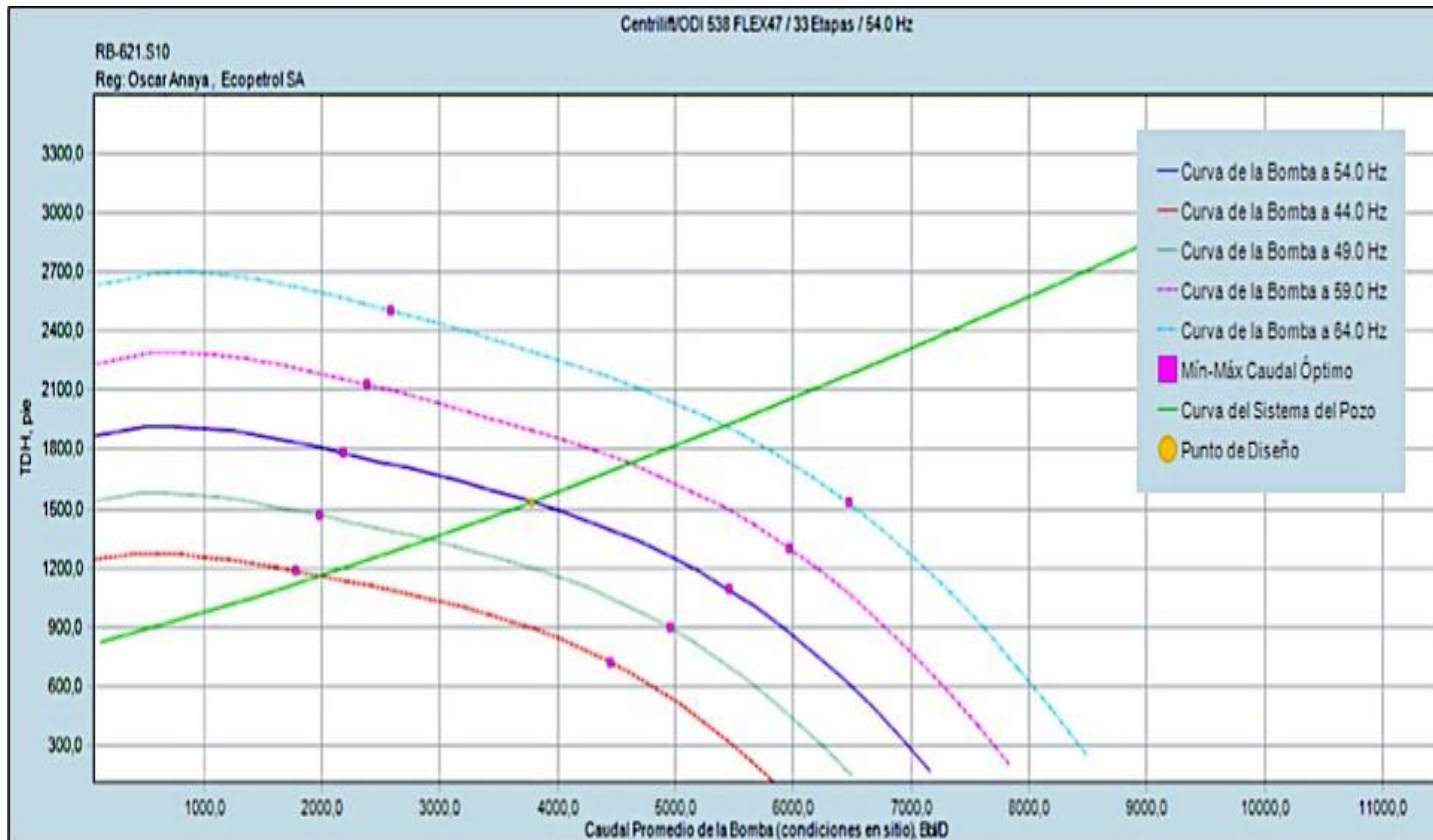
Gráfica 15. Comportamiento de la bomba (TDH) para el pozo RB-554 (Caso 2 – Cambio Bomba).



Fuente: SubPUMP®. [Software para el diseño y análisis de sistemas de bombeo electrosumergible]. Versión 10.0. Requerimientos del sistema: Windows. Suministrado por Ecopetrol S.A.

- **RB-621:** Para este pozo se realizó la modificación con una bomba FLEX 47 (Centrilift / Baker Hughes), de 33 etapas y se encontró el punto óptimo a una frecuencia de 54,0 Hz (**Gráfica 16**).

Gráfica 16. Comportamiento de la bomba (TDH) para el pozo RB-621 (Caso 2 – Cambio Bomba).



Fuente: SubPUMP®. [Software para el diseño y análisis de sistemas de bombeo electrosumergible]. Versión 10.0. Requerimientos del sistema: Windows. Suministrado por Ecopetrol S.A.

Teniendo las gráficas, se puede observar como el sistema mejora notoriamente, pues la bomba nueva que se pretendió para cada uno de los pozos estaría trabajando de manera óptima. Paso seguido, el *software* genera un informe detallado de toda la información propia de los casos creados para cada pozo, éste contiene datos como la frecuencia y el voltaje de operación, la eficiencia de la bomba y del motor, el número de etapas, el caudal de producción, la TDH, la presión de fondo y de entrada y descarga de la bomba, entre otros. El informe permitió realizar una comparación entre el caso crítico, denominado durante la simulación como ‘Estado Actual’, y los casos de optimización, denominados ‘Cambio Bomba’ y ‘Cambio Bomba y Tubing’. El tipo de reporte que se obtiene al finalizar el proceso de diseño puede observarse a continuación en la **Figura 58**.

Figura 58. Informe detallado sobre la operación y el comportamiento de los equipos para los casos generados.

<u>OPERACIÓN Y COMPORTAMIENTO</u>			
Caso:	(1)	(2)	(3)
Comentarios:	Estado actual	Cambio Bomba	Cambio bomba y tubing
Frecuencia, Hz:	60.100	60.100	60.100
HP requerido, HP:	240.1	166.3	132.7
Carga de operación del Motor, %:	80.0	55.4	53.1
Velocidad de Operación, RPM:	3500.7	3531.1	3541.7
Corriente de Operación, Amps:	77.2	59.5	44.2
Voltaje de Operación, Volts :	2011.3	2011.3	1982.3
Factor de Potencia de Operación :	0.768	0.720	0.779
RPM del Motor Ajustadas por Deslizamiento:			
	Si	Si	Si
Efic. de la Bomba, %:	48.2	76.4	76.4
Eficiencia del Motor, %:	84.3	82.1	81.7
Carga de Empuje de Operación, lbf:	N/A	N/A	N/A
Carga de Empuje Máxima, lbf:	N/A	N/A	N/A
Caudal de Liq. Final en Sup(P+A), Bbl/D:			
	8351.30	8421.11	8484.26
Total de Etapas :	82	43	34
Prom. Final de Fluido en la Bomba, Bbl/D:			
	8517.66	8588.86	8653.27
Caudal Total Prom. de la Bomba, Bbl/D:			
	8532.17	8497.21	8503.41
Volumen de Gas Libre a la entrada de la Bomba, %:			
	2.0	2.3	2.3
Volumen de Gas Libre dentro de la Bomba, :	0.6	0.7	0.7
Cabeza Dinámica Total (TDH), pie:	1736.30	2007.63	1588.39
Presión de entrada a la Bomba, psig:	596.5	505.4	503.0
Presión de Descarga, psia:	1386.8	1406.7	1219.2
Potencia de Operación de la Bomba, HP:	243.2	162.8	128.6
Presión de Fondo, psig:	706.9	615.7	613.4

Fuente: SubPUMP®. [*Software* para el diseño y análisis de sistemas de bombeo electrosumergible]. Versión 10.0. Requerimientos del sistema: Windows. Suministrado por Ecopetrol S.A.

Con base en los resultados obtenidos y considerando la información de los cuatro pozos se creó la **Tabla 2** para sintetizar de manera pragmática los datos de interés extraídos desde el *software*, en esta se puede encontrar información propia de las condiciones y los equipos mejorados para cada uno de los pozos.

Tabla 2. Resultado de las optimizaciones para los cuatro pozos de estudio.

Pozo	RB-1121H	RB-229H	RB-554	RB-621
Bomba	S8000N	S8000N	S6000N	FLEX 47
Número etapas	34	45	41	33
Frecuencia (Hz)	60,1	51,5	53	54
Motor	REDA 200 HP 1979 VOLTS 79,5 AMPS	REDA 200 HP 1996 VOLTS 63,1 AMPS	REDA 180 HP 1425 VOLTS 79,5 AMPS	150 HP 1280 VOLTS 76 AMPS
Tubería	4 ½"	4 ½"	3 ½"	3 ½"
TDH (ft)	1588,39	1536,38	1421,07	1535,89
Caudal (BFPD)	8484,26	7157,68	6060,45	3703,38
Consumo (HP)	132,7	126,2	102,5	70,1

**Los motores se encuentran derateados al 80% para un mayor ajuste, con excepción del motor propuesto para el pozo RB-621 ya que para ese equipo, el *software* no permite modelar esta condición.

Fuente: elaboración propia.

5.3 ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DE LA OPTIMIZACIÓN

En esta sección se dará un análisis de los resultados obtenidos a partir de las simulaciones realizadas, teniendo en cuenta la priorización que se llevó a cabo para los pozos identificados como candidatos de optimización y la propuesta realizada respecto a las modificaciones que podrían llevarse a cabo en los equipos de fondo, además se analizarán los resultados de las propiedades del pozo tales como consumo, presiones y caudales.

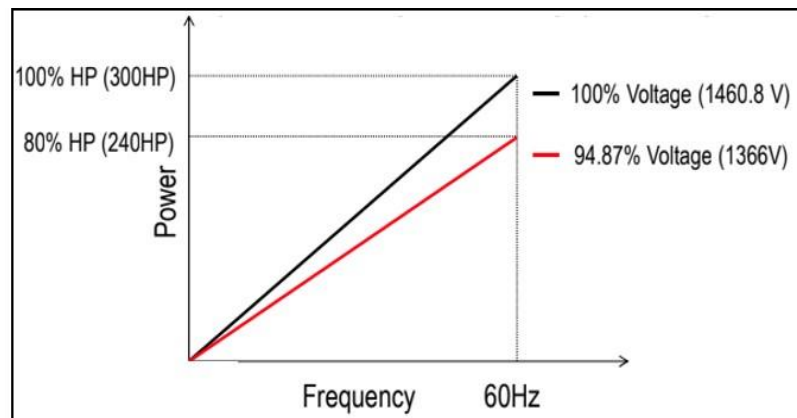
Para la disminución del consumo energético se propuso un análisis que permitiera identificar los equipos o componentes del sistema que estaban afectando directamente y en mayor proporción este valor. Inicialmente se propuso el cambio de la bomba, puesto que, según la curva de comportamiento arrojada en el *match* de los cuatro pozos, se observó una condición de *upthrust* en todas las bombas, por lo que se ven forzadas a trabajar bajo condiciones operativas extremas en términos de manejo de caudal, es decir, éstas están trabajando con tasas muy elevadas, muy alejadas del punto de máxima eficiencia, lo cual equivale a un mayor requerimiento de levantamiento y por ende al incremento exponencial del consumo energético, este análisis basado en las leyes de afinidad (**Cuadro 16**). A partir de esta premisa, se buscaron equipos que fueran adaptables a los rangos de caudales que manejan cada uno de los pozos, y, asimismo, se consideraron los cambios entre equipos del mismo proveedor ya que esto proporciona una opción en la cual se tendría un beneficio económico por el reemplazo del sistema haciendo uso del intercambio por reparación.

Los diseños de los SLA son desarrollados para que la bomba y el motor puedan tener la potencia suficiente para el arranque a producción, teniendo en cuenta la incertidumbre que se manejaba en ese momento del diseño acerca del Índice de

Productividad de los pozos, las bombas inicialmente quedaron sobredimensionadas por lo que el número de etapas no es actualmente el adecuado para el levantamiento requerido, esta situación genera un alto consumo energético y disminuye la eficiencia de la bomba; por esto, se propuso una menor cantidad de etapas en las bombas con la combinación de una frecuencia moderada que contribuya a la optimización de la eficiencia del sistema.

Por otro lado, los motores que se manejan en Campo Rubiales por lo general no se seleccionan con un alto voltaje, teniendo en cuenta el cambio constante requerido de frecuencia base de trabajo que se le realiza al sistema, comúnmente encontrando valores por encima de 60 Hz. Generalmente se conoce que los motores con voltajes altos tienen mayor eficiencia, sin embargo, durante la optimización se propusieron motores con opción a ajustar el voltaje requerido, a esto se le conoce como *de-rating*, y consiste en la habilidad de cambiar las propiedades eléctricas desde una potencia base para que esto se vea reflejado en un cambio del voltaje suministrado alcanzando las mismas frecuencias, es decir, se puede ajustar el voltaje de consumo y asimismo la potencia que el motor puede entregar (**Gráfica 17**) pudiendo alcanzar también a diferentes potencias las mismas frecuencias requeridas.

Gráfica 17. Gráfica de frecuencia vs. potencia en motores trifásicos de jaula de ardilla.



Fuente: SCHLUMBERGER. *ESP Training. Motors* [diapositivas]. Bogotá, 2018. 33 diapositivas, color.

Los diseños se desarrollaron con motores a buenas cargas para que la eficiencia del equipo y el factor de potencia sean elevados, este último se refiere a la medida del aprovechamiento que se le provee a la energía en un rango entre 0 y 1⁴⁹, así que entre mayor sea el valor, mayor es la eficacia con la que esta electricidad es implementada (diferencia entre potencial real y aparente); es por esta razón que se

⁴⁹ Qué es el factor de potencia y por qué es importante corregirlo. [En línea]. Recuperado en 2019-07-16. Disponible en: <https://www.electricaplicada.com/factor-de-potencia-importante-corregirlo/>

escogieron motores que tuvieran menor voltaje que los actuales, con opción de *de-rating* (excepto para el pozo RB-621, ya que en el *software* SubPUMP® no fue posible modelar esta condición para la compañía proveedora del equipo pese a que en la práctica puede implementarse); esto reflejará un factor de potencia mayor para un mejor aprovechamiento de la energía eléctrica.

También se analizó el efecto de la tubería en el desplazamiento de los fluidos producidos a superficie, actualmente los pozos cuentan con tubería de diámetro 3 ½" generando un alto requerimiento de energía para extraer el fluido desde el yacimiento, y llevar a cabo su tratamiento y disposición. Ecopetrol S.A. desde el recibo del campo ha venido desarrollando un estudio para determinar la mejor opción para la eliminación de los cuellos de botella; según VALENCIA⁵⁰ se evaluaron diferentes diámetros de *tubing* para la minimización de pérdidas por fricción teniendo en cuenta el estado mecánico del pozo. Para ello se utilizaron metodologías como análisis nodal en fondo del pozo con sensibilidad de diferentes diámetros de tubería. Adicionalmente se realizaron las siguientes actividades clave:

- Romper paradigmas, dado el cambio de tamaño y tipo de *tubing*, así como tipo de rosca a manejar.
- Evaluación de alternativas de mercado proveedoras de *tubing*.
- Rediseño integral del sistema.
- Implementación en pozos nuevos y existentes.

Al realizar un diagnóstico de la situación de Campo Rubiales se encontró un alto consumo de energía y unas pérdidas por fricción mayores al 20% del levantamiento total (TDH), principalmente en aquellos pozos con producción superior a 6.000 BFPD, es por esto que se propuso el reemplazo a una tubería de 4 ½" en los pozos que superaran este caudal, para la eliminación de los cuellos de botella generados en los pozos con una tubería de menor diámetro, en este caso los pozos RB-1121H y RB-229H.

La tubería que se seleccionó para el cambio de 3 ½" a 4 ½" fue una tubería 4 ½" 11,6 lb/ft, N80, TSH513, teniendo en cuenta la limitante de *clearance* con *casing* de producción de 7" (23 lb/ft); la conexión Wedge 513® (**Figura 59**) del proveedor Tenaris, de la tubería utilizada, es una conexión integral *flush* o lisa diseñada para aplicaciones de producción (con alta resistencia a la torsión, tensión y compresión) tipo *Slim Hole* y con alto ángulo de desviación, tal como se tiene en Rubiales. La evaluación preliminar de esta tecnología en los pozos de Rubiales arrojó el resultado de continuar su uso en el campo, reportándose como un caso de éxito a nivel corporativo.

⁵⁰ VALENCIA ZAMORA. Sistemas de Levantamiento Artificial en la Vicepresidencia Regional Oriente (VRE) de Ecopetrol, Op. Cit.

Figura 59. Tubería con conexión Wedge 513®



Fuente: TENARIS HYDRIL. Productos. Conexiones Premium: wedge 513®. [En línea]. Recuperado en 2019-07-16. Disponible en: <http://www.tenaris.com/es-ES/Products/PremiumConnections/Wedge500/Wedge513.aspx>

A partir de lo expuesto a lo largo de este capítulo, la **Tabla 3**, **Tabla 4**, **Tabla 5** y **Tabla 6** enuncian los diferentes parámetros que se tuvieron en cuenta durante el estudio y establecen un contraste entre el cambio que estos tuvieron a partir de las sensibilidades realizadas, facilitando también la cuantificación de la optimización que se llevó a cabo, estos porcentajes están expresados en valores negativos cuando se redujo la magnitud del parámetro (optimización), y porcentajes positivos cuando por el contrario se obtuvo un aumento en el parámetro rediseñado con respecto al valor inicial.

Es preciso destacar que para los pozos a los que se les realizó la propuesta de cambio de tubería (RB-1121H y RB-229H), se tuvo en cuenta la variación de la TDH, partiendo de que este valor disminuyó por la reducción en las pérdidas por fricción al proponer un diámetro mayor en el *tubing*, lo cual genera un menor trabajo para la bomba y se traduce en un menor consumo energético; esto se encuentra expuesto en las tablas respectivas.

Tabla 3. Tabla resumen resultados optimización pozo 1.

RB-1121H			
Parámetro	Escenario Inicial	Escenario Optimizado	Porcentaje de Optimización (%)
Consumo energético (kW)	210,10	120,15	-42,81
TDH (psia)	1.967,39	1.588,39	-19,26
Pérdidas por fricción (ft)	468,65	108,61	-76,82
Caudal (BFPD)	8.247,16	8.484,26	2,87
Carga del motor (%)	80	53,1	-33,63
Eficiencia del motor (%)	84,3	81,7	-3,08
Eficiencia de la bomba (%)	48,2	76,4	58,51
Etapas de la bomba	82	34	-58,54

Fuente: elaboración propia

Tabla 4. Tabla resumen resultados optimización pozo 2.

RB-229H			
Parámetro	Escenario Inicial	Escenario Optimizado	Porcentaje de Optimización (%)
Consumo energético (kW)	231,79	111,55	-51,87
TDH (psia)	1.871,93	1.536,38	-17,93
Pérdidas por fricción (ft)	361,70	79,27	-78,08
Caudal (BFPD)	7.134,37	7.157,68	0,33
Carga del motor (%)	63,8	63,1	-1,10
Eficiencia del motor (%)	84,3	84,1	-0,24
Eficiencia de la bomba (%)	56,7	76,3	34,57
Etapas de la bomba	76	45	-40,79

Fuente: elaboración propia

Tabla 5. Tabla resumen resultados optimización pozo 3.

RB-554			
Parámetro	Escenario Inicial	Escenario Optimizado	Porcentaje de Optimización (%)
Consumo energético (kW)	122,28	92,56	-24,31
Caudal (BFPD)	5.648,88	6.060,45	7,29
Carga del motor (%)	68,60	56,90	-17,06
Eficiencia de la bomba (%)	39,00	73,40	88,21
Eficiencia del motor (%)	83,40	82,70	-0,84
Etapas de la bomba	56,00	41,00	-26,79

Fuente: elaboración propia

Tabla 6. Tabla resumen resultados optimización pozo 4.

RB-621			
Parámetro	Escenario Inicial	Escenario Optimizado	Porcentaje de Optimización (%)
Consumo energético (kW)	93,03	68,25	-26,64
Caudal (BFPD)	3.583,25	3.703,38	3,35
Carga del motor (%)	94,80	46,70	-50,74
Eficiencia de la bomba (%)	64,60	68,60	6,19
Eficiencia del motor (%)	82,60	77,10	-6,66
Etapas de la bomba	54,00	33,00	-38,89

Fuente: elaboración propia

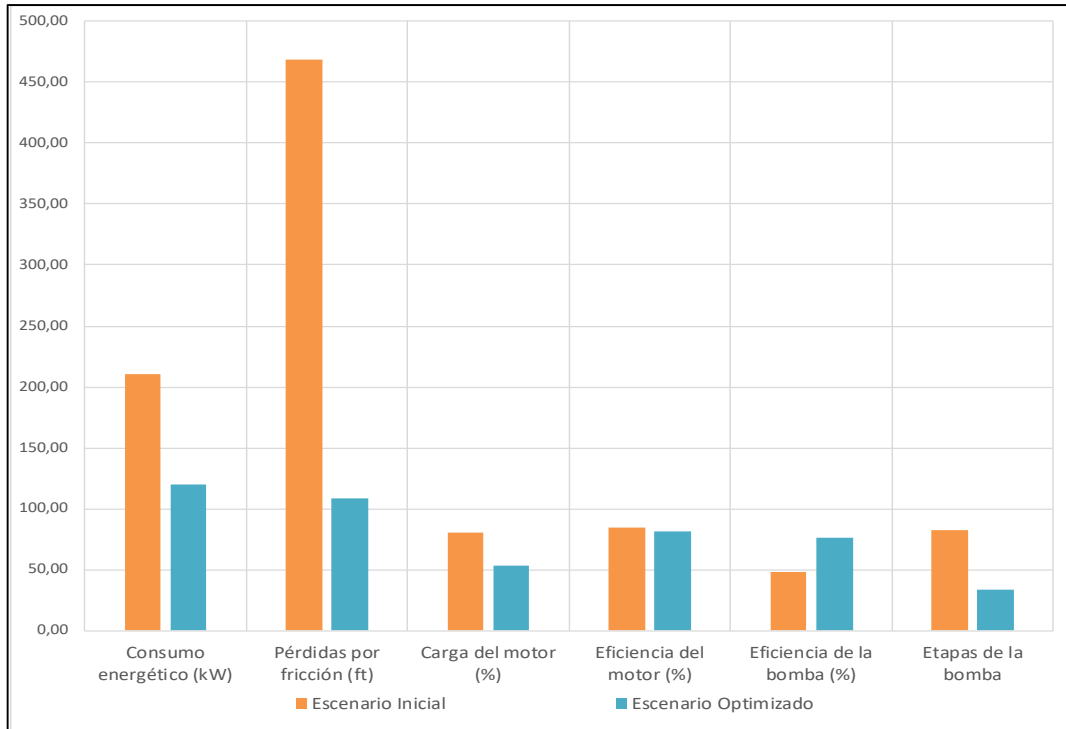
Se observa principalmente que el consumo energético disminuyó en mayor proporción en los pozos a los cuales se les propone tanto cambio de tubería como de bomba, en el pozo RB-229H (**Tabla 4**) se presenta la mayor reducción de esta variable obteniendo un valor inferior en un 51,87%. En las tablas anteriores, se analizan además variables importantes como las pérdidas por fricción y los caudales de producción, en donde es pertinente aclarar que teniendo en cuenta el objetivo general del proyecto no se propone una optimización de esta variable, precisamente se espera mantener estos valores lo más constantes posible para poder desarrollar una optimización con las condiciones actuales de los pozos.

Para los pozos cuya propuesta de optimización solo implica un cambio de bomba, no se tienen en cuenta las pérdidas por fricción puesto que no se espera un cambio considerable de las mismas; en estos casos se analiza la optimización únicamente desde el punto de operación de los SLA. Adicional a las variables hasta el momento mencionadas, se analizó en los cuatro casos, las eficiencias tanto de los motores como de las bombas.

Para el caso del pozo RB-554 (**Tabla 5**), debido a la sobrecarga tan marcada de la bomba se presenta el mayor aumento de la eficiencia de la bomba ya que actualmente se encuentra trabajando en un 39% y se espera que con el reemplazo de la misma pueda lograr un rendimiento de hasta 73%. También se presentan las cargas de los motores y el número de etapas las cuales determinan el sobredimensionamiento que presentan las 4 bombas instaladas actualmente debido a los altos caudales que deben producir.

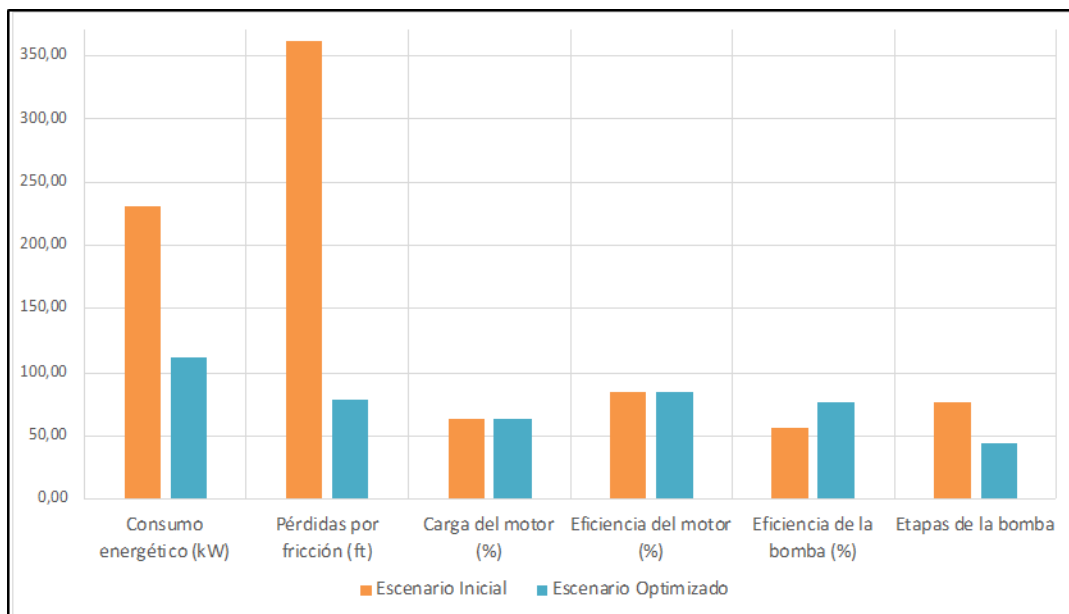
Estos mismos resultados se ven plasmados en las gráficas expuestas a continuación. La **Gráfica 18** y la **Gráfica 19** muestran los resultados obtenidos para los pozos RB-1121H y RB-229H respectivamente, en estas se observan las principales variables optimizadas en los diferentes pozos mediante una comparación entre las condiciones actuales de operación vs. los resultados obtenidos por la optimización propuesta. Como complemento de estas dos gráficas se tiene también la **Gráfica 20**, que por su parte presentan los caudales y la TDH para los dos pozos mencionados; de igual manera mediante una comparación de los mismos escenarios. Debe aclararse que los resultados se presentan dos gráficas, teniendo en cuenta la diferencia tan marcada entre las escalas que manejan las diferentes variables del análisis.

Gráfica 18. Escenario inicial vs. escenario optimizado para el pozo RB-1121H.



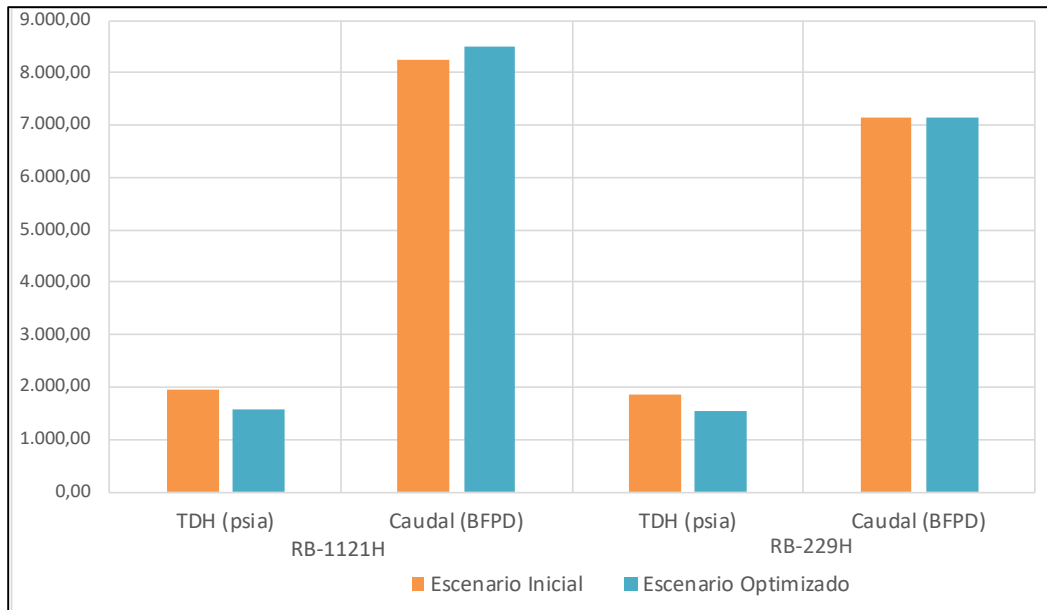
Fuente: elaboración propia.

Gráfica 19. Escenario inicial vs. escenario optimizado para el pozo RB-229H.



Fuente: elaboración propia.

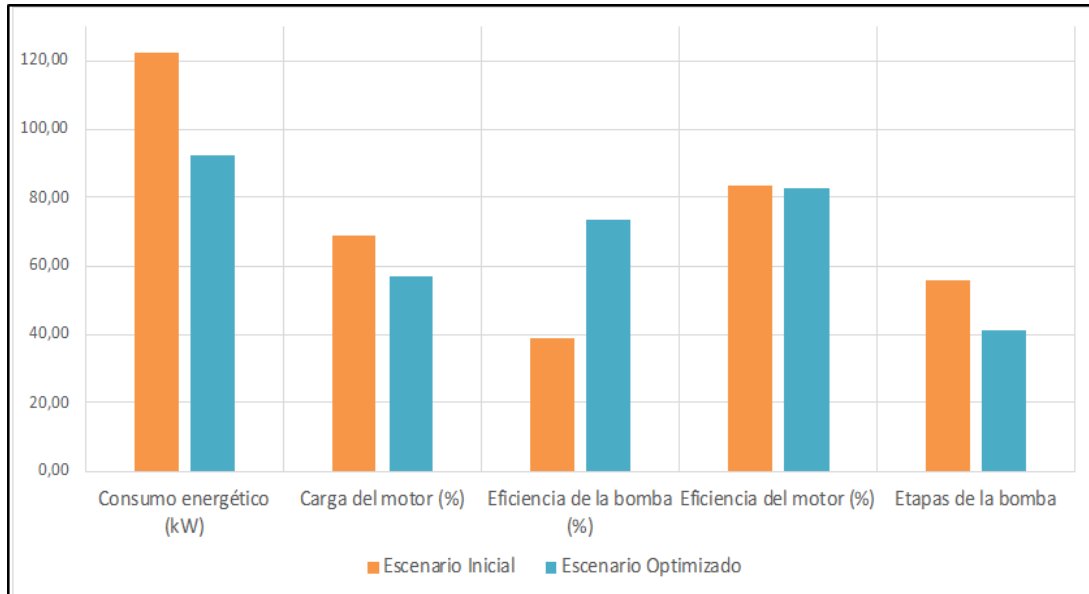
Gráfica 20. Escenario inicial vs. escenario optimizado para los pozos RB-1121H y RB-229H (TDH y Caudal).



Fuente: elaboración propia.

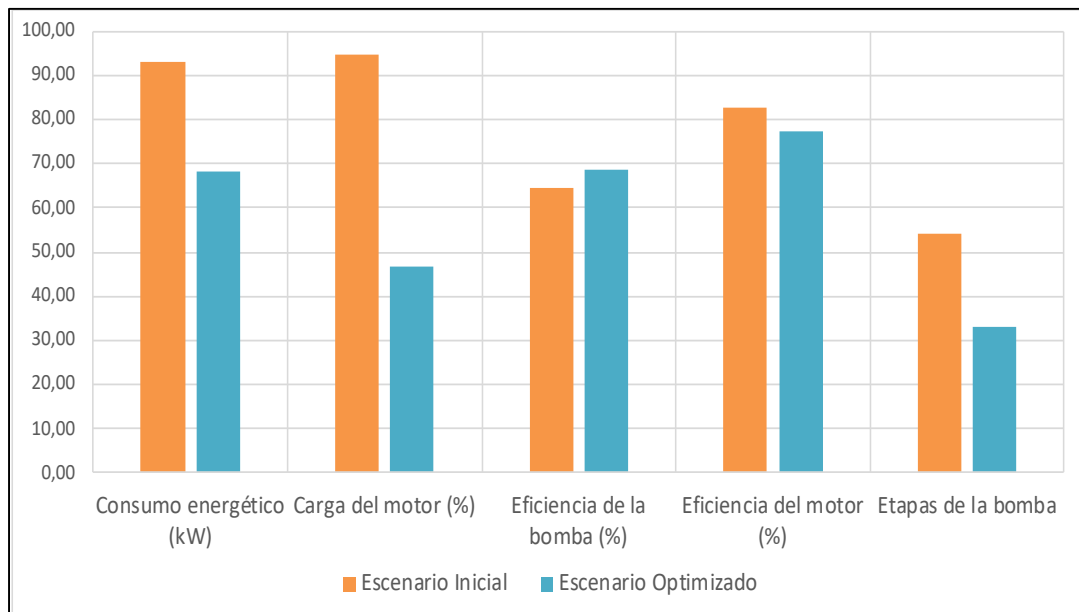
De la misma forma, los resultados para los pozos RB-554 y RB-621 se sintetizan en la **Gráfica 21** y la **Gráfica 22** respectivamente, estableciendo una comparación entre las condiciones actuales de operación y los resultados obtenidos a partir de la optimización propuesta. Igualmente se presenta para estos dos pozos la **Gráfica 23** que tiene en cuenta la variable caudal con la finalidad de complementar los resultados obtenidos para los dos pozos en mención y considerando la discrepancia que existe en la escala que esta variable maneja con la escala que se presenta para las demás variables evaluadas en este proyecto.

Gráfica 21. Escenario inicial vs. escenario optimizado para el pozo RB-554.



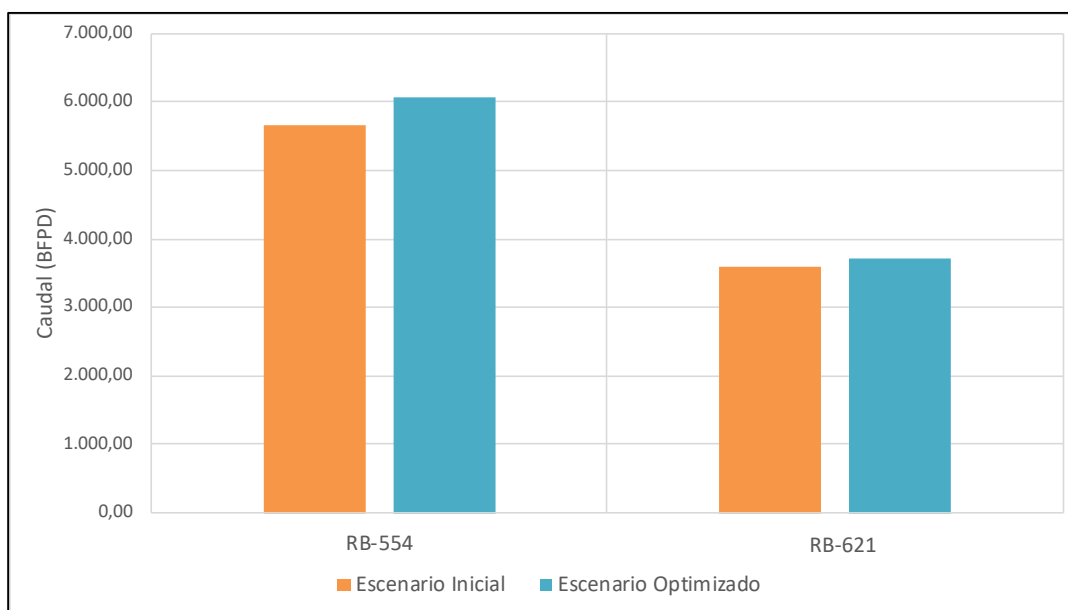
Fuente: elaboración propia

Gráfica 22. Escenario inicial vs. escenario optimizado para el pozo RB-621



Fuente: elaboración propia

Gráfica 23. Escenario inicial vs. escenario optimizado para los pozos RB-554 y RB-621 (Caudal).



Fuente: elaboración propia

A partir de las tablas y las gráficas anteriormente expuestas, que recopilan los resultados obtenidos, se puede destacar principalmente y en primer instancia, la significativa disminución del consumo energético en todos los pozos y especialmente en el pozo RB-229H; las cargas del motor y con ellas sus eficiencias disminuyeron, esto debido a que algunos de los equipos en los escenarios iniciales o actuales se encuentran cargados a porcentajes mayores al 80%, según LUKASZCZYK⁵¹ “La mayoría de los motores se diseñan para funcionar con cargas entre 50 y 100% de la potencia nominal, con el máximo rendimiento aproximadamente al 75% de la potencia nominal... Como norma general, los motores de alto rendimiento producen los mayores ahorros cuando accionan una carga al 75% de la potencia nominal”, así las cosas, los motores con cargas entre el 50% y 75% tendrán mejor rendimiento que los que operen por encima de este valor.

Por otro lado, se observa el efecto de la optimización en la eficiencia de la bomba, cuyo valor aumentó en todos los casos presentados ya que las cargas a estos equipos disminuyen y les es permitido trabajar dentro de su rango óptimo de operatividad, ahora las bombas estarían diseñadas para poder desplazar el caudal

⁵¹ LUKASZCZYK, Marek. Determinar la carga de un motor eléctrico es esencial para el rendimiento energético. 2012. [En línea]. Recuperado en 2019-07-16. Disponible en: <http://www.interempresas.net/Robotica/Articulos/98865-Determinar-la-carga-de-un-motor-electrico-es-esencial-para-el-rendimiento-energetico.html>

producido por los pozos sin presentar una sobrecarga, acorde con el principio de operación de una bomba de tipo centrífuga; en relación al número de etapas, se tiene una relación directamente proporcional con las bombas, ya que al disminuir la carga de estos equipos la presión de entrada se reduce y por ende se requieren menos número de etapas para que estos caudales lleguen a superficie.

Teniendo en cuenta las premisas iniciales, los caudales no presentaron mayor variación dado que ésta es una constante para el campo considerando la gran producción de agua que se tiene actualmente, es por esto por lo que se pretendió mantener los caudales lo más cercano posible al valor del escenario inicial para no sacrificar producción de crudo o llegar a forzar innecesariamente la bomba, las frecuencias fijadas en los diseños pueden ser modificadas en campo.

5.4 INCORPORACIÓN DE LOS NUEVOS DISEÑOS EN EL MODELO INTEGRADO DEL CAMPO

Como fue mencionado anteriormente, el campo cuenta con un modelo integrado de subsuelo y superficie vigente, desarrollado por Ecopetrol S.A., en donde pueden manipularse diferentes variables de los pozos conectados a la red y así tener un control completo de las interacciones entre los *clusters* y los pozos con las troncales de todo el campo, para el caso de este trabajo se hace referencia a la número 7.

Después de realizar la optimización de los cuatro pozos mediante la herramienta SubPUMP® en donde se plasmó su situación actual y se obtuvieron los resultados, es importante tener en cuenta el efecto que estas modificaciones puedan tener en la interacción con la troncal en determinado caso en que se vayan a implementar las propuestas de optimización, pues aunque los cambios sean a nivel de subsuelo, diferentes variables como presiones y caudales en superficie pueden variar.

Para ello, en el modelo actual de fondo y superficie en PIPESIM se ingresaron los datos que se mostraron en la sección anterior y se realizó la corrida en este mismo *software*, en el cual tuvo lugar el Análisis NODAL™ de la presión y los caudales de los pozos con respecto a las modificaciones planteadas (rediseños). Posteriormente, se realizó la corrida del módulo *Well Optimizer* antes y después de las optimizaciones o rediseños, para lograr sensibilizarlos y verificar para cada pozo las diferentes acciones que deberían tomarse sobre la operación actual de los mismos. Para el primer caso (ahora denominado Caso A), es decir, antes de la propuesta de rediseño de los cuatro pozos, *Well Optimizer* recomendó, en todos los casos, disminuir la frecuencia de trabajo, dado el alto consumo de energía que presentaban, por ejemplo, en uno de los pozos sugirió cerrarlo completamente; esto significó la disminución en la producción de aceite de 292 BOPD aproximadamente.

Una vez se ingresaron los datos de rediseño propuestos para los cuatro pozos y se realizó una nueva corrida del optimizador (ahora denominado Caso B), se evidenció

que los resultados obtenidos eran bastante similares, salvo por pequeñas diferencias en el consumo, asociadas principalmente con la imposibilidad de modelar todos los componentes de diseño ESP que ofrece el *software* SubPUMP®, entre ellos las opciones de derateo (*de-rating*) del motor en PIPESIM. En todos los casos, *Well Optimizer* encontró que estos rediseños operaban bien con el modelo integrado, y su consumo no amerita una reducción en frecuencia como opción de optimización de todo el sistema.

Con base en la sección anterior, en la (**Tabla 7**) se exponen los resultados obtenidos de la corrida de *Well Optimizer*, las variables que según el *software* deben ser tenidas en cuenta para tener el consumo deseado y el impacto que puede tener en otras propiedades como la eficiencia del sistema.

Tabla 7. Resultados corrida *Well Optimizer* con los resultados de la optimización planteada.

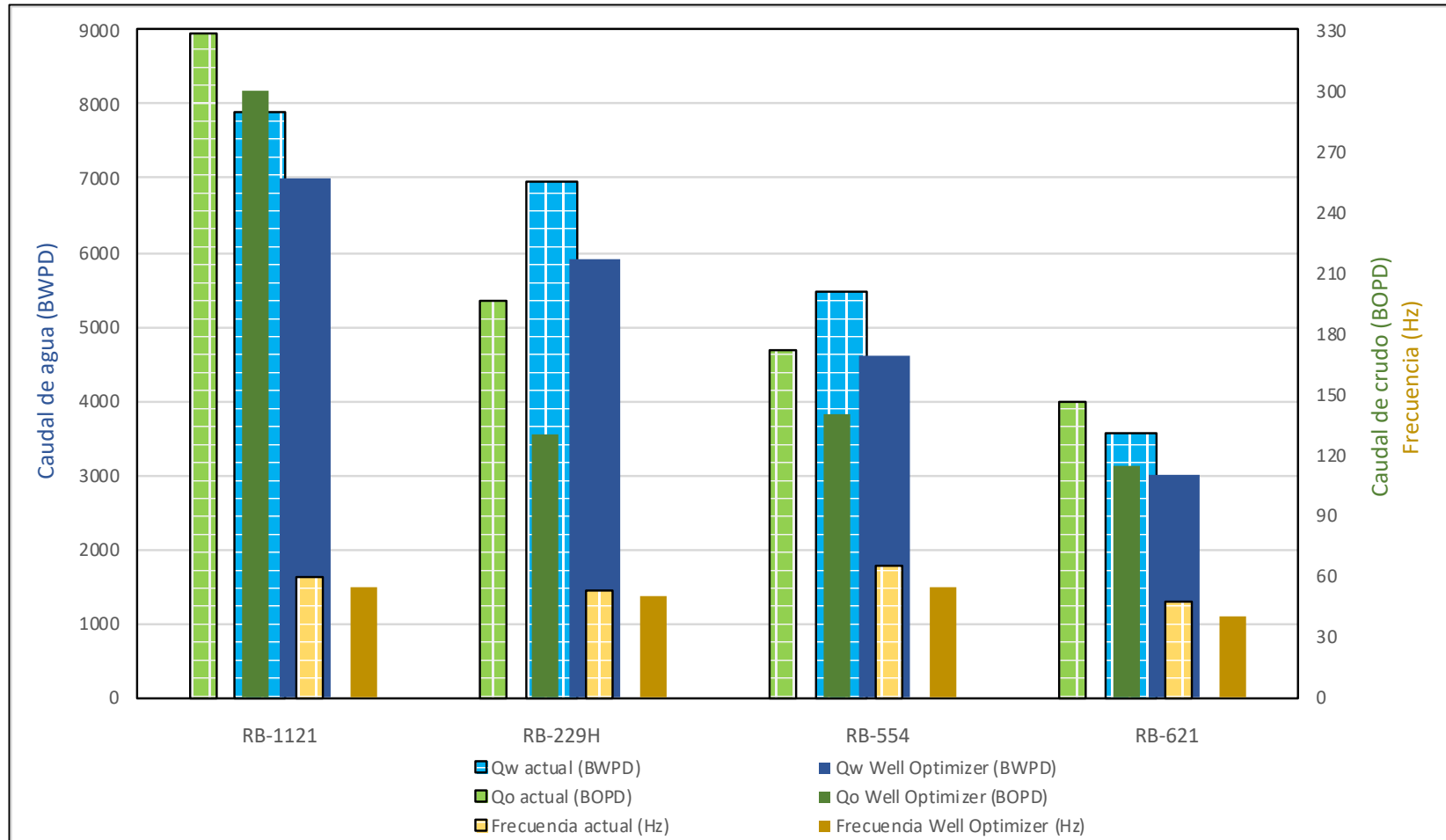
Pozo	RB-1121H	RB-229H	RB-554	RB-621
Consumo energético (kW)	96	123,2	90	60
Frecuencia (Hz)	60,1	63,19	54	55
Eficiencia del sistema (%)	76	52	70	67
Caudal de aceite (BOPD)	254	197	181	111
Caudal de agua (BWPD)	8197	6961	5864	3589
Caudal de líquido (BPD)	8450	7158	6045	3700

Fuente: elaboración propia

Es importante resaltar la diferencia entre los dos *softwares* empleados en la obtención de los diferentes resultados en este proyecto, SubPUMP® es una herramienta creada exclusivamente para diseñar sistemas de levantamiento ESP, mientras que PIPESIM trata casos de Análisis NODAL™ sin tomar en cuenta todas las variables que pueden afectar el desempeño de los sistemas ESP instalados; con la herramienta *Well Optimizer* se proponen las modificaciones principalmente de frecuencia que debe realizarse en los pozos.

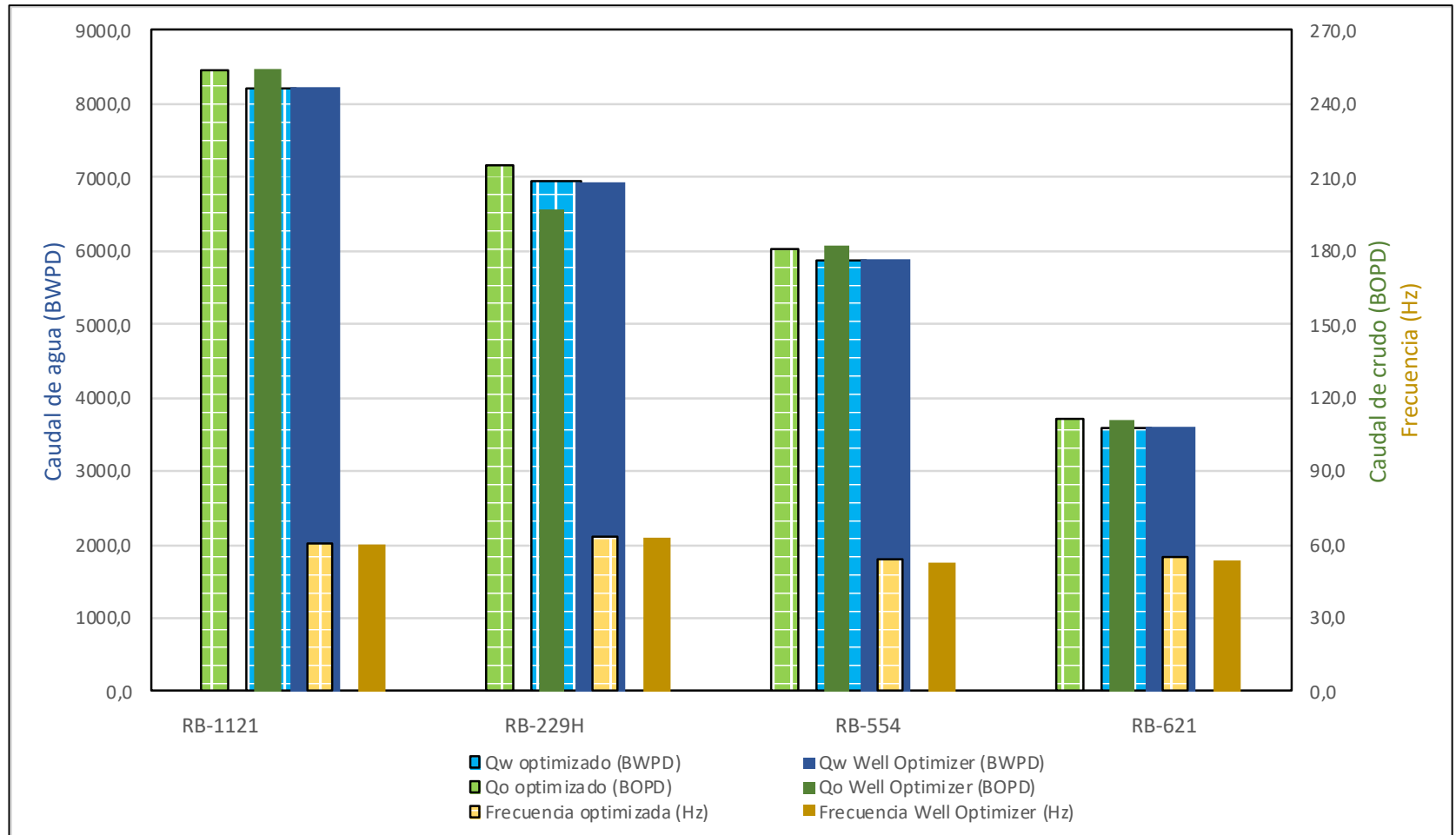
Ahora bien, en la **Gráfica 24** y en la **Gráfica 25** se evidencia la recopilación y confrontación de los resultados de la corrida de *Well Optimizer* antes y después de la optimización propuesta, en donde se aprecia una desviación que existe entre el Caso A y el Caso B. El Caso A, cuenta con dos escenarios, el primero es relacionado con el comportamiento actual (sin optimización) de los pozos, y el segundo hace referencia a las modificaciones propuestas por el módulo de optimización con base en el presente; el Caso B tiene dos escenarios de igual manera, en el primero se muestran los parámetros propuestos por el rediseño, y el segundo son los resultados arrojados tras la corrida de *Well Optimizer* con base en la información de los rediseños.

Gráfica 24. Resultados corrida *Well Optimizer* teniendo como datos de entrada la información actual de los pozos (Caso A)



Fuente: elaboración propia

Gráfica 25. Resultados corrida *Well Optimizer* teniendo como datos de entrada los optimizados en SUBPUMP® (Caso B).



Fuente: elaboración propia

Es importante mencionar que, tanto en el Caso A como el Caso B se busca una optimización del consumo energético, lo que varía entre cada uno de estos casos es la manera en la que se alcanza, a continuación, se expondrá en detalle los resultados obtenidos de la confrontación entre los dos diferentes resultados obtenidos por *Well Optimizer* para este ahorro de energía eléctrica tomando como base diferentes datos de entrada.

En este orden de ideas, por ejemplo, para el Caso A, los denominados “Qo actual / Qw actual / Frecuencia actual” hacen referencia a los valores aportados en este momento por la operatividad de los pozos, y “Qo *Well Optimizer* / Qw *Well Optimizer* / Frecuencia *Well Optimizer*” es el volumen por día que se produciría teniendo en cuenta los cambios propuestos por el *software*. De manera equivalente, para el Caso B, las convenciones ubicadas al costado izquierdo corresponden a los valores de entrada que arrojó la optimización con el programa de diseño detallado en la sección anterior, mientras que las convenciones ubicadas al lado derecho hacen alusión a los resultados de la corrida teniendo en cuenta estos valores de entrada.

Los parámetros más relevantes considerados en esta sección de estudio son caudales y frecuencias, en cuanto al caudal de aceite, se observa que es mayor en el Caso B que en el Caso A debido a que el *software* no propone una disminución de la frecuencia de operación con la que trabajan actualmente las bombas, por el contrario, plantea mantener este valor cercano al del rediseño; a pesar que el objetivo de este proyecto no es proponer una mayor producción en estos pozos, se evidencia que sin una optimización (Caso A) la sugerencia de *Well Optimizer* es disminuir la frecuencia de las bombas para así tener un menor consumo energético sin tener en cuenta ningún otro tipo de criterio para la disminución de este, así las cosas, si se disminuyera la frecuencia de estos equipos de igual manera se tendría un menor caudal tanto de agua como de aceite.

Por otro lado, en el Caso B, teniendo en cuenta los resultados expuestos previamente, se corrió el *software Well Optimizer* y se obtuvieron valores muy cercanos a los propuestos por SubPUMP®, esto quiere decir que al proponer el cambio de bomba y el cambio de tubería de producción (este último únicamente para los pozos RB-1121H y RB-229H) no se requiere la disminución de la frecuencia de trabajo de las bombas sino que, alcanzando de igual manera un ahorro significativo en el consumo energético, dicho parámetro puede mantenerse constante y obtener los mismos caudales de producción tanto de agua como de aceite aportados por cada uno de los pozos.

Con base en estos resultados, se observó una disminución importante en el consumo energético considerando los cambios propuestos para la bomba y *tubing*, manteniendo la operatividad de las bombas en el punto óptimo de eficiencia. La demanda energética de estos cuatro pozos logró optimizarse un promedio aproximado de 62,8% teniendo en cuenta todos los análisis realizados a lo largo de este proyecto, para así comprobar el éxito que representa la implementación de esta

metodología de integración entre los *softwares* de diseño y Análisis NODAL™, para la identificación de pozos candidatos para una optimización y para proponer soluciones que garanticen un ahorro energético.

Teniendo en cuenta que solo se optimizaron cuatro pozos y aun así hubo una mejora en el consumo energético, se puede deducir que el implementar esta metodología en los 7 pozos que se descartaron en la última instancia de priorización de pozos podrían aportar importantes resultados de la misma manera que se obtuvieron en este estudio, proporcionalmente este efecto será más evidente si esto se aplica a más pozos. Inicialmente podría aplicarse a los 33 pozos escogidos en la primera selección según el Índice de Lutz en la cual se evidencian los pozos cuya eficiencia está siendo afectada por algún factor, seguido de otros pozos en la troncal y posteriormente puede extenderse a otras troncales del campo.

6. EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LA OPORTUNIDAD

Uno de los factores más importantes para la industria petrolera se asocia al costo de levantamiento que a su vez se refiere al costo de la extracción de un barril de crudo, para esto deben tenerse en cuenta los costos operacionales fijos y variables, administrativos y de mercados. Dentro de los costos operacionales pueden considerarse los costos variables de energía y los costos propios de los equipos entre otros; a fin de reducir los costos variables de energía, se llevó a cabo una evaluación técnica a algunos de los pozos de la troncal que representan una oportunidad de optimización.

Posterior a la evaluación técnica, y como última instancia para cualquier proyecto, debe realizarse una evaluación económica que determine la viabilidad que este ofrece operativamente en términos de ingresos y egresos. Para efectos de este trabajo, el estudio se enfoca en la optimización del consumo energético en Campo Rubiales, específicamente la Troncal 7.

En este capítulo se busca realizar una valoración económica que permita identificar las alternativas técnicas que resultan viables dentro del marco costo-beneficio, mediante el uso del Modelo de *BreakEven* del campo que permite una producción eficiente del mismo, teniendo en cuenta la estrategia corporativa de protección de la caja y eficiencia en costos. Es decir, se evaluará el cambio generado a partir de la optimización de los requerimientos energéticos para los pozos en los cuales se identificó una oportunidad de mejora relacionada con los costos de energía; para esto se usará como indicador económico principalmente el VPN.

La evaluación económica se hará desde el punto de vista de una compañía operadora cuya unidad monetaria de valor constante es el dólar americano (USD), la tasa de interés de oportunidad (TIO) es del 10% efectivo anual y el indicador económico principalmente utilizado es el valor presente neto (VPN). El horizonte de tiempo que se pretende evaluar responde a un periodo de 43 meses, que corresponde al tiempo de garantía definido para la recuperación de los costos de mantenimiento para los equipos electrosumergibles del campo, acorde con la frecuencia de fallas y/o tiempo de vida media

A partir de lo establecido en este capítulo, se obtiene una decisión de aceptación o rechazo del proyecto con base en la viabilidad que puede llegar a ofrecer la implementación de la propuesta realizada, por lo cual el análisis se aplica a los cuatro pozos que con base en la evaluación técnica resultaron como candidatos a una oportunidad de optimización de manera prioritaria.

Cabe recordar que el *BreakEven Point* es uno de los criterios que también se usó para la determinación de los pozos a optimizar, pues se consideraron “pozos económicos”, es decir, cuyo VPN fuese positivo de forma tal que representara no solo una alternativa técnica si no también económica. Con base en esto, a lo largo

del capítulo se pretende identificar si las alternativas propuestas de optimización generan un mayor VPN, que la situación actual de los pozos.

El flujo de caja de cada una de las optimizaciones incluye los costos asociados al mantenimiento del subsuelo (adquisición de los equipos e intervención del pozo para rediseño). Con base en esto y teniendo en cuenta la reducción del consumo energético y la producción como un dato que para efectos prácticos se mantiene constante, si las alternativas a evaluar resultan más rentables que la condición actual de trabajo de cada pozo, se logra la generación de caja o aumento del VPN que determinará la viabilidad de aplicación de la propuesta, haciendo énfasis en que esta decisión es autónoma por parte de Ecopetrol S.A.

6.1 DESCRIPCIÓN DEL MODELO DE PRODUCCIÓN EFICIENTE RUBIALES⁵²

El modelo *BreakEven* o de producción eficiente de Rubiales, es un modelo que permite definir la clasificación técnica y económica de los pozos productores, bien sea se encuentren en operación o estén inactivos, y permite determinar bajo diferentes escenarios los precios que permitan producir de forma más eficiente el campo y asegurar la generación de caja del Activo para garantizar un mayor valor al mismo. Este modelo hace parte de la evaluación de alternativas que permiten la normalidad de operación y su sostenibilidad.

Con base en las condiciones que se tenían en el momento en que Ecopetrol S.A. asumió la operación de Campo Rubiales se realizó un análisis donde se definió que el punto de equilibrio del campo supera los 35 USD/Bbls y se evidenció que el Activo es muy sensible a las variaciones en el precio de referencia del crudo, especialmente cuando se manejan escenarios con precios bajos, por lo cual se evidenció la necesidad de optimizar a todo nivel la estructura de los costos.

El análisis *BreakEven* cuenta con muchas variables pero el aspecto económico se ve afectado principalmente por los requerimientos logísticos, es decir, los costos de energía, combustible, tratamientos químicos y transporte; siendo el principal enfoque de optimización el consumo energético que como se ha dicho anteriormente, representa cerca del 55% del costo de levantamiento del campo.

Este modelo, hoy en día es utilizado en todos los Activos de Ecopetrol S.A., haciendo parte de la estrategia corporativa de eficiencia en costos y protección de la caja, su uso considera algunas variantes de un Activo a otro, y se utiliza a nivel de pozo para maximizar los beneficios. A partir de lo anterior, se ha definido por parte de la operadora, una metodología que permite valorar y clasificar los pozos

⁵² LÓPEZ GÓMEZ, Jacobo. Modelo de Producción Eficiente Rubiales. Ecopetrol S.A. Bogotá D.C., 2016. 14 p.

técnica y económicamente para que estos cuenten con una mejor capacidad de generación de caja.

6.1.1 Variables consideradas dentro del modelo. Las variables consideradas en esta sección deben tenerse en cuenta para cada uno de los pozos a evaluar, definiendo así, la capacidad actual y futura que estos tienen de generar caja, cabe resaltar que no se incluyen inversiones adicionales para poner el pozo en producción y no se tienen en cuenta depreciaciones y/o amortizaciones. Los factores que se deben tener en cuenta en este estudio son:

- Precio de referencia del crudo Brent, USD/Bbl
- Descuento por calidad del crudo, USD/Bbl
- Descuento por transporte, USD/Bbl
- Precio Campo, USD/Bbl
- Producción bruta básica, Bbls
- Producción bruta incremental, Bbls
- Producción neta de crudo, Bbls
- Costo de Levantamiento (Variable y Fijo), USD/Bbl
- *Overhead.*
- Gastos de empresa, USD/Bbl
- Costo neto del diluyente, USD/Bbl
- Relación diluyente/crudo, %
- Participación costos, %
- Regalías.

6.1.2 Metodología para la clasificación de los pozos. El modelo que tiene la compañía hoy en día se encuentra automatizado, sin embargo, la metodología base consta de 5 partes que se describen a continuación:

6.1.2.1 Margen – BreakEven Point. El *BreakEven* se utiliza para obtener el punto de equilibrio en el cual la utilidad por barril es cero y donde al evaluar la diferencia con el precio de referencia del crudo se obtiene un margen operativo para la producción de un barril de crudo.

Para obtener el *BreakEven* se deben tomar en cuenta todos los costos incluidos en el levantamiento, ya sean operativos o no operativos, esto permitirá conocer el costo mínimo de producción o punto de equilibrio. El balance que permite obtener este valor y el margen operativo para un valor de referencia del crudo, se realiza a partir del **Cuadro 20**.

Cuadro 20. *BreakEven Point* para Campo Rubiales.

Referencia Brent	USD/Bbl
Descuento calidad	USD/Bbl
Descuento transporte	USD/Bbl
Precio campo	USD/Bbl
Producción bruta básica	Bbls
Regalías básicas	%
Producción bruta incremental	Bbls
Regalías incremental	%
Producción neta de crudo	Bbls
Costos operativos fijos	USD/Bbl
Costo energía (variable)	USD/Bbl
Costo del tratamiento químico (variable)	USD/Bbl
Gastos de empresa (asignados)	USD/Bbl
Costo neto diluyente	USD/Bbl
Relación diluyente/crudo	%
Costos totales	USD/Bbl
Margen operativo	MUSD
Margen operativo	USD/Bbl
<i>BreakEven Point</i> (Operacional)	USD/Bbl

Fuente: LÓPEZ GÓMEZ, Jacobo. Modelo de Producción Eficiente Rubiales. Ecopetrol S.A. Bogotá D.C., 2016. 14 p.

El *BreakEven Point* es una de las entradas del modelo económico para la valoración del ingreso bruto generado por cada pozo tomando como referencia el margen operativo sin incluir costos que dependan del nivel de producción y del potencial.

6.1.2.2 Perfil de producción. Dentro del modelo es importante calcular flujos de caja futuros, y para esto debe conocerse el perfil de producción de los pozos, incluyendo su corte de agua y asumiendo la tasa de producción como una constante pues aunque con el tiempo la producción de crudo se pierde, se gana volumen de agua. Así, para calcular la producción del crudo en el tiempo, se deben conocer los valores de la tasa de aceite, el tiempo en que se quiere realizar la evaluación y la declinación de los pozos.

Sin embargo, debe saberse que este modelo al estar automatizado, toma la producción inicial del crudo de las pruebas de producción vigentes en OFM-AVM, estos datos se corrigen con el factor de campo para poder normalizar la producción con base en la fiscalización de los volúmenes para no generar desviaciones en las proyecciones. El caudal de aceite y su respectiva variación en el tiempo son un dato de entrada para que en el modelo económico se pueda calcular el ingreso bruto en el tiempo, así la declinación de los pozos también se extrae de la base de datos OFM.

6.1.2.3 Variables operativas. Ahora bien, para poder conocer los costos variables, primero deben tenerse en cuenta algunas variables operativas como lo son el caudal de crudo, el caudal diario de agua y el consumo de energía. Cabe aclarar que las dos primeras se requieren para poder determinar el costo del tratamiento químico necesario para los fluidos.

Los caudales de crudo y agua son valores que se obtienen directamente de las pruebas de producción y adicionalmente para el cálculo de los costos variables de un pozo debe conocerse el consumo energético, pues se establece una relación entre el caudal y el levantamiento para obtener la potencia requerida por el pozo. Para esto, actualmente en Ecopetrol, se toman datos de producción de los predictivos y diferentes bases de datos, y se valida el consumo real de los equipos (kVA) mediante la determinación del factor de potencia para obtener este valor en HP.

También se tienen en cuenta las eficiencias de operación de los equipos cuyo caso ideal se estima en un 60%, pero este valor cambia dependiendo de diferentes variables como caudal, viscosidad de los fluidos producidos, presión, entre otras; por esto mismo se logró determinar un excesivo consumo en algunos de los pozos de la troncal. La eficiencia mecánica depende de parámetros propios del diseño de la bomba y sus condiciones de operación (diámetro, número de etapas, punto de operación, etc.). La eficiencia eléctrica por su parte, depende de otros factores como la eficiencia del motor, las pérdidas de voltaje en el cable, la eficiencia de los transformadores y la eficiencia de red.

Para obtener la potencia requerida se necesita conocer la presión de levantamiento, este paso también se encuentra formulado y automatizado por Ecopetrol con la siguiente ecuación:

Ecuación 12. Presión requerida para el levantamiento dinámico total.

$$P_{(\text{levantamiento})} = TDH * 0,433 * GE$$

Fuente: LÓPEZ GÓMEZ, Jacobo. Modelo de Producción Eficiente Rubiales. Ecopetrol S.A. Bogotá D.C., 2016. 14 p.

Donde:

$P_{(\text{levantamiento})}$ = Presión requerida por la bomba para levantar el fluido (psi)
TDH = Levantamiento dinámico total (*Total Dynamic Head, ft*)
GE = Gravedad específica de la mezcla agua-crudo

Cabe mencionar que en el cálculo de la presión de levantamiento mediante la ecuación de levantamiento dinámico total (**Ecuación 12**) debe calcularse la TDH y para esto debe también calcularse el valor de las pérdidas por fricción; las ecuaciones necesarias para obtener estos resultados fueron contempladas en el capítulo 4 (**Ecuación 5** y **Ecuación 7**)

Finalmente, se debe conocer el valor de energía consumida por cada uno de los pozos para alcanzar el ciclo de producción completo, que va desde el levantamiento hasta la disposición final. Actualmente en el campo la estadística del consumo energético se distribuye en un 55% para el levantamiento del fluido y un 45% para el proceso de tratamiento y disposición final de los mismo, por lo cual, el cálculo del consumo energético resulta de sumar la energía requerida para levantar el fluido, y la energía requerida para tratarlo y disponer de él.

Ecuación 13. Consumo Energético

$$\text{Consumo (kW)} = kW_{\text{levantamiento}} + kW_{\text{proceso}}$$

Fuente: LÓPEZ GÓMEZ, Jacobo. Modelo de Producción Eficiente Rubiales. Ecopetrol S.A. Bogotá D.C., 2016. 14 p.

Donde:

$kW_{\text{levantamiento}}$ = Energía requerida para el levantamiento de los fluidos.

kW_{proceso} = Energía requerida para el tratamiento y disposición de los fluidos

6.1.2.4 Modelo económico. Este modelo considera una evaluación en dos tiempos, el primero es la frecuencia diaria donde se calcula el EBITDA variable por pozo y consiste en el análisis de la generación de caja diaria de cada uno de los pozos, para determinar su rentabilidad y su desempeño con el fin de mantener la producción en aquellos que mejor comportamiento tengan.

El segundo es la frecuencia mensual, que también calcula el EBITDA variable para cada pozo pero en un periodo de un mes a partir de los perfiles de producción y considerando el valor presente para la elaboración de los flujos de caja. Mediante esta forma de evaluación se espera determinar la capacidad futura de los pozos para generar valor y para soportar la toma de decisiones relacionadas con la intervención a los pozos (mantenimiento, abandono, rediseño, etc.) Para el cálculo del modelo se utilizan las siguientes ecuaciones:

- **EBITDA variable diario:** Tiene en cuenta los costos variables diarios y el ingreso bruto para realizar un seguimiento de la rentabilidad que puede ofrecer

cada pozo y así, llevar un control de aquellos pozos rentables y tomar decisiones respecto a los que no lo son, para evitar la destrucción del valor económico.

Ecuación 14. EBITDA variable diario.

$$EBITDA_{variable\ Diario} = Ingreso\ bruto\ diario - Costo\ variable\ por\ día$$

Fuente: LÓPEZ GÓMEZ, Jacobo. Modelo de Producción Eficiente Rubiales. Ecopetrol S.A. Bogotá D.C., 2016. 14 p.

El costo variable por día se tiene al sumar los costos de tratamiento químico y de energía requerida, teniendo en cuenta también la tarifa que se maneja dependiendo del tipo de generación con la que cuenta el pozo (local o por red eléctrica)

Ecuación 15. Costo variable por día.

$$Costo\ variable\ por\ día = q_f * Tratamiento\ químico + Consumo * 24 * tarifa + Costo\ recolección$$

Fuente: LÓPEZ GÓMEZ, Jacobo. Modelo de Producción Eficiente Rubiales. Ecopetrol S.A. Bogotá D.C., 2016. 14 p.

El ingreso bruto diario por pozo es el valor de producción diaria neta teniendo en cuenta el margen operativo pero no los costos variables.

Ecuación 16. Ingreso bruto.

$$Ingreso\ bruto = q_o * Margen\ operativo$$

Fuente: LÓPEZ GÓMEZ, Jacobo. Modelo de Producción Eficiente Rubiales. Ecopetrol S.A. Bogotá D.C., 2016. 14 p.

- **EBITDA variable mensual y valor presente:** Este cálculo también permite realizar un control de la rentabilidad de los pozos y con base en esto, tomar decisiones sobre los mismos. Tiene en cuenta el valor del EBITDA mensual en función del tiempo y lleva los flujos de caja a valor presente como se muestra en la **Ecuación 17**. Cuando este valor es igual o menor a cero deben tomarse acciones que mejoren la rentabilidad del pozo u optar por el abandono del pozo.

Ecuación 17. EBITDA variable mensual.

$$EBITDA_{variable\ Mensual} = Ingreso\ bruto\ mensual - Costo\ variable\ mensual$$

Fuente: LÓPEZ GÓMEZ, Jacobo. Modelo de Producción Eficiente Rubiales. Ecopetrol S.A. Bogotá D.C., 2016. 14 p.

Es de recordar que el ingreso bruto mensual por pozo tiene en cuenta el perfil de producción y el margen operativo calculado previamente sin incluir los costos variables.

Ecuación 18. Ingreso bruto mensual.

$$\text{Ingreso bruto mes} = q_o * \text{Margen operativo} * \text{día/mes}$$

Fuente: LÓPEZ GÓMEZ, Jacobo. Modelo de Producción Eficiente Rubiales. Ecopetrol S.A. Bogotá D.C., 2016. 14 p.

El costo variable en este caso, tiene en cuenta las mismas variables anteriormente mencionadas para el costo variable diario, sin embargo, estas deben multiplicarse por el número de días que tiene el mes así:

Ecuación 19. Costo variable mensual.

$$\text{Costo variable mensual} = q_f * \text{Tratamiento químico} + \text{Consumo} * 24 * \text{tarifa} * \text{días / mes} + \text{Costo recolección}$$

Fuente: LÓPEZ GÓMEZ, Jacobo. Modelo de Producción Eficiente Rubiales. Ecopetrol S.A. Bogotá D.C., 2016. 14 p.

Adicionalmente, uno de los cálculos que da mayor valor a esta metodología es el del valor presente del EBITDA ya que evalúa la capacidad futura de los pozos y el requerimiento de inversiones que aseguren la continuidad operativa de estos. El cálculo se realiza con la ecuación del valor presente considerando los flujos de caja y una tasa de descuento del 10% efectivo anual que corresponde a la TIO de Ecopetrol S.A. El flujo puede calcularse hasta el límite económico del pozo mediante la **Ecuación 20**, sin embargo, es fundamental hacer énfasis en que actualmente la operadora no lleva la evaluación de los pozos al límite económico sino que considera un periodo de 43 meses en el que se espera determinar si un pozo es o no económico.

Ecuación 20. Valor presente del EBITDA.

$$VP = \frac{EBITDA \text{ mes } 1}{(1+i)^1} + \frac{EBITDA \text{ mes } 2}{(1+i)^2} + \dots + \frac{EBITDA \text{ mes } LE}{(1+i)^{\text{mes } LE}}$$

Fuente: LÓPEZ GÓMEZ, Jacobo. Modelo de Producción Eficiente Rubiales. Ecopetrol S.A. Bogotá D.C., 2016. 14 p.

Donde:

i = Tasa de interés de oportunidad de Ecopetrol S.A.

mes LE = Mes en el que ocurre el límite económico del pozo.

6.1.2.5 Indicadores y Ranking. Este último paso, asegura que los recursos se destinen a aquellos pozos cuya oportunidad de generar valor sea mayor, para esto se estableció el EBITDA como un indicador para medir la capacidad de un pozo para generar caja, teniendo en cuenta que puede normalizar la producción medida de los pozos eliminando el ruido de los altos volúmenes; también se definió un rango o *ranking* que busca realizar una clasificación de los pozos, con la finalidad de priorizar la producción de aquellos con una agregación de valor importante y tomar decisiones sobre los que cuentan con un bajo aporte.

Sin embargo, hay que aclarar que aunque este valor es calculado por el modelo, hoy en día Ecopetrol S.A. se rige por el indicador VPN para determinar si un pozo presenta una buena capacidad de generar valor.

6.2 ANÁLISIS DE COSTOS PARA LOS POZOS EVALUADOS TÉCNICAMENTE

Como parte fundamental del análisis económico, es esencial hablar de los costos tanto de inversión como de operación. Los primeros, más conocidos como CAPEX (*Capital Expenditures*) o gastos de capital se refieren a las inversiones que se realizan a largo plazo, con la finalidad de expandir, reemplazar o renovar los activos de forma tal que se obtenga un beneficio, por lo general económico.

En un flujo de caja, este tipo de costos se estiman como un punto específico en el tiempo del proyecto, en el cual se refleja el costo futuro de los fondos a largo plazo, es decir, son una inversión que al comienzo del proyecto actúan como flujos negativos pero que representan una ganancia a través del tiempo. Los costos de inversión se relacionan directamente con los recursos que se necesitan para dar inicio a un proyecto e igualmente, para poder realizarlo; por esto, constituyen el capital fijo del proyecto.

Por otro lado, los costos de operación, más conocidos como OPEX (*Operating Expenses*) o gastos operativos se refieren a los gastos y servicios que deben suplirse para la adecuada operación y completo funcionamiento del proyecto. En un flujo de caja también actúan como flujos negativos pues son desembolsos que deben hacerse continuamente para garantizar la operación, pero no pueden ser considerados como activos ni pueden llegar a ser capitalizados

A fin de cumplir con este proyecto, es importante mencionar que el estudio económico solamente implica gastos operativos, pues las intervenciones propuestas hacen parte de una intervención a pozo catalogada como un mantenimiento de subsuelo cuya implementación busca garantizar un adecuado funcionamiento de los sistemas. Así, los gastos operativos involucrados en este

proyecto para cada uno de los pozos que representan una alternativa de optimización, se conocerán a continuación:

6.2.1 Costos de Operación (OPEX) para los pozos. Con base en la metodología del *BreakEven*, para los cuatro pozos resultantes de la optimización, se analizarán los costos que hacen parte del *lifting cost* en dos momentos, antes y después de implementar las modificaciones propuestas en el capítulo 5; cabe anotar, que la variación se tendrá en los costos variables asociados al consumo de energía. Para esto, deben tenerse en cuenta algunos valores durante el estudio como lo son:

- Precio de referencia del crudo Brent: 55 USD/Bbl.
- Tiempo de evaluación: 43 meses.
- Regalías básicas: 32%
- TRM: 3100 COP/USD
- Costo de energía red eléctrica: 319 COP/kWh
- Producción de fluidos: Depende de cada pozo.

Los costos variables, son aquellos que dependen del volumen total de producción que se tenga, para efectos prácticos los datos de producción no se contemplan en esta sección pues ya anteriormente fueron mencionados para los casos sin optimizar y para los resultados obtenidos con la optimización. En todos los casos, se evalúan los costos dentro del periodo en el que se espera una recuperación de estos, es decir, se tienen en cuenta los costos generados en un periodo de 43 meses tanto en los escenarios actuales como en los escenarios optimizados.

6.2.1.1 Costos de Operación (OPEX) para el pozo RB-1121H. Teniendo en cuenta las premisas anteriores, para el pozo RB-1121H se analizaron los escenarios del costo de levantamiento antes y después de la intervención propuesta, para ello se consideraron los costos de tratamiento químico y el costo de energía. Para el segundo escenario, el análisis se ve directamente influenciado por el costo del mantenimiento ya que en este valor se incluyen los precios de los equipos y la tubería que se espera modificar con el fin de obtener la optimización planteada, particularmente, para este caso el costo fue de 166.474 USD. En la **Tabla 8** se evidencian los costos relacionados con el OPEX variable para los dos escenarios mencionados anteriormente con su respectivo ahorro porcentual.

Tabla 8. Gastos asociados al pozo RB-1121H y porcentaje de ahorro de los mismos.

Costos (USD)	Antes del mantenimiento	Después del mantenimiento	Ahorro (%)
Costos energía	1.286	920	-28,46
Costo Tratamiento químico	91	93	N.A.
Costo transporte	0	0	N.A.
OPEX variable	1.377	1.013	-26,43

Fuente: elaboración propia, con base en ECOPETROL S.A. Modelo_EBITDA_Rubiales-V10. 2016. Ecopetrol S.A. [Base de datos]. Recuperado el 17 de julio de 2019.

A partir de la tabla anterior, se debe aclarar que el OPEX variable está compuesto por los costos de energía, los costos necesarios para el tratamiento químico de los fluidos y los costos de transporte de los mismos, siendo estos últimos un valor nulo debido a que el análisis solo implica una optimización del proceso de extracción.

Adicionalmente, los costos de energía presentan una mejora pues como se muestra en la tabla, se reducen, generando en este caso un ahorro económico del 28,46% lo que equivale a un valor de 366 USD; y consecuentemente se refleja un ahorro en el OPEX variable del 26,43% que a su vez representa un total de 364 USD. El ahorro en el OPEX variable es menor pues debe considerarse que los costos asociados al tratamiento químico aumentarían debido a que el caudal producido después del mantenimiento es ligeramente mayor, sin embargo, estos costos no se encuentran contemplados en el alcance del proyecto por lo cual no se ahondará en ellos. Igualmente hay que decir que no se evidencia un cambio en los costos de transporte pues no hay costos asociados.

6.2.1.2 Costos de Operación (OPEX) para el pozo RB-229H. Los costos operacionales asociados al proceso de producción de este pozo, se tienen en cuenta antes y después de la intervención propuesta. Como bien es sabido, debe conocerse el costo relacionado con la posible implementación de la optimización que en este caso puntual corresponde a un valor de 168.831 USD. En la **Tabla 9** se evidencian los costos relacionados con los gastos de operación variables, esto en los dos momentos que se mencionaron previamente.

Tabla 9. Gastos asociados al pozo RB-229H y porcentaje de ahorro de los mismos.

Costos (USD)	Antes del mantenimiento	Después del mantenimiento	Ahorro (%)
Costos energía	1.345	646	-51,97
Costo Tratamiento químico	79	79	N.A.
Costo transporte	0	0	N.A.
OPEX variable	1.424	725	-49,09

Fuente: elaboración propia, con base en ECOPETROL S.A. Modelo_EBITDA_Rubiales-V10. 2016. Ecopetrol S.A. [Base de datos]. Recuperado el 17 de julio de 2019.

En este caso, el OPEX variable también está compuesto por los costos de energía, los costos de tratamiento químico y los costos de transporte, siendo estos últimos un valor nulo debido a que el análisis solo implica una optimización del proceso de extracción. En la tabla igualmente se observan el costo de intervención que tiene que ver con la propuesta de optimización, específicamente con los costos de equipos y tubería a modificar.

Para el pozo RB-229H la mejora de los costos de energía logra un ahorro económico del 51,97% que monetariamente indica un total de 699 USD; consecuentemente se refleja un ahorro en el OPEX variable del 49,09% equivalente a los mismos 699 USD teniendo en cuenta que los costos asociados al tratamiento químico no tienen una variación, y que no se tienen costos asociados al transporte de los fluidos.

6.2.1.3 Costos de Operación (OPEX) para el pozo RB-554. Los costos de operación tenidos en cuenta para este pozo se encuentran en la **Tabla 10** evidenciando los gastos de operación variables antes y después de la implementación de la intervención propuesta en este proyecto, que para el pozo en mención es de 131.537 USD.

Tabla 10. Gastos asociados al pozo RB-554 y porcentaje de ahorro de los mismos.

Costos (USD)	Antes del mantenimiento	Después del mantenimiento	Ahorro (%)
Costos energía	727	536	-26,27
Costo Tratamiento químico	54	58	N.A.
Costo transporte	0	0	N.A.
OPEX variable	781	594	-23,94

Fuente: elaboración propia, con base en ECOPETROL S.A. Modelo_EBITDA_Rubiales-V10. 2016. Ecopetrol S.A. [Base de datos]. Recuperado el 17 de julio de 2019.

En el OPEX variable, compuesto por los costos de energía, de tratamiento químico y de transporte, se lograría un ahorro del 23.94% en caso tal de aplicar la optimización, esto corresponde a un total de 187 USD que se ahorrarían. En este caso, los costos asociados al tratamiento químico en vez de representar un ahorro, generan un incremento por el aumento en el caudal de producción y se evidencia que no existe un cambio en el transporte debido a la ausencia de costos asociados; respecto al costo de energía se presenta una mejora ya que los costos se logran reducir en un 26.27% equivalente a 191 USD.

6.2.1.4 Costos de Operación (OPEX) para el pozo RB-621. Cabe aclarar que el mantenimiento que se espera implementar tiene un costo de 129.004 USD para este pozo y los costos asociados a los gastos operativos del mismo deben ser tenidos en cuenta en dos momentos, antes y después de la intervención; estos gastos se pueden evidenciar en la tabla expuesta a continuación (**Tabla 11**).

Tabla 11. Gastos asociados al pozo RB-621 y porcentaje de ahorro de los mismos.

Costos (USD)	Antes del mantenimiento	Después del mantenimiento	Ahorro (%)
Costos energía	600	395	-34.17
Costo Tratamiento químico	45	47	N.A.
Costo transporte	0	0	N.A.

Costos (USD)	Antes del mantenimiento	Después del mantenimiento	Ahorro (%)
OPEX variable	645	442	-31.47

Fuente: elaboración propia, con base en ECOPETROL S.A. Modelo_EBITDA_Rubiales-V10. 2016. Ecopetrol S.A. [Base de datos]. Recuperado el 17 de julio de 2019.

En la tabla anterior se cuenta con los costos energéticos, los asociados a los procesos de tratamiento químico de fluidos y de transporte que hacen parte del OPEX variable del pozo RB-621. Al igual que en los pozos anteriores, los costos de transporte no son representativos para este análisis, pues no hace parte del procedimiento de optimización en los procesos de extracción. De igual forma, se puede evidenciar en la tabla, que se redujo en un 34.17% el costo energético, influyendo directamente en el OPEX variable, generando una disminución de costos del 31,47%, esta segunda cifra de reducción es más baja debido a que deben considerarse un ligero aumento en los costos asociados al tratamiento químico de fluidos; es de recordar que el costo de tratamiento sobrepasa el alcance del proyecto. Por otro lado, al no haber costos asociados de transporte no se evidencia cambio por dicho concepto.

Cabe aclarar que los porcentajes de ahorro ya mencionados corresponden a un ahorro en términos monetarios de 205 USD y 203 USD respectivamente, donde este dinero dejaría de requerirse como parte del funcionamiento del pozo a raíz de la implementación de la intervención que se propone.

6.2.2 Costos de levantamiento (*lifting cost*) para los pozos. Adicional a los costos que hacen parte del *lifting cost*, debe considerarse el mismo costo de levantamiento como un factor de análisis teniendo en cuenta que dentro del alcance de este proyecto se busca reducir el consumo energético que afecta directamente y en gran medida el costo de levantamiento.

Como se ha venido realizando a lo largo de este capítulo se llevará a cabo el análisis del *lifting cost* en dos escenarios, antes y después del mantenimiento, es decir, se tiene en cuenta el costo que tiene implementar las modificaciones propuestas en el capítulo 5 para cada uno de los pozos estudiados. En **Tabla 12** se evidencia el costo de levantamiento asociado a los pozos, el cual viene dado por la relación entre el OPEX variable (USD) calculado anteriormente y el caudal de crudo producido (BOPD). Se expone de igual manera el ahorro que se generó en esta variable debido a la optimización propuesta.

Tabla 12. Costo de levantamiento asociado al pozo y porcentajes de ahorro.

Pozo	Variable	Antes del mantenimiento	Después del mantenimiento	Ahorro (%)
RB-1121H	OPEX variable (USD)	1.377	1.013	-26,43
	Caudal de crudo (BOPD)	248,49	255,63	N.A.
	<i>Lifting cost</i> (USD/BOPD)	5,54	3,96	-28,52
RB-229H	OPEX variable (USD)	1.424	725	-49,09
	Caudal de crudo (BOPD)	218,39	219,09	N.A.
	<i>Lifting cost</i> (USD/BOPD)	6,52	3,31	-49,23
RB-554	OPEX variable (USD)	781	594	-23,94
	Caudal de crudo (BOPD)	118,9	127,57	N.A.
	<i>Lifting cost</i> (USD/BOPD)	6,57	4,66	-29,07
RB-621	OPEX variable (USD)	645	442	-31,47
	Caudal de crudo (BOPD)	143,33	148,14	N.A.
	<i>Lifting cost</i> (USD/BOPD)	4,5	2,98	-33,78

Fuente: elaboración propia, con base en ECOPETROL S.A. Modelo_EBITDA_Rubiales-V10. 2016. Ecopetrol S.A. [Base de datos]. Recuperado el 17 de julio de 2019.

El costo de levantamiento se ve afectado por el valor del OPEX variable, el cual está directamente relacionado con el costo energético, siendo este último el factor económico de mayor relevancia dentro del alcance de este proyecto ya que representa el 55% del *lifting cost*. Así, teniendo en cuenta el OPEX variable y el caudal de crudo se estableció que el costo de levantamiento asociado a los cuatro pozos se reduciría respectivamente 1,58 USD/BOPD, 3,21 USD/BOPD, 1,91 USD/BOPD y 1,52 USD/BOPD; estos son los valores que corresponden al 28,52%, 49,23%, 29,07% y 33,78% de ahorro porcentual.

6.3 EVALUACIÓN ECONÓMICA

Como se mencionó anteriormente, el indicador económico que se utiliza en el modelo para realizar un análisis de costos es el VPN, que puede calcularse de forma automática con la información que se ha plasmado en el trabajo y en este capítulo; al igual que el tiempo de recuperación del costo de mantenimiento o *PayBack*.

Parte fundamental de cualquier proyecto es la evaluación económica, por lo cual, es importante dar a conocer la viabilidad que esta propuesta puede ofrecer para su aplicación. A lo largo de esta sección se exponen los resultados obtenidos de la corrida del modelo y se realiza un breve análisis enfocado en los indicadores de valor VPN y *PayBack* para los dos escenarios que se han venido manejando, antes y después de la optimización.

6.3.1 VPN. Este indicador expresa los flujos de caja de un proyecto en pesos de hoy, es decir, trae al presente los ingresos y egresos futuros con el objetivo de determinar si la ejecución del proyecto será o no viable. La viabilidad se define

considerando las ganancias o pérdidas que se puedan generar para la empresa, teniendo como referencia la tasa de interés de oportunidad (TIO). Así el criterio de evaluación se realiza de acuerdo con los siguientes parámetros:

- **VPN > 0:** Se generan ganancias y la ejecución del proyecto es viable pues promete beneficios económicos que superan las inversiones iniciales.
- **VPN < 0:** Se pueden generar pérdidas y la ejecución del proyecto no es viable, por lo cual se rechaza su implementación.
- **VPN = 0:** La ejecución del proyecto es indiferente pues éste solo cubrirá los costos iniciales, sin superarlos ni ofrecer beneficios extra.

Con base en los resultados obtenidos de la corrida realizada para determinar el VPN, antes y después de la implementación de la optimización se tienen los siguientes valores:

Tabla 13. VPN de los pozos estudiados.

Pozo	VPN antes del mantenimiento (USD)	VPN después del mantenimiento(USD)	Mejora porcentual
RB-1121H	2'405.723	2'753.008	14,44%
RB-229H	1'877.673	2'491.925	32,71%
RB-554	1'016.111	1'228.337	20,89%
RB-621	1'421.537	1'588.600	11,75%

Fuente: elaboración propia, con base en ECOPETROL S.A. Modelo_EBITDA_Rubiales-V10. 2016. Ecopetrol S.A. [Base de datos]. Recuperado el 17 de julio de 2019.

Es posible observar que en todos los casos el VPN responde a un valor superior a cero y que en todos los casos, el valor del VPN es mayor posterior a la optimización, evidenciando una mejora significativa, es decir, para cada uno de los pozos evaluados la implementación de la estrategia de optimización representaría beneficios en la generación de caja, pues en el presente los flujos de caja determinan una ganancia mayor que la que se tenía previo a la optimización.

Desde el punto de vista económico se puede decir que la implementación de la propuesta es viable en el caso de los cuatro pozos, pues aunque durante la selección de los mismos se aseguró que fuesen pozos económicamente viables, se logran buenas mejoras porcentuales que indican un incremento significativo del VPN.

6.3.2 PayBack. Dentro del alcance del proyecto, este indicador se refiere al tiempo que se requiere para recuperar el valor asociado a los gastos operativos de cada uno de los pozos, es decir, el número de meses o años que la empresa necesita para ver reflejada la generación de caja de la que se ha hablado, a partir del flujo de caja.

Este indicador debe calcularse tantas veces como sea necesario para determinar en qué momento del horizonte económico se espera alcanzar la generación de ingresos. El criterio de evaluación de este indicador se basa en si el valor es negativo o positivo, en caso de ser negativo indica que los egresos aún no han sido recuperados pero por el contrario, en el momento en que el valor pasa a ser positivo se dice que es el tiempo en que los costos de mantenimiento serán recuperados.

La corrida evaluó este indicador para cada uno de los tiempos comprendidos dentro de los 43 meses de evaluación del proyecto, así se obtuvieron valores correspondientes a los ingresos que se espera obtener en cada mes a consecuencia de la intervención que se propone. La corrida arrojó para los primeros 5 meses los siguientes valores de ingresos para la compañía, lo que permitió generar un flujo de caja como se muestra en la **Tabla 14**:

Tabla 14. Flujo de caja de los pozos estudiados en los primeros 5 meses.

		POZO			
		RB-1121H	RB-229H	RB-554	RB-621
TIEMPO (MESES)	0	-166.474,5	-168.831,0	-131.537,2	-129.003,9
	1	131.912,6	117.506,1	63.106,9	80.949,7
	2	124.112,4	110.677,2	59.302,2	75.872,9
	3	124.709,2	111.332,2	59.512,2	75.956,6
	4	121.286,4	108.398,5	57.804,1	73.608,1
	5	114.170,1	102.155,8	54.340,7	69.049,8

Fuente: elaboración propia, con base en ECOPETROL S.A. Modelo_EBITDA_Rubiales-V10. 2016. Ecopetrol S.A. [Base de datos]. Recuperado el 17 de julio de 2019.

Ahora bien, es importante saber que para la determinación del *PayBack*, se genera un flujo de caja acumulado que permite la evaluación del proyecto en términos de este indicador, evidenciando que en todos los casos, el *PayBack* se alcanzaría en un periodo inferior a 5 meses como se muestra en la **Tabla 15**:

Tabla 15. Flujo de caja acumulado de los pozos estudiados para 5 meses.

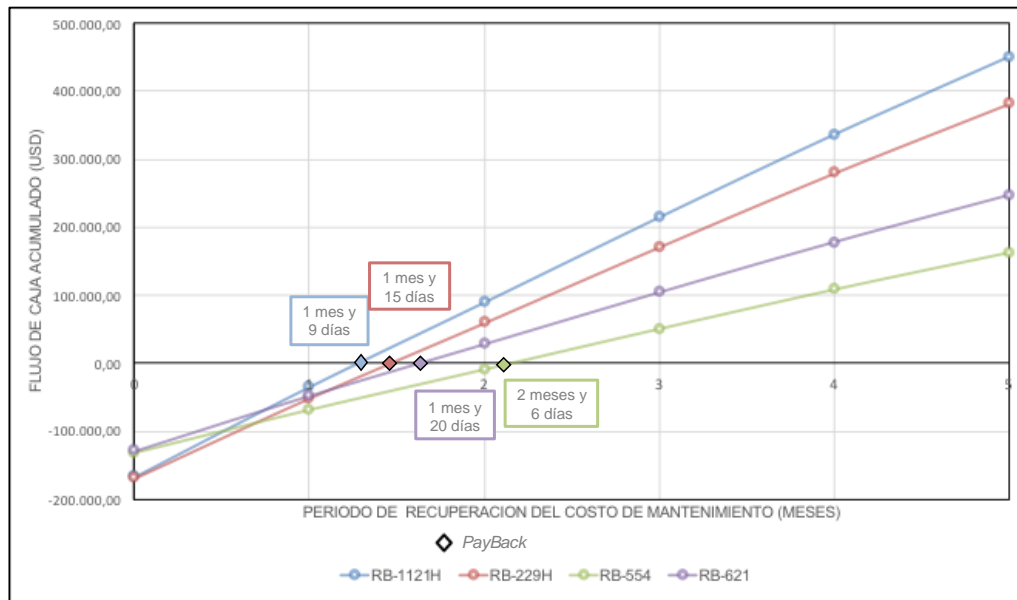
		POZO			
		RB-1121H	RB-229H	RB-554	RB-621
TIEMPO (MESES)	0	-166.474,5	-168.831,0	-131.537,2	-129.003,9
	1	-34561,9	-51324,9	-68430,3	-48054,2
	2	89550,5	59352,3	-9128,1	27818,8
	3	214259,8	170684,5	50384,1	103775,4
	4	335546,2	279082,9	108188,2	177383,5
	5	449716,3	381238,8	162528,9	246433,4

Fuente: elaboración propia, con base en ECOPETROL S.A. Modelo_EBITDA_Rubiales-V10. 2016. Ecopetrol S.A. [Base de datos]. Recuperado el 17 de julio de 2019.

Respecto al periodo de retorno de los costos de mantenimiento, puede decirse que el escenario es alentador ya que los gastos realizados en todos los pozos lograrían

recuperarse de manera rápida. Para los pozos RB-1121H, RB-229H y RB-621 este indicador se logra en el segundo mes posterior a la aplicación de la propuesta de optimización; el pozo RB-554 se demora más ya que el *PayBack* se logra en el tercer mes, sin embargo, teniendo como referencia los 43 meses de estudio, puede decirse que los cuatro casos representan un retorno casi inmediato. Esto puede evidenciarse con mayor precisión en la siguiente gráfica, elaborada a partir de la tabla anteriormente expuesta.

Gráfica 26. *PayBack* pozos de estudio.



Fuente: elaboración propia, con base en ECOPETROL S.A. Modelo_EBITDA_Rubiales-V10. 2016. Ecopetrol S.A. [Base de datos]. Recuperado el 17 de julio de 2019.

Con base en la gráfica y en ecuaciones matemáticas sencillas puede establecerse con mayor precisión el tiempo de recuperación del costo de mantenimiento, así es necesario decir que para el pozo RB-1121H el tiempo en que el flujo de caja alcanza un equilibrio para posteriormente pasar a ser positivo se obtiene en un periodo de 1,30 meses, para el pozo RB-229H esto ocurre en 1,49 meses, para el pozo RB-554 en 2,18 meses y finalmente para el pozo RB-621 ocurre en 1,66 meses. Este tiempo se refiere para cada pozo respectivamente a 1 mes con 9 días, 1 mes con 15 días, 2 meses con 6 días, y 1 mes con 20 días.

7. CONCLUSIONES

- El consumo energético representa más de la mitad de los costos que deben ser tenidos en cuenta dentro del *lifting cost*, es por esto que en la empresa desde el recibo del Activo, se han generado estrategias e iniciativas de eficiencia enfocadas en la reducción de la demanda energética para la operación de los pozos, principalmente mediante la optimización del punto de operación de los sistemas y la optimización de las pérdidas por fricción en las tuberías de producción.
- La metodología de selección de pozos desarrollada de acuerdo con la técnica planteada por T.S. Lutz, representa una acertada manera de evaluación de las eficiencias de los sistemas ESP y PCP para la identificación de los pozos candidatos a optimización. De los 59 pozos seleccionados inicialmente los índices de Lutz variaron en un rango entre 0,3238 y 0,912.
- Con base en los resultados obtenidos se pudo evidenciar la relación inversamente proporcional entre la TDH y la combinación dada por el aumento del diámetro de la tubería de producción y la capacidad de la bomba. Así las cosas, la disminución obtenida de la TDH fue de 18,6% que equivale a 357,28 psia.
- A partir del cambio propuesto de las bombas se deduce que existe una relación inversa entre la capacidad y la presión, en la cual, a mayor capacidad del equipo, la presión de fondo fluyente disminuye. En este caso la Pwf se redujo 18,2 psia en promedio para los cuatro pozos. Como consecuencia, también se asocia una disminución en el número de etapas ya que al tener menor presión no es necesario tener una bomba tan grande.
- El rediseño de los SLA propuesto se realizó principalmente con el fin de reducir el consumo energético, una vez desarrollado el proyecto se evidenció que la relación que existe es una relación inversa en donde el aumento de la capacidad de los equipos generó una reducción energética.
- Adicional al Índice de Lutz, se tuvieron en cuenta parámetros determinantes para la obtención del número definitivo de pozos a plasmar en el *software* de diseño, estos fueron el estado del pozo (activo o inactivo), la viabilidad de la operación y el cambio de equipos y tubería para cada pozo medida mediante el VPN y el EUR; a partir de esta selección en total se propusieron 11 pozos a optimizar.
- En la primera selección de pozos, se tuvo en cuenta uno cuyo estado actualmente es inactivo, ya que se consideró la recomendación hecha por las diferentes áreas de ingeniería de Ecopetrol S.A. de abrirlo a producción debido

a que representa una buena opción para rediseño y reapertura por su bajo BSW para Campo Rubiales (96%).

- De manera general, se estableció que, con la optimización propuesta para los dos pozos en los que se propuso cambio de bomba y cambio de tubería, y con base en los resultados arrojados por las corridas en los diferentes *softwares* utilizados para el desarrollo de este proyecto, se obtuvo una reducción total en promedio del 47,34% del consumo energético actualmente demandado por los mismos que equivale a 105,12 kW/día.
- De manera general, se estableció que, con la optimización propuesta para los dos pozos en los que se propuso únicamente cambio de bomba, y con base en los resultados arrojados por las corridas en los diferentes *softwares* utilizados para el desarrollo de este proyecto, se obtuvo una reducción total en promedio del 25,48% del consumo energético actualmente demandado por los mismos que equivale a 27,24 kW/día.
- Las eficiencias actuales de las cuatro bombas en promedio son de 53,38%, como consecuencia de la disminución de la carga de estas y su posicionamiento dentro del cono de eficiencia en el punto óptimo de desempeño, la eficiencia media que se espera alcanzar por los cuatro equipos es de 75,8%.
- Con los indicadores económicos se evaluó que con base en las mejoras operativas que se proponen, se logra una disminución en los costos de energía necesaria para la extracción de los fluidos. El rango de ahorro que se logra en el consumo energético varía entre un 25% y un 50%.
- Con la intervención, para los pozos RB-1121H y RB-229H que requieren cambio de tubería y de bomba, se lograría un ahorro en los costos energéticos del 28,46% y del 51,97% respectivamente. Esto equivale a un costo de 133.590 USD y 255.135 USD anuales.
- Para los pozos que solo requieren cambio de bomba, RB-554 y RB-621, el ahorro energético de los costos se traduce en porcentajes del 26,27 y 34,17% lo que representa que se ahorran cantidades anuales de 69.715 USD y 74.825 USD respectivamente.
- Para cumplir con el objetivo de reducir el costo por consumo energético y consecuentemente el costo de levantamiento se realizó un análisis que arrojó que a partir de la implementación de la intervención propuesta en términos porcentuales se lograría una reducción del *lifting cost* del al 28,52%, 49,23%, 29,07% y 33,78% para cada uno de los pozos, esto representa en costos un total de 3.000 USD/año.

- Para los cuatro pozos de estudio, a partir de la intervención se alcanza un incremento en el VPN del 14,44%, 32,71%, 20,89% y 11,75%, lo cual equivale a un VPN adicional de 347.285 USD, 614.252 USD, 212.226 USD y 167.063 USD respectivamente.
- A partir de la evaluación económica con el Valor Presente Neto (VPN) se logró establecer que la implementación del proyecto puede asegurar para ECOPETROL S.A. una generación de caja mayor que la que se tiene en los escenarios de operación actual de los cuatro pozos seleccionados, pues el VPN se ve incrementado en un total de 1'340.826 USD.
- El *PayBack* calculado indica que para los cuatro pozos se logra una recuperación de los costos de mantenimiento en un tiempo inferior a 5 meses, periodo que puede considerarse relativamente bajo teniendo en cuenta que la evaluación se llevó a cabo en un horizonte de 43 meses.
- Los indicadores económicos que se utilizaron, *PayBack* y VPN, en conjunto indican que los escenarios de optimización pueden llegar a representar una buena alternativa que asegure beneficios además de operativos, económicos.

8. RECOMENDACIONES

- Debe considerarse que los datos utilizados en este estudio corresponden a una corrida realizada en el 2018, en caso tal de llegar a implementar las propuestas realizadas, deberá hacerse una actualización de las condiciones de cada uno de los pozos ya que debe tenerse en cuenta que el campo en estudio tiene condiciones muy dinámicas. Se recomienda realizar el estudio en un escenario más actualizado.
- Se recomienda la implementación del *software Well Optimizer*, siempre y cuando se plantee un análisis ingenieril completo previo a la corrida de este, puesto que es importante tener en cuenta la interacción global entre todas las variables que pueden influir en el alto consumo energético de los pozos.
- Analizar las posibilidades de implementación de las optimizaciones evaluadas, que consisten en un redimensionamiento de los equipos de subsuelo en todos los casos y la tubería de producción en dos de ellos para lograr un beneficio económico en cuanto a la generación de caja y el ahorro energético.
- Extender este estudio a los demás pozos seleccionados, empezando por los 7 que dejaron de evaluarse pues no quedaron contemplados dentro de la priorización que se realizó para efectos prácticos de este proyecto.
- Extender tanto como sea posible este estudio, a otros pozos y troncales de Rubiales, contemplando también la posibilidad de incluir el análisis en otros campos que requieran una optimización similar.
- Se recomienda tener en cuenta la presencia de equipos que se encuentren próximos a fallar o cumplir su *Run Life* para así mismo priorizar aquellos pozos que además de representar una oportunidad de optimización bien sea por el rediseño del SLA y/o el redimensionamiento de las tuberías, requieren también de una pronta intervención para mantenimiento.
- Implementar la metodología descrita en este proyecto a pozos con bombeo de cavidades progresivas (PCP) como método de producción para establecer si pueden darse mejoras operativas y reducción de costos con el desarrollo de esta estrategia.

BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS [Sitio web]. Bogotá: ANH, Open Round Colombia 2010: Llanos Orientales. [Consulta: 20 febrero 2019]. Disponible en: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20\(pdf\)-Ronda%20Colombia%202010.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Llanos%20(pdf)-Ronda%20Colombia%202010.pdf)

AHUMADA ROJAS, Omar G." Rubiales, el caso de éxito que acaba de cambiar de manos" {En línea}. 02 julio de 2016 {13 septiembre de 2018} disponible en: (<https://www.eltiempo.com/archivo/documento/CMS-16635656>)

ÁLVAREZ TORRADO, Germán Orlando. Optimización de producción, consumo de energía y nivel de armónicos para equipos de bombeo electrosumergible en un campo petrolero del Magdalena Medio. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Programa de Ingeniería de Petróleos, 2011. 120 p.

ARIAS, Laura Cecilia y CEDIEL, Katherine. Análisis Nodal de los pozos asociados a la troncal 2 de Campo Rubiales. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería. Programa de Ingeniería de Petróleos, 2011. 303 p.

BÁNZER S, Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Edición Preliminar. Maracaibo: Universidad del Zulia, 1996. 150 p.

BAOUTOU LIANDE OIL AND MECHANICAL CO., LTD. Productos. Varilla de bombeo. [En línea]. Recuperado en 2019-03-15. Disponible en: <http://www.ldsuckerrod.ru/es/sucker-rod-products.html>

BARRERO, Darío, *et al.* Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal. Bogotá D.C., 2007. 92 p. ISBN: 978-958-98237-0-5.

Bombas centrífugas. En: manual para el diseño de una red hidráulica de climatización. Tema 6. [En línea]. Recuperado en 2019-07-01. Disponible en: <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/5091/fichero/6+-+BOMBAS+CENTR%C3%8DFUGAS.pdf>

BOMBEO ELECTROSUMRGIBLE [diapositivas en línea]. 2011. 80 diapositivas, color. Disponible en: <https://es.slideshare.net/carlpatt/bombeo-electrosumergible-irpoc>

BROWN, Kermit E. *The technology of artificial lift methods.* Oklahoma: PenWell Publishing Company, 1977. 246 p.

CERÓN, María Rosa, *et al.* CUENCA LLANOS ORIENTALES, Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2012.

DALE BEGGS, Howard. Production Optimization Using Nodal™ Analysis. Segunda edición. Tulsa Oklahoma: OGCI, 2002. 411p.

DÍAZ BERMÚDEZ, Gina Marcela e HIDALGO ROSERO, Tania Marcela. Optimización de la producción en Campo Rubiales mediante el análisis comparativo de Sistemas de Levantamiento Artificial. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería. Programa de Ingeniería de Petróleos, 2010. 289 p.

ECOPETROL S.A. Bogotá D.C. WDP-G-007.

-----. Estado mecánico para un pozo horizontal de Campo Rubiales [imagen digital].

-----. Estado mecánico para un pozo vertical de Campo Rubiales [imagen digital].

-----. Formato Selección del Sistema de Levantamiento Artificial. 2017, julio 12. Ecopetrol S.A. Gerencia General de Perforación y Completamiento. [Base de datos]. Recuperado el 15 de marzo de 2019.

-----. Información troncales V13. 2010, diciembre, 27. Ecopetrol S.A. [Base de datos]. Recuperado el 5 de abril de 2019.

-----. Líneas de Flujo Campo Rubiales [Fotografías]

-----. Modelo Integrado Subsuelo - Superficie Campo Rubiales. Bogotá D.C., 2018. 30 p.

-----. Modelos superficie troncales Rubiales. Bogotá D.C., 2018. GOR-3007903-18015-IC-PRO-IF-001.

-----. PIPESIM. [Software de análisis nodal desarrollado por Schlumberger]. Requerimientos del sistema: Windows. Suministrado por Ecopetrol S.A.

-----. Predictivos SLACOL – Agosto_2018_SUP. 2018, enero, 6. Ecopetrol S.A. [Base de datos]. Recuperado el 18 de febrero de 2019.

-----. VICEPRESIDENCIA DE DESARROLLO Y PRODUCCIÓN. Sistemas de Levantamiento Artificial: Formación Técnica Introductoria a Pozos y Facilidades [diapositivas]. Bogotá, 2018. 333 diapositivas, color.

EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS DE CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS. Métodos de Levantamiento Artificial. 2016. [En línea]. Recuperado en 2019-03-15. Disponible en: <http://compdeprodcrudopesados.blogspot.com/2016/>

FIGUEROA RICAURTE, Oscar Orlando y TIBADUISA CARRILLO, Diego Andrés. Selección del método de Levantamiento Artificial y la concentración de un reductor de viscosidad en fondo de pozo para la extracción de crudo pesado en el pozo Torcaz 3. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería. Programa de Ingeniería de Petróleos, 2016. 187 p.

GALLEGO ESCOBAR, Laura Alejandra y JÁUREGUI NORIEGA, Manuel Alejandro. Evaluación técnico-financiera de un tratamiento termo-químico para la reducción de la fracción de agua de los residuos aceitosos producidos en las facilidades de Campo Rubiales. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bogotá D.C.: Fundación Universidad de América. Facultad de Ingeniería. Programa de Ingeniería de Petróleos, 2017. 133 p.

GARCÍA RUÍZ, C.E. listado areas_171218. 2018, diciembre, 17. [Base de datos en línea]. Recuperado de <http://www.anh.gov.co/Asignacion-de-areas/Paginas/Mapa-de-tierras.aspx> el 18 de febrero de 2019.

GÓMEZ, Yohaney, *et al.* Aspectos hidrodinámicos, estructurales y estratigráficos del Campo Rubiales. Cuenca Llanos Orientales de Colombia. *Revista GEOPETRÓLEO*. Septiembre de 2010, nro. 9. pp. 4-10.

GRUNDFOS. Leyes de Afinidad. [En línea]. Recuperado en 2019-04-20. Disponible en: https://es.grundfos.com/Servicio_mantenimiento_bombas/buscar_enciclopedia/laws-of-affinity.html

Hagedorn, A.R., Brown, K.E., "*Experimental Study of Pressure Gradients Occurring During Continuous Two-Phase Flow in Small Diameter Vertical Conduits*". (1965), p.475

HIRSCHFELDT, Marcelo. Análisis de un Sistema de Producción y Análisis Nodal™. Argentina. *Oil Production*. 2009, Citado por RUBIO ARVILLA, Claudia Angélica. Análisis Nodal™. [diapositivas] Bogotá. 2018. 21 diapositivas, color.

INGENIERÍA Y SERVICIOS INDUSTRIALES LTDA. Estatores. [En línea]. Recuperado en 2019-03-15. Disponible en: <http://www.ing-servicios.cl/estatores.html>

INNOVATIVE POWER AND ENERGY SOLUTIONS SAS. Productos y Servicios. Cajas de venteo. [En línea]. Recuperado en 2019-03-15. Disponible en: <https://www.ipesgroupsas.com/servicios>

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.

LEAL, T. Manual de completación. [En línea]. Schlumberger, 2003. [Citado el 18 de marzo de 2019]. Disponible en: <https://issuu.com/eduardo.arias108/docs/manualcompletacinschlumberger-14052>

LÓPEZ GÓMEZ, Jacobo. Modelo de Producción Eficiente Rubiales. Ecopetrol S.A. Bogotá D.C., 2016. 14 p.

LUKASZCZYK, Marek. Determinar la carga de un motor eléctrico es esencial para el rendimiento energético. 2012. [En línea]. Recuperado en 2019-07-16. Disponible en: <http://www.interempresas.net/Robotica/Articulos/98865-Determinar-la-carga-de-un-motor-electrico-es-esencial-para-el-rendimiento-energetico.html>

LUTZ, T.S. *Electric Submersible Pump System Efficiency*. En: *SPE Gulf Coast ESP Workshop*. (1997, abril, 29: Estados Unidos). Estados Unidos: 1997. 9 p.

MARCH, J., PROANO, E., y BROWN, K.E. *A Nodal Approach for Applying Systems Analysis to the Flowing and Artificial Lift Oil or Gas Well*. SPE. Richardson, Texas., 1979. SPE-8025, Citado por RUBIO ARVILLA, Claudia Angélica. Análisis Nodal™. [diapositivas] Bogotá. 2018. 21 diapositivas, color.

MARQUÉS, L. Flujo Multifásico en Tuberías Horizontales. (2013). P13

MARTÍN REINA, G. Manual para el diseño de una red hidráulica de Climatización. [En línea]. Recuperado en 2019-05-02. Disponible en: <http://bibing.us.es/proyectos/abreproy/5091/fichero/3+-+FUNDAMENTOS+DE+MECÁNICA+DE+FLUIDOS.pdf>

Métodos de Producción [En línea]. Recuperado en 2019-03-15. Disponible en: http://producciondecruoextrapesado.blogspot.com/p/blog-page_1.html

MORALES, Diego, *et al.* PACIFIC RUBIALES ENERGY. Estudio integrado de yacimientos. Rubiales. Gerencia de yacimientos. Enero 2010. P. 29.

ORTIZ, William Alexander; PULIDO VÁSQUEZ, Eliana e IBAÑEZ, Silvia Juliana. Métodos de Producción. Bombeo por Cavidades Progresivas (PCP) [diapositivas]. Bucaramanga, 2011. 87 diapositivas, color.

PRODETECS. Características de una bomba de cavidad progresiva. [En línea]. Recuperado en 2019-03-15. Disponible en: <https://prodeteecs.com/caracteristicas-de-una-bomba-de-cavidad-progresiva/>

Qué es el factor de potencia y por qué es importante corregirlo. [En línea]. Recuperado en 2019-07-16. Disponible en: <https://www.electricaplicada.com/factor-de-potencia-importante-correrlo/>

RAMÍREZ BOHÓRQUEZ, A.M. Curva histórica producción. 2016, mayo, 3. Ecopetrol S.A. [Base de datos]. Recuperado el 18 de febrero de 2019.

RUBIO ARVILLA, Claudia Angélica. Análisis Nodal™. [diapositivas] Bogotá. 2018. 21 diapositivas, color.

------. Sistemas de Levantamiento Artificial. Bombeo electro sumergible [diapositivas]. Bogotá, 2017. 45 diapositivas, color.

------. Sistemas de Levantamiento Artificial. Bombeo de cavidades progresivas [diapositivas]. Bogotá, 2017. 79 diapositivas, color.

RUÍZ PRADA, María Victoria. Comparación de los modelos composicional y petróleo negro en petróleos volátiles, para flujo multifásico en tuberías empleando el simulador PIPESIM 2000. Tesis de Magíster Scientiarum en Ingeniería de Gas. Maracaibo: Universidad del Zulia. Facultad de Ingeniería, 2004. 94 p.

SCHLUMBERGER. *Affinity Laws* [diapositivas]. Bogotá, 2018. 19 diapositivas, color.

------. *ESP Training. Cables* [diapositivas]. Bogotá, 2018. 16 diapositivas, color.

------. *ESP Training. Gas and Gas Handling* [diapositivas]. Bogotá, 2018. 25 diapositivas, color.

------. *ESP Training. Motors* [diapositivas]. Bogotá, 2018. 33 diapositivas, color.

------. *ESP Training. Protectors* [diapositivas]. Bogotá, 2018. 31 diapositivas, color.

------. *ESP Training. Pumps* [diapositivas]. Bogotá, 2018. 24 diapositivas, color.

------. *ESP Training. Sensor* [diapositivas]. Bogotá, 2018. 15 diapositivas, color.

------. *ESP Training. Surface Equipment* [diapositivas]. Bogotá, 2018. 25 diapositivas, color.

------. *PIPESIM production system analysis software. Open Link Reference Manual.* (2011). p 451.

SERVICIO GEOLÓGICO COLOMBIANO [Sitio web]. Bogotá, Anexo I: Compilación de la Cuenca de los Llanos Orientales. [Consulta: 20 febrero 2019]. Disponible en: <http://recordcenter.sgc.gov.co/B20/23008100024725/Documento/Pdf/2105247251109000.pdf>

SubPUMP®. [Software para el diseño y análisis de sistemas de bombeo electrosumergible]. Versión 10.0. Requerimientos del sistema: Windows. Suministrado por Ecopetrol S.A.

TECAMYSER. Rotores. [En línea]. Recuperado en 2019-03-15. Disponible en: <https://tecamyser.com/ca/productes/recanvis/recanvis-bombes-helicoidals-teca/rotors/>

TENARIS HYDRIL. Productos. Conexiones Premium: wedge 513®. [En línea]. Recuperado en 2019-07-16. Disponible en: <http://www.tenaris.com/es-ES/Products/PremiumConnections/Wedge500/Wedge513.aspx>

TIANJIN ELEGANT TECHNOLOGY. Productos. Tuberías de producción. [En línea]. Recuperado en 2019-03-15. Disponible en: <http://www.sovonex.com/es/equipo-de-perforacion/tuberia-de-produccion-api/>

TRAVIS,Q, *et al.* Relationship between Hazen-William and Colebrook-White Roughness Values. *JOURNAL OF HYDRAULIC ENGINEERING*, 2007. 10.1061/(ASCE)0733-9429(2007)133:11(1270).

UPC Global. PC-PUMP ®, Software especializado en el diseño y evaluación de sistemas de bombeo por cavidad progresiva. [En línea]. Recuperado en 2019-06-10. Disponible en: <https://www.upcoglobal.com/es/software/bombeo-de-cavidad-progresiva/pc-pump>

VALENCIA ZAMORA, Maria Angélica. Guía rápida de PC-PUMP. Una introducción al software PC-PUMP [curso]. Universidad Ecopetrol, Departamento de Tecnologías de Producción, 2018. 26 p.

----- . Sistemas de Levantamiento Artificial en la Vicepresidencia Regional Oriente (VRE) de Ecopetrol. Ecopetrol S.A. Bogotá D.C., 2018. 28 p.

VALOVIS, Samuel, *et al.* Plan de Desarrollo Campo Rubiales. Ecopetrol S.A., 2015.

VARGAS NUÑEZ, Pedro. “Rubiales, el campo petrolero más productivo del país, empieza a ser operado por Ecopetrol” {En línea}. 29 junio de 2016 {13 septiembre de 2018} disponible en: (<http://www.portafolio.co/negocios/empresas/rubiales-el-campo-mas-productor-de-crudo-en-el-pais-abre-sus-puertas-498303>)

ANEXOS

ANEXO A.

POZOS ASOCIADOS A LOS CLUSTER DE LA TRONCAL DE ESTUDIO (7- 7A – 7C)

Este anexo contempla los *cluster* asociados a cada línea de flujo y sus respectivos pozos, considerando datos propios de su construcción y producción⁵³.

Línea de flujo	Cluster	Pozo	Trayectoria	Caudal (BFPD)	BSW (%)	ID (in)
Troncal 7	Cluster 272	RB-1358H	Horizontal	6.185	96,9	4
		RB-1359H	Horizontal	2.038	97,701	4
		RB-1360H	Horizontal	8.167	97,05	4
		RB-1361HST	Horizontal	5.951	96,92	4
		RB-588H	Horizontal	7.141	95,832943	2,992
	Cluster 221	RB-808H	Horizontal	8.477	97,479947	2,992
		RB-1339H	Horizontal	8.318	95,56	4
		RB-1340H	Horizontal	7.247	94	4
		RB-221	Vertical	2.320	97,191175	2,992
		RB-368HST2	Horizontal	2.476,4659	98,6	2,992
		RB-522H	Horizontal	8.447	96,340992	2,992
		RB-607H	Horizontal	8.215	96,330048	2,992
	Cluster 222	RB-608H	Horizontal	7.865	97,221959	2,992
		RB-222	Vertical	1.267	96,40	2,992
		RB-228HST	Horizontal	4.292	95,139896	2,992
		RB-229H	Horizontal	7.140	96,938961	2,992
	Cluster 275	RB-230H	Horizontal	7.270	97,509047	2,992
		RB-1376HST	Horizontal	6.304	97,78	4
		RB-1378H	Horizontal	9.329	98,44	4
		RB-275	Vertical	2.769,2309	99,46	2,992
	Cluster 150	RB-508H	Horizontal	8.644	97,810041	2,992
		RB-150	Vertical	1.914	97,66	2,992
		RB-807H	Horizontal	8.867	97,246960	2,992
	Cluster 273	RB-915HST2	Horizontal	6.990	97,428936	2,992
		RB-273	Vertical	1.718	97,20	2,992
	Cluster 152	RB-1249HST	Horizontal	4.547	97,16	4
		RB-1250H	Horizontal	9.324,83	97,36	4
		RB-1251H	Horizontal	6.890	96,56	4
		RB-1252H	Horizontal	5.020	96,60	4
		RB-1253HST	Horizontal	6.620	97,25	4
		RB-152	Vertical	4.178	99	2,992
		RB-340H	Horizontal	1.689,82	98,99	2,992
		RB-341H	Horizontal	9.031	97,756984	2,992
	Cluster 269	RB-923D	Desviado	3.757,9	97,422971	2,992
		RB-1094H	Horizontal	9.516,62	97,508975	2,992
		RB-269	Vertical	5.156,38	99,456983	2,992
		RB-342H	Horizontal	6.519	96,225936	2,992
		RB-343H	Horizontal	5.677	97,700937	2,992
		RB-344H	Horizontal	10.585	96,786968	2,992
	Cluster 151	RB-345HST	Horizontal	6.906	95,789018	2,992
		RB-346H	Horizontal	5.500,6	98,597971	2,992
		RB-1129H	Horizontal	8.072,31	96,614968	2,992
		RB-1342H	Horizontal	6.337,81	97,50	4
		RB-1390H	Horizontal	3.966	96,455	4
		RB-151	Vertical	1.566	95,876183	2,992
		RB-336H	Horizontal	10.383	97,895044	2,992
			RB-337H	Horizontal	10.923	96,800010

⁵³ Elaboración propia, con base en: ECOPETROL S.A. Predictivos SLACOL – Agosto_2018_SUP. 2018, enero, 6. Ecopetrol S.A. [Base de datos]. Recuperado el 18 de febrero de 2019

Línea de flujo	Cluster	Pozo	Trayectoria	Caudal (BFPD)	BSW (%)	ID (in)
		RB-338H	Horizontal	9.724	98,000043	2,992
		RB-339H	Horizontal	7.334	96,329978	2,992
		RB-464H	Horizontal	7.095	95,875956	2,992
	Cluster 149	RB-1160H	Horizontal	6.421	95,752019	4
		RB-1427H	Horizontal	9.853	97,42	4
		RB-1428HST2	Horizontal	4.690	97,85	4
		RB-149	Vertical	7.471	96,711001	2,992
		RB-331HST	Horizontal	7.059,36	99,05	2,992
		RB-333H	Horizontal	9.554	96,329990	2,992
		RB-985H	Horizontal	6.514	96,363985	2,992
		RB-1169HST2	Horizontal	6.065	95,852055	2,992
	Cluster 52	RB-1170H	Horizontal	2.344,7434	98,94	2,992
		RB-1394H	Horizontal	8.787	97,11	4
		RB-1395H	Horizontal	8.286	96,84	4
		RB-1455H	Horizontal	4.225	76,62	4
		RB-1456H	Horizontal	4.716	95,37	4
		RB-373H	Horizontal	7.862	96,075018	2,992
		RB-374H	Horizontal	5.610	93,431923	2,992
		RB-375H	Horizontal	7.803	97,691982	2,992
		RB-376H	Horizontal	1.750,46	100	2,992
		RB-377HST2	Horizontal	5.756	96,527991	2,992
		RB-378H	Horizontal	2.758,4	99,456932	2,992
		RB-1151H	Horizontal	8.719,43	96,117049	2,992
		RB-1152HST	Horizontal	4.651	96,225885	2,992
		Cluster 271	RB-271	Vertical	1.182	96,83
	RB-466H		Horizontal	8.719	95,229010	2,992
	RB-467HST		Horizontal	1.157,67	98,98	2,992
	RB-468H		Horizontal	5.825,6621	98,85	2,992
	RB-469H		Horizontal	12.203	96,040040	2,992
	RB-594H		Horizontal	6.006	96,710981	2,992
	RB-1115HST		Horizontal	5.007	96,189977	2,992
	RB-1370HST		Horizontal	2.816	94,69	2,992
	Cluster 118	RB-171H	Horizontal	2.472,59	98,92	2,992
		RB-172H	Horizontal	6.010	95,651992	2,992
		RB-708H	Horizontal	2.864	95,178180	2,992
		RB-805H	Horizontal	6.124	96,110967	2,992
		RB-889HST2	Horizontal	3.761	98,94	2,992
		RB-1171H	Horizontal	8.264,67	97,222012	2,992
		RB-1236H	Horizontal	7.938	97,62	4
	Cluster 165	RB-1237H	Horizontal	1.306,09	97,33	2,992
		RB-1238H	Horizontal	7.697	98,23	4
		RB-1463H	Horizontal	1.101	96,8	4
		RB-1464H	Horizontal	3.373	92,02	4
		RB-165	Vertical	8.822	97,259944	2,992
		RB-457H	Horizontal	8.041	96,389966	2,992
		RB-458H	Horizontal	1.401,9	99,05	2,992
		RB-459HST	Horizontal	9.622	97,619053	2,992
		RB-1163H	Horizontal	9.566,06	97,778018	2,992
		RB-1186H	Horizontal	9.134	97,059021	2,992
	Cluster 281	RB-1200H	Horizontal	9.022	98,94	2,992
		RB-1472H	Horizontal	2.074	90,86	4
		RB-1473H	Horizontal	1.404	86,54	4
		RB-281	Vertical	3.582,14	98,809929	2,992
		RB-533H	Horizontal	6.979	96,182032	2,992
		RB-914H	Horizontal	8.308	96,301951	2,992
		RB-957H	Horizontal	8.784	96,500007	2,992
		Cluster 555	RB-555ST	Vertical	1.381	97,379721
	Cluster 219	RB-219	Vertical	4.075,69	98,44	2,992
		RB-655HST2	Horizontal	9.563	96,66	2,992
	Cluster 117	RB-117	Vertical	2.238	97,050170	2,992
		RB-1275HST	Horizontal	8.082	98,47	4
		RB-1276H	Horizontal	8.850	98,20	4

Línea de flujo	Cluster	Pozo	Trayectoria	Caudal (BFPD)	BSW (%)	ID (in)
		RB-1277HST	Horizontal	9.409	98,24	4
		RB-1278H	Horizontal	9.229,29	96,23	4
		RB-177H	Horizontal	2.238	96,60	2,992
		RB-178HST	Horizontal	4.718	96,808923	2,992
		RB-179HST	Horizontal	9.157	96,63	2,992
	Cluster 91	RB-994H	Horizontal	6.064	98,528980	2,992
		RB-091	Vertical	3.792	97,24810	2,992
		RB-1048H	Horizontal	4.168	95,999890	2,992
		RB-1111H	Horizontal	2.443,5127	98,6	2,992
		RB-123HST5	Horizontal	8.340,15	94,966052	2,992
		RB-125H	Horizontal	7.945	92,869996	2,992
		RB-1459HST2	Horizontal	2.510	94,42	4
		RB-1460H	Horizontal	806	19	4
		RB-1461HST1	Horizontal	732	36,4	4
		RB-1462H	Horizontal	1.192	95,96	4
		RB-406H	Horizontal	6.956	95,691954	2,992
		RB-890H	Horizontal	2.701,6778	99,09	2,992
		Cluster 112	RB-1451HST	Horizontal	499	98,18
	RB-1452H		Horizontal	2.794	94,82	4
	RB-1453H		Horizontal	1.794	100	4
RB-1454H	Horizontal		3.256	94,4	4	
RB-591H	Horizontal		6.832	97,340019	2,992	
Sub-troncal 7A	Cluster 453	RB-453	Vertical	1.361	96	2,992
	Cluster 454	RB-454	Vertical	349	97,37	2,992
		RB-683H	Horizontal	5.241	98,936018	2,992
		RB-685H	Horizontal	8.652	96,340981	2,992
		RB-937HST	Horizontal	7.370	99,09	2,992
	Cluster 360	RB-1054H	Horizontal	6.772	95,876031	2,992
		RB-1379H	Horizontal	4.933	99,505	4
		RB-694HST	Horizontal	7.670	97,619039	2,992
		RB-696H	Horizontal	4.029	99,02	4
	Cluster 721	RB-697H	Horizontal	5.669	98,543992	2,992
		RB-721	Vertical	370	97,058764	2,992
		RB-810HST	Horizontal	4.229	96,078051	2,992
	Cluster 277	RB-811H	Horizontal	7.218	98,91	2,992
		RB-1381H	Horizontal	8.280	97,727	4
		RB-1382H	Horizontal	8.392	98,636	4
		RB-1383H	Horizontal	7.358	96,52	4
		RB-1384H	Horizontal	3.205	98,44	4
		RB-1385H	Horizontal	6.555	96,36	4
		RB-277	Vertical	511	56	2,992
		RB-516HST	Horizontal	5.220	98,99	2,992
		RB-517H	Horizontal	6.869	96,077956	2,992
		RB-518H	Horizontal	6.892	97,727025	2,992
	Cluster 278	RB-519H	Horizontal	7.209	96,537970	2,992
		RB-520H	Horizontal	8.183	96,606058	2,992
		RB-278	Vertical	1.404	96,148399	2,992
		RB-514H	Horizontal	7.403	95,483979	2,992
	Cluster 553	RB-515H	Horizontal	7.316	98,674055	4
		RB-573HST2	Horizontal	3.415	99,02	2,992
		RB-553	Vertical	929	97,94	2,992
	Cluster 718	RB-662H	Horizontal	6.269	99	2,992
		RB-829HST2	Horizontal	5.017	99,01	2,992
	Cluster 554	RB-790H	Horizontal	7.565	98,94	2,992
		RB-1304H	Horizontal	3.956	100	4
RB-1305H		Horizontal	4.193	96,026	4	
RB-1306H		Horizontal	6.685	96,65	4	
RB-1307H		Horizontal	8.814	96,36	4	
RB-554		Vertical	5.654	97,895081	2,992	
RB-758H		Horizontal	6.109	99,410706	2,992	
RB-776H		Horizontal	7.451	95,744988	2,992	
RB-777H	Horizontal	1.446	99,09	2,992		

Línea de flujo	Cluster	Pozo	Trayectoria	Caudal (BFPD)	BSW (%)	ID (in)	
Sub-troncal 7C	Cluster 563	RB-952H	Horizontal	6.704	95,596001	2,992	
		RB-1068H	Horizontal	7.153	96,951012	2,992	
		RB-1088H	Horizontal	6.664	94,814970	2,992	
		RB-1125H	Horizontal	11.423	99,07	2,992	
		RB-1330H	Horizontal	5.854	96	4	
		RB-1331H	Horizontal	7.975	95,5	4	
		RB-319H	Horizontal	5.451	98,683917	2,992	
		RB-563	Vertical	5.969	97,499996	2,992	
		RB-755H	Horizontal	6.489	97,878018	2,992	
		RB-756H	Horizontal	3.407	98,52	2,992	
	RB-757H	Horizontal	5.032	100	2,992		
	RB-850H	Horizontal	4.285	98,947054	2,992		
	Cluster 244	RB-1207H	Horizontal	8.175	96,94	4	
		RB-1208H	Horizontal	10.144	96,86	4	
		RB-1209H	Horizontal	9.423	96,89	4	
		RB-1210HST	Horizontal	5.872	100	4	
		RB-1211H	Horizontal	10.076	95,9	4	
		RB-244	Vertical	1.094	99,45	2,992	
		RB-784H	Horizontal	7.514,8	98,912951	2,992	
		RB-785HST	Horizontal	4.780	98,807531	2,992	
		RB-1166H	Horizontal	7.141	98,229958	2,992	
		RB-1167H	Horizontal	10.128	97,596023	4	
	Cluster 621	RB-1349H	Horizontal	8.519	96,52	4	
		RB-621	Vertical	3.708	95,999881	2,992	
		RB-725H	Horizontal	6.067	98,750016	2,992	
		RB-726H	Horizontal	8.638	98,54	2,992	
		RB-1137HST2	Horizontal	3.171	99,510071	2,992	
	Cluster 524	RB-1263H	Horizontal	4.668	99,46	2,992	
		RB-1264H	Horizontal	4.402	94,23	4	
		RB-1265H	Horizontal	6.572	95,67	4	
		RB-524	Vertical	4.907	95,650027	2,992	
		RB-584H	Horizontal	6.460	96,774046	2,992	
		RB-585H	Horizontal	7.652	96,329952	2,992	
		RB-867H	Horizontal	7.075	94,077	2,992	
		RB-987H	Horizontal	7.488	97,572998	2,992	
	Cluster 397	RB-1164H	Horizontal	9.299	96,153995	2,992	
		RB-1191H	Horizontal	5.457,24	99,44	2,992	
		RB-1222H	Horizontal	4.976	95,99	4	
		RB-1223H	Horizontal	10.070	95,84	4	
		RB-1224HST	Horizontal	8.430	97,15	4	
		RB-1225H	Horizontal	6.754	96,26	4	
		RB-393H	Horizontal	9.443	97,332999	2,992	
		RB-394H	Horizontal	9.594	97,685024	2,992	
		RB-395H	Horizontal	8.407	98,420998	2,992	
		RB-397	Vertical	1.955	94,87	2,992	
		RB-675H	Horizontal	7.990,59	99,091030	2,992	
		RB-676H	Horizontal	4.828	96,153964	2,992	
	Cluster 370	RB-1122H	Horizontal	3.035	90,177851	2,992	
		RB-1123H	Horizontal	7.661	96,110978	2,992	
		RB-1190H	Horizontal	5.007	97,449006	2,992	
		RB-1254H	Horizontal	4.456	99,09	4	
		RB-1255HST	Horizontal	4.130	99,49	4	
		RB-370	Vertical	3.401	96,532924	2,992	
		RB-380H	Horizontal	2.255	99,443944	2,992	
		RB-381H	Horizontal	7.994	97,099013	4	
		RB-382H	Horizontal	7.917	97,099028	2,992	
	RB-383H	Horizontal	4.680	97,757055	2,992		
	Cluster 88	RB-088	Vertical	3.021	97,396217	2,992	
		RB-1121H	Horizontal	8.212	96,986990	2,992	
		RB-1196H	Horizontal	2.206	98,96	2,992	
		RB-1239H	Horizontal	8.300	96,86	4	
			RB-1468H	Horizontal	2.988,80	96,875	4


Línea de flujo	Cluster	Pozo	Trayectoria	Caudal (BFPD)	BSW (%)	ID (in)
		RB-1470H	Horizontal	954,67	98,039113	4
		RB-1471H	Horizontal	283,64	96,079537	2,992
		RB-389HST	Horizontal	2.207	99	2,992
		RB-391H	Horizontal	7.541	95,607974	4
		RB-392H	Horizontal	5.968	96,783965	2,992
		RB-797H	Horizontal	518	32,532562	2,992
	Cluster 224	RB-958H	Horizontal	8.724	98,99	2,992
	Cluster 637	RB-637	Vertical	1.304	98	2,992

** Los pozos cuya información se encuentra resaltada en color gris verdoso, corresponden a pozos *infill*.

ANEXO B.

FORMATO SELECCIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Este anexo permite evidenciar la matriz de selección que utiliza Ecopetrol S.A. aplicada puntualmente al caso de Campo Rubiales⁵⁴ cuya mejor opción técnica es la implementación del bombeo electrosumergible, razón por la cual el 93% de pozos en Campo Rubiales cuenta una instalación ESP.

	FORMATO SELECCIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL		
	PERFORACION Y COMPLETAMIENTO		
	GERENCIA GENERAL DE PERFORACION Y COMPLETAMIENTO		
	WDP-F-XXX	12/07/2017	Versión 1

EVALUACION FINAL DE SISTEMA DE LEVANTAMIENTO

Campo o Pozo:	Nombre de Pozo
Técnicamente el sistema que mejor se acomoda a las condiciones del campo o pozo es:	
ESP	El SLA es apropiado para el pozo. Considerar mejoras técnicas antes de proceder

Diligenciar solamente las celdas en amarillo

Grupo	Condición	Especificación	Ponderación de peso (%)	BM	ESP	PCP	ESPCP	BH
Yacimiento - Campo - Producción - Pozo	Número de pozos por locación	2 a 7	1,0	4	4	4	4	4
	Caudal de producción	> 3000 BFPD	5,0	1	4	1	1	3
	Profundidad de asentamiento (TV)	6000 a 8000 ft	5,0	2	4	2	2	4
	Diámetro de casing	7	2,0	4	4	4	4	4
	Inclinación del pozo	80° < Horizontal < 90°	5,0	2	4	2	4	3
	Dogleg (RIH)	< 3° / 100 ft	5,0	4	4	4	4	4
	Temperatura fondo de pozo	< 220°F	5,0	4	4	4	4	4
	Presión de entrada a la bomba	> 350 psi	5,0	4	4	4	4	3
	Intake de la bomba	Arriba de perforados	5,0	4	4	4	4	4
	Completamiento	Simple	2,0	4	4	4	4	4
Recobro	Primario	1,0	4	4	4	4	4	
Propiedades de los fluidos	Corte de agua	80% a 100%	1,0	4	4	3	3	4
	Gravedad API	< 15° API	1,0	4	3	3	3	2
	Fluido corrosivo	No	2,0	4	4	4	4	4
	Arena abrasiva	< 100 ppm	5,0	4	4	4	4	4
	GRL	< 500 scf/stb	5,0	3	3	4	4	4
	Contaminantes	Ninguno	5,0	4	4	4	4	4
	Tratamiento químico	Ninguno	2,0	4	4	4	4	4
Superficie	Locación	Onshore	5,0	4	4	4	4	4
	Potencia del sistema	Red eléctrica	2,0	4	4	4	4	4
	Cárcamo	No	4,0	4	4	4	4	4
Sistema	Run life	> 1100 días	5,0	3	4	3	2	2
	Mantenimiento	Mtto de Superficie	1,0	4	4	3	4	3
	Instalación - Field Service	Instalación (Facilidad)	2,0	4	3	3	3	3
	Operatividad	Facilidad de Operación	2,0	4	3	3	3	3
Inversión y Costos	Inversión inicial de capital	Inversión Inicial	5,0	3	3	4	3	2
	Costo de Mtto	Superficie	1,0	4	4	3	4	2
	Costo de Mtto	Fondo	1,0	4	3	3	3	4
	Tiempo de inversión	Producción Diferida	5,0	4	3	3	3	4
	Eficiencia	Eficiencia Energética	5,0	3	3	4	3	2
			100,0					

⁵⁴ Formato Selección del Sistema de Levantamiento Artificial. 2017, julio 12. Ecopetrol S.A. Gerencia General de Perforación y Completamiento. [Base de datos]. Recuperado el 15 de marzo de 2019

ANEXO C.

RANGOS DE APLICACIÓN DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

La tabla a continuación⁵⁵ expone los diferentes rangos de operación que manejan los Sistemas de Levantamiento Artificial (SLA) respecto a diferentes condiciones, bien sea de los fluidos, del yacimiento o parámetros operacionales.

Parámetros de Operación	Desplazamiento Positivo			Desplazamiento Dinámico		Gas Lift	Plunger Lift
	Bombeo Mecánico (BM)	Bombeo de Cavidades Progresivas (PCP)	Bombeo Hidráulico Tipo Pistón	Bombeo Electro sumergible (ESP)	Bombeo Hidráulico Tipo Jet		
Profundidad Típica de Operación (TVD) – ft	100 – 11000	1500 – 4500	7500 – 10000	1500 – 9000	5000 – 10000	5000 – 10000	Hasta 8000
Máxima Profundidad (TVD) – ft	16000	8000	17000	15000	15000	15000	20000
Caudales de Operación Típicos BFPD	5 – 1500	5 – 3000	50 – 500	100 – 30000	300 – 4000	100 - 10000	5 – 50
Caudales Máximos BFPD	6000	8000	5000	40000	20000	30000	400
Temperatura Típica de Operación	100 – 350°F 40 – 200°C	75 – 150°F 25 – 70°C	100 – 250°F 40 – 120°F	100 – 250°F 40 – 120°F	100 – 250°F 40 – 120°F	100 – 250°F 40 – 120°F	120°F 50°C
Máxima Temperatura de Operación	550°F 288°C	250°F 120°C	500°F 260°C	400°F 205°C	500°F 260°C	400°F 205°C	500°F 260°C
Desviación Típica del Pozo	0 – 20° bomba	N/A	0 – 20° bomba	N/A	0 – 20° Ángulo del pozo	0 – 50°	N/A
Desviación Máxima del Pozo	<90° bomba	<90° <15°/100'	<90° <15°/100'	0 – 90°	0 – 90° <24°/100'	70°	80°

⁵⁵ RUBIO ARVILLA, Claudia Angélica. Sistemas de Levantamiento Artificial: selección y rangos de aplicación. [diapositivas] Bogotá. 2017. 21 diapositivas, color.

ANEXO D.
DATOS PARA LA SELECCIÓN DE POZOS CRÍTICOS A PARTIR DEL ÍNDICE DE LUTZ.

La tabla a continuación, expone algunos datos obtenidos a partir del monitoreo constante que realiza Ecopetrol S.A. a los pozos y algunos datos calculados para la determinación de pozos críticos mediante el índice de Lutz, en esta se resume la información de los 33 pozos que resultaron candidatos a una optimización.

Pozo	Modelo de Bomba	Consumo (KVA promedio)	PIP (psi)	PWF (psi)	PWS (psi)	Gradiente de la mezcla (psi/ft)	BSW (%)	H bomba (ft)	NVL (ft)	H fricción (ft)	THP (psi)	TDH (ft)	Caudal total (BFPD)	Índice de Lutz	Seleccionado (Lutz)
RB-1048H	TE4200	112,698	810	917,16	1109,60	0,43266	96,00	2881,25	1009,13	133,49	90	1350,63	4168	0,4805	SI
RB-1111H	TE2700	75,573	781	923,11	1104,70	0,43288	98,60	2652,18	847,99	49,66	93	1112,49	2444	0,6672	SI
RB-1121H	S6000N	251,320	624	743,21	848,00	0,43275	96,99	2673,53	1231,58	468,65	114	1963,66	8212	0,3740	SI
RB-1122H	TE4200	126,803	455	576,38	792,84	0,43217	90,18	2669,53	1616,72	74,18	123	1975,51	3035	0,5076	SI
RB-1125H	S8000N	274,863	763	906,04	919,03	0,43292	99,07	2317,18	554,74	863,53	158	1783,23	11423	0,3238	SI
RB-1137HST2	TE5500	90,074	662	775,94	788,05	0,43296	99,51	2577,32	1048,31	80,46	142	1456,74	3171	0,4680	SI
RB-1170H	S8000N	65,137	737	862,78	1076,70	0,43291	98,94	2595,96	893,53	46,00	120	1216,73	2345	0,5480	SI
RB-1191H	S8000N	141,107	690	792,13	862,04	0,43295	99,44	2625,55	1031,84	219,88	158	1616,66	5457	0,3839	SI
RB-125H	FLEX 80	234,388	638	749,86	1110,92	0,43240	92,87	2787,54	1312,06	440,82	98	1979,52	7945	0,3577	SI
RB-151	113-1200	106,934	0,45	75,28	1081,00	0,43265	95,88	2587,97	2586,93	21,78	132	2913,81	1566	0,5624	SI
RB-177H	SN3600	107,386	395	506,71	1094,70	0,43275	97,05	2773,86	1861,10	42,20	98	2129,76	2238	0,5407	SI
RB-219	TE5500	130,824	746	830,84	1134,60	0,43287	98,44	2548,53	825,14	128,06	100	1184,23	4076	0,6505	SI
RB-221	GN4000	117,752	200	486,52	1062,22	0,43276	97,19	2710,13	2247,98	45,11	126	2584,24	2320	0,4714	SI
RB-229H	S6000N	270,779	681	748,38	1106,65	0,43274	96,94	2751,68	1178,00	361,70	144	1872,46	7140	0,4861	SI
RB-342H	TE11000	262,859	708	830,86	1131,40	0,43268	96,23	2835,92	1199,62	305,61	132	1810,30	6519	0,5346	SI
RB-343H	TE5500	166,306	752	864,94	1128,90	0,43281	97,70	2868,8	1131,30	236,56	133	1675,16	5677	0,4197	SI
RB-346H	SN8000	165,720	677	807,26	1119,00	0,43288	98,60	2901,09	1337,15	223,13	130	1860,60	5501	0,3886	SI
RB-370	TE2700	147,483	352	432,06	819,25	0,43271	96,53	2488,48	1675,00	91,60	108	2016,19	3401	0,5162	SI
RB-377HST2	TE5500	197,461	602	702,34	1074,20	0,43271	96,53	2610,04	1218,80	242,69	142	1789,66	5756	0,4600	SI
RB-378H	SN8000	154,105	654	780,78	1063,11	0,43295	99,46	2664,48	1153,93	62,15	110	1470,15	2758	0,9120	SI
RB-380H	TE5500	119,410	610	736,89	811,80	0,43295	99,44	2631,95	1223,02	42,80	130	1566,08	2255	0,8115	SI
RB-392H	TE3300	189,183	545,28	681,64	848,32	0,43273	96,78	2639,57	1379,48	259,50	100	1870,07	5968	0,4068	SI
RB-468H	TE11000	188,694	708	825,92	1106,60	0,43290	98,85	2757,99	1122,52	248,16	115	1636,33	5826	0,4751	SI
RB-533H	S8000N	209,209	627	746,09	1034,20	0,43268	96,18	2572,93	1123,82	346,74	184	1895,82	6979	0,3795	SI
RB-554	GN4000	144,887	670	892,37	912,39	0,43282	97,90	2329,21	781,23	234,79	167	1401,86	5654	0,4387	SI
RB-588H	TE7000	178,781	897	1001,69	1129,70	0,43265	95,83	2769,55	696,28	361,79	129	1356,24	7141	0,4430	SI
RB-621	TE 3300	115,709	567	669,32	833,10	0,43266	96,00	2359,8	1049,31	107,49	164	1535,86	3708	0,4876	SI
RB-708H	TE3300	141,134	396	549,85	1108,58	0,43259	95,18	2835,13	1919,72	66,63	112	2245,26	2864	0,5267	SI
RB-777H	TE5500	46,729	664,84	787,57	911,70	0,43292	99,09	2500,21	964,51	18,79	142	1311,31	1446	0,5915	SI
RB-805H	TE 5500	184,520	582	677,68	1098,70	0,43267	96,11	2691,38	1346,25	272,21	125	1907,36	6124	0,3791	SI
RB-810HST	TE 7000	108,212	719,07	850,73	883,75	0,43267	96,08	2464,57	802,64	137,13	178,5	1352,32	4229	0,4541	SI
RB-890H	S6000N	54,648	781	904,91	1079,70	0,43292	99,09	2687,94	883,93	59,81	90	1151,62	2702	0,4215	SI
RB-923D	GN4000	105,075	741	859,65	1120,70	0,43278	97,42	2780,29	1068,12	110,19	138	1497,17	3758	0,4482	SI

ANEXO E.

COEFICIENTE DE RUGOSIDAD DE TUBERÍA, C.

La tabla expuesta en este anexo⁵⁶ corresponde a un método de determinación del coeficiente de rugosidad C utilizado en la correlación de Hazen Williams para flujo monofásico. En esta es posible observar que el valor de C depende del tipo de tubería que se tenga y el diámetro de la misma.

TYPE OF PIPE	VALUES OF C FOR PIPES OF DIAMETER:					
	1 in 25 mm	3 in 76 mm	6 in 152 mm	12 in 305 mm	24 in 610 mm	48 in 1219 mm
Uncoated cast iron – smooth and new		121	125	130	132	134
Coated cast iron – smooth and new		129	133	138	140	141
30 yrs old:						
Trend 1: slight attack		100	106	112	117	120
Trend 2: moderate attack		83	90	97	102	120
Trend 3: appreciable attack		59	70	78	83	89
Trend 4: severe attack		41	50	58	66	73
60 yrs old:						
Trend 1: slight attack		90	97	102	107	112
Trend 2: moderate attack		69	79	85	92	96
Trend 3: appreciable attack		49	58	66	72	78
Trend 4: severe attack		30	39	48	56	62
100 yrs old:						
Trend 1: slight attack		81	89	95	100	104
Trend 2: moderate attack		61	70	78	83	89
Trend 3: appreciable attack		40	49	57	64	71
Trend 4: severe attack		21	30	39	46	54
Miscellaneous:						
Newly scraped mains		109	116	121	125	127
Newly brushed mains		97	104	108	112	115
Coated spun iron – smooth and new		137	142	145	148	148
Old – take as coated cast-iron of same age						
Galvanised iron – smooth and new	120	129	133			
Wrought iron - smooth and new	129	137	142			
Coated steel – smooth and new	129	137	142	145	148	148
Uncoated steel – smooth and new	134	142	145	147	150	150
Coated asbestos cement – clean		147	149	150	152	
Uncoated asbestos cement - clean		142	145	147	150	
Spun cement-lined and spun bitumen lined – clean		147	149	150	152	153
Hydraulically smooth pipes (incl. lead, brass, copper, polythene, smooth PVC, etc.) - clean	140	147	149	150	152	153
PVC (wavy) – clean	134	142	145	147	150	150
Concrete: (Scobey)						
Class 1 ($C_s = 0.27$) - clean		69	79	84	90	95
Class 2 ($C_s = 0.31$) - clean		95	102	106	110	113
Class 3 ($C_s = 0.345$) - clean		109	116	121	125	127
Class 4 ($C_s = 0.37$) - clean		121	125	130	132	134
Best ($C_s = 0.40$) - clean		129	133	138	140	141
Tate relined pipes - clean		109	116	121	125	127
Pre-stressed concrete pipes - clean				147	150	150

⁵⁶ *Values of C In Hazen-Williams Formula.* [En línea]. Irricad. Recuperado en 2019-05-02. Disponible en: <https://www.irricad.com/Irricad/Download/Help/HowTo/How%20to%20Find%20Hazen-Williams%20C%20Values.pdf>

ANEXO F.

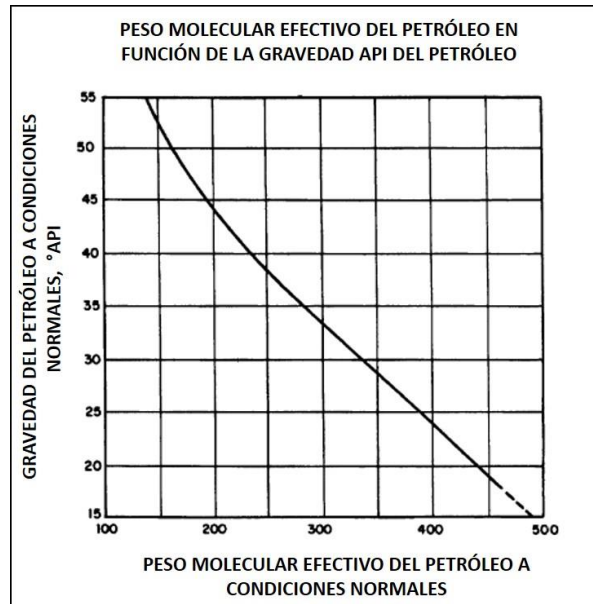
CORRELACIONES UTILIZADAS POR EL PROGRAMA SubPUMP®

Presión de Burbujeo⁵⁷: Lasater

Para poder calcular la presión de burbujeo (P_b) mediante la correlación de Lasater, deben conocerse el factor de la presión de burbujeo (P_f) y la fracción molar de gas en el sistema (Y_g). Así, para determinar Y_g es necesario conocer:

- Razón gas disuelto-petróleo @ $P \geq P_b$, R_{sb} .
- Gravedad Específica del petróleo, γ_o .
- Peso molecular efectivo del petróleo, M_o .
- Gravedad del petróleo, °API.

En primer lugar, debe determinarse M_o , a partir de la siguiente gráfica:

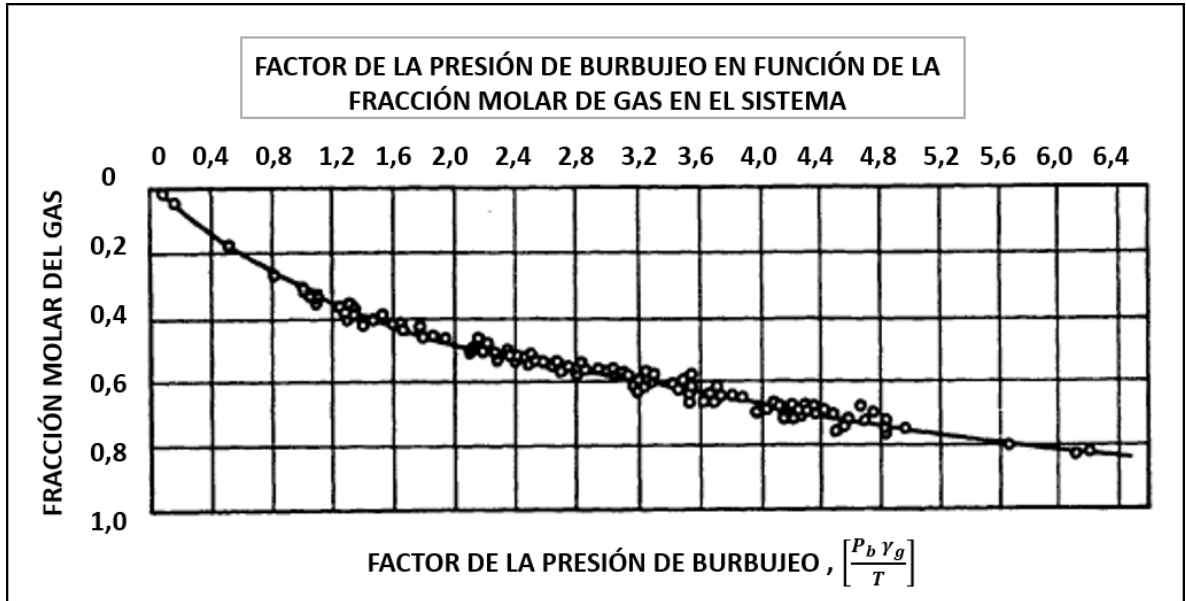


Paso seguido, debe calcularse Y_g a partir de la ecuación:

$$\gamma_g = \frac{\left(\frac{R_{sb}}{379,3}\right)}{\left(\frac{R_{sb}}{379,3}\right) + \left(\frac{350\gamma_o}{M_o}\right)}$$

⁵⁷ BÁNZER S, Carlos. Correlaciones Numéricas P.V.T. Edición Preliminar. Maracaibo: Universidad del Zulia, 1996. 150 p.

Posteriormente, puede calcularse P_f con la gráfica a continuación:



Y finalmente, se puede calcular la presión de burbujeo (P_b) así:

$$P_b = P_f \left(\frac{T}{Y_g} \right)$$