

**Optimización De La Producción De Un Campo Ubicado  
En El Magdalena Medio Con Bombeo Mecánico Mediante La Técnica De Análisis Nodal**

**Jorge Asis Palis Torres  
Julian Ricardo Prada Gutiérrez**

**Trabajo de Grado en la modalidad de investigación para Optar el título de Ingeniero de  
Petróleos**

**Director  
Fernando Enrique Calvete Gonzáles.  
Magister en Ingeniería de hidrocarburos.**

**Universidad Industrial de Santander  
Facultad de Ingenierías Físicoquímicas  
Escuela de Ingeniería de Petróleos  
Bucaramanga**

**2020**

### **Agradecimientos**

*A Dios por permitirnos cumplir con éxito este proyecto.*

*Al ingeniero Fernando Enrique Calvete por guiarnos en este proyecto.*

*Al ingeniero Jerry Díaz y Samuel Herrera por servir como puente de relaciones con Ecopetrol.*

*A la Universidad Industrial De Santander por la formación recibida durante estos años.*

*A la empresa ECOPETROL S.A., por brindarnos la información necesaria del campo analizado.*

**Tabla De Contenido**

Resumen.....	22
Abstract .....	23
Introducción .....	24
1. Objetivos .....	25
1.1 Objetivo General.....	25
1.2 Objetivos específicos .....	25
2. Justificación.....	26
3. Alcance del proyecto.....	26
4. Marco teórico y estado del arte. ....	27
4.1 Sistema de producción. ....	27
4.2 Pérdidas de presión. ....	28
4.2.1 Pérdidas de presión en yacimiento. ....	28
4.2.2 Pérdidas de presión en el completamiento. ....	28
4.2.3 Pérdidas de presión en el pozo (tubería).....	29
4.2.4 Pérdidas de presión en la línea de flujo (superficie).....	29
4.2.5 Pérdidas globales. ....	30
4.3 Afluencia de un pozo. ....	30
4.3.1 Área de drenaje.....	31
4.3.2 Flujo no continuo o transitorio. ....	31
4.3.3 Transición entre estados de flujo.....	31
4.3.4 Flujo Continuo o Estacionario.....	32
4.3.5 Flujo Semicontinuo. ....	32
4.3.6 Propiedades del petróleo.....	32
4.3.7 Índice de productividad J.....	33
4.4 Modelos de producción.....	33
4.4.1 Modelo de flujo subsaturado. ....	34
4.4.2 Modelo saturado. ....	35
4.4.3 Modelo de Vogel. ....	36
4.4.4 Modelo de Vogel generalizado. ....	37

4.4.5 Modelo de Fetkovich.....	38
4.4.6 Modelo de Pudjo Sukamo.....	38
4.4.7 Factores que afectan las curvas IPR.....	39
4.5 Análisis nodal.....	39
4.5.1 Nodos principales.....	41
4.5.2 Nodo en el fondo de pozo.....	42
4.5.3 Nodo en cabeza de pozo.....	44
4.5.4 Nodo en el separador.....	46
4.5.5 Nodo en el yacimiento.....	48
4.5.6 Nodos secundarios.....	49
4.5.7 Nodo en tubería ahusada.....	50
4.5.8 Nodo en estrangulador.....	51
4.6 Levantamiento artificial por bombeo mecánico.....	52
4.6.1 Equipos de subsuelo.....	53
4.6.2 Equipos de subsuelo.....	55
4.6.3 Bomba de subsuelo.....	56
4.6.4 Clasificación de las unidades de Bombeo.....	57
4.6.5 Clasificación de Balancines por Tamaño.....	58
4.7 Análisis nodal en bombeo mecánico.....	58
4.7.1 Análisis nodal en pozo productor.....	60
4.7.2 Equipos para el manejo de 2 fases en bombeo mecánico.....	62
4.7.3 Ancla de gas.....	62
4.7.4 Tipos de anclas.....	63
4.7.5 Efecto de la velocidad de bombeo sobre la producción.....	64
4.7.6 Tasa nominal de la bomba del equipo.....	65
4.7.7 Herramientas de registro y control para unidades de bombeo mecánico.....	66
4.7.8 Pruebas de pozo.....	67
4.7.9 Nivel de fluido.....	67
4.7.10 Dinagramas.....	69
4.7.11 Dinagramas más comunes.....	70

5. Generalidades del campo valtran .....	72
5.1 Historial de producción: Caso Base.....	73
5.2 Estructura geológica .....	75
5.3 Propiedades del Yacimiento .....	75
5.4 Propiedades roca-fluido .....	76
6. Desarrollo del modelo de simulación.....	77
6.1 Recolección de datos .....	78
6.1.1 Pruebas de producción.....	78
6.1.2 Especificaciones del Sistema de levantamiento artificial.....	79
6.1.3 Estados mecánicos de los pozos.....	79
6.1.4 Datos sobre líneas de flujo en superficie.....	80
6.2 Desarrollo del modelo de simulación en el software pipesim. ....	81
6.2.1 Modelo del pozo.....	81
6.2.2 Modelo para el Análisis Nodal: Selección de la IPR. ....	86
6.2.3 Planteamiento del escenario base.....	93
6.2.4 Análisis de las cartas dinamométricas.....	98
6.2.5 Análisis de la carta dinamométrica del pozo Valtran-31: .....	99
6.2.6 Análisis de la carta dinamométrica del pozo Valtran-34: .....	100
6.2.7 Análisis de la carta dinamométrica del pozo Valtran-42: .....	101
6.2.8 Análisis de la carta dinamométrica del pozo Valtran-43: .....	102
7. Optimización de la producción .....	103
7.1 Líneas de superficie .....	104
7.2 Sumergencia de los pozos del campo Valtran. ....	105
7.3 Escenario A: Sensibilidad de los tiros por pie.....	106
7.4 Escenario B: Sensibilidad de la velocidad de bombeo. ....	113
7.5 Escenario C: Sensibilidad diámetro del pistón, optimización bomba de subsuelo.....	120
7.6 Escenario D: Sensibilidad diámetro del pistón y velocidad de la bomba combinados.....	122
7.7 Escenario E: Sensibilidad TPP + Velocidad de la bomba .....	125
7.8 Escenario F: Sensibilidad TPP y cambio de bomba .....	129
7.9 Escenario G: Sensibilización TPP + SPM + cambio de bomba. ....	132

7.10 Escenario H: Sensibilización del cambio de tubería de producción + cambio de bomba + TPP	135
7.11 Evaluación de las condiciones de red en superficie. ....	139
7.11.1 Red de superficie actual. ....	140
7.11.2 Red de superficie cambio de SPM. ....	141
7.11.3 Red de superficie cambio diámetro de pistón. ....	142
7.11.4 Red de superficie cambio de SPM y diámetro de pistón. ....	142
7.11.5 Red de superficie cambio de TPP y SPM. ....	143
7.11.6 Red de superficie de TPP y diámetro de pistón. ....	143
7.11.7 Red de superficie de TPP, diámetro de pistón y SPM. ....	144
8. Análisis financiero. ....	144
8.1 Herramientas para usar. ....	145
8.1.1 Costos de capital. ....	145
8.1.2 Costos de operación. ....	145
8.1.3 Pay back. ....	145
8.1.4 Flujo de caja. ....	146
8.1.5 Valor presente neto. ....	146
8.1.6 Tasa Interna De Retorno. ....	146
8.1.7 Eficiencia Sobre La Inversión (J). ....	146
8.2 Indicadores económicos. ....	146
8.3 Análisis económico para los escenarios de optimización. ....	147
8.3.1 Análisis económico al cambio en la velocidad de la bomba de subsuelo. ....	148
8.3.2 Análisis económico cambio de diámetro de pistón. ....	154
8.3.3 Análisis económico cambio SPM y diámetro pistón. ....	160
8.3.4 Análisis económico TPP y SPM. ....	166
8.3.5 Análisis económico TPP y diámetro de pistón. ....	172
8.3.6 Análisis económico TPP, diámetro de pistón y SPP. ....	178
9. Conclusiones. ....	184
10. Recomendaciones. ....	186
Referencias Bibliográficas. ....	188

Apéndices..... 190

**Lista de figuras**

<i>Ilustración 1:</i> Esquema de un sistema de producción.....	27
<i>Ilustración 2:</i> Grafica de IPR de una línea recta.....	35
<i>Ilustración 3:</i> Gráfica del modelo de Vogel saturado.....	36
<i>Ilustración 4:</i> Gráfica del modelo de Vogel generalizado.....	37
<i>Ilustración 5:</i> Punto de operación optimo a través de análisis nodal.....	40
<i>Ilustración 6:</i> Nodos principales en sistema de producción.....	41
<i>Ilustración 7:</i> Nodos en fondo de pozo.....	42
<i>Ilustración 8:</i> Ejemplo de análisis para 2 diámetros sarta de producción.....	43
<i>Ilustración 9:</i> Nodo en cabeza de pozo.....	44
<i>Ilustración 10:</i> Ejemplo de análisis para 3 diámetros de línea de flujo en superficie.....	45
<i>Ilustración 11:</i> Nodo en el separador.....	46
<i>Ilustración 12:</i> Ejemplo de análisis de nodo en el separador a diferentes presiones.....	47
<i>Ilustración 13:</i> Nodo en el yacimiento.....	48
<i>Ilustración 14:</i> Ejemplo de análisis a diferentes presiones de yacimiento.....	49
<i>Ilustración 15:</i> Nodo en tubería ahusada.....	50
<i>Ilustración 16:</i> Nodo en estrangulador.....	52
<i>Ilustración 17:</i> Sistema de bombeo mecánico.....	53
<i>Ilustración 18:</i> Partes de superficie de sistema de bombeo mecánico.....	55
<i>Ilustración 19:</i> Partes de subsuelo.....	56
<i>Ilustración 20:</i> Partes de la bomba.....	57
<i>Ilustración 21:</i> Puntos de análisis en bombeo mecánico.....	59

<i>Ilustración 22:</i> Ancla de gas. ....	62
<i>Ilustración 23:</i> Niple perforado.....	63
<i>Ilustración 24:</i> Copas Gilbert.....	64
<i>Ilustración 25:</i> Caudal a diferentes strokes por minuto .....	65
<i>Ilustración 26:</i> Registro Sonolog.....	68
<i>Ilustración 27:</i> Nivel de fluido mediante el software especializado.....	68
<i>Ilustración 28:</i> Ejemplo de Dinagrama ideal. ....	69
<i>Ilustración 29:</i> Carta Dinamométrica mostrando Golpe de Fluido. ....	70
<i>Ilustración 30:</i> Curva típica por pérdida en válvulas.....	70
<i>Ilustración 31:</i> Carta dinamométrica mostrando varilla rota.....	71
<i>Ilustración 32:</i> Carta dinamométrica que representa bomba embastonada. ....	71
<i>Ilustración 33:</i> Carta Dinamométrica que representa Candado de Gas.....	72
<i>Ilustración 34:</i> Mapa localización campo Valtran.....	73
<i>Ilustración 35:</i> Distribución de pozos en superficie, Campo Valtran.....	74
<i>Ilustración 36:</i> Historial producción de crudo y gas para el campo Valtran .....	75
<i>Ilustración 37:</i> Metodología para la evaluación y optimización del campo Valtran.....	77
<i>Ilustración 38:</i> ingreso de tubería en Pipesim .....	82
<i>Ilustración 39 :</i> Tabla de tuberías de revestimiento y producción proporcionada por el software.....	82
<i>Ilustración 40:</i> Asentamiento del empaque en el espacio anular .....	83
<i>Ilustración 41:</i> Sarta de varillas en el software y nominal rate de la bomba. ....	84
<i>Ilustración 42:</i> Datos para la Formación productora. ....	85
<i>Ilustración 43:</i> Esquema final.....	85
<i>Ilustración 44:</i> IPR Caso Base: Pozo Valtran 31.....	87

<i>Ilustración 45:</i> Curva IPR, Pozo Valtran-31. Modelo de Fetkovich. ....	90
<i>Ilustración 46:</i> Corrección de C y n. Modelo de Fetkovich Corregido .....	91
<i>Ilustración 47:</i> Comparación. Caso Base vs. Fetkovich Corregido vs. Pipesim Pozo Valtran-31.....	92
<i>Ilustración 48:</i> Ingreso de datos modelo de Fetkovich al simulador Pipesim .....	92
<i>Ilustración 49:</i> Modelo de superficie actual del Campo Valtran. ....	93
<i>Ilustración 50:</i> Perfil de Producción 2014 – 2018 Campo Valtran.....	94
<i>Ilustración 51:</i> Comparación presión WHP: Caso base Vs. Simulador .....	95
<i>Ilustración 52:</i> Comparación producción Qt: Caso base Vs. Simulador .....	95
<i>Ilustración 53:</i> Punto de operación optimo Valtran 31 .....	96
<i>Ilustración 54:</i> Punto de operación optimo Valtran 34.....	96
<i>Ilustración 55:</i> Punto de operación optimo Valtran 42.....	97
<i>Ilustración 56:</i> Punto de operación optimo Valtran 43.....	97
<i>Ilustración 57:</i> Carta dinamoétrica pozo Valtran 31.....	99
<i>Ilustración 58:</i> Análisis de la carta dinamoétrica del pozo Valtran-34 .....	100
<i>Ilustración 59:</i> Carta dinamoétrica pozo Valtran 42.....	101
<i>Ilustración 60:</i> Carta dinamoétrica pozo Valtran-43. ....	102
<i>Ilustración 61:</i> constantes corregidas.....	110
<i>Ilustración 62:</i> Curvas de producción a distintos TPP.....	111
<i>Ilustración 63:</i> AOF para cada tipo de TPP .....	111
<i>Ilustración 64:</i> Comparación caso base y caso optimizado .....	113
<i>Ilustración 65:</i> Introducción de nominales al software.....	115
<i>Ilustración 66:</i> Puntos de operación para el caso.....	116
<i>Ilustración 67:</i> Comparación case base y SPM.....	119

<i>Ilustración 68:</i> Comparación caso base y caso DP .....	122
<i>Ilustración 69:</i> Comparación caso base y caso DP y SPM .....	125
<i>Ilustración 70:</i> Comparación caso base y caso TPP + SPM .....	129
<i>Ilustración 71:</i> Comparación caso base y caso TPP+ DP .....	132
<i>Ilustración 72:</i> Comparación caso base y caso TPP+ SPM + DP.....	135
<i>Ilustración 73:</i> Grafica del nivel de sumergencia por la combinación de tubería de producción + TPP+ cambio de bomba.....	138
<i>Ilustración 74:</i> Comparativa entre los diferentes escenarios de optimización.....	139
<i>Ilustración 75:</i> Esquema de líneas en superficie.....	140
<i>Ilustración 76:</i> Curvas de declinación.....	151
<i>Ilustración 77:</i> Ingresos vs egresos .....	153
<i>Ilustración 78:</i> Curvas declinación. ....	157
<i>Ilustración 79:</i> Ingresos vs. egresos .....	159
<i>Ilustración 80:</i> Curvas de declinación.....	163
<i>Ilustración 81:</i> Ingresos vs egresos .....	165
<i>Ilustración 82:</i> Curvas de declinación.....	169
<i>Ilustración 83:</i> Ingresos vs egresos .....	171
<i>Ilustración 84:</i> Curvas de declinación.....	175
<i>Ilustración 85:</i> Ingresos vs egresos .....	177
<i>Ilustración 86:</i> Curvas de declinación.....	181
<i>Ilustración 87:</i> Ingresos vs egresos .....	183
<i>Ilustración 88:</i> Comparación de ingresos escenarios de optimización .....	184

**Lista de tablas**

Tabla 1: Propiedades de la formación Z .....	76
Tabla 2: Propiedades roca-fluido. ....	76
Tabla 3: Datos de producción del de los pozos en campo Valtran .....	78
Tabla 4: Especificaciones de las unidades de BM de los pozos. ....	79
Tabla 5: Especificaciones tubería de producción y sarta de varillas.....	80
Tabla 6: Datos de líneas de flujo en superficie. ....	80
Tabla 7: AOF para cada pozo.....	86
Tabla 8: Tabla de $Q_o$ vs $P_{wf}$ , Pozo Valtran-31. Modelo Vogel Saturado .....	88
Tabla 9: Punto de operación de cada pozo.....	98
Tabla 10: Resumen Caso Base: Pozos en estudio. ....	103
Tabla 11: Sumergencias actuales pozos de Valtran .....	105
Tabla 12: Tiros por pie actuales. ....	106
Tabla 13: Constantes según la densidad de TPP.....	107
Tabla 14: Caudales a distintos TPP.....	108
Tabla 15: constantes de Fetckovich .....	109
Tabla 16: AOF para el nuevo cañoneo.....	112
Tabla 17: SPM máximos para cada pozo.....	114
Tabla 18: <i>Calculo de nominal de bomba</i> .....	115
Tabla 19: Sensibilidad SPM Valtran 31.....	117
Tabla 20: Sensibilidad SPM Valtran 34.....	117
Tabla 21: Sensibilidad SPM Valtran 42.....	118

Tabla 22: Sensibilidad SPM Valtran 33.....	118
Tabla 23: Caudal incremental por cambio en SPM .....	119
Tabla 24: Sensibilidad diámetro del pistón Valtran 31 .....	121
Tabla 25: Sensibilidad diámetro del pistón Valtran 34.....	121
Tabla 26: Sensibilidad diámetro del pistón Valtran 42.....	121
Tabla 27: Sensibilidad diámetro del pistón Valtran 43.....	121
Tabla 28: Caudal incremental por cambio en el diámetro del pistón.....	122
Tabla 29: Caudal incremental por combinación Valtran 31. ....	123
Tabla 30: Caudal incremental por combinación Valtran 34 .....	123
Tabla 31: Caudal incremental por combinación Valtran 42. ....	124
Tabla 32: Caudal incremental por cambio en el diámetro del pistón y SPM de la unidad .....	124
Tabla 33: Caudal incremental por combinación TPP+ SPM: Valtran 31 .....	126
Tabla 34: Caudal incremental por combinación TPP+ SPM: Valtran 34.....	127
Tabla 35: Caudal incremental por combinación TPP+ SPM: Valtran 42.....	127
Tabla 36: Caudal incremental por combinación TPP+ SPM: Valtran 43 .....	128
Tabla 37: Caudal incremental por combinación TPP+ SPM .....	128
Tabla 38: Sensibilidad TPP + cambio de bomba: pozo Valtran 31 .....	130
Tabla 39: Sensibilidad TPP + cambio de bomba: pozo Valtran 34 .....	130
Tabla 40: Sensibilidad TPP + cambio de bomba: pozo Valtran 42 .....	131
Tabla 41: Sensibilidad TPP + cambio de bomba: pozo Valtran 43 .....	131
Tabla 42: Caudal incremental por combinación TPP + SPM + cambio de bomba: Valtran 31.....	133

Tabla 43: Caudal incremental por combinación TPP + SPM +cambio de bomba: Valtran 34.....	133
Tabla 44: Caudal incremental por combinación TPP + SPM + cambio de bomba: Valtran 42.....	134
Tabla 45: Datos de tuberías de producción.....	136
Tabla 46: Caudal incremental por combinación de tubería de producción + TPP+ cambio de bomba: Valtran 31.....	137
Tabla 47: Caudal incremental por combinación de tubería de producción + TPP+ cambio de bomba: Valtran 34.....	137
Tabla 48: Caudal incremental por combinación de tubería de producción + TPP+ cambio de bomba: Valtran 42.....	137
Tabla 49: Análisis de las líneas en superficie actual.....	140
Tabla 50: Análisis de las líneas en superficie SPM.....	141
Tabla 51: Análisis de las líneas en superficie cambio del pistón.....	142
Tabla 52: Análisis de las líneas en superficie SPM y diámetro del pistón.....	142
Tabla 53: Análisis de las líneas en superficie SPM y TPP.....	143
Tabla 54: Análisis de las líneas en superficie TPP y diámetro del pistón.....	143
Tabla 55: Análisis de las líneas en superficie SPM, TPP y diámetro del pistón.....	144
Tabla 56: Lifting cost.....	147
Tabla 57: costo de operaciones.....	148
Tabla 58: Datos para nueva declinación.....	148
Tabla 59: Producciones en los distintos escenarios.....	150
Tabla 60: inversión inicial y flujo de caja.....	151

Tabla 61: Indicadores económicos.....	154
Tabla 62: datos para nueva declinación DP .....	154
Tabla 63: Producciones en los distintos escenarios DP .....	156
Tabla 64: Curvas de declinación DP.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Tabla 65: Inversión y flujo de caja DP.....	157
Tabla 66: Ingresos vs egresos .....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Tabla 67: Indicadores financieros .....	160
Tabla 68: datos para nueva declinación .....	160
Tabla 69: Producciones en los distintos escenarios. ....	162
Tabla 70: Curvas de declinación.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Tabla 71: Inversión y flujo de caja.....	163
Tabla 72: Indicadores económicos.....	166
Tabla 73: datos para nueva declinación .....	166
Tabla 74: Producciones en los distintos escenarios. ....	168
Tabla 75: Curvas de declinación.....	<b>¡Error! Marcador no definido.</b>
Tabla 76: Inversión y flujo de caja.....	169
Tabla 77: Indicadores financieros .....	172
Tabla 78: datos para nueva declinación .....	172
Tabla 79: Producciones en los distintos escenarios. ....	174
Tabla 80: Inversión y flujo de caja.....	175
Tabla 81: Indicadores financieros .....	178
Tabla 82: datos para nueva declinación .....	178
Tabla 83: Producciones en los distintos escenarios. ....	180

Tabla 84: Inversión y flujo de caja.....	181
Tabla 85: Indicadores financieros .....	184

**Lista de apéndices**

Apéndice A. Historial de producción de los campos Valtran 34, Valtran 42 y Valtran 43. ....	190
Apéndice B. Curvas IPR del modelo de Fetkovich Corregido y comparativa con la curva arrojada por el simulador Pipesim. ....	193
Apéndice C. Esquema del campo Valtran. Tramos de líneas en superficie.....	197
Apéndice D. Histórico de producción para el campo Valtran 2013 – 2018 .....	198

## Resumen

**Título:** optimización de la producción de un campo ubicado en el Magdalena medio con bombeo mecánico mediante la técnica de análisis nodal\*

**Autores:** Jorge Asis Palis Torres\*\*

Julian Ricardo Prada Gutiérrez\*\*

**Palabras claves:** análisis nodal. Bombeo mecánico. Optimización. Producción.

### Descripción:

El campo Valtran, actualmente ubicado en la cuenca del Magdalena medio, cuenta con un sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico en la totalidad de sus 25 pozos. En esta locación es explotada la formación mugrosa, característica por producir crudos medianos y pesados. Aunque en la mayoría de los pozos del campo Valtran la producción se ha declinado más rápido de lo esperado, es un campo relativamente joven, con un gran potencial de producción de hidrocarburos resaltando así la posible optimización en cuatro de sus pozos productores los cuales presentan el mayor aporte de crudo en comparación con los demás pozos de la zona. Un estudio de las variables de producción, a través de la técnica de análisis nodal, la ayuda de un software especializado, así como un análisis de las cartas dinográficas, permite recrear distintos escenarios en donde la producción del campo fue optimizada en la mayoría de los casos. Para la realización de dicho proyecto se toma como variable crítica el nivel de sumergencia de la bomba de subsuelo. Los principales escenarios de optimización tratados en este proyecto contemplan: cambios de tubería de producción, análisis en la densidad de los cañoneos, cambios en la velocidad de operación de la bomba y ajustes en el diámetro del pistón en la bomba. Por otra parte, se evidencia que el campo presenta oportunidades muy llamativas para mejorar la producción de los cuatro pozos en estudio, tanto financiera como operacionalmente, que se pueden tener en cuenta en un futuro.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Director: Fernando Enrique Calvete González.

### Abstract

**Title:** optimization of the production of a field located in the middle Magdalena with mechanical pumping using the nodal analysis technique\*

**Authors:** Jorge Asis Palis Torres\*\*

Julian Ricardo Prada Gutiérrez\*\*

**Key words:** Nodal analysis. Rod pump. Optimization. Production.

### Content:

The Valtran field, currently located in the Middle Magdalena Basin, has an artificial lift system by mechanical pumping in all of its 25 wells. In this location, the mugrose formation, characteristic for producing medium and heavy crudes, is exploited. Although production has declined faster than expected in most of the Valtran field's wells, it is a relatively young field with great potential for hydrocarbon production, highlighting the possible optimization in four of its producing wells, which have the highest contribution of crude oil in comparison with the other wells in the area. A study of the production variables, through the nodal analysis technique, the help of specialized software, as well as an analysis of the dynamic charts, allows recreating different scenarios where the field's production was optimized in most cases. To carry out this project, the submergence level of the subsoil pump is taken as a critical variable. The main optimization scenarios dealt with in this project contemplate: changes in the production pipeline, analysis of the density of the cannons, changes in the speed of operation of the pump and adjustments in the diameter of the piston in the pump. On the other hand, it is evident that the field presents very striking opportunities to improve the production of the four wells under study, both financially and operationally, which can be taken into account in the years to come.

---

\* Bachelor Thesis

\*\* Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Director: Fernando Enrique Calvete González.

### **Introducción**

La técnica de análisis nodal, permite maximizar la productividad de un campo petrolero de manera económicamente rentable, adecuando la infraestructura tanto de subsuelo como en superficie, con el fin de hallar el diseño más óptimo de los componentes del sistema de producción, lo cual permite generar un aumento en la producción. En el siguiente proyecto se busca encontrar los componentes óptimos de operación del campo ubicado en el Magdalena medio, como ayuda para cumplir el objetivo propuesto, se hace uso de un Software, con las herramientas necesarias para modelar el sistema de producción con sus componentes. Se realiza un análisis al sistema de levantamiento de bombeo mecánico para encontrar cuellos de botella, cambios en punto de operación y componentes de este, que permitan una mejor producción del campo, así como se estudió y se simuló la opción de realizar un proceso de cañoneo. Cabe mencionar que todos los cambios propuestos están sujetos a un análisis financiero.

## **1. Objetivos**

### **1.1 Objetivo General**

Realizar un estudio que permita establecer las condiciones técnicas y económicas, que permitan la optimización de la producción de los pozos seleccionados del campo ubicado en el Magdalena medio, a través de la técnica de análisis nodal.

### **1.2 Objetivos específicos**

- Examinar la red de líneas de flujo de los pozos seleccionados para determinar las condiciones óptimas de operación en estas.
- Simular el sistema de levantamiento de bombeo mecánico para los pozos involucrados, con el fin de definir las variables a usar en el proceso de optimización mediante el uso del software PIPESIM.
- Analizar el estado actual del sistema de levantamiento de bombeo mecánico de los pozos en estudio, para identificar posibles cuellos de botella en el diseño e implementación de éste.
- Realizar un estudio de la viabilidad económica de los cambios propuestos en los pozos seleccionados.

## **2. Justificación**

El Análisis Nodal es una técnica usada en la Ingeniería de Petróleos, con el fin de aumentar la producción de un campo petrolero de manera económicamente rentable, a través de un estudio general del sistema de producción, con la finalidad de encontrar un diseño óptimo de los equipos de superficie y de subsuelo. Es por ello por lo que, a través de un estudio de análisis nodal, se propone evaluar el sistema de producción de cada pozo seleccionado del campo ubicado en el Magdalena medio, con el fin de determinar su capacidad de productividad, proponer diversos cambios respecto a variables de operación (ID tubing, densidad de cañoneo, entre otros.) los cuales se vean reflejados en un aumento de la producción. Además, dado que los pozos del campo cuentan con sistemas de levantamiento de bombeo mecánico, con el uso del software PIPESIM se analizará los factores de operación de cada una de las bombas de estos, con el objetivo de evaluar sus condiciones de operación actuales y encontrar posibles cambios que conlleven a mejoras en su funcionamiento de manera económicamente rentable.

## **3. Alcance del proyecto**

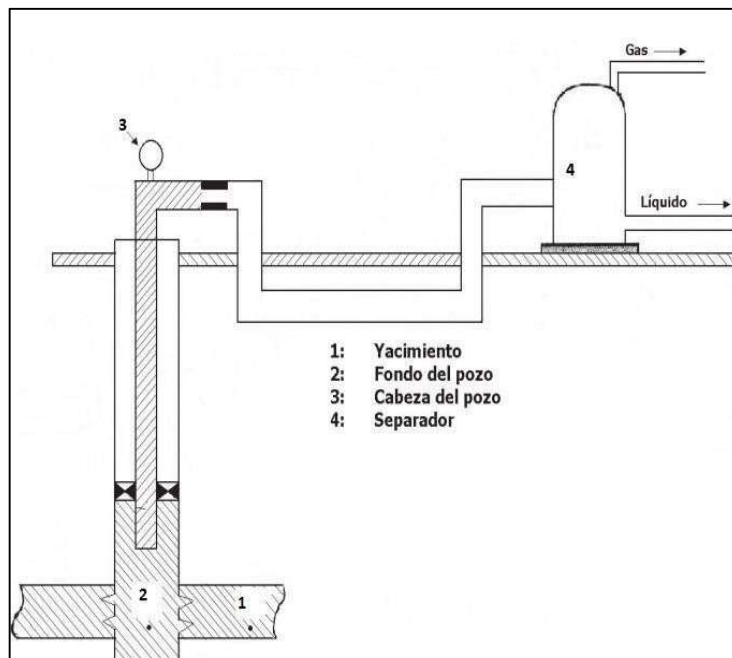
Durante este proyecto se realizará un análisis nodal a los pozos seleccionados del campo ubicado en el Magdalena medio, involucrando tanto el sistema de bombeo mecánico de cada uno, así como las líneas de flujo involucradas, esto con el fin de encontrar posibles cambios para mejorar las condiciones de operación, además se realizará un estudio económico de los cambios propuestos

para saber su viabilidad y finalmente, se adicionará un informe con los resultados obtenidos al final de todo este proyecto.

#### 4. Marco teórico y estado del arte.

##### 4.1 Sistema de producción.

El sistema de producción de un pozo empieza cuando se crea una conexión entre los poros de la roca que almacenan el hidrocarburo y la cabeza de pozo, logrando que el fluido ascienda debido a los diferenciales de presión que hay en entre el yacimiento, el completamiento, el pozo y el separador, cabe mencionar que en cada etapa existe una pérdida de presión que hace que el fluido pierda energía en su ascenso.



*Ilustración 1:* Esquema de un sistema de producción.

## 4.2 Pérdidas de presión.

Como se mencionó anteriormente la pérdida de energía que experimenta el fluido se ve reflejada en pérdidas de presión en cada etapa del sistema, estas dependen en gran medida, de las características del fluido y del caudal de producción manejado, es un balance entre la oferta y la demanda del yacimiento.

**4.2.1 Pérdidas de presión en yacimiento.** En el momento en el que el fluido se desplaza desde el yacimiento, se encuentra con aperturas pequeñas generadas por el cañoneo que le hacen perder presión, por lo que al llegar a la cara de la formación tiene menos energía. Este fenómeno se calcula bajo la siguiente expresión:

$$P_{wf} = P_r - \Delta P_r$$

Donde:

$P_{wf}$  = Presión cara de formación.

$P_r$  = Presión de yacimiento.

$\Delta P_r$  = Delta de pérdidas de presión del yacimiento.

**4.2.2 Pérdidas de presión en el completamiento.** Luego de que el fluido llega a la cara de la formación, este tiene que superar otro obstáculo, el cual es el completamiento, por lo que al llegar a fondo de pozo habrá perdido energía nuevamente. Estas pérdidas se calcularán:

$$\Delta p_{\text{complet.}} = p_{wf} - p_w$$

Donde:  $p_{wf}$  = Presión en la cara de la formación

$p_w$  = Presión en fondo de pozo

$\Delta p_{\text{complet}}$  = Delta de pérdidas de presión en el completamiento.

**4.2.3 Pérdidas de presión en el pozo (tubería).** Estas pérdidas de presión son ocasionadas en el recorrido que hace el fluido desde el fondo de pozo, hasta la superficie, las cuales son generadas principalmente por la fricción que hay entre la tubería y el fluido en movimiento, se representan:

$$\Delta p_p = p_{wf} - p_{wh}$$

Donde:

$P_{wf}$  = Presión de fondo

$P_{wh}$  = Presión en cabeza de pozo

$\Delta p_p$  = Delta de pérdidas de presión por la tubería

**4.2.4 Pérdidas de presión en la línea de flujo (superficie).** Estas son las pérdidas ocasionadas en el recorrido que hace el fluido desde cabeza de pozo hasta el separador, a través de la tubería en superficie. La ecuación que expresa estas pérdidas es:

$$\Delta p_{lf} = p_{wh} - p_{sep}$$

Donde:

$P_{wh}$  = Presión en cabeza de pozo

$P_{sep}$  = Presión en el separador

$\Delta p_{lf}$  = Pérdidas de presión por la línea de flujo

**4.2.5 Pérdidas globales.** Si se quiere mirar el sistema de manera la global, observe, que la presión en el separador es igual a la presión del yacimiento menos todos los deltas de pérdidas de presión anteriormente mencionados:

$$P_{sep} = P_r - \Delta P_r - \Delta P_{complet} - \Delta P_p - \Delta P_{lf}$$

Donde:

$P_{sep}$  = Presión en el separador

$P_r$  = presión del yacimiento

$\Delta P_r$  = Delta de pérdidas de presión del yacimiento.

$\Delta P_{complet}$  = perdidas de presión en el completamiento

$\Delta P_p$  = Delta de pérdidas de presión por la tubería

$\Delta P_{lf}$  = Pérdidas de presión por la línea de flujo

### 4.3 Afluencia de un pozo.

Identificar el comportamiento de la capacidad productiva de un pozo es muy importante ya que esta permite estimar la capacidad de flujo del pozo respecto a los fluidos que se extraen del yacimiento, en otros términos, indica el potencial de producción del pozo frente a las caídas de presión durante el proceso. Uno de los principales objetivos de medir la productividad, es saber si un pozo es rentable económicamente o no y ver qué tan viable es un futuro proceso de estimulación en el mismo. A continuación, se presentan algunos conceptos a tener en cuenta.

**4.3.1 Área de drenaje.** Considerando el flujo de petróleo negro en la región del yacimiento drenada por el pozo, comúnmente conocida como volumen de drenaje, y adicionalmente, asumiendo homogéneo y constante el espesor (h), todo se considera una zona llamada área de drenaje del yacimiento.

**4.3.2 Flujo no continuo o transitorio.** Ocurre cuando la distribución de presión a lo largo del área de drenaje cambia con tiempo, ( $dP/dt \neq 0$ ). Este es el tipo de flujo que inicialmente se presenta cuando se abre a producción un pozo. La medición de la presión fluyente en el fondo del pozo ( $P_{wf}$ ) durante este período es muy importante para las pruebas de declinación y de pruebas de presión, ya que permite conocer parámetros básicos del medio poroso, como la capacidad efectiva de flujo ( $K_o \cdot h$ ), el factor de daño a la formación (S), entre otros. La duración de este período depende de la permeabilidad de la formación productora, normalmente puede ser de horas o días.

**4.3.3 Transición entre estados de flujo.** Este período ocurre después del estado transitorio, se presenta un cambio hasta alcanzarse una pseudo-estabilización de la distribución de presión dependiendo de las condiciones del área de drenaje.

**4.3.4 Flujo Continuo o Estacionario.** Se presenta cuando la distribución de presión a lo largo del área de drenaje no cambia con tiempo, ( $dP/dt = 0$ ). Cuando se estabiliza la distribución de presión en el área de drenaje de un pozo perteneciente a un yacimiento, de tal forma que en el borde exterior de dicha área existe flujo para mantener constante la presión ( $P_{ws}$ ). El diferencial de presión a través del área de drenaje es constante y está representado por la diferencia entre la presión en el radio externo de drenaje,  $P_{ws}$  a una distancia  $r_e$  del centro del pozo, por otra parte, la presión de fondo fluyente en la cara de la arena,  $P_{wfs}$  a una distancia que es igual al radio del pozo, por lo general se utiliza el punto medio de las perforaciones como referencia de profundidad. Este diferencial de presiones ( $P_{ws}-P_{wfs}$ ), se conoce como Draw-down, y permite establecer un caudal de flujo del yacimiento hacia el pozo.

**4.3.5 Flujo Semicontinuo.** En este tipo de flujo la presión a lo largo del área de drenaje cambia con el tiempo, pero a una tasa constante, ( $dP/dt = cte$ ). Se da cuando se pseudo-estabiliza la distribución de presión en el área de drenaje de un pozo, de tal forma que en el borde exterior de dicha área no existe flujo, ya sea porque los límites del yacimiento constituyen los bordes del área de drenaje o porque existan pozos drenando las mismas áreas cercanas.

**4.3.6 Propiedades del petróleo.** Las propiedades del petróleo se deben calcular con base a un análisis PVT, en caso de no constar con este, se deben utilizar correlaciones empíricas que permitan hacer el mayor aproximado posible.

**4.3.7 Índice de productividad J.** Se conoce índice de productividad (J) a la relación existente entre la tasa de producción, Q, y el diferencial entre la presión del yacimiento y la presión de fondo fluyente en el fondo del pozo, (Pr- Pwf). Para el caso de completamientos a hoyo desnudo, la Pwf es igual a Pwfs, luego (Pws-Pwf) = (Pws- Pwfs).

Para flujo continuo:

$$J = \frac{0,00708 * K_o * h}{U_o * B_o \left( \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) + s \right)}$$

Para flujo semicontinuo:

$$J = \frac{0,00708 * K_o * h}{U_o * B_o \left( \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) - 0,75 + s \right)}$$

Donde:

Ko: permeabilidad del aceite

H: espesor productor

Uo: viscosidad del aceite

Bo: factor volumétrico del aceite

S: daño de la formación.

#### 4.4 Modelos de producción.

Es un modelo matemático utilizado en la ingeniería de producción para evaluar el potencial de aporte del yacimiento hacia el pozo, esto graficando la tasa de producción del pozo (Q) contra la presión de flujo de fondo de pozo (Pwf). Para esto se mide el caudal de producción a diferentes presiones de fondo según la composición y características del fluido se pueden tener diferentes

curvas, por lo que es importante conocer factores como la permeabilidad, radio del pozo, radio de drenaje, el daño del pozo, la porosidad, la presión de fondo y de yacimiento.

**4.4.1 Modelo de flujo subsaturado.** Este modelo se usa cuando la presión de yacimiento se encuentra por encima de la presión de burbuja, es decir, todo el fluido se encuentra como líquido, en este caso al graficar el caudal (Q) vs la presión de fondo (Pwf) dará una línea recta, de hecho, la siguiente ecuación describe este comportamiento que pertenece a la naturaleza de una línea recta:

$$Q = J(P_r - P_{wf})$$

Donde:

Q = Caudal de aceite

J = Índice de productividad

Pr = Presión del yacimiento

Pwf = Presión de fondo de pozo

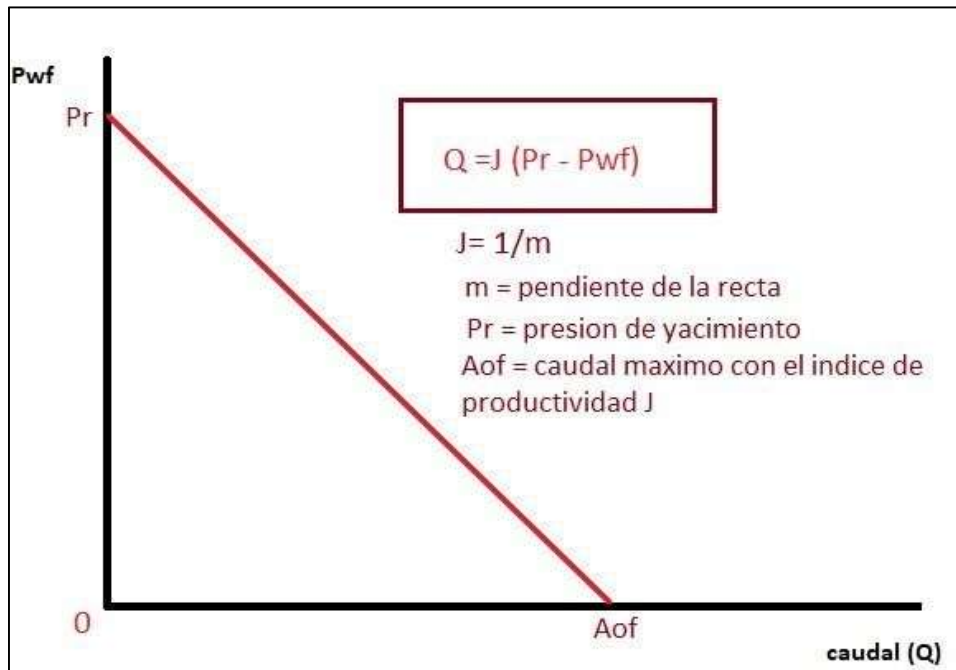


Ilustración 2: Grafica de IPR de una línea recta.

**4.4.2 Modelo saturado.** Este modelo es usado cuando la presión de yacimiento se encuentra por debajo de la presión de burbuja del hidrocarburo, lo que causa que el gas disuelto en este comience a separarse de la fase líquida del crudo. Cuando esto pasa no es posible usar el modelo de línea recta como el descrito anteriormente debido a que a medida que la presión baja, las burbujas de gas que se liberan, y, en consecuencia, el volumen de líquido real estimado disminuye.

**4.4.3 Modelo de Vogel.** Este modelo nace a partir del cálculo de curvas IPR para pozos en yacimientos de empuje por gas en solución. Vogel a través de esto halló una ecuación que permitía modelar el IPR en yacimientos que se encontraran por debajo del punto de presión de burbuja, la siguiente:

$$\frac{Q}{Aof} = 1 - 0.2 \left( \frac{Pwf}{Pr} \right) - 0.8 \left( \frac{Pwf}{Pr} \right)^2$$

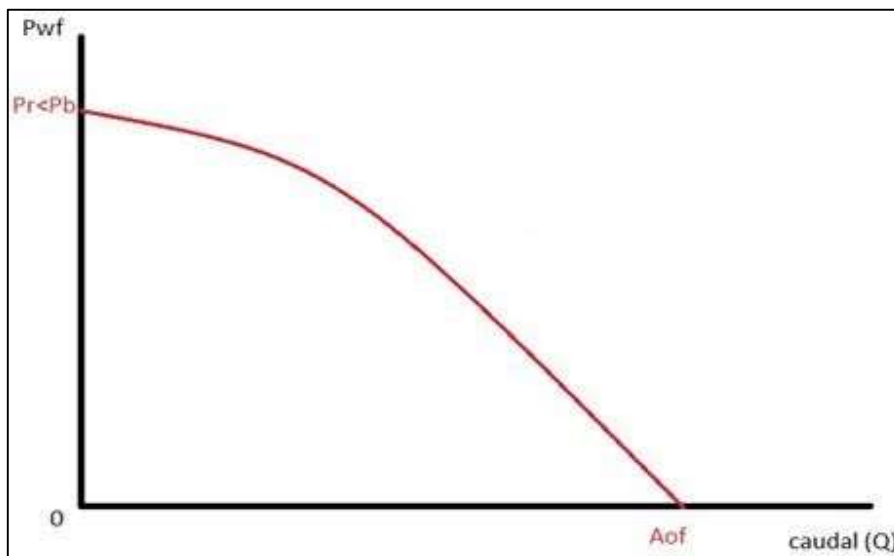
Donde:

Q = Caudal

Aof = Caudal máximo

Pwf = Presión de fondo

Pr = Presión de yacimiento



*Ilustración 3:* Gráfica del modelo de Vogel saturado

**4.4.4 Modelo de Vogel generalizado.** Este modelo se basa en la combinación de los anteriores modelos, por lo que este se divide en 2 partes, una para la parte monofásica y otra para la parte multifásica, las cuales dependen si la presión de fondo de pozo se encuentra por encima o por debajo de la presión de burbuja, gráficamente se observa que cuando  $P_{wf}$  es mayor que  $P_b$  la gráfica es una línea recta, mientras que cuando es menor la gráfica es una curva. Por lo que:

$$\text{Si } P_{wf} > P_b \quad Q = J(P_r - p_{wf})$$

$$\text{Si } P_{wf} < P_b \quad Q = J(P_r - P_b) + J\left(\frac{P_b}{1.8}\right)\left(1 - 0.2\left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right) - 0.8\left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)^2\right)$$

Donde:

$Q$  = Caudal

$J$  = índice de productividad

$P_{wf}$  = Presión de fondo

$P_r$  = Presión de yacimiento

$P_b$  = presión de burbuja

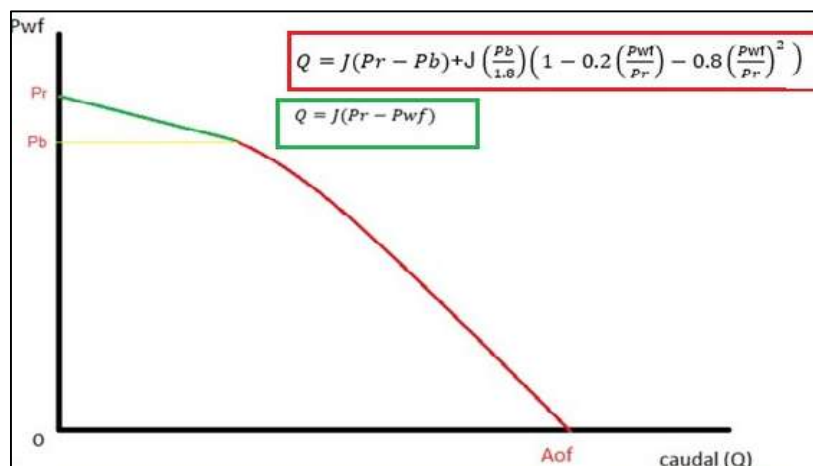


Ilustración 4: Gráfica del modelo de Vogel generalizado

**4.4.5 Modelo de Fetkovich.** Este modelo permite describir la productividad de un pozo multifásico, a través de dos pruebas de producción usando los caudales y las presiones de fondo medidas. Las siguientes ecuaciones describen los cálculos:

$$Q = C(P_r^2 - p_{wf}^2)^N$$

$$N = \frac{\log\left(\frac{Q_1}{Q_2}\right)}{\log\left(\frac{P_r^2 - P_{wf1}^2}{P_r^2 - P_{wf2}^2}\right)}$$

$$C = \frac{Q}{(P_r^2 - p_{wf}^2)^N}$$

Donde:

Q = caudal de crudo

Pr = presión de yacimiento

Pwf = presión de fondo de pozo

C = constante que ayuda al modelo

N = constante que ayuda al modelo

**4.4.6 Modelo de Pudjo Sukamo.** En la mayoría de los pozos que producen 2 fases, se recomienda implementar el método de Vogel para modelar la afluencia del pozo, este asume que el pozo produce a través de todo el espesor neto de la formación. Por otra parte, el método de Pudjo Sukamo modela la producción del pozo solo por efectos de los perforados realizados en la operación de cañoneo. La ecuación desarrollada por Sukamo para la construcción de las curvas IPR es la siguiente:

$$\frac{Q}{Aof} = a_1 - a_2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right) - a_3 \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)^2$$

Donde:

$Q$ : caudal de aceite.

$Aof$ : caudal máximo de aceite.

$Pr$ : presión del yacimiento  $Pwf$ : presión de fondo.

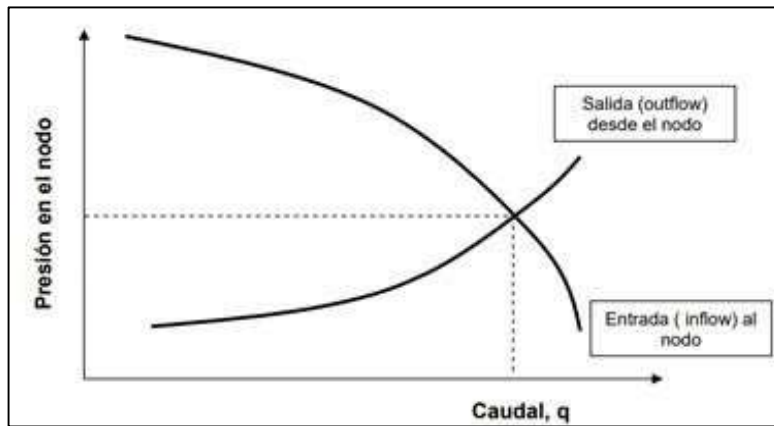
$a1, a2, a3$ : constantes según la técnica y tpp del cañoneo.

#### 4.4.7 Factores que afectan las curvas IPR

- Mecanismos de Producción del pozo.
- Aumento de la saturación de agua, lo que la permeabilidad relativa al petróleo ( $Kro$ ) disminuya.
- Aumento de la viscosidad del crudo.
- Liberación del gas en solución cuando la presión disminuye.

#### 4.5 Análisis nodal

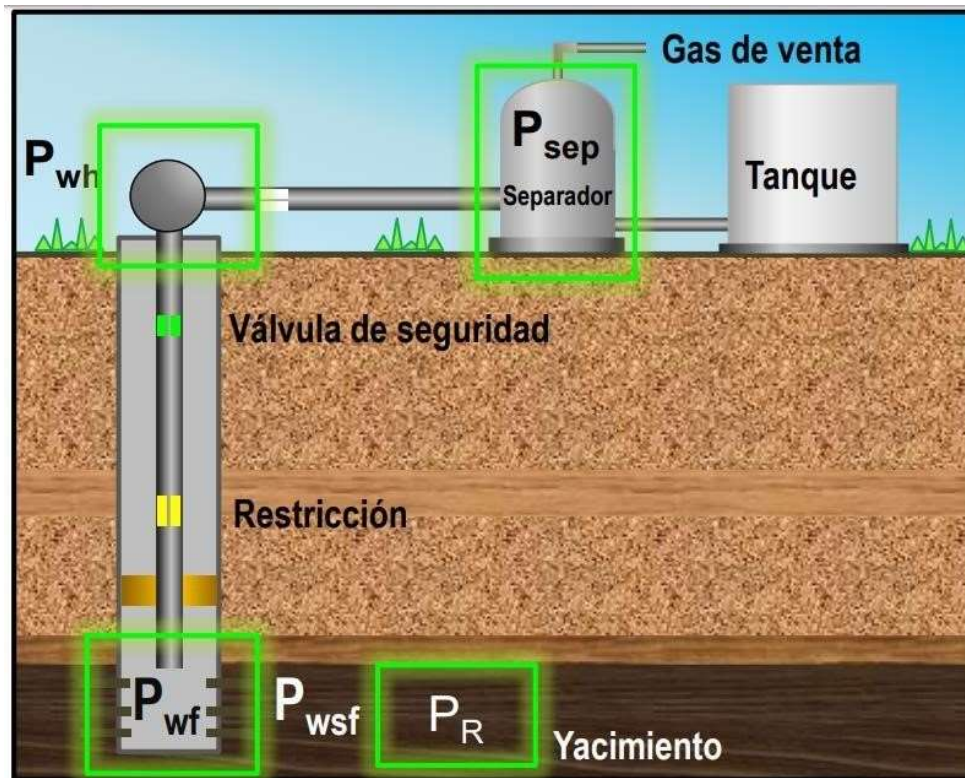
Beggs (2008) “El análisis nodal es una herramienta analítica, que se usa en el pronóstico del desempeño de los diferentes componentes del sistema de producción, a través de un análisis que permite encontrar puntos de operación para optimizar la capacidad de producción del yacimiento e identificar todo tipo problemas que impidan el buen desempeño de este”. Lo primero es seleccionar un nodo a evaluar, el cual estará ubicado en alguno de los puntos del sistema de producción, este será dividido en 2 partes, el Inflow (entrada al nodo o energía aportada) y el Outflow (salida del nodo o energía requerida) el cruce de ambos indicará el punto óptimo de operación.



*Ilustración 5:* Punto de operación óptimo a través de análisis nodal

Fuente: [http://oilproduction.net/files/analisis\\_nodal\\_hirschfeldt.pdf](http://oilproduction.net/files/analisis_nodal_hirschfeldt.pdf)

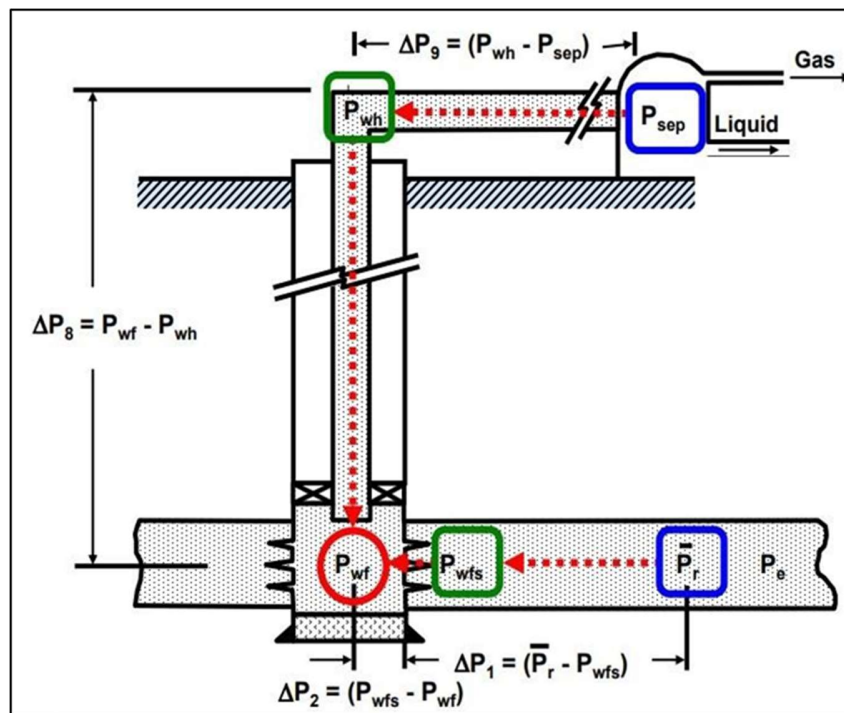
**4.5.1 Nodos principales.** Los principales nodos en el sistema de producción son el nodo en fondo de pozo, nodo en cabeza de pozo, nodo en el separador y el nodo en el yacimiento los cuales se verán más al detalle a continuación.



*Ilustración 6:* Nodos principales en sistema de producción

Fuente: BEGGS, Dale H. Production Optimization using nodal Analysis. Modificada.

**4.5.2 Nudo en el fondo de pozo.** Si el nodo a evaluar está ubicado en el fondo de pozo, el principal elemento a ser examinado es la sarta de producción, la cual presenta mayor parte de las pérdidas de presión. El nodo en fondo de pozo y sus respectivas pérdidas se muestran en la siguiente gráfica:



*Ilustración 7:* Nodos en fondo de pozo

Fuente: BEGGS, Mach et al, SPE 8025, 1979. Modificada.

La entrada al nodo o entrega de energía (Inflow) y la salida del nodo o energía requerida se representan con las siguientes caídas de presión:

$$\text{Inflow: } P_{wf} = P_r - \Delta P_1 - \Delta P_2$$

$$\text{Outflow: } P_{wf} = P_{sep} + \Delta P_9 + \Delta P_8$$

Donde:

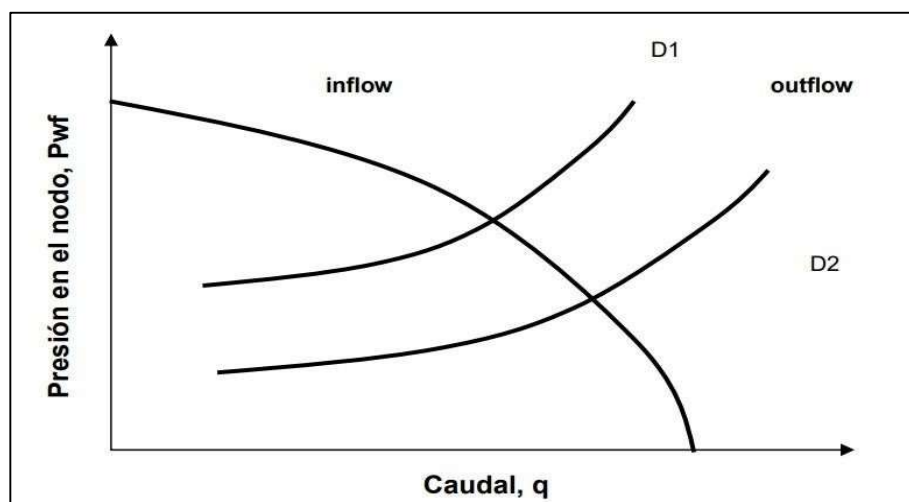
$\Delta P_9$  = Pérdidas de tubería en superficie

$\Delta P_8$  = Pérdidas de tubería de producción

$\Delta P_2$  = Pérdidas por completamiento

$\Delta P_1$  = Pérdidas por daño a la formación

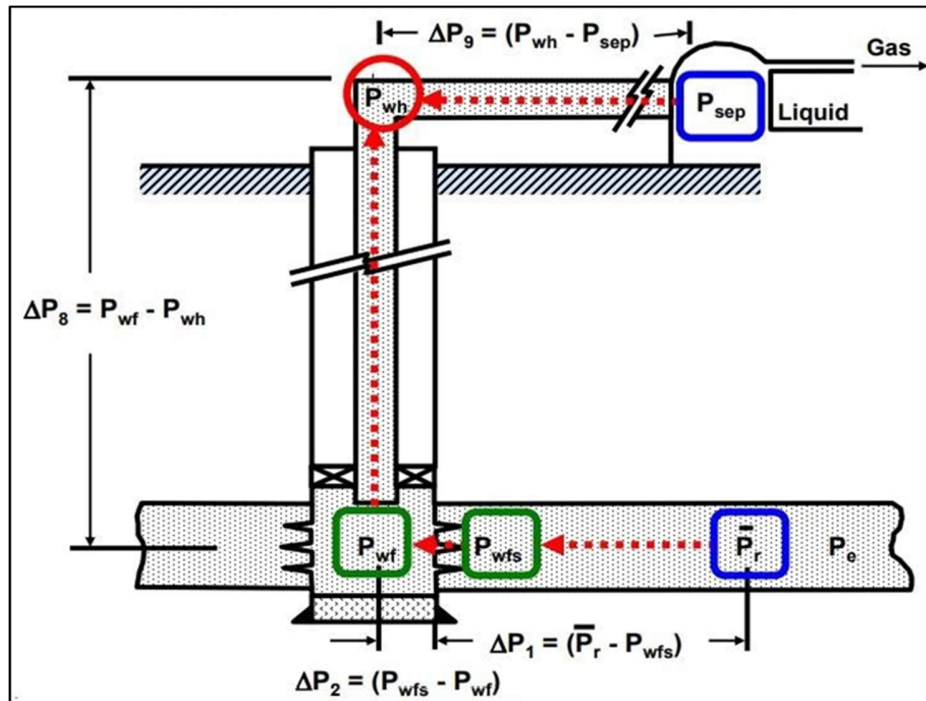
El principal uso de este nodo es evaluar la tasa de producción principalmente en función del tamaño del tubing, a través de análisis con distintos diámetros de este.



*Ilustración 8:* Ejemplo de análisis para 2 diámetros sarta de producción.

Fuente: [http://oilproduction.net/files/analisis\\_nodal\\_hirschfeldt.pdf](http://oilproduction.net/files/analisis_nodal_hirschfeldt.pdf). Modificado.

**4.5.3 Nodo en cabeza de pozo.** Si el nodo a evaluar está ubicado en cabeza de pozo, el principal elemento a ser examinado es la tubería de producción en superficie la cual se realiza de manera similar al anterior nodo.



*Ilustración 9:* Nodo en cabeza de pozo  
Fuente: Mach et al, SPE 8025, 1979. Modificado

La entrada al nodo o entrega de energía (Inflow) y la salida del nodo o energía requerida se representan con las siguientes caídas de presión:

$$\text{Inflow: } P_{wh} = P_r - \Delta P_1 - \Delta P_2 - \Delta P_8$$

$$\text{Outflow: } P_{wh} = P_{sep} + \Delta P_9$$

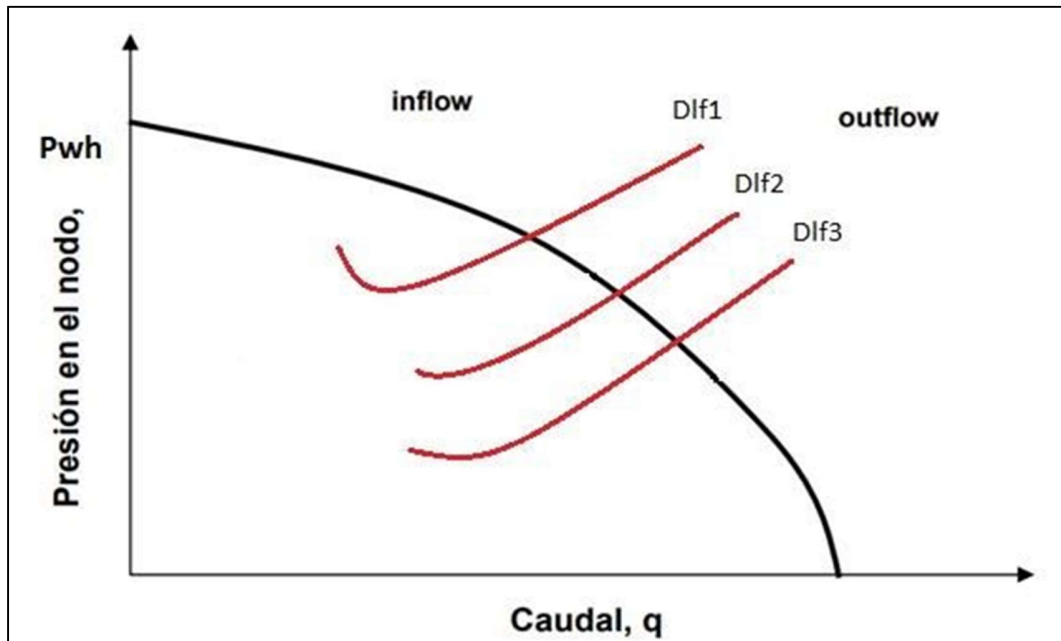
Donde:

$\Delta P_9$  = Pérdidas de tubería en superficie

$\Delta P_8$  = Pérdidas de tubería de producción

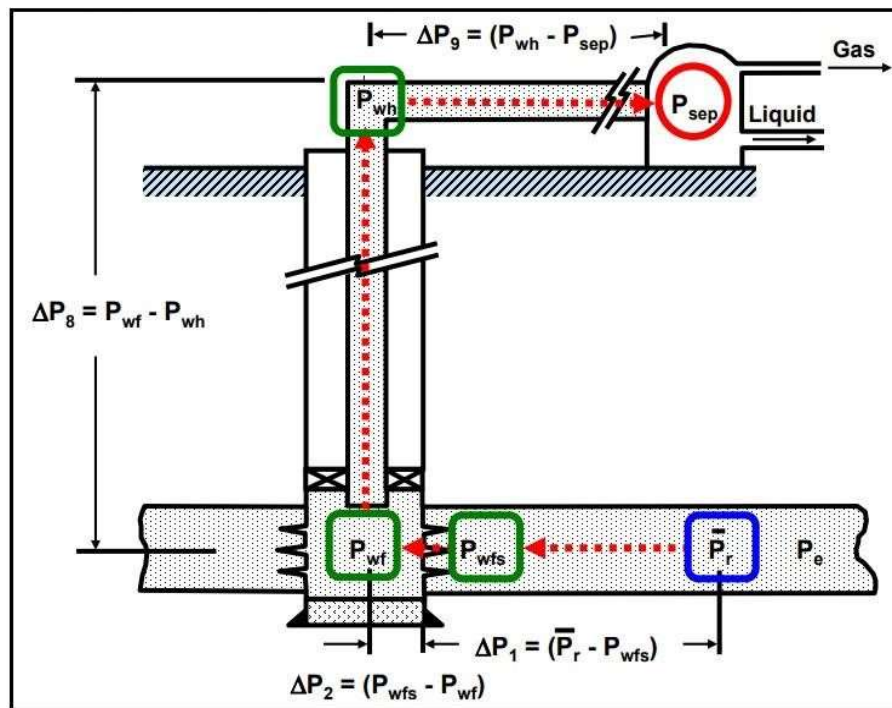
$\Delta P_2$  = Pérdidas por completamiento

$\Delta P_1$  = Pérdidas por daño a la formación



*Ilustración 10:* Ejemplo de análisis para 3 diámetros de línea de flujo en superficie.  
Fuente: [http://oilproduction.net/files/analisis\\_nodal\\_hirschfeldt.pdf](http://oilproduction.net/files/analisis_nodal_hirschfeldt.pdf). Adaptado.

**4.5.4 Nodo en el separador.** Evaluar el nodo en el separador permite analizar los efectos que ejerce la presión de separación sobre el caudal de producción, además, también es útil para estimar la tasa de producción al cambio de diámetros de tubing y de líneas de flujo, aparte del criterio financiero que va ligado en este, debido a que una correcta presión en el separador permite una mayor recuperación de hidrocarburos líquidos. Como dato adicional, la presión en este punto generalmente permanece constante.



*Ilustración 11:* Nodo en el separador.

Fuente: Mach et al, SPE 8025, 1979. Modificado.

La entrada al nodo o entrega de energía (Inflow) y la salida del nodo o energía requerida se representan con las siguientes caídas de presión:

$$\text{Inflow: } P_{sep} = P_r - \Delta P_1 - \Delta P_2 - \Delta P_8 - \Delta P_9$$

$$\text{Outflow: } P_{sep} = P_{sep}$$

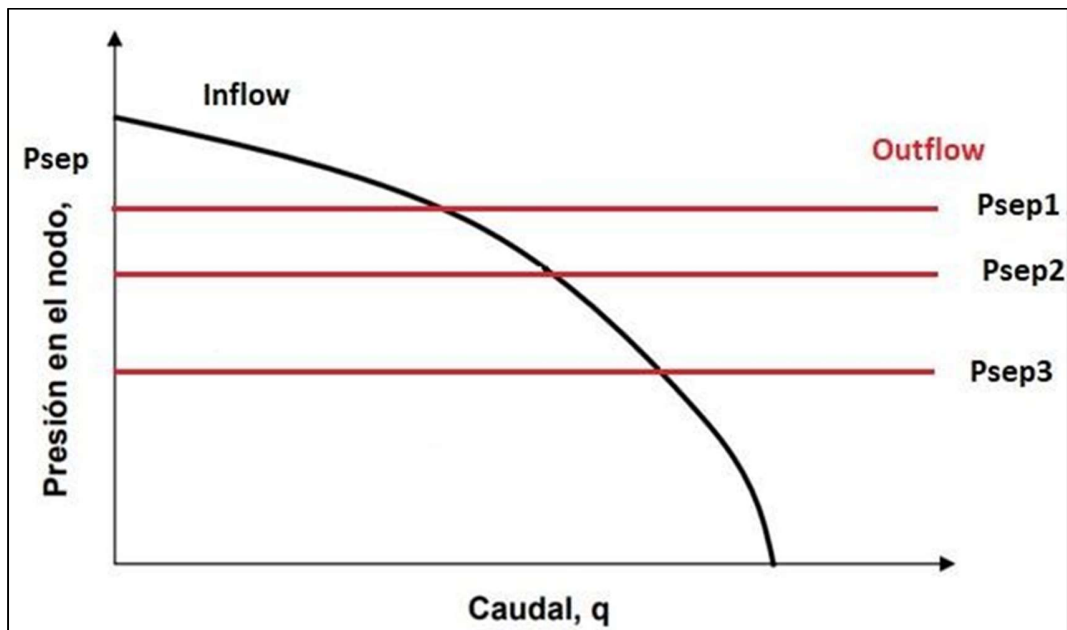
Donde:

$\Delta P_9$  = Pérdidas de tubería en superficie

$\Delta P_8$  = Pérdidas de tubería de producción

$\Delta P_2$  = Pérdidas por completamiento

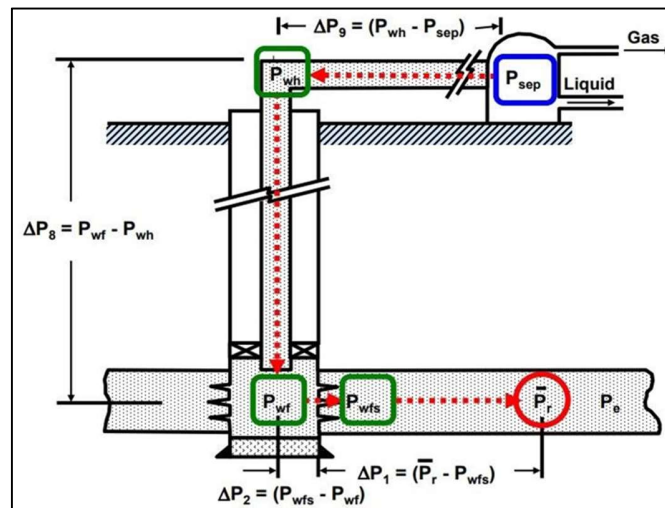
$\Delta P_1$  = Pérdidas por daño a la formación.



*Ilustración 12:* Ejemplo de análisis de nodo en el separador a diferentes presiones.

Fuente: [http://oilproduction.net/files/analisis\\_nodal\\_hirschfeldt.pdf](http://oilproduction.net/files/analisis_nodal_hirschfeldt.pdf). Adaptado.

**4.5.5 Nodo en el yacimiento.** Aunque no es una variable que se pueda aumentar, al evaluar un nodo ubicado en el yacimiento, se puede evidenciar el efecto que la presión de este ejerce sobre la producción de hidrocarburos.



*Ilustración 13:* Nodo en el yacimiento.

Fuente: Mach et al, SPE 8025, 1979. Modificado.

La entrada al nodo o entrega de energía (Inflow) y la salida del nodo o energía requerida se representan con las siguientes caídas de presión: Inflow:

$$Pr = Pr$$

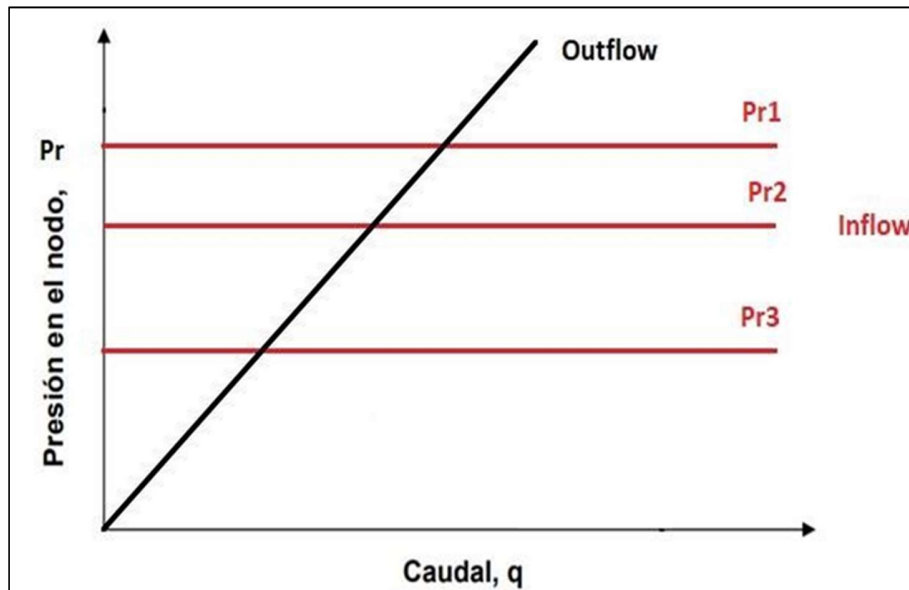
$$\text{Outflow: } Pr = P_{sep} + \Delta P_1 + \Delta P_2 + \Delta P_8 + \Delta P_9$$

Donde:  $\Delta P_9$  = Pérdidas de tubería en superficie

$\Delta P_8$  = Pérdidas de tubería de producción

$\Delta P_2$  = Pérdidas por completamiento

$\Delta P_1$  = Pérdidas por daño a la formación

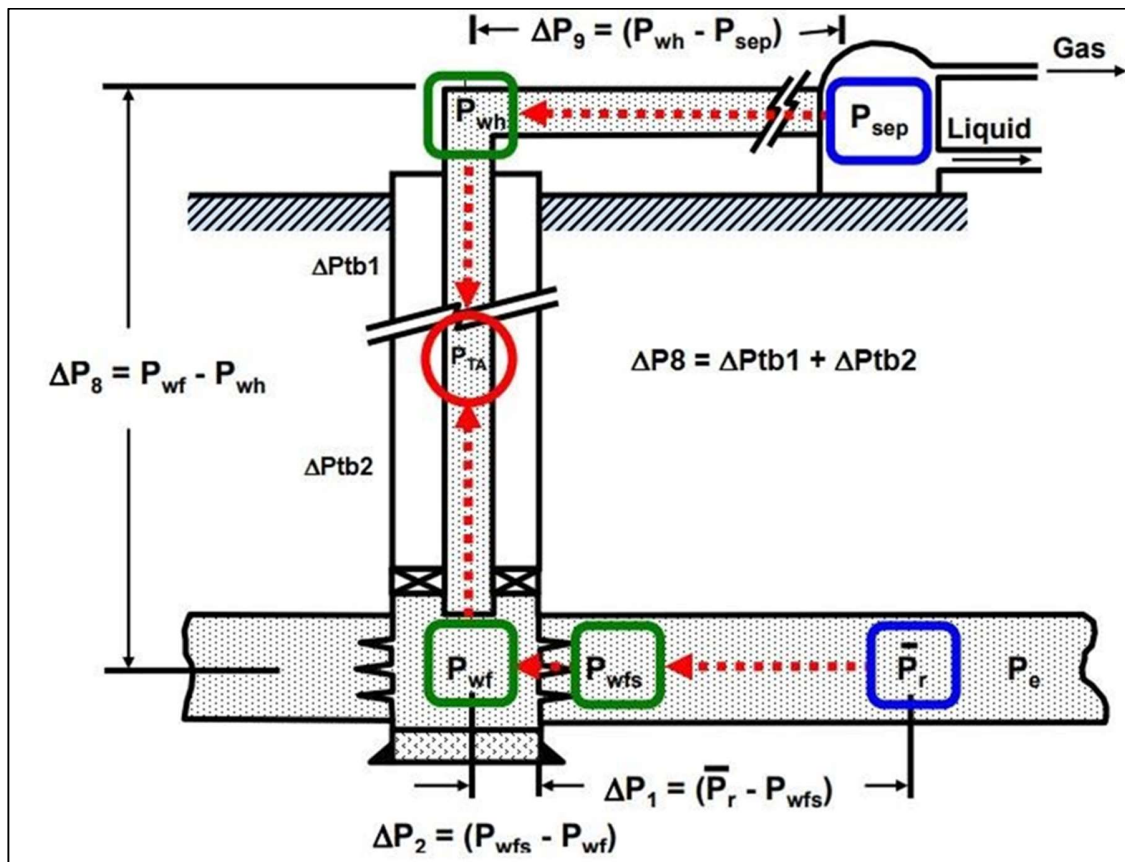


*Ilustración 14:* Ejemplo de análisis a diferentes presiones de yacimiento.

Fuente: [http://oilproduction.net/files/analisis\\_nodal\\_hirschfeldt.pdf](http://oilproduction.net/files/analisis_nodal_hirschfeldt.pdf). Adaptado.

**4.5.6 Nodos secundarios.** Son nodos que aún sin ser los principales, su evaluación es de suma importancia para lograr con éxito el proceso de optimización de la producción a través del análisis nodal, a continuación, se presentaran 2 de estos nodos, uno en la sarta ahusada y otro en el estrangulador.

**4.5.7 Nudo en tubería ahusada.** Una tubería se considera ahusada cuando en una de sus partes tiene un cambio de diámetro, ya que, durante el completamiento, se usa un liner que restringe el tamaño inferior, sin embargo, en la parte superior, es posible usar una tubería de mayor diámetro. Lo que busca este nodo es analizar lo que ocurre en ese punto de cambio de diámetro, que presenta la tubería.



*Ilustración 15:* Nudo en tubería ahusada.

Fuente: Mach et al, SPE 8025, 1979. Modificado

La entrada al nodo o entrega de energía (Inflow) y la salida del nodo o energía requerida se representan con las siguientes caídas de presión:

$$\text{Inflow: } P_{ta} = P_r - \Delta P_1 - \Delta P_2 - \Delta P_{tb2}.$$

$$\text{Outflow: } P_{ta} = P_{sep} + \Delta P_9 + \Delta P_{tb1}.$$

Donde:

$P_{ta}$  = presión en tubería ahusada

$P_{sep}$  = presión del separador

$P_r$  = presión de yacimientos

$\Delta P_1$  = pérdidas de presión por formación

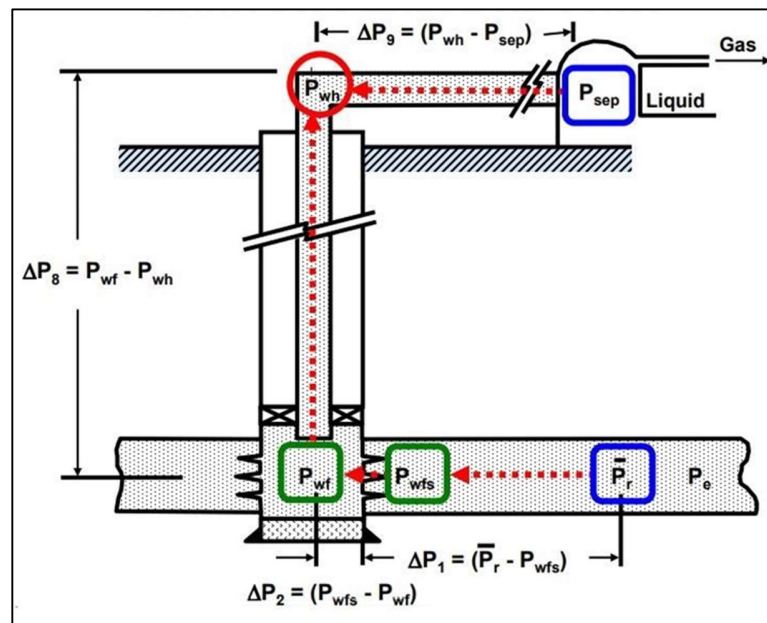
$\Delta P_2$  = pérdidas de presión por completamiento

$\Delta P_9$  = pérdidas de presión por la línea de flujo en superficie

$\Delta P_{tb1}$  = pérdidas de presión por tubería de producción 1

$\Delta P_{tb2}$  = pérdidas de presión por tubería de producción 2

**4.5.8 Nodo en estrangulador.** Un estrangulador es un punto que genera una contrapresión sobre el pozo, que sirve para controlar la producción de este mismo. La ubicación habitual de un estrangulador es en cabeza de pozo, por lo que el esquema a usar será el mismo usado para el nodo principal ubicado anteriormente en este punto.



*Ilustración 16:* Nodo en estrangulador.

Fuente: Mach et al, SPE 8025, 1979. Modificado

La entrada al nodo o entrega de energía (Inflow) y la salida del nodo o energía requerida se representan con las siguientes caídas de presión:

$$\text{Inflow: } P_{wh} = P_r - \Delta P_1 - \Delta P_2 - \Delta P_8$$

$$\text{Outflow: Sin choke } P_{wh} = P_{sep} + \Delta P_9$$

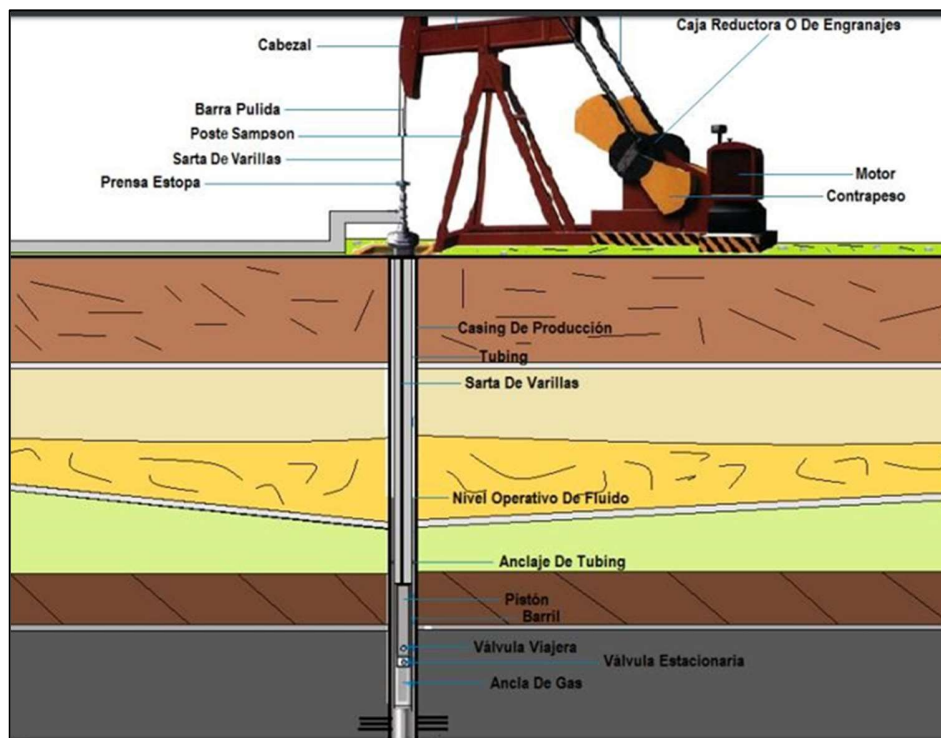
$$\text{Si el choke está en Cabeza: } P_{wh} = 2(P_{sep} + \Delta P_9)$$

$$\text{Si el choke está en Separador: } P_{wh} = 2P_{sep} + \Delta P_9$$

#### 4.6 Levantamiento artificial por bombeo mecánico

El sistema de levantamiento artificial de bombeo mecánico es el más usado en el mundo por lo sencillo y seguro que es, su rango de aplicabilidad es muy amplio, ya que puede ser usado en casi

todos los tipos de pozos, aunque cuenta con limitantes como la profundidad y la desviación del pozo, más sin embargo el uso de nuevos materiales en tuberías ha permitido que estos problemas se vayan apartando con el tiempo. A manera sencilla de entender este sistema, consiste en una bomba de subsuelo que posee un barril y dos válvulas, una viajera y otra fija. El funcionamiento de este consiste en usar la fuerza recíproca que se genera al bajar y subir el barril con la sarta de varillas que permiten el ascenso de los fluidos.



*Ilustración 17:* Sistema de bombeo mecánico.

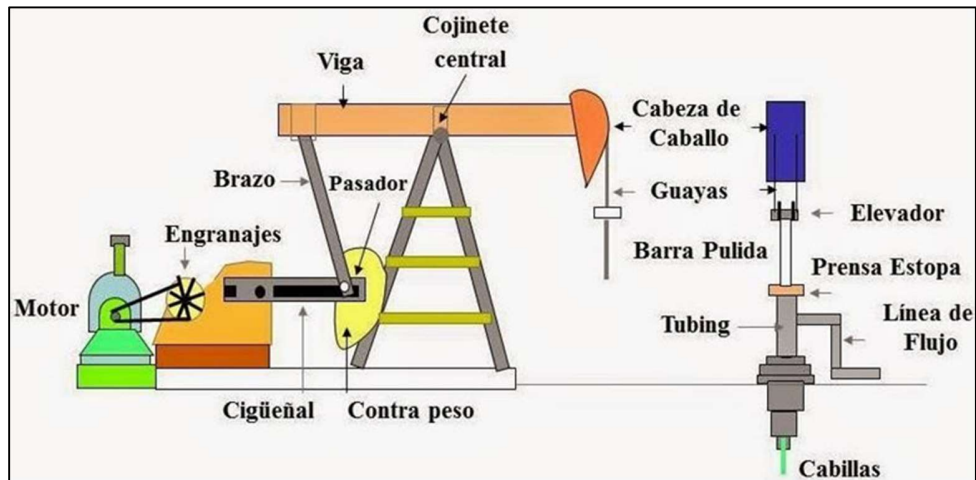
Fuente: [perfor.blogspot.com/2014/09/metodos-de-produccion.html](http://perfor.blogspot.com/2014/09/metodos-de-produccion.html). modificada.

#### 4.6.1 Equipos de subsuelo

- **Motor:** Es el encargado de suministrar la energía necesaria a la unidad de bombeo para levantar los fluidos de pozo. Existen 2 tipos de motores, de combustión interna y eléctricos, los de

combustión pueden ser de baja o alta velocidad, por otra parte, los eléctricos son los más usados en la actualidad, que también poseen la característica de ser de baja o alta velocidad.

- **Caja de engranajes:** Es la encargada de convertir la energía suministrada de alta velocidad de rotación del motor, a una de baja velocidad. Este está conectado al motor mediante correas.
- **Manivela:** Transmite el movimiento de la caja de engranaje a la biela del balancín, a través de pines que están sujetos al eje de baja velocidad de la caja de engranajes.
- **Contra peso:** Se encarga de balancear las fuerzas que se originan sobre el motor durante a las carreras ascendente y descendente del balancín con el propósito de reducir la potencia máxima efectiva y el momento de rotación.
- **Prensa estopa:** Sirve para sellar el espacio existente entre la barra pulida y la tubería de producción, para evitar el derrame de crudo producido.
- **Barra pulida:** Soporta el peso de la sarta, de la bomba y del fluido en producción.
- **Unidad de bombeo:** Proporciona el movimiento reciprocante, con el propósito de accionar la sarta y la bomba de subsuelo. Mediante correas y engranajes se logra reducir las velocidades de rotación. Convierte el movimiento rotatorio en uno reciprocante.



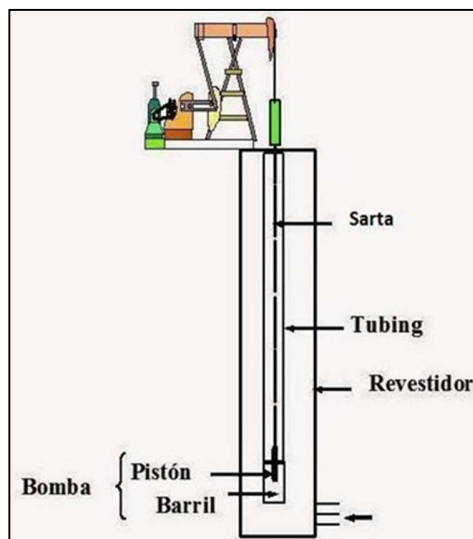
*Ilustración 18:* Partes de superficie de sistema de bombeo mecánico.

Fuente: <http://perfob.blogspot.com/2014/09/metodos-de-produccion.html>.

#### 4.6.2 Equipos de subsuelo.

- **Tubería de producción:** Se usa para trasportar el fluido y, al mismo tiempo, sirve de guía a la sarta de que acciona la bomba.
- **Ancla de tubería:** Sirve para controlar los movimientos de la tubería, ya que la mantiene en una posición constante.
- **Sarta de varillas:** Conecta la unidad de bombeo y la bomba de subsuelo, permite transmitir el movimiento reciproco a la bomba para desplazar el fluido, son fabricadas en acero con propiedades de elasticidad.
- **Cilindro de la bomba:** Permite almacenar el fluido.
- **Pistón:** Es un elemento movable de la bomba, su movimiento está determinado según su diámetro.

- **Válvula viajera:** Está ubicada en el pistón y permite el ingreso de los fluidos a este.
- **Válvula fija:** Facilita la entrada del fluido del pozo hacia el barril.
- **Separador de gas:** Es una pieza que se coloca en la entrada de la bomba para evitar la invasión de gas en esta.



*Ilustración 19:* Partes de subsuelo

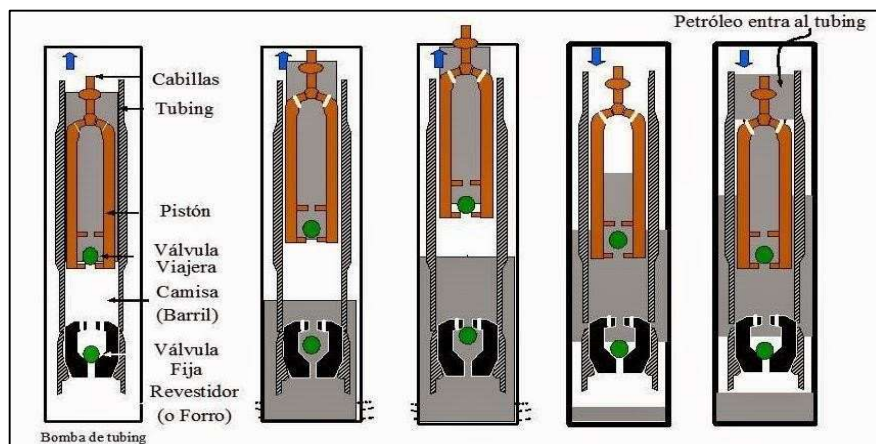
Fuente: <http://perfob.blogspot.com/2014/09/metodos-de-produccion.html>.

**4.6.3 Bomba de subsuelo.** La función de la bomba de subsuelo es levantar fluido desde el fondo del pozo hasta la superficie e impulsarlo por la línea de flujo hasta el punto de recolección. las bombas más utilizadas son bombas de barril, disponibles con variaciones en los diseños de los diferentes elementos de la misma. El funcionamiento de la bomba sigue una serie de pasos y 2 etapas.

- En la carrera ascendente el peso del fluido en el tubing cierra la válvula viajera, siendo el fluido almacenado en el barril y desplazado por el pistón hacia la superficie; esto crea una

depresión sobre la válvula fija, ocasionando que se abra y permita el ingreso de fluido desde el revestimiento al interior del barril.

- En la carrera descendente el fluido en el barril ejerce una presión contra el pistón, provocando que se abra la válvula viajera y se cierre la válvula fija, esto provoca que el fluido en el barril vaya por la parte superior del pistón, hasta llegar al punto muerto inferior.



*Ilustración 20:* Partes de la bomba.

Fuente: <http://perfob.blogspot.com/2014/09/metodos-de-produccion.html>

**4.6.4 Clasificación de las unidades de Bombeo.** El tipo de balancín está dado por la clase de palanca y el tipo de balanceo. Los de clase I pueden estar balanceados en la viga o en la manivela y los de clase III en la manivela o por aire. Otro factor para identificar un balancín corresponde al tipo de balanceo, de acuerdo al cual se tiene:

- A: Balanceada por aire (Air Balanced).
- B: Balanceada en la viga (Beam Balanced).

- C: Balanceada en la manivela o Convencional (Crank Balanced).
- M: Unitorque Mark II.

**4.6.5 Clasificación de Balancines por Tamaño.** Esta clasificación se realiza basándose en el tamaño y se fundamenta en los tres parámetros principales de las unidades de bombeo:

- Torque máximo en la caja reductora. Valor en miles de libras acompañado de una letra que indica el tipo de reducción.
- Capacidad máxima de carga estructural. Valor en cientos de libras.
- Carrera máxima disponible. Valor en pulgadas.

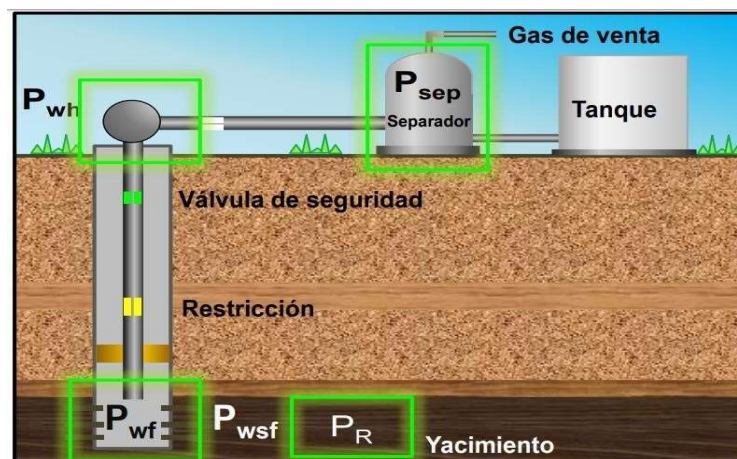
Según el API la nomenclatura para identificar un balancín debe considerar los tres factores señalados anteriormente, además del tipo de unidad de bombeo.

#### **4.7 Análisis nodal en bombeo mecánico**

Es un método de análisis y comparación que relaciona el aporte natural de un yacimiento con el aporte realizado por sistema de producción por bombeo mecánico, los principales puntos de este análisis son el separador, la cabeza de pozo, el fondo de pozo y el yacimiento, para realizar este análisis se requiere el cálculo de las caídas de presión y la tasa de flujo de petróleo para cada uno de los componentes del sistema, en métodos de levantamiento artificial por bombeo los nodos de

mayor interés durante la etapa de diseño se ubican en la succión y en la descarga de la bomba, a su vez, el sistema puede tener más divisiones unidos por nodos, el número de estas divisiones no tiene limitación, pueden estar tan lejos o tan cerca como se quiera, con tal que sea posible establecer entre ellas la correspondiente relación flujo-presión, además es necesario el cumplimiento de 2 criterios para su selección.

- El flujo hacia el nodo debe ser igual al flujo que sale del mismo.
- Solo puede existir una presión en el nodo, a una tasa de flujo dada.



*Ilustración 21:* Puntos de análisis en bombeo mecánico.

Fuente: BEGGS, Dale H. Production Optimization using nodal Analysis.

**4.7.1 Análisis nodal en pozo productor.** Las bases de este principio fueron realizadas por Gilbert, el padre de la ingeniería de producción en los años cincuenta, el describió la interacción de la reserva, el pozo, la cabeza del pozo, el choke del pozo y el separador. propuso un sistema orientado para determinar la velocidad del fluido del pozo. El uso práctico de las ideas de Gilbert fue limitado principalmente debido a las limitaciones de los métodos disponibles en esa época para modelar el rendimiento de los elementos del sistema. Durante las últimas décadas, sin embargo, investigaciones posteriores sobre el comportamiento de los elementos hidráulicos del gas y el aceite han sido muy intensivos. Como resultado de este proceso existen hoy múltiples teorías, procedimientos calculados y procesos diseñados para el procedimiento de los elementos del sistema de producción. Un buen ejemplo de esto son las numerosas correlaciones disponibles para calcular la presión vertical y horizontal de las tuberías de producción.

Los análisis que se realizan de un sistema de producción en su conjunto, permiten predecir el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos, como resultado de este análisis, se puede obtener por lo general una mejoría en la eficiencia de flujo, o bien un incremento en la producción. El procedimiento de análisis de sistemas o también conocido como análisis nodal, es uno de los medios apropiados para el análisis, diseño y evaluación, tanto en pozos fluyentes, intermitentes o con sistemas artificiales de producción. El análisis nodal, evalúa un sistema de producción dividido en tres componentes básicos:

- Flujo a través de medios porosos.
- Flujo a través de tubería vertical o de producción (T.P.).

- Flujo a través de la tubería horizontal o línea de descarga (L.D.).

Los principales puntos a evaluar para hacer este análisis son ubicados en la succión y descarga de la bomba. Además de evaluar la presión en cabeza, las ecuaciones a usar para la curva de Inflow y Outflow son las siguientes

$$\text{Inflow: } P_{wf} = P_{ent} = P_r - \Delta p$$

Donde:

$P_{ent}$  = presión de entrada de la bomba

$\Delta p$  = pérdidas de presión desde yacimiento hasta fondo de pozo

$P_r$  = presión de yacimiento

$P_{wf}$  = presión de fondo de pozo

$$\text{Outflow: } P_{wf} = P_{sep} + \Delta p_{lf} + \Delta p_c + - \Delta p_{bomba}$$

Donde:

$\Delta p_{lf}$  = Pérdidas de presión por la línea de flujo

$\Delta p_c$  = Pérdidas de presión en la cabeza de la bomba

$\Delta p_{bomba}$  = Presión generada por la bomba

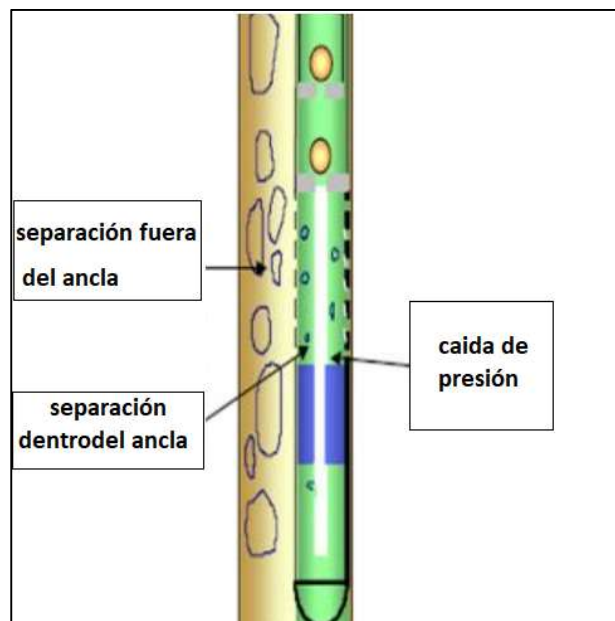
$P_{sep}$  = presión del separador

$P_{wf}$  = presión de fondo de pozo

La curva de Outflow es obtenida al graficar P. Descarga vs Q. Líquido, y la curva de Inflow se obtiene graficando P. Succión vs Q.L. Como ya se denoto anteriormente el intercepto de estas curvas indicara el punto óptimo de operación de la bomba.

**4.7.2 Equipos para el manejo de 2 fases en bombeo mecánico.** Tomando en cuenta la consideración que existen dos formas de mejorar el funcionamiento de las bombas reciprocantes ante la presencia de gas, una de ellas consiste en disminuir la fracción de gas a la entrada de la bomba y la segunda en reducir la expansión del gas en el fluido muerto. En cuanto a la disminución de la fracción de gas en la entrada de la bomba, existe toda una línea de investigación en equipos de separación de fases en fondo de pozo. Para el caso de bombeo mecánico solo se utilizan los equipos de separación fijos de fondo, mejor conocidos como anclas de gas.

**4.7.3 Ancla de gas.** Este equipo basa su funcionamiento en la diferencia de densidades de las fases, provocando un cambio de dirección de flujo de vertical ascendente a vertical descendente, dónde la fase menos densa tiende a seguir en ascenso debido a la fuerza de flotación.

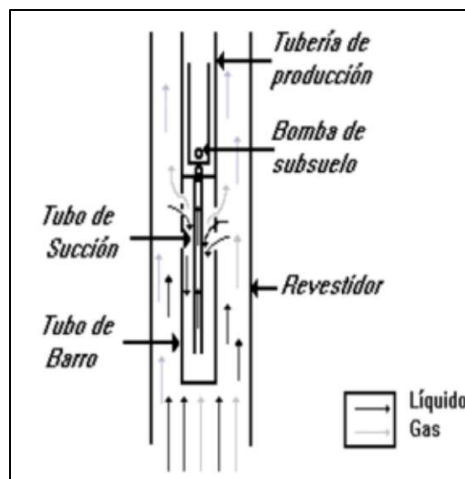


*Ilustración 22:* Ancla de gas.

Fuente: <https://es.scribd.com/analisis-nodal-de-bombeo-mecanico-y-equipos-de-subsuelo-laptos-pdf>

#### 4.7.4 Tipos de anclas

- Niple Perforado: Este separador de gas consiste en un niple de tubería, denominado tubo exterior, junto con un tubo interior concéntrico que se conecta a la succión de la bomba. El tubo exterior, que usualmente se conecta en la rosca externa de la zapata de anclaje de la bomba, posee perforaciones laterales en su extremo superior; mientras que su extremo inferior está sellado. La longitud de la sección perforada normalmente está entre 2 y 4 pies, con agujeros de alrededor de 1/2 pulgadas de diámetro.

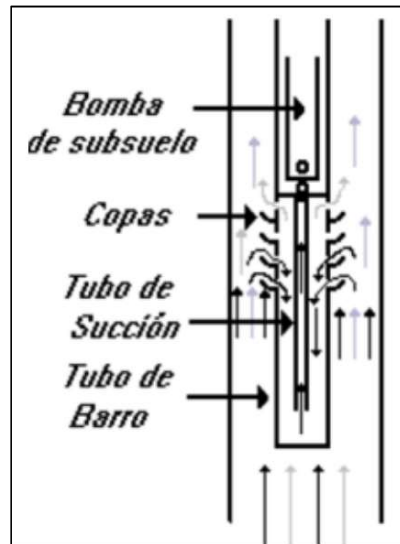


*Ilustración 23:* Niple perforado

Fuente: <https://es.scribd.com/analisis-nodal-de-bombeo-mecanico-y-equipos-de-subsuelo-laptos-pdf>

- Copas (Gilbert): Este separador es una mejora del diseño anterior, la diferencia principal reside en un conjunto de Copas de metal localizadas a lo largo de la sección perforada del tubo de externo, justo por debajo de las perforaciones. El resto de los componentes son prácticamente los mismos. Las copas tienen la función de desviar el gas, la forma de estas últimas es de ranuras longitudinales y componen la entrada del separador. La longitud de esta sección de entrada también

varía entre 2 y 4 pies y La longitud de las ranuras varía alrededor de 3/4 pulgadas, mientras que su ancho es de 1/4 de pulgadas.



*Ilustración 24: Copas Gilbert*

Fuente: <https://es.scribd.com/analisis-nodal-de-bombeo-mecanico-y-equipos-de-subsuelo-laptos-pdf>

**4.7.5 Efecto de la velocidad de bombeo sobre la producción.** Al aumentar la velocidad de bombeo (strokes por minuto) se observa un aumento en la producción y una disminución en la presión de fondo, la velocidad de bombeo hace referencia a los strokes por minuto que funciona el equipo de bombeo mecánico. Para calcular los strokes máximos para cada una de las bombas se usa la siguiente ecuación.

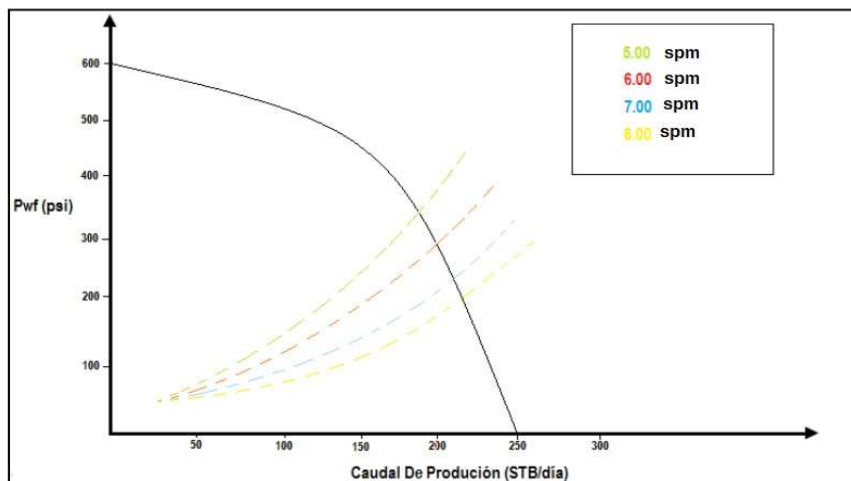
$$SPM_{max} = C * \left( \frac{60000}{L} \right)^{0.5}$$

Donde:

SPM max: strokes por minuto máximos.

L: recorrido de la bomba en in.

C: constante que depende del tipo de equipo, para el caso del campo, todas las unidades son Mark II, por lo que C, tiene un valor de 0,56.



*Ilustración 25:* Caudal a diferentes strokes por minuto

Fuente: Diseño De Instalaciones De Levantamiento Por Bombeo Mecánico. 2001. Modificado

**4.7.6 Tasa nominal de la bomba del equipo.** Al aumentar la velocidad de bombeo (strokes por minuto), cambiar la longitud de recorrido de la bomba, modificar el diámetro del pistón u optimizar el llenado de la bomba, cambiara de manera positiva la tasa máxima que podrá obtener la bomba de subsuelo, por lo tanto, mejorar la producción, teniendo la capacidad de obtener un mejor caudal, siempre y cuando el yacimiento lo permita.

$$Qn = 0.1166 * L * N * d_p^2 * \eta$$

Donde:

L = Longitud Carrera (in)

N = Velocidad (SPM)

$d_p$  = Diámetro pistón (in)

$\eta$  = Llenado de la bomba (frac)

Para los siguientes casos de optimización se tiene en cuenta un significado diferente en la variable  $\eta$ , la cual representa la fracción de llenado de la bomba en la ecuación previamente mostrada. El valor de este parámetro permanecerá constante tanto para el caso base como para los diferentes escenarios de optimización debido a que no solo representa la fracción de llenado de la bomba, además tiene en cuenta todas las diferentes variables operacionales que podrían afectar a cada uno de los pozos como pérdidas de producción. Es importante tener en cuenta que existen pérdidas de producción no asociadas al funcionamiento de la bomba como la interferencia por gas, posible contacto de la sarta de varillas con la pared interna de la tubería de producción, el tipo de régimen de flujo, y demás problemas operacionales. Por lo cual el significado real de la variable  $\eta$  será de eficiencia volumétrica para este estudio

**4.7.7 Herramientas de registro y control para unidades de bombeo mecánico.** Para ayudar en el funcionamiento y en la producción de los pozos con instalaciones de Bombeo Mecánico, se debe llevar un registro diario de la producción de cada uno de los pozos en estudio, para lo cual deben realizarse diferentes tipos de pruebas en cada uno de ellos. Con base en los resultados procede a hacer los análisis y los correctivos necesarios para obtener condiciones más óptimas de operación de cada pozo. Las herramientas usadas son principalmente 3.

**4.7.8 Pruebas de pozo.** Las pruebas de pozo son diferentes tomas de presión y producción que se hacen en el pozo para determinar cómo se está portando. se realizan de forma permanente y muy de cerca en todos y cada uno de los pozos de interés. Estas pruebas dependen del tipo de pozo y de las facilidades instaladas en superficie. Algunas de las maniobras que se realizan son.

- **Controlar si el pozo produce:** Se debe efectuar varias veces al día, se abre la válvula de chequeo que debe tener todo pozo en el puente de producción. Si el pozo no produce, habrá que verificar la causa, siendo las más normales las siguientes: Bomba bloqueada por gas. Bomba aprisionada. La bomba no trabaja. Falta de nivel de fluido en el pozo.

- **Registrar y medir la producción:** consiste en conectar el pozo a un separador de prueba en la estación de bombeo y medir la producción del pozo, llevando una estadística de la misma, para chequear alguna disminución en su producción y buscar la solución más pertinente.

- **Medir la presión del pozo:** se coloca un manómetro en la válvula de chequeo y se cierra la válvula de la línea. Si el pozo está produciendo y no levanta presión, es probable que el tubing esté roto.

**4.7.9 Nivel de fluido.** Con la ayuda de un registro Sonolog se calcula en cuanto está la profundidad a la cual se encuentra la columna de fluido producido por el yacimiento en el pozo, El programa a usar, debe considerar muchos parámetros para garantizar la precisión de la medición, regularmente se usa Echometer para analizar la toma del registro Sonolog.

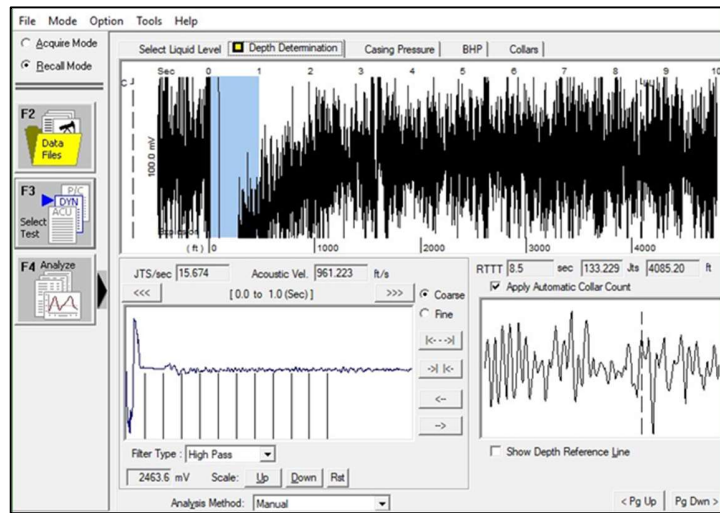


Ilustración 26: Registro Sonolog.

Fuente: los autores.

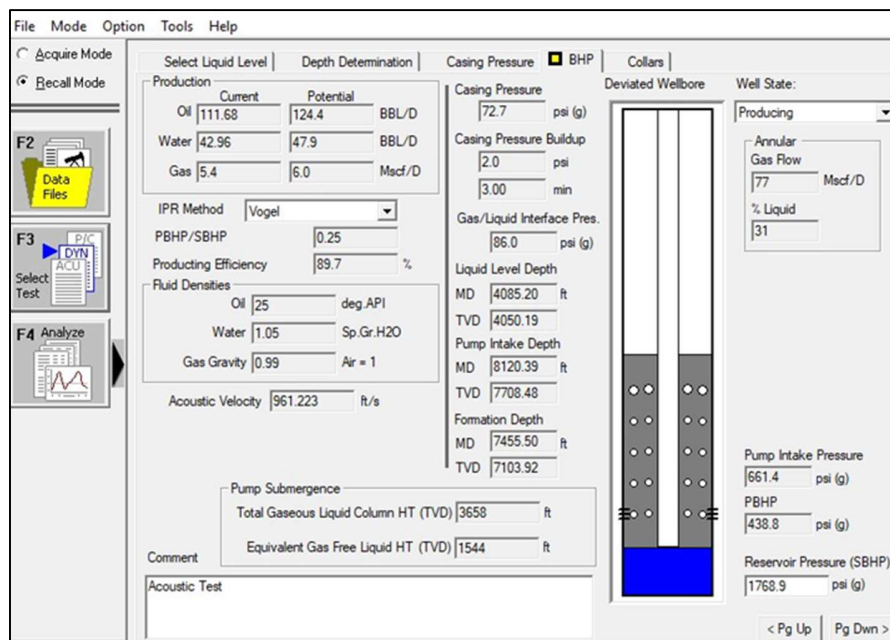
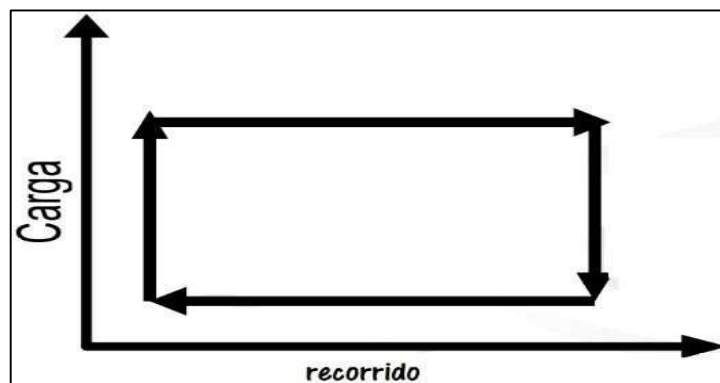


Ilustración 27: Nivel de fluido mediante el software especializado.

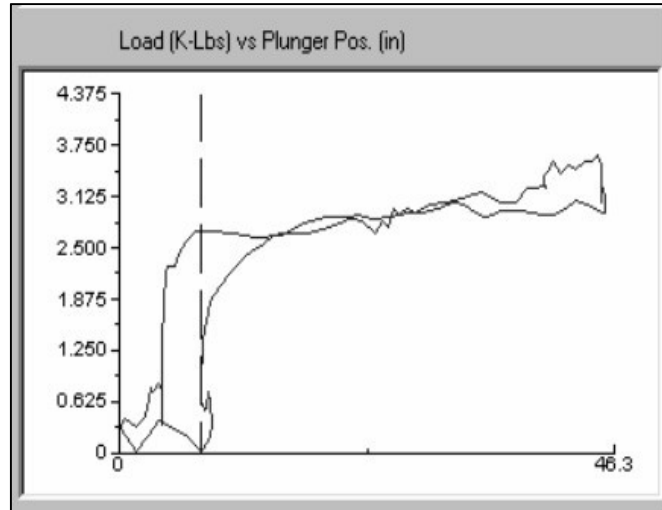
Fuente: los autores.

**4.7.10 Dinagramas.** Es una de las principales herramientas cuando se utiliza bombeo mecánico en un pozo. Registra y mide las cargas y las deformaciones que sufre el vástago pulido durante el recorrido que realiza la bomba, la medición se muestra en imágenes que corresponden al estado actual de la bomba, las cuales se conocen como cartas dinamométricas, que al ser comparadas con las cartas estándar se puede identificar los problemas que el sistema presente. Considerando la sarta rígida, si al aplicarle una carga no se estira, como si estuviera el vástago directamente conectado con el pistón de la bomba se obtendría una gráfica como la siguiente.

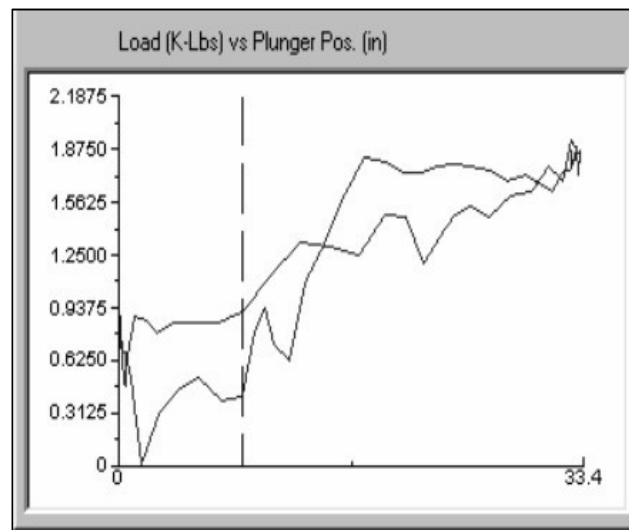


*Ilustración 28:* Ejemplo de Dinagrama ideal.

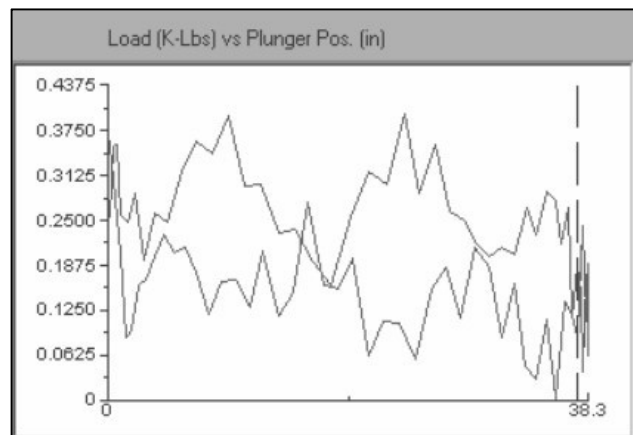
Fuente: <https://www.primerSimposio/problemasBombaSubsuelos.pdf>.

**4.7.11 Dinagramas más comunes.**

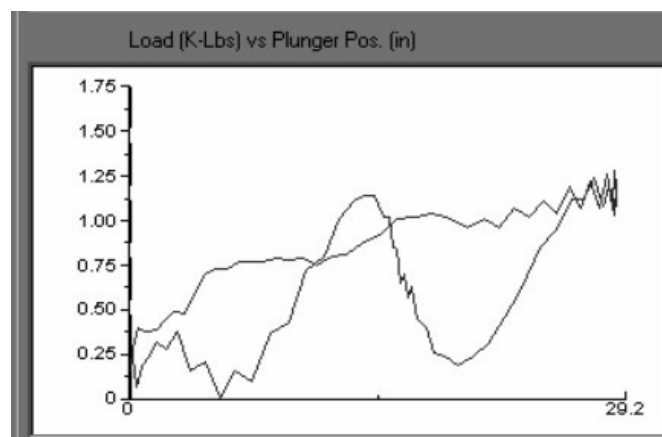
*Ilustración 29:* Carta Dinamométrica mostrando Golpe de Fluido.



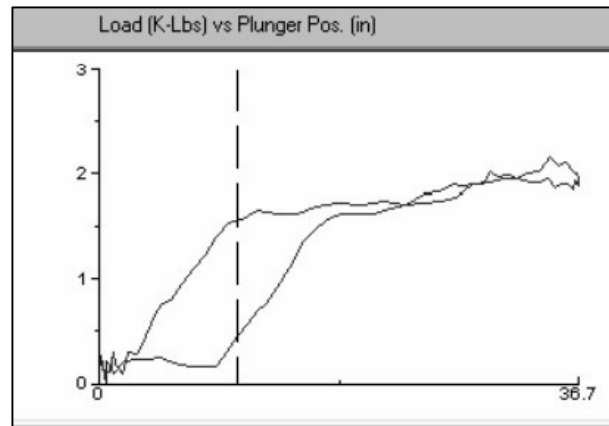
*Ilustración 30:* Curva típica por pérdida en válvulas.



*Ilustración 31:* Carta dinamométrica mostrando varilla rota.



*Ilustración 32:* Carta dinamométrica que representa bomba embastonada.



*Ilustración 33:* Carta Dinamométrica que representa Candado de Gas.

## 5. Generalidades del campo valtran

Por temas de confidencialidad, no se presentará el nombre verdadero del campo ubicado en el Magdalena medio, por lo que en el desarrollo del trabajo de grado aparecerá como campo Valtran, y a su vez los 4 pozos pertenecientes al clúster de estudio de este campo llevarán los nombres Valtran 31, Valtran 34, Valtran 42 y Valtran 43. Es importante resaltar que solo se buscará la optimización de estos pozos debido a que son los pozos con mayor aporte producción de crudo al campo por lo cual son los de mayor interés a optimizar. Además, los demás pozos del campo original ya cuentan con previos estudios de análisis nodal por lo cual, por solicitud de la compañía, el enfoque se realizó en dichos pozos y serán tratados como un campo individual para propósitos prácticos de la tesis.

### 5.1 Historial de producción: Caso Base

Valtran fue descubierto en el año 1968 bajo la perforación del primer pozo exploratorio. Entre los años 1987 y 1988 alcanzó su pico de producción de aproximadamente 1900 [STB/d]. Con el paso del tiempo para evitar la declinación de la producción en el campo se llevaron varias campañas de perforación las cuales permitieron mantener una producción de 1108 [STB/d] (ANH, Estadísticas de Producción 2019) para el 2019 gracias al aporte de 26 pozos activos donde sus producciones individuales oscilan entre los 7 – 200 [STB/d]. Con un área total de 40186.062 [Ha] en este momento el campo cuenta con un total de 47 pozos terminados de los cuales 10 están abandonados, 26 activos y 11 de ellos inactivos. Cabe aclarar que uno de los pozos activos es inyector de agua.

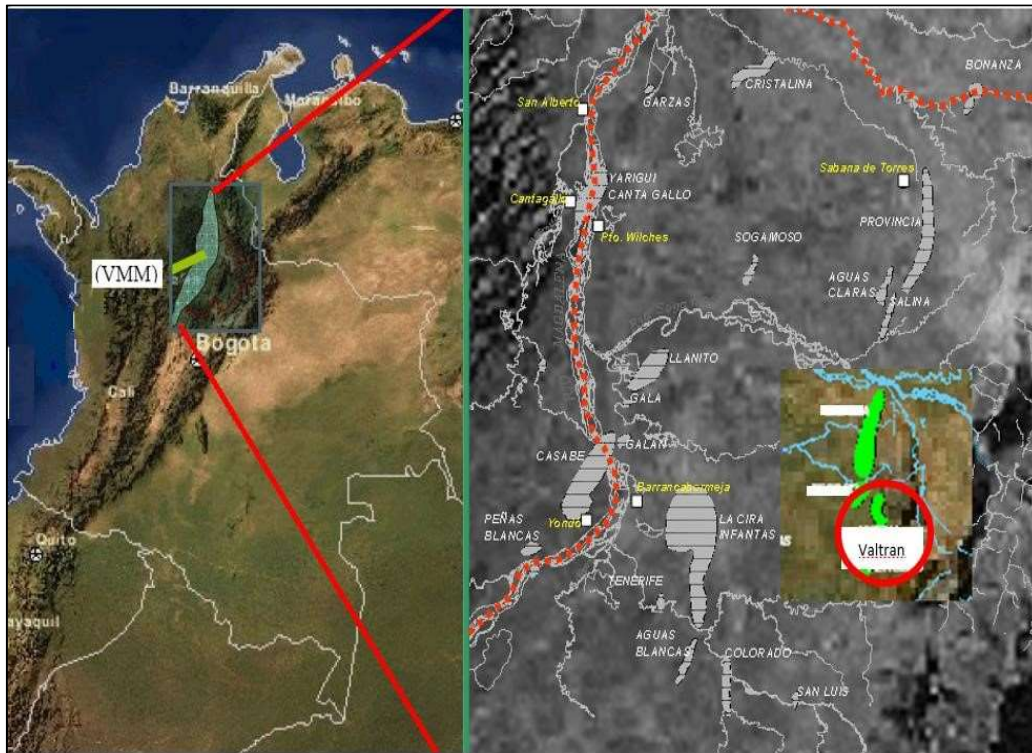
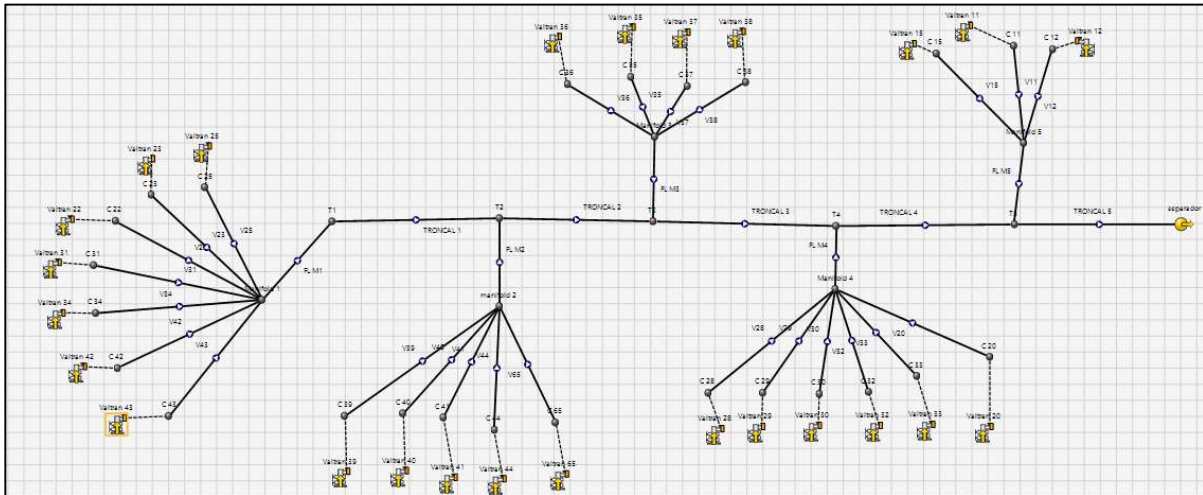


Ilustración 34: Mapa localización campo Valtran.

Fuente: Informe técnico de proyectos 2007, ICP.

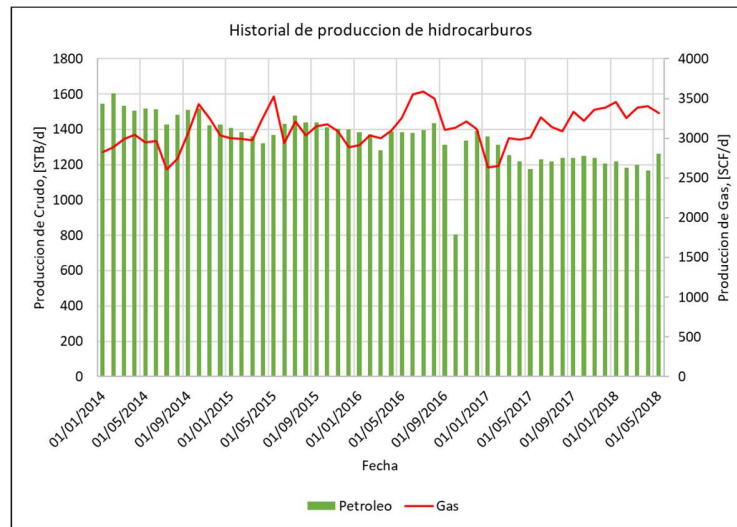
La configuración de los pozos en superficie se muestra en la figura 31. Los 26 pozos se conectan con una única estación de recolección y se dividen en 4 zonas o clúster: B, BC, BA y A.



*Ilustración 35:* Distribución de pozos en superficie, Campo Valtran.

Fuente: los autores.

Por practicidad en el desarrollo de este documento se presentarán únicamente gráficas y figuras relacionadas con un único pozo, las gráficas y figuras de los demás se encontrarán en los demás apéndices. En la siguiente gráfica se puede apreciar el historial de producción del campo Valtran en los últimos 5 años para el crudo y el gas respectivamente (Apéndice D).



*Ilustración 36:* Historial producción de crudo y gas para el campo Valtran  
Fuente: Ecopetrol s.a. modificado

## 5.2 Estructura geológica

El Campo Valtran es básicamente una estructura monoclinual con buzamientos de sus capas hacia el oeste y su límite oriental lo forma la Falla de La Salina. Una silla estructural lo separa de otro campo adyacente. De acuerdo con los cálculos iniciales la cantidad de aceite original en sitio, OOIP, para el campo es de 115 [MBPE] con un factor de recobro actual del 8%.

## 5.3 Propiedades del Yacimiento

Las propiedades del yacimiento se presentan a continuación en la tabla 1. Es importante tener en cuenta que los pozos de estudio producen de 1 subzona del yacimiento catalogada como subzona Z.

Tabla 1:  
*Propiedades de la formación Z*

<b>Yacimiento</b>	
Tipo de Trampa	Combinada Estructural-Estratigráfica
Angulo de Buzamiento	10° a 25° W
Edad Geologica	oligoceno
Ambiente de Depositación	Fluvial meandriforme de baja sinuosidad
Litología	Areniscas arcósicas con intercalaciones de Arcillolitas
Profundidad Promedio (pies)	7500
Espesor total (prom pies TVT)	2000
Espesor neto petrolifero (Prom. pies TVT)	20-260
Saturación Inicial de Agua Sw (%)	30-50
Saturación de Aceite Residual (%)	0.15
Temperatura del Yacimiento (F)	170
Presion Inicial de Yacimiento (psi)	3000
Mecanismo primario de producción	GAS EN SOLUCION

#### 5.4 Propiedades roca-fluido

El tipo de fluido producido presenta una gravedad API que oscila entre los 26 a 29°API catalogado como crudo liviano. Las propiedades del fluido entregadas por ECOPETROL S.A. se presentan a continuación.

Tabla 2:  
*Propiedades roca-fluido.*

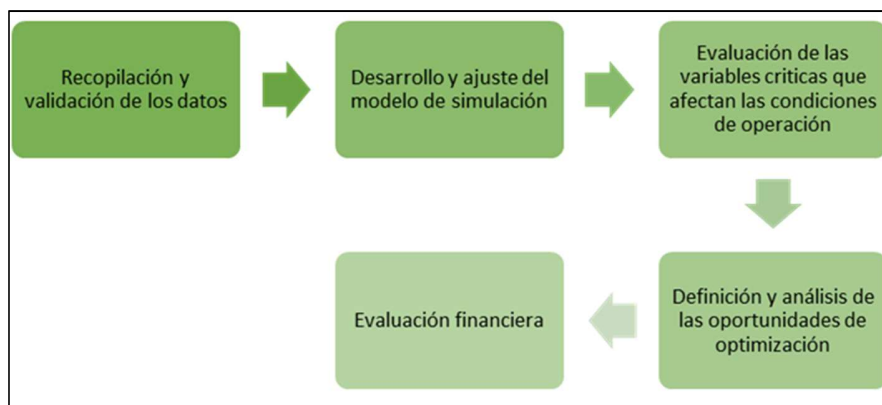
<b>Roca-Fluido</b>	
Porosidad promedio %	18
Rango de porosidad, %	12-24
Permeabilidad Promedio (mD)	30
Rango permeabilidad, mD	10-98
Relación Kv/Kh	0.1
Reservorio Naturalmente Fracturado	NO
Gravedad API del Aceite	26 - 32
GE del gas	N/A
Viscosidad Aceite/gas (cp)	1.8
Presión Punto de Burbuja (psi)	2470
Relacion Gas-Aceite Rsi (SCF/STB)	500
Factor Volumetrico Boi/Bgi (RB/STB o PC/PCS)	1.25
Salinidad del agua de formación (ppm Cl)	8000

## 6. Desarrollo del modelo de simulación

A continuación, se tratará uno de los objetivos planteados para este proyecto. Se buscará representar las condiciones actuales de operación del caso base tanto a nivel de pozo como a nivel en superficie en cuatro de los pozos que conforman el campo Valtran con el propósito de determinar oportunidades de optimización, que reflejen un aumento en la producción de estos. Para llevarlo a cabo, se hará uso de la herramienta de simulación PIPESIM, la cual permitirá realizar un análisis de sensibilidad con diferentes variables críticas y así poder proponer mejores condiciones de operación. Para la simulación se utilizó la licencia versión 2015 del software proporcionada por la empresa colaboradora Ecopetrol, en la ciudad de Barrancabermeja.

De acuerdo con lo mencionado anteriormente se presenta un esquema de trabajo como metodología para la evaluación de las condiciones de operación en los 4 supuestos.

En la figura 35 se puede observar dicho flujo de trabajo.



*Ilustración 37:* Metodología para la evaluación y optimización del campo Valtran.

## 6.1 Recolección de datos

Para obtener los resultados más representativos en el desarrollo de este proyecto es necesario alimentar el software de simulación con una serie de datos los cuales se requiere sean de calidad.

Para la recopilación de estos datos se acudió a la empresa colaboradora, ECOPEPETROL S.A.

- Pruebas de producción
- Especificaciones del S.L.A
- Estado mecánico de los pozos
- Propiedades del yacimiento
- Análisis de productividad.

### 6.1.1 Pruebas de producción.

Con la ayuda de los ingenieros de producción del campo Valtran se pudo obtener la data de producción de los cuatro pozos en estudio. La ilustración 36 presenta esta información junto con datos como las presiones en fondo y la profundidad de los pozos.

Tabla 3:  
*Datos de producción del de los pozos en campo Valtran*

FECHA	POZO	AREA	EMPRESA	SLA	API	Qliq [STB/d]	Qo [SBT/d]	Qg [SCF/d]	Qw [STB/d]	BSW [%]	GOR [SCF/STB]	Pwf [psi]	Pyto [psi]	MD [ft]	TVD [ft]
01/11/2018	Valtran-31	VALTRAN	ECOPETROL S.A.	BM	29.8	190.6	190.0	222.5	0.6	0.3158	1.1709	729.45	1700	9386	9040
02/11/2018	Valtran-34	VALTRAN	ECOPETROL S.A.	BM	22.6	164.5	135.5	205.7	29.0	17.6221	1.5179	929.1289	1961	10206	9851
03/11/2018	Valtran-42	VALTRAN	ECOPETROL S.A.	BM	29.7	186.3	186.0	337.9	0.3	0.1347	1.8169	930.97	2045	9501	8924
04/11/2018	Valtran-43	VALTRAN	ECOPETROL S.A.	BM	30.1	137.7	94.0	214.1	43.7	31.7210	2.2778	504.83	1163	10496	10011

**6.1.2 Especificaciones del Sistema de levantamiento artificial.** De acuerdo con información compartida por el área de producción del campo Valtran el método de producción primario existente en el campo es principalmente el empuje por gas en solución, aunque en algunas zonas existe una combinación con el drenaje gravitacional y empuje por capa de gas. Aun así, desde el inicio de su vida de producción a los pozos de estudio se les asignó una unidad de bombeo mecánico como sistema de levantamiento artificial, SLA. En la ilustración 37 se puede apreciar las especificaciones de las unidades de BM.

Tabla 4:

*Especificaciones de las unidades de BM de los pozos.*

POZO	FECHA INICIO PRODUCCION (dd/mm/aaaa)	TIPO DE UNIDAD	REFERENCIA DE LA UNIDAD	REFERENCIA DE LA BOMBA DE SUBSUELO	ACCESORIOS	Nominal Rate [STB/d]	SPM	RECORRIDO [in]
Valtran-31	10/06/2007	Mark II	LUFKIN M-912-305-192	25-200-RXBC-24-4	Variador - SAM WELL	200	5	192
Valtran-34	19/10/2009	Mark II	LUFKIN M-912-365-168	25-175-RHAC-20-3-0.5-0.5	Variador - SAM WELL	175	5.5	168
Valtran-42	28/08/2008	Mark II	LUFKIN M-640-365-168	25-200-RXBC-24-4-0-0	Variador - SAM WELL	200	5	149.5
Valtran-43	11/02/2010	Mark II	LUFKIN M-912-365-168	25-125-RHBC-20-6-2-2	Variador - SAM WELL	125	4.8	168

**6.1.3 Estados mecánicos de los pozos.** En el estado mecánico de los pozos se podrá apreciar en detalle información sobre la tubería de producción y sarta de varillas, así como la geometría del pozo con el objetivo de establecer la profundidad óptima de la bomba que permita una sumergencia ideal para el tipo de herramienta. De igual manera da la oportunidad de sugerir nuevas configuraciones para la tubería de producción.

Tabla 5:  
*Especificaciones tubería de producción y sarta de varillas.*

Pozo	CASING										TUBERIA DE PRODUCCION							
	SUPERFICIE					PRODUCCIÓN					"3-1/2"				"2-7/8"			
	MD [ft]	TVD [ft]	Diám. (in)	Uniones	Peso nominal	Grado	Diám. (in)	Uniones	Peso nominal	Grado	Cant	Long (ft)	Peso Nominal	Grado	Cant	Long (ft)	Peso Nominal	Grado
Valtran-31	9386	9040	9-5/8	22	47	P-110	7	193	29	P-110					264	8101.44	6.5	J-55
Valtran-34	10206	9851	9-5/8	22	47	P-110	7	244	29	P-110				279	8667.99	6.5	J-55	
Valtran-42	9501	8924	9-5/8	21	47	P-110	7	221	29	P-110				261	8006.35	6.5	J-55	
Valtran-43	10496	10011	9-5/8	24	47	P-110	7	251	29	P-110	296	9043.19	9.3	N-80	30	927.52	6.5	J-55

Pozo	VARILLAS												AJUSTES						BOMBA						
	Barra lisa		1-1/8"		1"		7/8"		3/4"		1-1/8"		1"		7/8"		3/4"		Diam.	Intake	Long (ft)				
	Diám. (in)	Long (ft)	Cant	Long (ft)	Grado	Cant	Long (ft)	Grado	Cant	Long (ft)	Grado	Cant	Long (ft)	Grado	Cant	Long (ft)	Grado	Cant	(In)	(ft)	(ft)				
Valtran-31	1-1/2	29		82	2100	N97	101	2525	UHS	133	3325	UHS		3	14	UHS	1	2	D		2	8007	27.5		
Valtran-34	1-1/2	26		87	2175	UHS	105	2625	UHS	143	3575	UHS		3	8	MMS				1	4	UHS	1.75	8606	20
Valtran-42	1-1/2	30		37	925	UHS	276	6900	UHS					2	4	UHS				1	2	UHS	2	7911.6	24
Valtran-43	1-1/2	26	37	925	UHS	145	3625	UHS	177	4425	UHS		1	1	UHS	2	4	UHS	1	2	UHS		1.25	9067	24

**6.1.4 Datos sobre líneas de flujo en superficie.** Cada uno de los pozos de Valtran, cuenta con una línea de superficie que va desde cabeza de pozo, hasta una línea troncal, donde se une el flujo de los 4 pozos, y esta línea troncal, termina finalmente en un separador.

Tabla 6:  
*Datos de líneas de flujo en superficie.*

POZO	DIAMETRO, (in)	DISTANCIA HORIZONTAL, (ft)	DIFERENCIAL DE ELEVACION, (ft)
valtran 31	6	1345.1	4
valtran 34	6	1427.2	16.7
valtran 42	6	895.67	27.5
valtran 43	6	659.4	-49.2
troncal	6	12663	68.9

## **6.2 Desarrollo del modelo de simulación en el software pipesim.**

Luego de procesados los datos suministrados por la empresa colaboradora se da paso al montaje del modelo de subsuelo el cual será alimentado con los datos más representativos. Y así poder simular las condiciones de operación de cada pozo en estudio.

Se comienza con los datos de tubería y estado mecánico de cada pozo donde se ingresa el tipo de tubería de revestimiento, de producción y la sarta de varillas junto con el mecanismo de levantamiento artificial y demás accesorios. A manera de ejemplo se presentarán únicamente las figuras correspondientes al pozo Valtran-31. Por último, se importan estos pozos en el software para recrear las condiciones de la malla de superficie junto con datos de longitudes de líneas, diámetros y demás equipos e información requerida para su montaje.

**6.2.1 Modelo del pozo.** Se inicia con el desarrollo del montaje realizando la construcción de los pozos según su estado mecánico. De acuerdo con las especificaciones de la tubería de revestimiento se filtró el catálogo de tuberías que proporciona el software PIPESIM para seleccionar la tubería representativa. De igual manera se selecciona la tubería de producción de acuerdo con sus especificaciones.

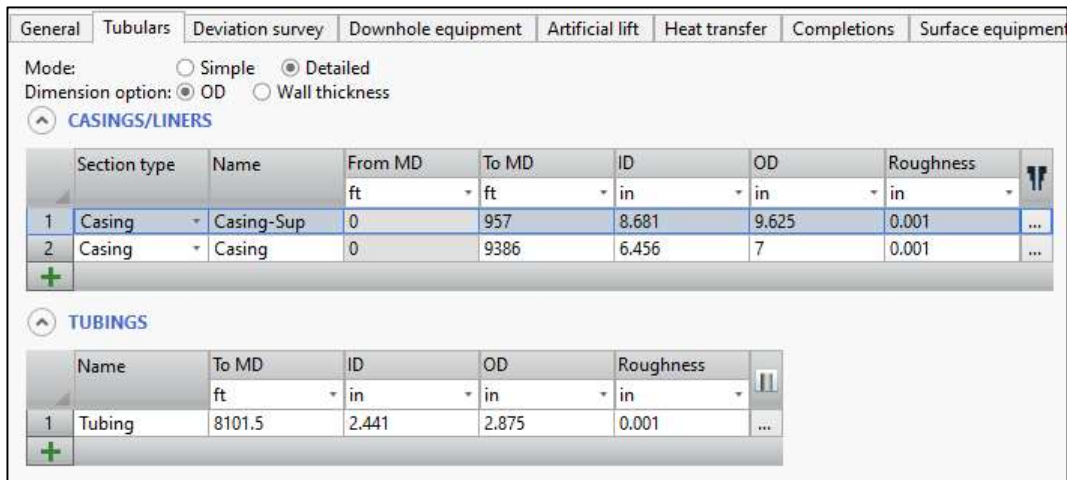


Ilustración 38: ingreso de tubería en Pipesim

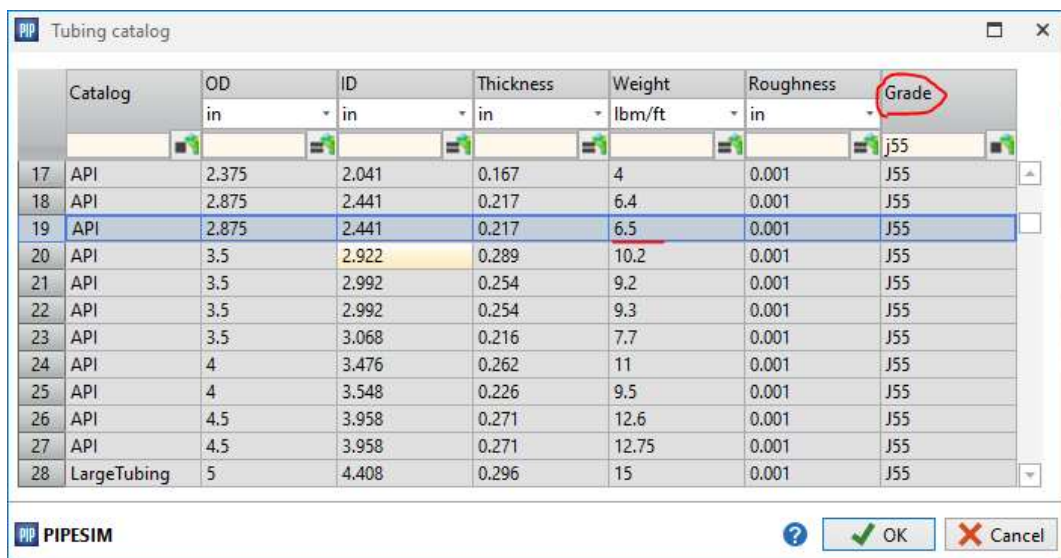


Ilustración 39 : Tabla de tuberías de revestimiento y producción proporcionada por el software.

Una vez establecido el tipo de tubería de revestimiento y producción se procede con las profundidades establecidas por el estado mecánico proporcionado por Ecopetrol. En el caso del pozo Valtran-31 el zapato de la tubería de revestimiento de grado P110 y 7 [in] de diámetro externo

tiene una profundidad medida de 9358 [ft] y la punta de la tubería de producción, de grado J55 y de densidad 6.5 [lb/ft<sup>3</sup>], está ubicada a una profundidad de 8101 [ft].

Finalizada la estructura del pozo productor se prosigue con la instalación del equipo de subsuelo donde se ajustará un empaque a la profundidad especificada de 6657.3 [ft]. De igual manera se ingresarán los datos correspondientes al sistema de levantamiento artificial del pozo, BM. Para el Pozo Valtran-31 la bomba de subsuelo tiene in nominal rate de 200[STB/d]. El intake se encuentra a 7986 [ft] de profundidad.

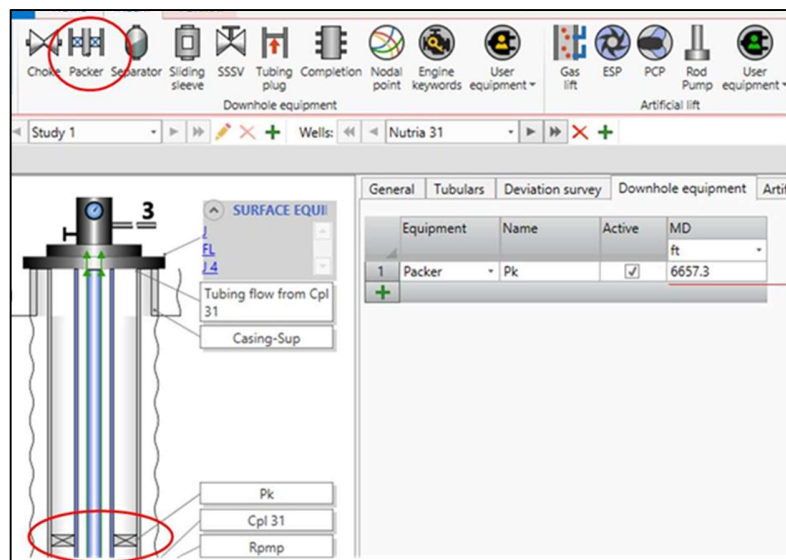
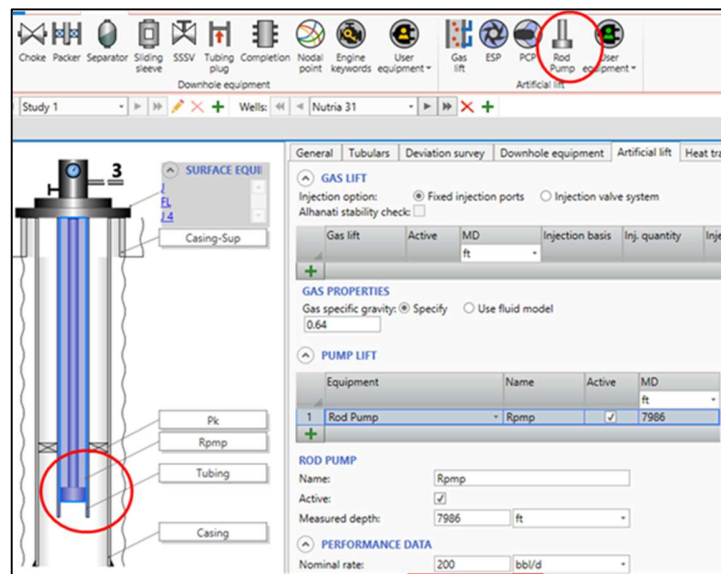


Ilustración 40: Asentamiento del empaque en el espacio anular



*Ilustración 41:* Sarta de varillas en el software y nominal rate de la bomba.

Con el propósito de finalizar con el modelo representativo del pozo se ubica el completamiento en la zona productora de acuerdo con la profundidad media de los perforados, PMP, para cada zona de cañoneo. La mejor manera de representar esta última etapa comienza estableciendo las propiedades de la Roca-fluido y del yacimiento, para lo cual se usarán las opciones “zona manager” y Fluid manager del simulador. Una vez ingresados los datos del yacimiento se continua con los cañoneos. Para ello es importante establecer bajo qué modelo matemático graficara nuestra curva IPR para el análisis nodal propuesto. De acuerdo con las pruebas de producción presentadas por los ingenieros del Campo Valtran se escogió el modelo de Vogel Saturado. Normalmente se especificarían los valores de presión de yacimiento y temperatura de manera manual para cada cañoneo, pero debido al uso de zonas productoras, todos los cañoneos dentro de la formación tendrán las propiedades de esta.

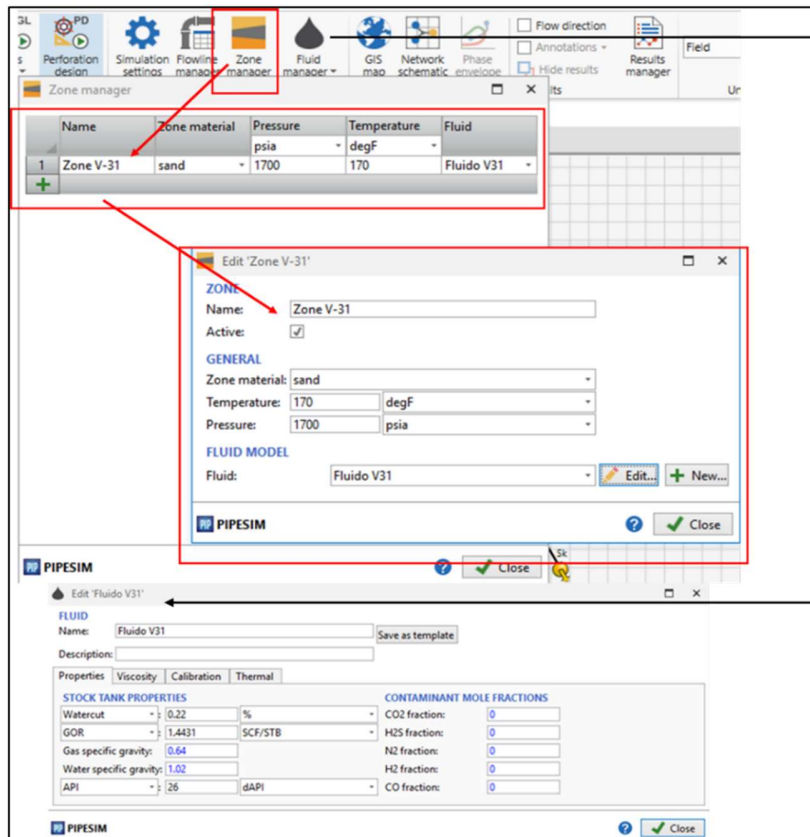


Ilustración 42: Datos para la Formación productora.

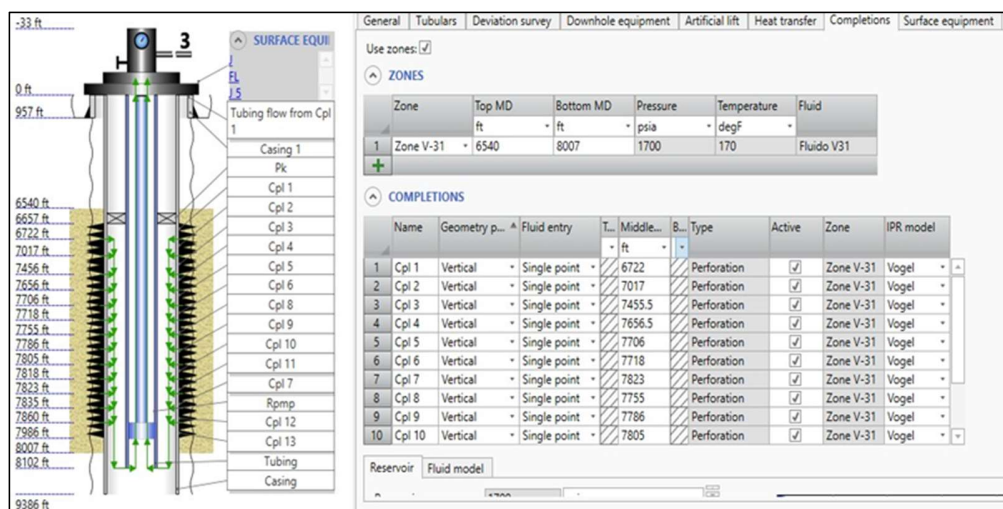


Ilustración 43: Esquema final.

Adicional se agregó el AOF perteneciente a cada pozo

Tabla 7:  
*AOF para cada pozo*

Pozo	
Valtran 31	248 [Bbl]
Valtran 34	231 [Bbl]
Valtran 42	256 [Bbl]
Valtran 43	157[Bbl]

**6.2.2 Modelo para el Análisis Nodal:** Selección de la IPR. Para la construcción del modelo de simulación se seleccionó el método de Vogel Saturado el cual fue recomendado por los ingenieros del campo en estudios previos realizados y debido a las condiciones de presión en el pozo con el propósito de obtener los datos más precisos. De acuerdo con la literatura la ecuación de Vogel puede ser adaptada a dos tipos de entornos de acuerdo con la presión de burbuja del yacimiento y la presión del yacimiento después de iniciada su vida productiva. Si la presión del yacimiento se encuentra por encima del punto de burbuja se habla de un yacimiento subsaturado, de lo contrario la ecuación de Vogel Saturado resultara en datos más confiables. Para los casos de estudio, en la actualidad todos los pozos se encuentran por debajo de la presión de burbuja.

Modelo de Vogel Saturado.

$$Q = AOF \left[ 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{P_{yto}} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_{yto}} \right)^2 \right]$$

En donde:

Q = Caudal de aceite, [STB/d]

AOF = Caudal Máximo de Aceite [STB/d]

Pwf = Presión de fondo fluyente, [psi]

Pyto = Presión del Yacimiento, [psi]

Con la finalidad de describir el proceso de verificación del modelo se tomará como ejemplo el pozo Valtran-31 donde se construirá manualmente la gráfica IPR y será comparada con la arrojada por el simulador. En la ilustración 45 se presentan la curva del cálculo manual por Vogel Saturado para el escenario base del pozo Valtran-31. En el apéndice B podrá encontrar las curvas del caso base para los demás pozos.

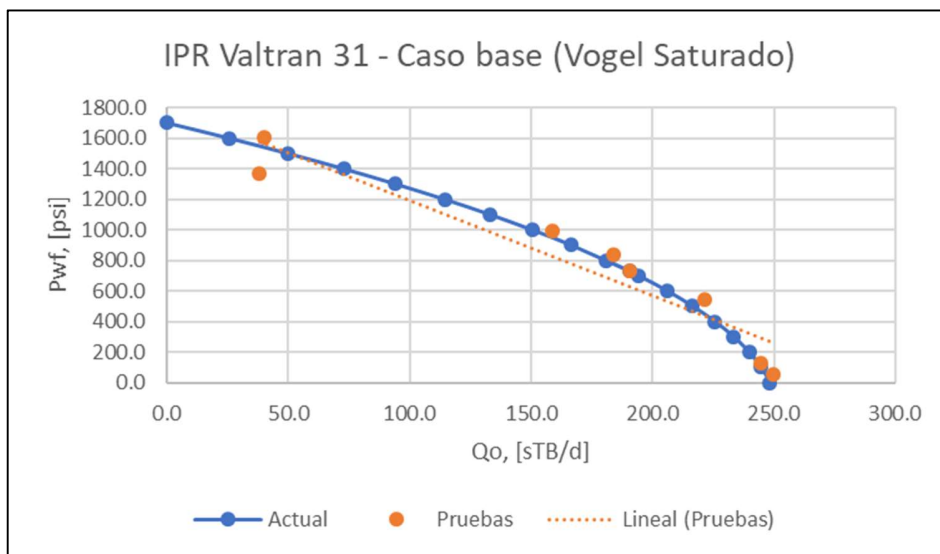


Ilustración 44: IPR Caso Base: Pozo Valtran 31.

Debido a que el simulador no es adecuado para representar el modelo de Vogel saturado, se busca construir un modelo Fetkovich ajustado a los datos proporcionados por la empresa colaboradora. Para construir el modelo de Fetkovich se tienen en cuenta los tiros por pie, (TPP), y

se utiliza la ecuación desarrollada por Pérez & Kelkar, la cual está en función de tres diferentes constantes, la cuales varían dependiendo del tipo de técnica usado: Underbalance y Overbalance.

Una vez generada la curva IPR por Vogel Saturado, se seleccionan dos puntos de Caudal de aceite y presión de fondo con el propósito de calcular las constantes C y n para el modelo de Fetkovich. La ilustración 46 presenta la tabla de datos del modelo de Vogel saturado junto con los puntos escogidos para el cálculo de las constantes C y n.

Tabla 8:

*Tabla de  $Q_o$  vs  $P_{wf}$ , Pozo Valtran-31. Modelo Vogel Saturado*

		Actual	
		$Q_o$ [STB/d]	$P_{wf}$ [psi]
		248.3	0
		244.7	100
		239.7	200
		233.4	300
		225.6	400
		216.5	500
		206.1	600
		194.2	700
	Punto 1	181.0	800
	Punto 2	190.4	729.45
		166.4	900
		150.4	1000
		133.0	1100
		114.3	1200
		94.2	1300
		72.7	1400
		49.8	1500
		25.6	1600
		0.0	1700

Una vez se han seleccionado los puntos se reemplaza en la ecuación del modelo de Fetkovich.

$$Q_o = C(P_{yto}^2 - P_{wf}^2)^n$$

A continuación, se tienen ecuaciones planteadas, se realiza el método de división de ecuaciones con el propósito de cancelar la constante C y despejar la constante n. Para ello se aplica logaritmo en ambos casos para obtener el valor final de n.

$$\text{Punto 1} \rightarrow 181 = C(1700^2 - 800^2)^n$$

$$\text{Punto 2} \rightarrow 190.4 = C(1700^2 - 729.45^2)^n$$

$$\frac{181}{190.4} = \frac{C(2250000^n)}{C(2357902.7^n)}$$

$$\text{Log}(0.9506302521) = \text{Log}(0.9542378487) * n$$

$$n = \frac{\text{Log}(0.9506302521)}{\text{Log}(0.9542378487)}$$

$$n = 1.08086$$

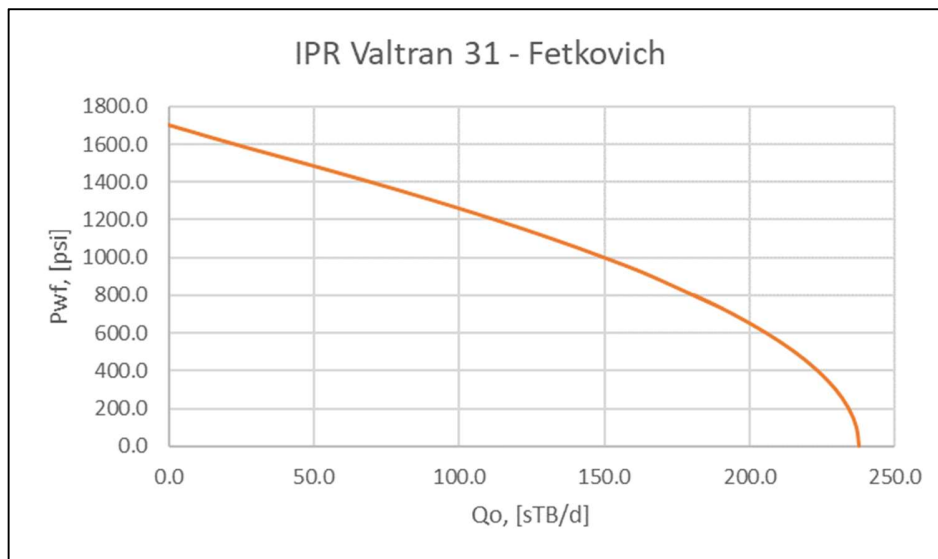
Por último, se reemplaza el valor de n en cualquiera de las dos ecuaciones contempladas inicialmente para así poder despejar el valor de la constante C.

$$181 = C(1700^2 - 800^2)^{1.08086}$$

$$C = \frac{181}{(1700^2 - 800^2)^{1.08086}}$$

$$C = 0.002474$$

Después de determinar las constantes C y n se rempazan en la ecuación del modelo de Fetkovich, variando la presión desde 0 a la presión de yacimiento la cual es de 1700 psi para el pozo Valtran-31. La figura 47 muestra el comportamiento de esta curva.



*Ilustración 45:* Curva IPR, Pozo Valtran-31. Modelo de Fetkovich.

Luego de obtener la tabla de datos que construye la curva anteriormente presentada, se da paso a la corrección de las constantes C y n bajo el método de una gráfica logarítmica  $\text{Log}(Q_o)$  Vs.  $\text{Log}(P_{yo}^2 - P_{wf}^2)$ , obteniendo de esta manera una recta en la cual n es la pendiente y C el punto de corte con el eje Y como se muestra en la figura 48.

$$Q = C(P_{yo}^2 - P_{wf}^2)^n$$

$$\text{Log}(Q) = \text{Log}(C * (P_{yo}^2 - P_{wf}^2)^n)$$

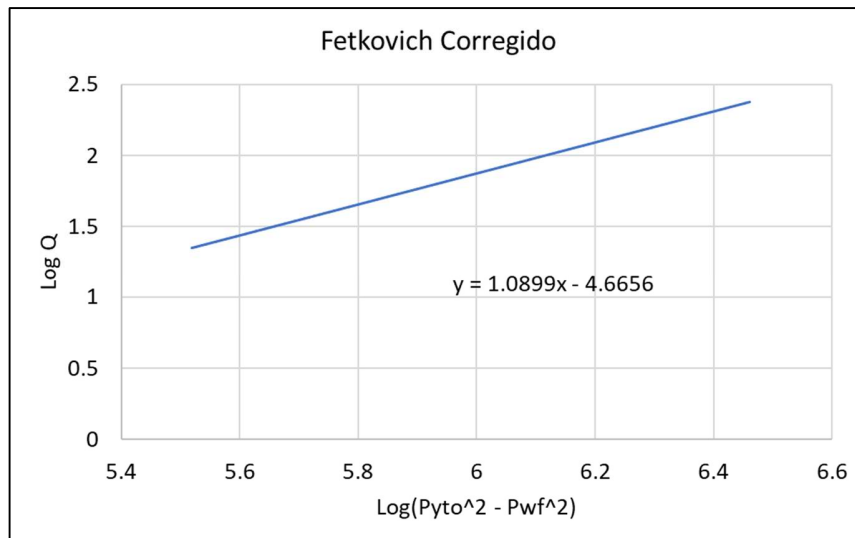
$$\text{Log}(Q) = \text{Log}(C) + n * \text{Log}(P_{yo}^2 - P_{wf}^2)$$

$$y = b + mx$$

Donde el valor de las constantes es dado por

$$n' = m = 1.0899$$

$$C' = 10^b = 0.000021597$$



*Ilustración 46:* Corrección de C y n. Modelo de Fetkovich Corregido

Teniendo en cuenta las nuevas constantes se da paso a la construcción final de la gráfica IPR bajo el modelo de Fetkovich corregido, con el propósito de hallar el AOF el cual será ingresado al simulador junto con el valor del exponente n corregido. Las gráficas IPR de los demás pozos se encuentran en el apéndice B. A demás, la gráfica 49 presenta el ajuste por parte del simulador Pipesim de acuerdo con el modelo escogido de Fetkovich corregido.

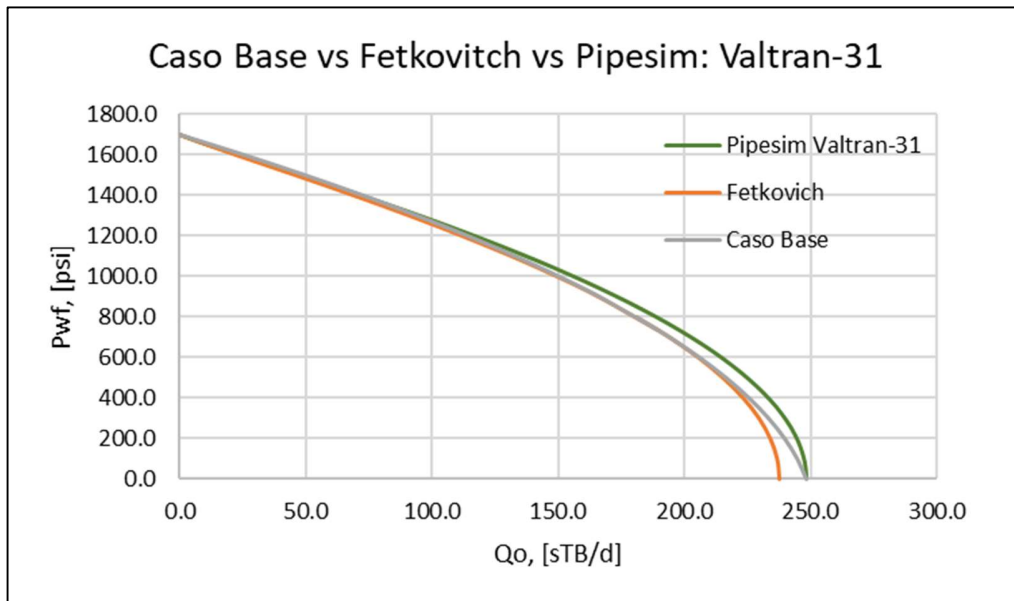


Ilustración 47: Comparación. Caso Base vs. Fetkovich Corregido vs. Pipesim Pozo Valtran-31

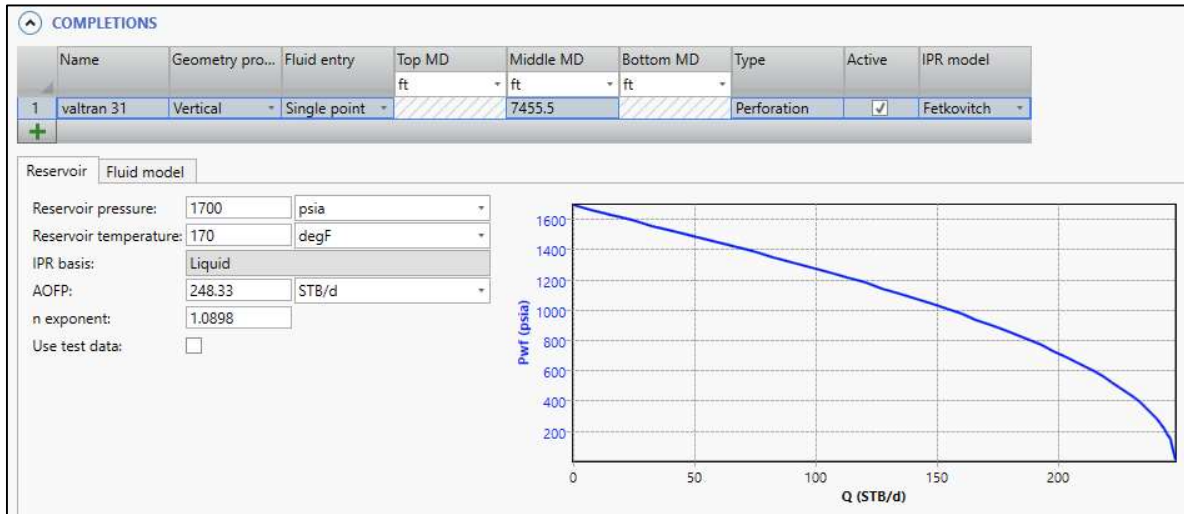
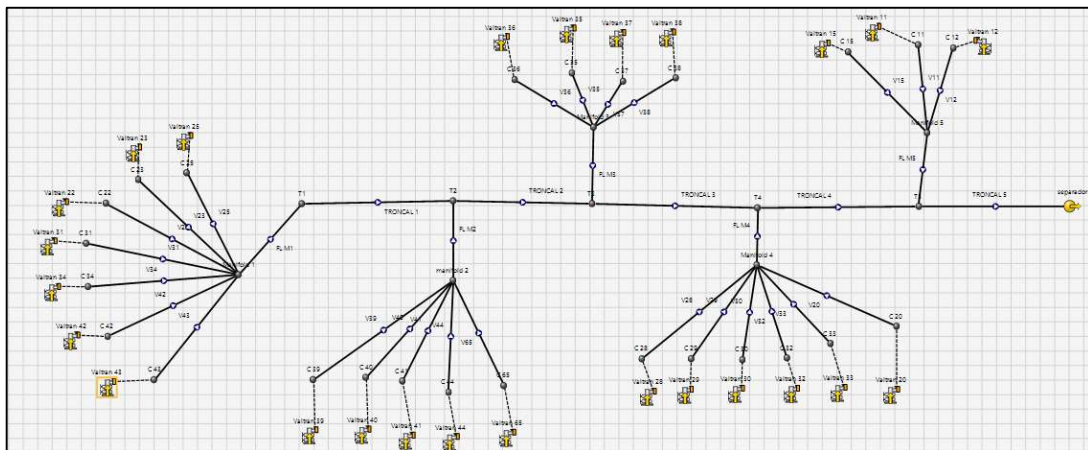
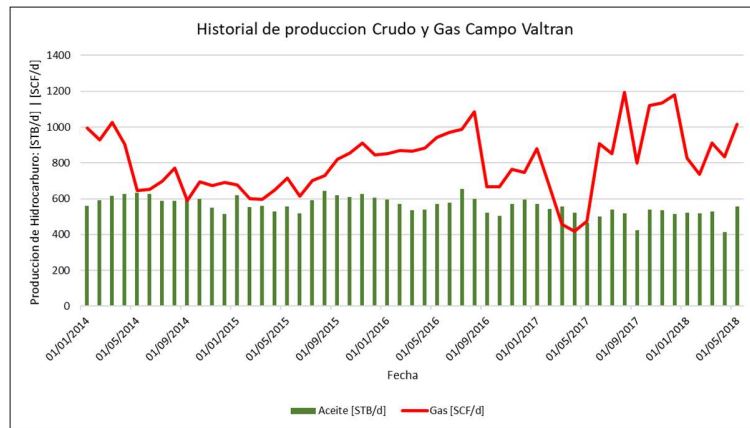


Ilustración 48: Ingreso de datos modelo de Fetkovich al simulador Pipesim

**6.2.3 Planteamiento del escenario base.** En este escenario se analizarán las condiciones actuales del campo Valtran reportadas por la empresa Ecopetrol S.A. para el año 2018. El campo cuenta con 4 pozos productores, activos donde se encuentra un sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico. Para la representación de este escenario en el simulador se utilizó el software Pipesim mediante el ajuste del modelo de Fetkovich puesto que este modelo permite un mejor entendimiento para los futuros casos de optimización. Para el ajuste de este modelo se realizó una conversión del modelo de Vogel Saturado presentado en el punto anterior. La figura 52 muestra un perfil de producción en los últimos 4 años.



*Ilustración 49:* Modelo de superficie actual del Campo Valtran.



*Ilustración 50:* Perfil de Producción 2014 – 2018 Campo Valtran

Mediante el uso del software, se encontraron los puntos óptimos de operación para los pozos a las condiciones actuales, teniendo en cuenta que la presión en el separador es de 30 psi. Las siguientes figuras presentan el ajuste de la presión en cabeza y producción de cada uno de los pozos del campo Valtran mediante la simulación de la red de superficie en pipesim.

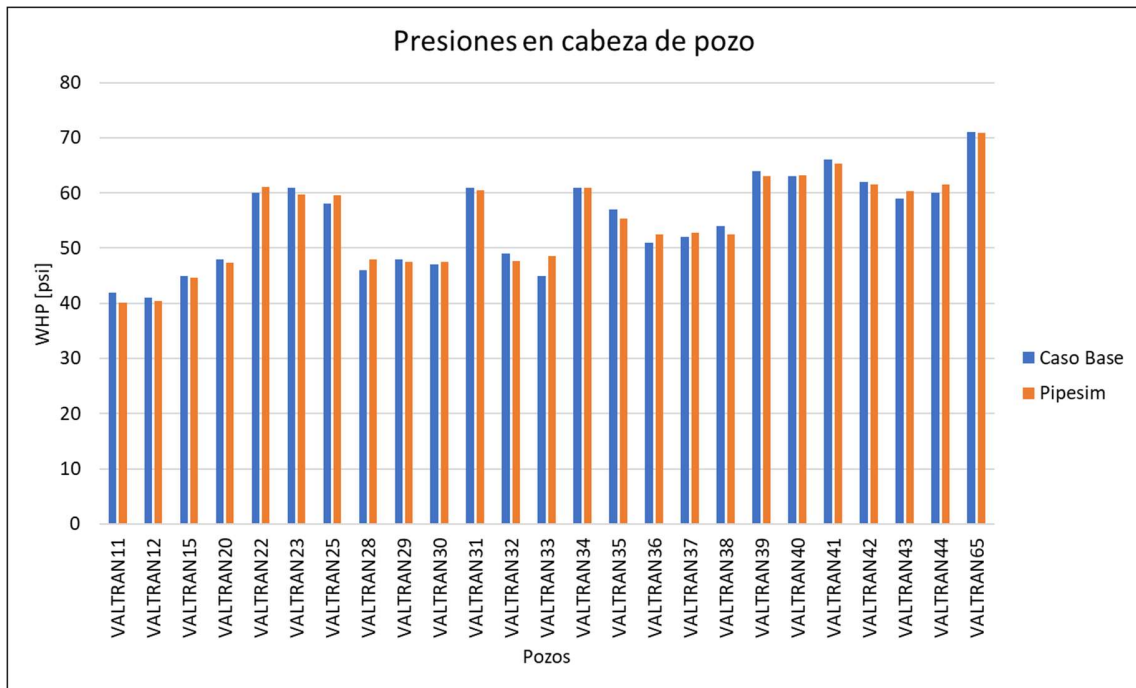


Ilustración 51: Comparación presión WHP: Caso base Vs. Simulador

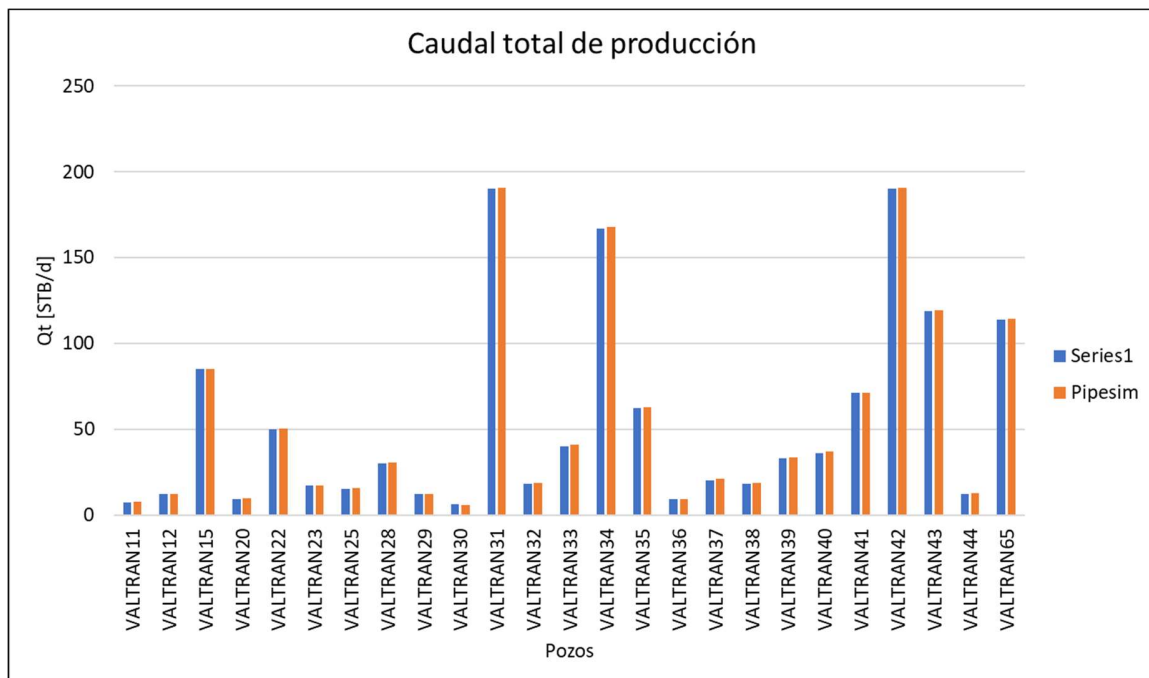


Ilustración 52: Comparación producción Qt: Caso base Vs. Simulador

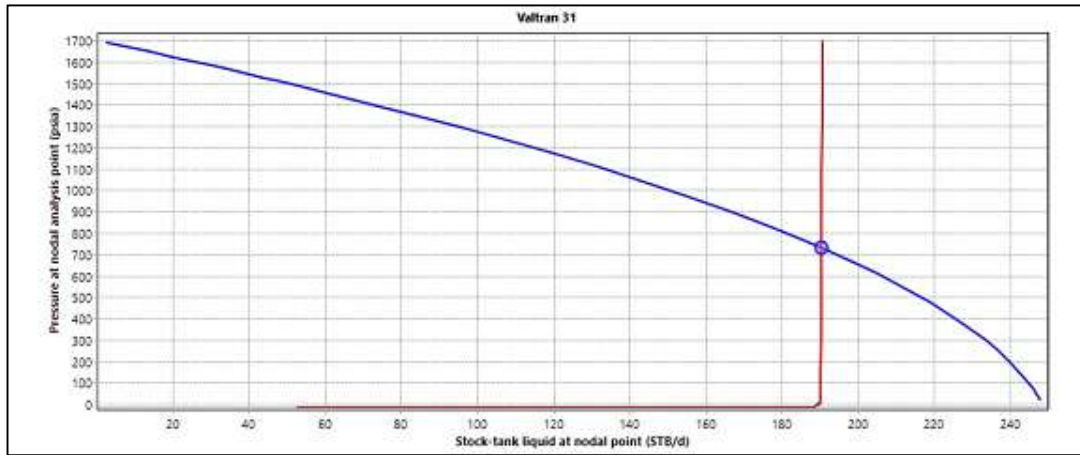


Ilustración 53: Punto de operación óptimo Valtran 31

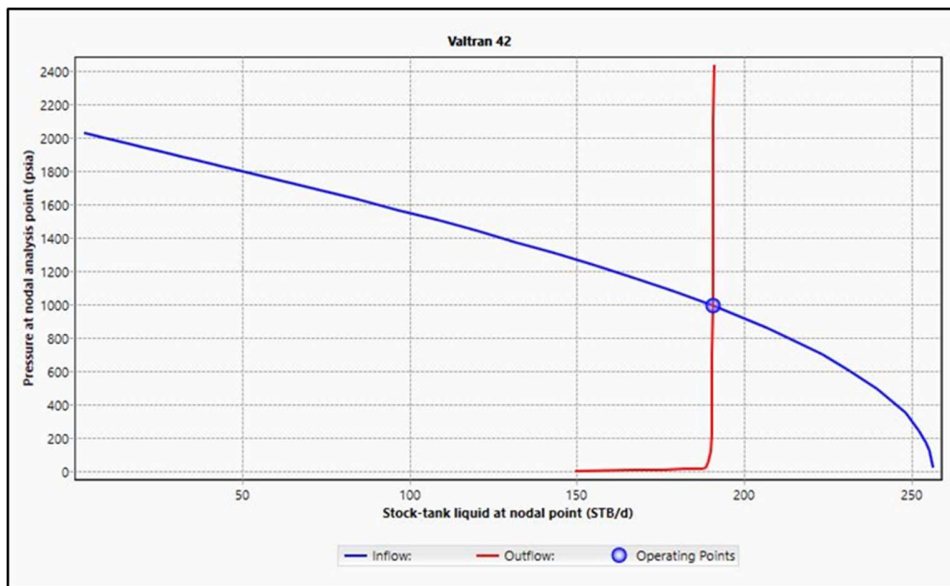


Ilustración 54: Punto de operación óptimo Valtran 34

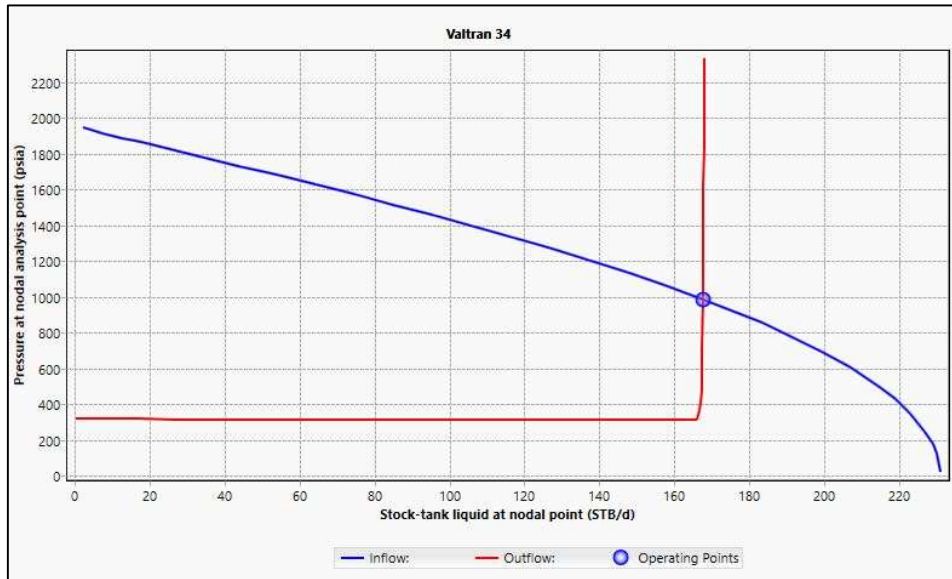


Ilustración 55: Punto de operación óptimo Valtran 42

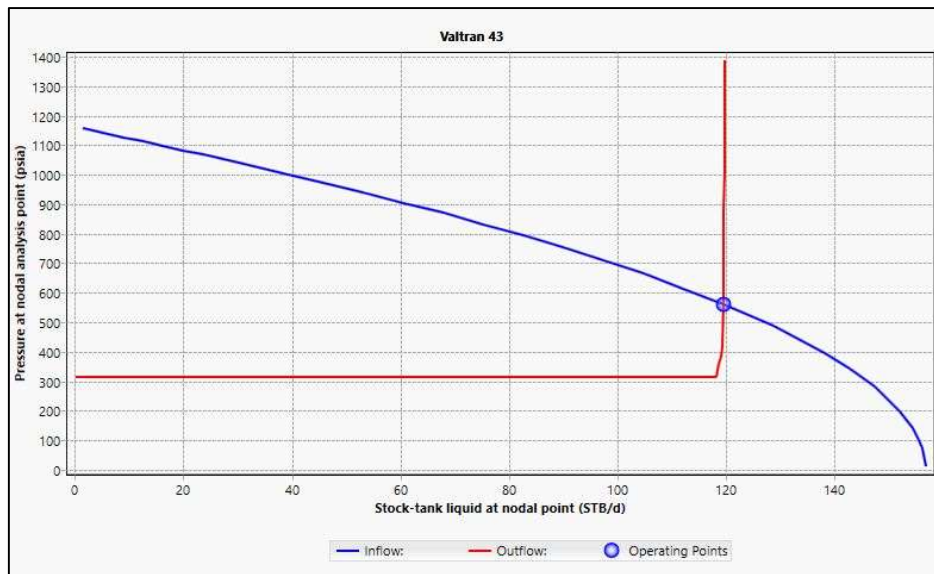


Ilustración 56: Punto de operación óptimo Valtran 43

A continuación, se procedió a encontrar el punto de operación a cada parte del sistema

Tabla 9:  
*Punto de operación de cada pozo*

Nombre	Unicación punto de analisis	Presion	Temperatura	Qt [STB/d]	Qo [STB/d]	Qw [STB/d]	Qg [SCF/d]
		[psi]	[F]				
Valtran 31	fondo	729	178	190	190	0.4	223
Valtran 34	fondo	929	176	168	138	30	209
Valtran 42	fondo	624	181	190	190	0.3	345
Valtran 43	fondo	507	174	119	94	25	223
Valtran 31	Cabeza de pozo	59	71	190	190	0.4	223
Valtran 34	Cabeza de pozo	64	70	168	138	30	210
Valtran 42	Cabeza de pozo	68	70	190	190	0.3	345
Valtran 43	Cabeza de pozo	38	66	119	94	25	215
troncal	Union	57	66	668	613	55	992
Separador	Separador	30	63	668	612	55	992

**6.2.4 Análisis de las cartas dinamométricas.** Para los mecanismos de levantamiento artificial se realizó una revisión a las cartas dinamométricas con el propósito de detectar fallas en el sistema de bombeo mecánico. A continuación, se muestra un análisis para cada uno de los pozos en estudio.

### 6.2.5 Análisis de la carta dinamométrica del pozo Valtran-31:

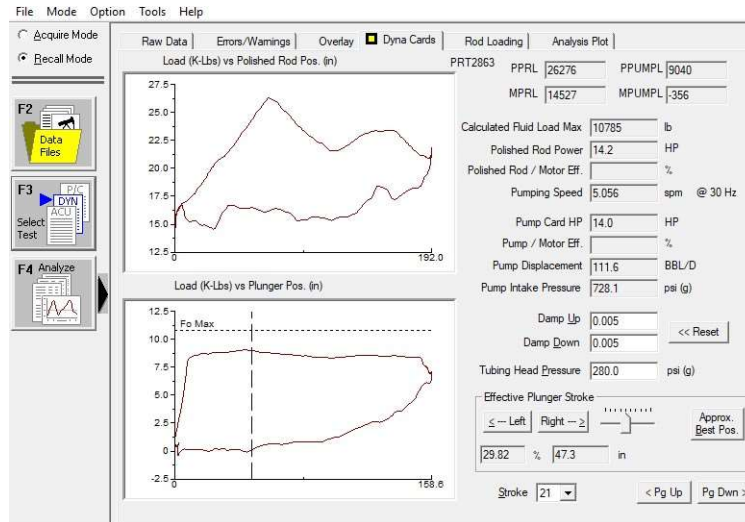


Ilustración 57: Carta dinamométrica pozo Valtran 31

La carta indica que el pozo se ve afectado por interferencia de gas lo cual se evidencia en la carrera descendente el pistón el cual se ve levemente frenado por el gas antes de tocar el líquido restante. Se recomienda re-espaciar la bomba en fondo usando la unidad misma. Además, debido a la alta presencia de gas se recomienda la instalación de una válvula Back pressure.

**6.2.6 Análisis de la carta dinamométrica del pozo Valtran-34:** De acuerdo con el Sonolog del pozo realizado en junio del 2019 el pozo presenta un contenido de gas en el anular de 692 [SCF/d] es por ello que en la carta dinamométrica da indicios de un posible bloqueo por gas en el futuro. Se recomienda hacer una presión en cabeza para ver el funcionamiento de las válvulas junto con un servicio de flushing.

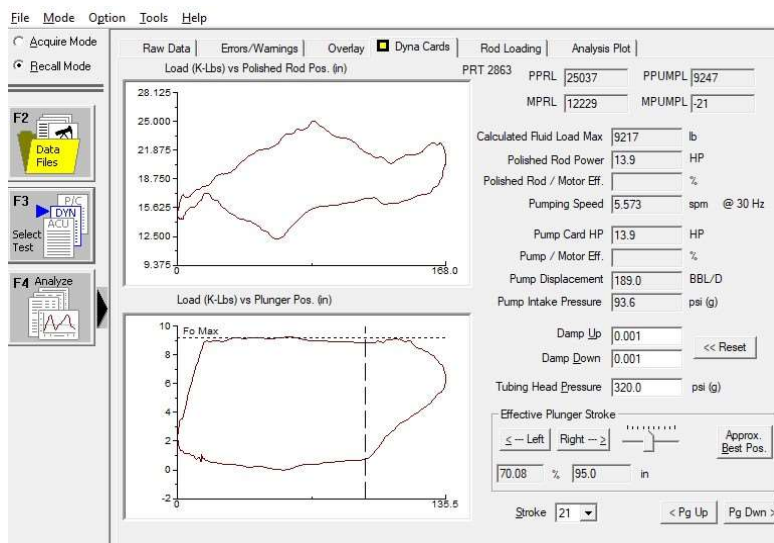
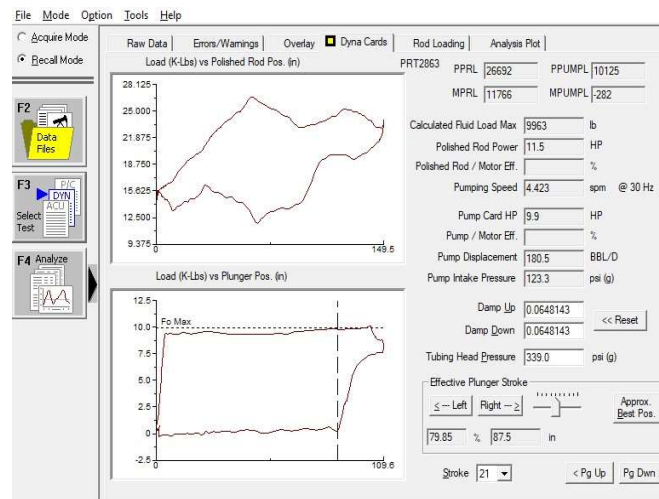


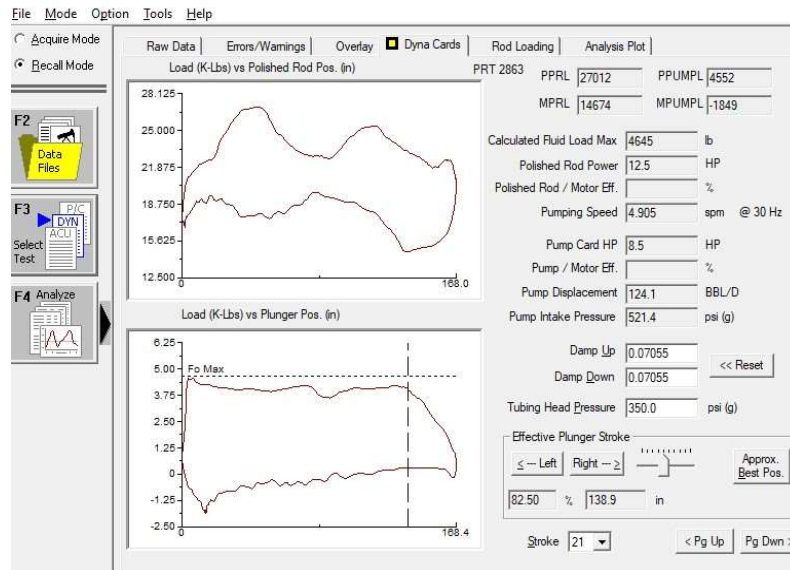
Ilustración 58: Análisis de la carta dinamométrica del pozo Valtran-34

**6.2.7 Análisis de la carta dinamométrica del pozo Valtran-42:** Este Dinagrama indica la existencia de un pequeño golpe de fluido producto de una fracción del barril ocupada por el gas, lo cual también termina en interferencia por este último. Sin embargo, la carta muestra un buen llenado en la bomba. La diferencia entre la carga máxima de la unidad y la carga máxima real del Dinagrama demuestra que puede soportar una carga adicional en caso de realizarse algún cambio en el modelo. Se recomienda, además, profundizar un poco la bomba para obtener un poco más de sumergencia.



*Ilustración 59:* Carta dinamométrica pozo Valtran 42.

**6.2.8 Análisis de la carta dinamométrica del pozo Valtran-43:** El pozo presenta interferencia de gas por lo cual se recomienda una solución similar a la de los pozos 31 y 42, realizar un servicio de flushing



*Ilustración 60:* Carta dinamométrica pozo Valtran-43.

Por último, la ilustración 60 presenta un breve resumen de lo que será el caso base, teniendo en cuenta los parámetros más importantes para los siguientes temas a tratar. Es importante tener en cuenta que solo se presenta la información de los pozos Valtran 31, 34, 42 y 43 ya que son los pozos con mayor producción del campo, a su vez foco de la investigación. El error que se encontró ajustando de los datos arrojados por el software Pipesim con los datos obtenidos de campo no supera el 3% (comparando las presiones en cabeza de pozo y la producción de fluidos de los mismos).

Tabla 10:

*Resumen Caso Base: Pozos en estudio.*

Pozo	Qo (bbl/d)	Qw (bbl/d)	Qg (SCF/d)	Pwf (psi)	Temperatura (°F)	WHP (psi)	Error [%] WHP (psi)	Error [%] produccion (Bbl/d)	Sumergencia [ft]	Problemas Operacionales
Valtran-31	190.5	0.4	223	729.5	178	61	0.8	0.2	2258.6	Interferencia por Gas
Valtran-34	167	30	209	929.13	176	61	0.1	0.4	1291.6	Interferencia por Gas
Valtran-42	190	0.3	345	930.97	181	62	0.8	0.3	2233.1	Golpe de fluido
Valtran-43	119	25	215	507	174	59	2.3	0.4	312.2	Interferencia por Gas

## 7. Optimización de la producción

Una vez simuladas en el software, las condiciones actuales de operación de cada pozo, se continuó a realizar una sensibilidad de las variables del sistema, para encontrar cambios que permitan mejorar la producción del campo. Para lograr este objetivo se plantean diferentes escenarios de optimización los cuales se compararán con el caso base para evaluar la mejora en la producción y posteriormente realizar su respectivo análisis económico. Los escenarios de optimización son los siguientes:

- Escenario A: optimización de tiros por pie (TPP)
- Escenario B: optimización strokes por minuto (SPM)
- Escenario C: optimización bomba de subsuelo
- Escenario D: SPM + cambio de bomba
- Escenario E: TPP + SPM
- Escenario F: TPP + cambio de bomba
- Escenario G: TPP + SPM + cambio de bomba
- Escenario H: cambio de tubería producción + cambio de bomba + TPP

Es importante aclarar, además de los anteriores escenarios de optimización mencionados, se tendrá en consideración las líneas de superficie de acuerdo con el criterio de evaluación de velocidad de erosión. Este caso será mencionado en primera instancia. Por otro lado, el nivel de sumergencia será la variable de seguridad para cada uno de los escenarios de optimización.

Adicional se tuvo en cuenta la posibilidad de cambiar la unidad de bombeo mecánico en superficie pero debido a las condiciones actuales de los pozos en estudio, los cuales reflejan un comportamiento de pozos altamente depletados (profundidades mayores a 9000 ft con presiones de yacimiento de alrededor de los 1700 psi) se concluyó que la unidad de bombeo en superficie actual en cada pozo podría manejar cada una de las bombas de subsuelo propuestas en los escenarios de optimización por lo cual no se evaluara el cambio de la unidad de superficie ya que generarían costos extras sin un aumento en la producción que la actual unidad no logre.

## **7.1 Líneas de superficie**

Es importante contemplar el posible cambio de las líneas en superficie debido a que el objetivo principal es aumentar la producción de los 4 pozos en estudio. Un aumento en el caudal requiere un estudio de las velocidades de estos, pues de superar el límite de erosión en las líneas, su integridad podría verse afectada.

## 7.2 Sumergencia de los pozos del campo Valtran.

La sumergencia de la bomba es la diferencia hidrostática que hay entre la profundidad de la bomba y el nivel de fluido que se encuentra por encima de la bomba. Ecopetrol sugiere que para estos pozos la sumergencia no debe ser menor a 500 [ft] para un correcto funcionamiento de la bomba. La sumergencia de la bomba se calcula mediante el nivel de fluido y este a su vez se calcula mediante la siguiente ecuación.

$$H = \frac{Pwf - CHP}{0,433 * Gem}$$

$$Nf = PMP - H$$

Donde:

Pwf: presión de fondo de pozo, [psi].

CHP: presión en el casing, [psi]

Gem: gravedad específica de la mezcla.

PMP: punto medio de perforados.

Tabla 11:  
*Sumergencias actuales pozos de Valtran*

Pozos	Qo (bbl/d)	Pwf (psi)	WHP [psi]	h (ft)	PMP [ft]	Nivel (ft)	Sumergencia [ft]
VALTRAN31	190.5	729.5	61	1728.1	7455.5	5727.4	2258.6
VALTRAN34	167	929.13	61	2101.2	9356.5	7255.3	1291.6
VALTRAN42	190	930.97	62	2181.6	7803.5	5621.9	2233.1
VALTRAN43	119	507	59	1139.2	9898.5	8759.5	312.2

Del análisis anterior se observa que todos los pozos presentan una sumergencia por encima de los 500 ft que recomienda Ecopetrol, excepto Valtran 43 que solo tiene 312 ft de sumergencia.

### 7.3 Escenario A: Sensibilidad de los tiros por pie.

Para realizar la sensibilidad de los TPP se utilizó la ecuación de Sukamo, la cual permite modelar la producción solo por acción de los cañoneos, por lo que una vez encontrados los TPP reportados por la empresa colaboradora, se procedió a hacer un recalcu de AOF para los tiros por pie optimizados.

Tabla 12:  
*Tiros por pie actuales.*

Pozo	Numero de TPP	AOF actual [STB/d]	Numero de TPP	AOF TPP = 12 [STB/d]
Valtran-31	4	248.33		279.1
Valtran-34	2	230.9	12	290.6
Valtran-42	4	236.4		288.3
Valtran-43	4	156.7		175.5

#### Ecuación de Sukamo

$$Q_o = AOF \left( a_1 + a_2 \left( \frac{P_{wf}}{P_{yto}} \right) + a_3 \left( \frac{P_{wf}^2}{P_{yto}} \right) \right)$$

Donde:

Q: caudal de aceite

AOF: caudal máximo de aceite

Pyto: presión del yacimiento

Pwf: presión de fondo

a1, a2, a3: constantes según la técnica y TPP del cañoneo

Tabla 13:

*Constantes según la densidad de TPP.*

TPP	a	b	c
<b>General</b>	1	-0.2	-0.8
<b>2</b>	0.6171	0.26632	-0.86983
<b>4</b>	0.77503	0.12529	-0.87781
<b>6</b>	0.835	0.094	-0.932
<b>8</b>	0.87333	0.10715	-0.98364
<b>12</b>	0.90484	0.08881	-0.96534
<b>16</b>	0.91995	0.08072	-0.97117

A continuación, se explicará, tomando como ejemplo al pozo Valtran 31, el procedimiento que se llevó a cabo en la sensibilización del cañoneo.

- Se seleccionaron las constantes para la fórmula de Sukamo según los TPP a evaluar, junto con el AOF actual del pozo.
- Se procedió a hacer un cálculo de los diferentes caudales a distintas presiones de fondo, según los TPP.

Tabla 14:  
*Caudales a distintos TPP*

	TPP = 2	TPP = 4	TPP = 6	TPP = 8	TPP = 12	TPP = 16
Pwf [psi]	Qo [STB/d]	Qo [STB/d]	Qo [STB/d]	Qo [STB/d]	Qo [STB/d]	Qo [STB/d]
0	153.2	192.5	207.4	216.9	224.7	228.5
100	156.4	193.5	207.9	217.6	225.2	228.8
200	158.0	193.1	206.9	216.6	224.0	227.5
300	158.2	191.2	204.3	214.0	221.1	224.5
400	156.8	187.7	200.0	209.6	216.6	219.8
500	154.0	182.8	194.2	203.6	210.4	213.5
600	149.7	176.3	186.8	195.8	202.6	205.5
700	143.9	168.3	177.7	186.4	193.1	195.8
800	136.5	158.8	167.1	175.3	182.0	184.5
900	127.7	147.8	154.8	162.5	169.2	171.5
1000	117.4	135.3	141.0	148.0	154.7	156.8
1100	105.6	121.3	125.6	131.8	138.6	140.4
1200	92.3	105.8	108.5	113.9	120.8	122.4
1300	77.5	88.8	89.9	94.4	101.4	102.7
1400	61.2	70.2	69.6	73.1	80.3	81.4
1500	43.4	50.2	47.8	50.2	57.5	58.4
1600	24.1	28.7	24.3	25.5	33.1	33.7
1700	3.4	5.6	-0.7	-0.8	7.0	7.3

- Debido a que el simulador no puede representar la ecuación base del modelo de Sukamo, y partiendo que la ecuación de Sukamo es una modificación de la ecuación de Vogel, pero con sus propias constantes según el cañoneo, se procede al igual que como se realiza para la ecuación de Vogel, el cálculo de las constantes n y c para simular el modelo mediante Fetkovich. El proceso es exactamente el mismo que pasar de la ecuación de Vogel a la ecuación de Fetkovich, para el cual se necesitan 2 pruebas de producción cualquiera, según teorizo Fetkovich, en este caso se tomaron las pruebas de 600 y 700 psi respectivamente, y se verificó que con pruebas distintas no cambiaban los resultados finales.

$$Q = C(Pyto^2 - Pwf^2)^n$$

$$n = \frac{\text{Log} \left( \frac{Q_2}{Q_1} \right)}{\text{Log} \left( \frac{P_{tyo}^2 - P_{wf2}^2}{P_{tyo}^2 - P_{wf1}^2} \right)}$$

$$C = \frac{\text{Log} \left( \frac{Q_2}{Q_1} \right)}{\text{Log} \left( \frac{P_{tyo}^2 - P_{wf2}^2}{P_{tyo}^2 - P_{wf1}^2} \right)}$$

Donde:

Q = caudal de crudo

Pr = presión de yacimiento

Pwf = presión de fondo de pozo

C = constante que ayuda al modelo

N = constante que ayuda al modelo

Arrojando como resultado el valor de las constantes n y C para cada escenario de tiro por pie.

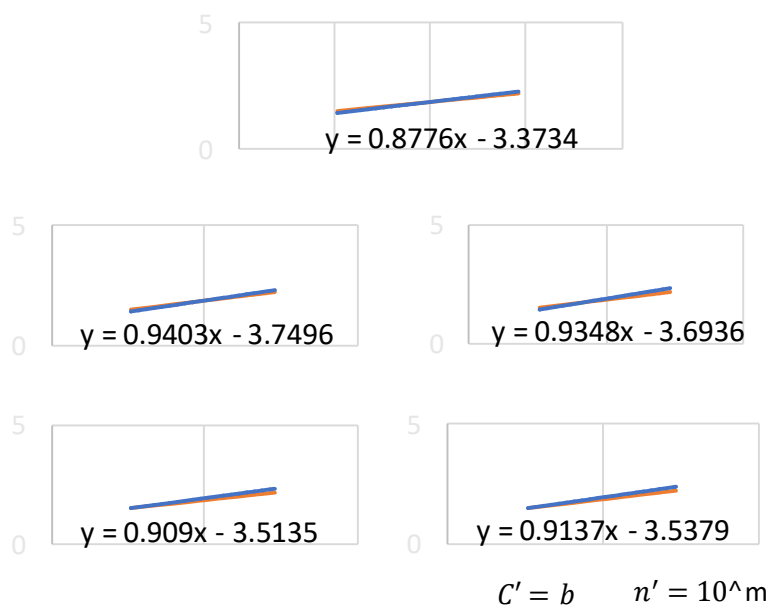
Tabla 15:

*Constantes de Fetkovich*

<b>Numero de TPP</b>	<b>n</b>	<b>C</b>
4 TTP	0.8776	0.0004
6 TTP	0.9403	0.0002
8 TTP	0.9348	0.0002
12 TTP	0.9090	0.0003
16 TTP	0.9137	0.0003

- Tomando como base los resultados anteriores se da paso a la elaboración de una nueva tabla de datos construida basada en el modelo de Fetkovich. Por último, se hace la corrección de

las constantes n corregida (n') y C corregida (C') de acuerdo con método de la pendiente. Para ellos se aplicó logaritmo a ambos lados de la ecuación de Fetkovich con el propósito de construir una recta para cada TPP y mediante una línea de tendencia obtener el valor de la pendiente y el punto de corte, los cuales equivalen al valor de n' y C' respectivamente.



Numero de TPP	m	b	C'	n'
4 TTP	0.8776	-3.3734	0.00042325	0.8776
6 TTP	0.9403	-3.7496	0.00017799	0.9403
8 TTP	0.9348	-3.6936	0.00020249	0.9348
12 TTP	0.909	-3.5135	0.00030655	0.909
16 TTP	0.9137	-3.5379	0.0002898	0.9137

Ilustración 61: constantes corregidas

- Para finalizar con este escenario de optimización se construye la nueva tabla de  $Q_o$  vs  $P_{wf}$  para cada valor de TPP con las constantes corregidas. Las siguientes ilustraciones presentan la comparación entre los diferentes TPP junto con el aumento del AOF.

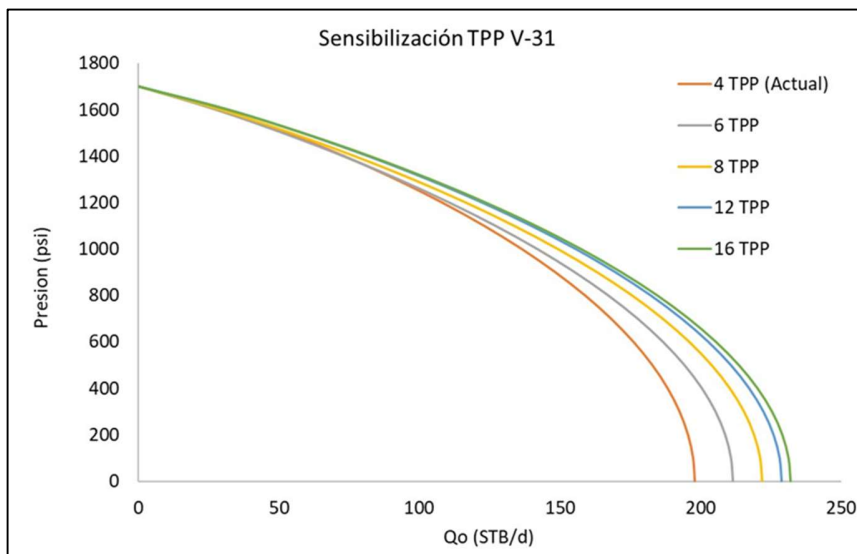


Ilustración 62: Curvas de producción a distintos TPP

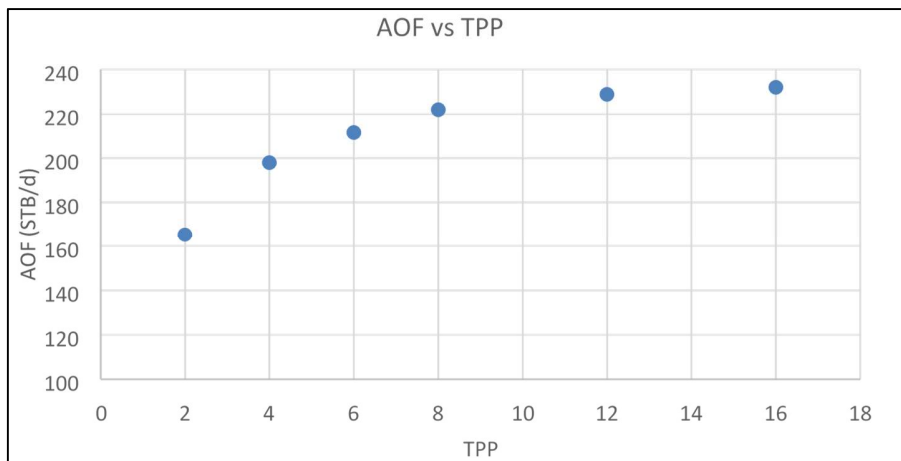


Ilustración 63: AOF para cada tipo de TPP

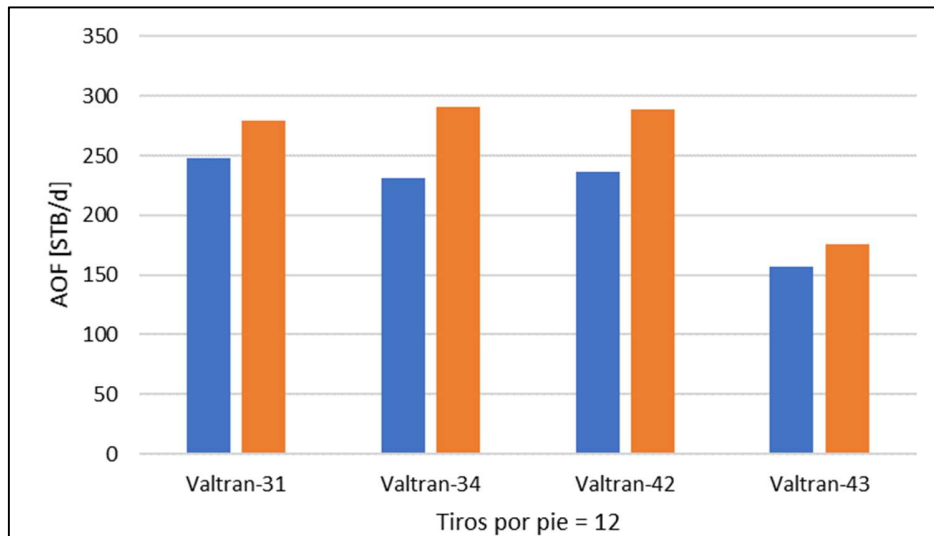
Como se puede observar en la figura anterior, el aumento de producción por efectos de TPP, no cambia mucho entre 12 y 16, por lo que 12 TPP, se consideraría el número óptimo para hacer el cañoneo.

- Finalmente se observa el AOF que aumentaría, mediante la diferencia entre los AOF de 4 TPP (caso base) y 12 TPP (escenario A). Este nuevo dato alimentará al simulador para los demás casos de optimización. El apéndice E presenta el proceso de optimización para el escenario A en los demás pozos de estudio.

Tabla 16:  
*AOF para el nuevo cañoneo*

	TPP	AOF (STB/d)		
Actual	2	165.3		
	4	198.0		
	6	211.6		
	8	221.8		
Select	12	228.8	30.8	Incremental
	16	232.0		
<b>AOF =</b>		279.1	STB/d	

Por último, se presenta la siguiente ilustración donde se realiza una comparativa del AOF en el escenario Base junto con su respectivo valor después de la operación de recañoneo. Es importante aclarar que para todos los pozos en estudio se tomó 12 TPP.



*Ilustración 64:* Comparación caso base y caso optimizado

#### 7.4 Escenario B: Sensibilidad de la velocidad de bombeo.

La velocidad de bombeo hace referencia a los strokes por minuto que funciona el equipo de bombeo mecánico. Primeramente, se procedió a calcular los strokes máximos para cada una de las bombas, mediante la siguiente ecuación.

$$SPM_{max} = C * \left( \frac{60000}{L} \right)^{0.5}$$

Donde:

SPM max: strokes por minuto máximos.

L: recorrido de la bomba en in.

C: constante que depende del tipo de equipo, para el caso del campo, todas las unidades son Mark II, por lo que C, tiene un valor de 0,56.

Tabla 17:  
*SPM máximos para cada pozo*

Pozo	L (in)	SPM max Teórico	SPM max (75%)	SPM en operación actual
Valtran-31	192.0	9.9	7.4	5
Valtran-34	168.0	10.6	7.9	5.5
Valtran-42	149.5	11.2	8.4	5
Valtran-43	168.0	10.6	7.9	4.8

Por seguridad cada unidad podrá alcanzar máximo el 75% de los SPM máximos.

Como el software no permite ingresar directamente los SPM a los que funciona la bomba, se recalcula una tasa nominal para cada pozo con diferentes velocidades y se procede a analizar el cambio de la producción. El cálculo se realiza mediante la siguiente ecuación.

$$Qn = 0.1166 * L * N * d_p^2 * \eta$$

Donde:

L = Longitud Carrera (in)

N = Velocidad (SPM)

dp = Diámetro pistón (in)

$\eta$  = Llenado de la bomba (frac)

Para los siguientes casos de optimización se tiene en cuenta un significado diferente en la variable  $\eta$ , la cual representa la fracción de llenado de la bomba en la ecuación previamente mostrada. El valor de este parámetro permanecerá constante tanto para el caso base como para los diferentes escenarios de optimización debido a que no solo representa la fracción de llenado de la

bomba, además tiene en cuenta todas las diferentes variables operacionales que podrían afectar a cada uno de los pozos como pérdidas de producción. Es importante tener en cuenta que existen pérdidas de producción no asociadas al funcionamiento de la bomba como la interferencia por gas, posible contacto de la sarta de varillas con la pared interna de la tubería de producción, el tipo de régimen de flujo, y demás problemas operacionales. Por lo cual el significado real de la variable  $\eta$  será de eficiencia volumétrica.  $n$

Para el pozo Valtran 34, el cálculo fue el siguiente, donde los datos resaltados de color celeste reflejan el caso base este pozo:

Tabla 18:

*Calculo de nominal de bomba*

	Actual						
<b>N [SPM]</b>	5	5.25	5.5	5.75	6	6.25	6.5
<b>Qn [STB/d]</b>	200	210	220	230	240	250	260

Una vez calculados los nuevos nominal de la bomba, se ingresan al software

	Operating point	ST Liq. at NA	P at NA
		STB/d	psia
1	NOMLIQRATE=200 sbbl/day...	190,455	729,4186
2	NOMLIQRATE=210 sbbl/day...	199,9759	652,7734
3	NOMLIQRATE=220 sbbl/day...	209,4882	568,7223
4	NOMLIQRATE=230 sbbl/day...	218,9921	474,5511
5	NOMLIQRATE=240 sbbl/day...	228,4789	365,443
6	NOMLIQRATE=250 sbbl/day...	237,9283	230,8231
7	NOMLIQRATE=256 sbbl/day...	243,544	126,3634
8	NOMLIQRATE=260 sbbl/day...	247,2052	35,60213

*Ilustración 65: Introducción de nominales al software*

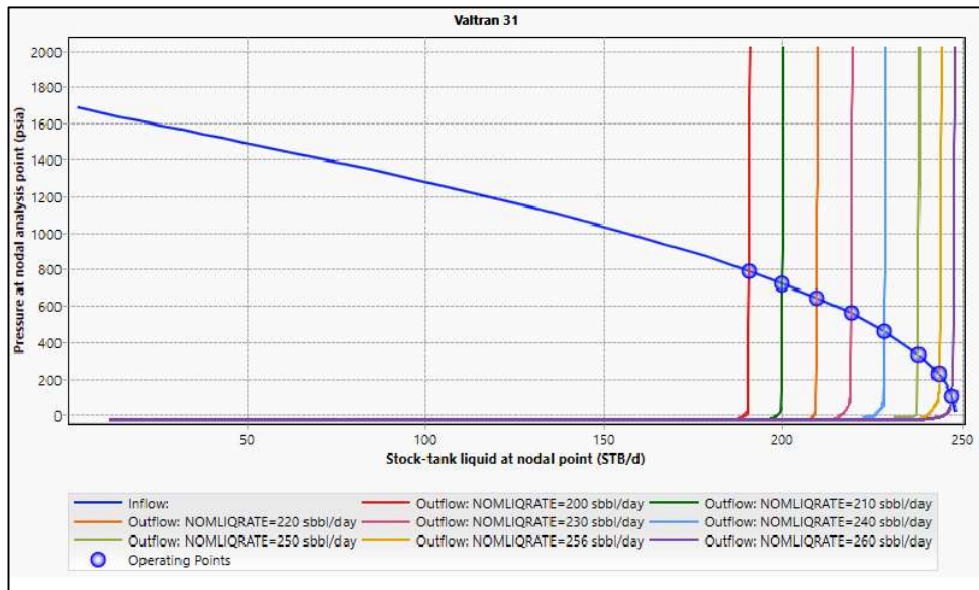


Ilustración 66: Puntos de operación para el caso

Luego se procedió a calcular las nuevas sumergencias para cada una de las sensibilidades y se seleccionó el que presentara mayor caudal siempre y cuando cumpliera la condición de tener al menos 500 ft de sumergencia. A continuación, se presentan los resultados para cada uno de los pozos

Tabla 19:

*Sensibilidad SPM Valtran 31*

Pozo 31	Sensibilidad SPM (Sumergencia > 500ft)						
	N [SPM]	Qn [STB/d]	Pwf [psi]	Qo [STB/d]	h [ft]	Nivel [ft]	Sumergencia [ft]
Actual	5	200	729.5	190.5	1644.4	5811.1	2174.9
	5.25	210	652.8	200.0	1442.8	6012.7	1973.3
	5.5	220	568.8	209.5	1221.6	6233.9	1752.1
	5.75	230	474.6	219.0	973.8	6481.7	1504.3
	6	240	365.5	228.5	686.8	6768.7	1217.3
Optimizado	6.25	250	230.9	237.9	332.6	7122.9	863.1
	6.4	256	126.5	243.5	57.8	7397.7	588.3
	6.5	260	35.7	247.2	-181.0	7636.5	349.5

Tabla 20:

*Sensibilidad SPM Valtran 34*

Pozo 34	Sensibilidad SPM (Sumergencia > 500ft)						
	N [SPM]	Qn [STB/d]	Pwf [psi]	Qo [STB/d]	h [ft]	Nivel [ft]	Sumergencia [ft]
Actual	5	159	1057.7	152.3	2418.3	6938.2	1608.8
	5.25	167	995.0	160.0	2263.8	7092.7	1454.3
	5.5	175	929.1	167.6	2101.2	7255.3	1291.7
	5.75	183	859.4	175.3	1929.0	7427.5	1119.5
	6.1	194	755.7	185.7	1673.3	7683.2	863.8
	6.2	197	725.6	188.6	1599.0	7757.5	789.5
Optimizado	6.3	200	694.5	191.4	1522.4	7834.1	712.9
	6.4	204	651.5	195.2	1416.3	7940.2	606.8
	6.5	207	618.0	198.1	1333.5	8023.0	524.0
	6.6	210	583.2	200.9	1247.8	8108.7	438.3

Tabla 21:  
Sensibilidad SPM Valtran 42

Pozo 42	Sensibilidad SPM (Sumergencia > 500ft)						
	N [SPM]	Qn [STB/d]	Pwf [psi]	Qo [STB/d]	h [ft]	Nivel [ft]	Sumergencia [ft]
Actual	5	200	931.0	190.6	2089.0	5714.5	2140.5
	5.5	220	754.9	209.6	1625.8	6177.7	1677.3
	5.7	228	675.3	217.1	1416.5	6387.0	1468.0
	5.8	232	632.9	220.9	1305.0	6498.5	1356.5
	5.9	236	588.4	224.7	1188.0	6615.5	1239.5
	6	240	541.5	228.5	1064.6	6738.9	1116.1
	6.1	244	491.8	232.2	933.8	6869.7	985.3
	6.2	248	438.7	236.0	794.0	7009.5	845.5
	6.3	252	381.3	239.7	643.1	7160.4	694.6
Optimizado	6.4	256	318.6	243.5	478.2	7325.3	529.7
	6.5	260	249.0	247.1	295.1	7508.4	346.6

Tabla 22:  
Sensibilidad SPM Valtran 33

Pozo 43	Sensibilidad SPM (Sumergencia > 500ft)						
	N [SPM]	Qn [STB/d]	Pwf [psi]	Qo [STB/d]	h [ft]	Nivel [ft]	Sumergencia [ft]
Actual	4.8	125	504.1	119.6	1107.05	8791.45	274.55
	4.9	128	480.0	122.5	1046.7	8851.8	214.2
	5	130	463.5	124.4	1005.3	8893.2	172.8
	5.1	133	438.0	127.2	941.4	8957.1	108.9
	5.2	135	420.5	129.0	897.6	9000.9	65.1
	5.3	138	393.8	131.8	830.6	9067.9	-1.9
	5.4	141	367.3	134.4	764.2	9134.3	-68.3
	5.5	143	348.7	136.1	717.5	9181.0	-115.0

Para el caso del pozo Valtran 43, las condiciones actuales del pozo reflejan un nivel de sumergencia por debajo del límite de seguridad lo cual inhabilita la posibilidad de aumentar el caudal de producción producto de un aumento de la velocidad de operación de la bomba.

Tabla 23:  
Caudal incremental por cambio en SPM

Pozo	Q actual [STB/d]	Qo optimizado, [STB/d]	Pwf, [psi]	Pwf optimizada, [psi]	Qo incremental, [STB/d]	Sumergencia, [ft]	SPM Optimizados
Valtran-31	190.5	243.5	729.5	230.9	53	863	6.3
Valtran-34	167.6	198.1	929.13	651.5	30.5	606.8	6.4
Valtran-42	190.6	256	930.97	318.6	65.4	529.7	6.4
Valtran-43	119.6	119.6	507	507	0	305	4.8

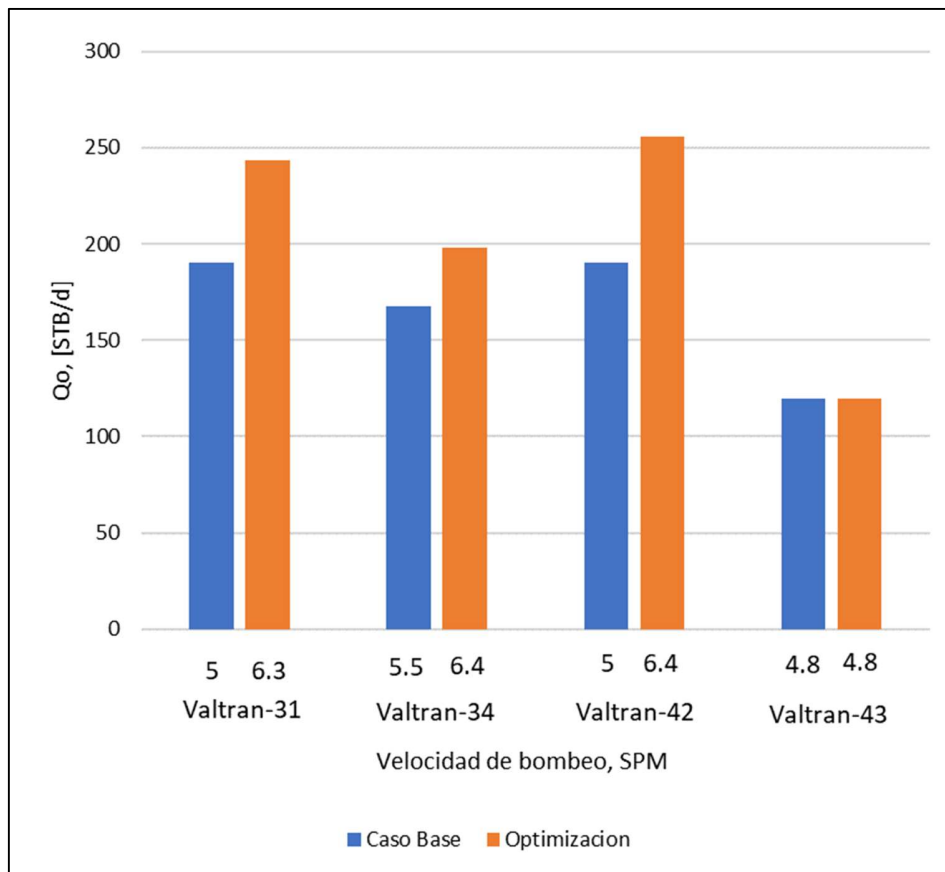


Ilustración 67: Comparación case base y SPM

### 7.5 Escenario C: Sensibilidad diámetro del pistón, optimización bomba de subsuelo

Para hacer una optimización de la producción por efectos de cambios en el diámetro del pistón de la bomba, al igual que en el punto anterior, se realiza un cálculo de la tasa nominal de la bomba, ya que el software no permite el ingreso del diámetro de forma directa. El cálculo se realizó teniendo en cuenta que la tubería de producción tiene un diámetro interno de 2,44 in.

$$Qn = 0.1166 * L * N * d_p^2 * \eta$$

Donde:

L = Longitud Carrera (in)

N = Velocidad (SPM)

dp = Diámetro pistón (in)

$\eta$  = Llenado de la bomba (frac)

Qn = tasa nominal de la bomba (bbl/d).

De acuerdo con la información suministrada por la empresa colaboradora, se cuenta con diferentes tipos de pistones manejados en la bodega del campo, los cuales serán tomados en cuenta para los escenarios de optimización que involucran un ajuste en la bomba de subsuelo. Los diámetros de estos son: 1.25[in], 1.375[in], 1.5[in], 1.75[in], 1.875[in], 2[in], 2.125[in], 2.25[in] y 2.373[in].

Tabla 24:

*Sensibilidad diámetro del pistón Valtran 31*

Pozo Valtran 31: Sensibilidad Dp (ID Tubing = 2.44 in)						
Dp [in]	Qn [STB/d]	Pwf [psi]	Qo [STB/d]	h (ft)	Nivel (ft)	Sumergencia [ft]
2	200	729	190	1644.4	5811.1	2174.9
2.125	226	514	215	1076.8	6378.7	1607.3
2.25	253	182	241	203.9	7251.6	734.4

Tabla 25:

*Sensibilidad diámetro del pistón Valtran 34.*

Pozo Valtran 34: Sensibilidad Dp (ID Tubing = 2.44 in)						
Dp [in]	Qn [STB/d]	Pwf [psi]	Qo [STB/d]	h (ft)	Nivel (ft)	Sumergencia [ft]
1.75	175	929.1	167.6	2101.2	7255.3	1291.7
1.875	201	683.9	192.4	1496.3	7860.2	686.8

Tabla 26:

*Sensibilidad diámetro del pistón Valtran 42.*

Pozo Valtran 42: Sensibilidad Dp (ID Tubing = 2.44 in)						
Dp [in]	Qn [STB/d]	Pwf [psi]	Qo [STB/d]	h (ft)	Nivel (ft)	Sumergencia [ft]
2	200	931.0	190.6	2089.0	5714.5	2140.5
2.125	226	695.8	215.2	1470.4	6333.1	1521.9
2.25	253	366.2	240.7	603.3	7200.2	654.8

Tabla 27:

*Sensibilidad diámetro del pistón Valtran 43.*

Pozo Valtran 43: Sensibilidad Dp (ID Tubing = 2.44 in)						
Dp [in]	Qn [STB/d]	Pwf [psi]	Qo [STB/d]	h (ft)	Nivel (ft)	Sumergencia [ft]
1.25	125	504.1	115.5	1107.0	8791.5	274.5

Tabla 28:  
Caudal incremental por cambio en el diámetro del pistón

Pozo	Q actual [STB/d]	Qo optimizado, [STB/d]	Pwf, [psi]	Pwf optimizada, [psi]	Qo incremental, [STB/d]	Sumergencia, [ft]	Diametro piston [in]
Valtran-31	190.5	240.7	729.5	182	50.2	818	2.25
Valtran-34	167	192.4	929.13	684	25.4	686.7	1.875
Valtran-42	190.6	240.7	930.97	366.2	50.1	747.43	2.25
Valtran-43	119	119	507	507	0	304.8	4.8

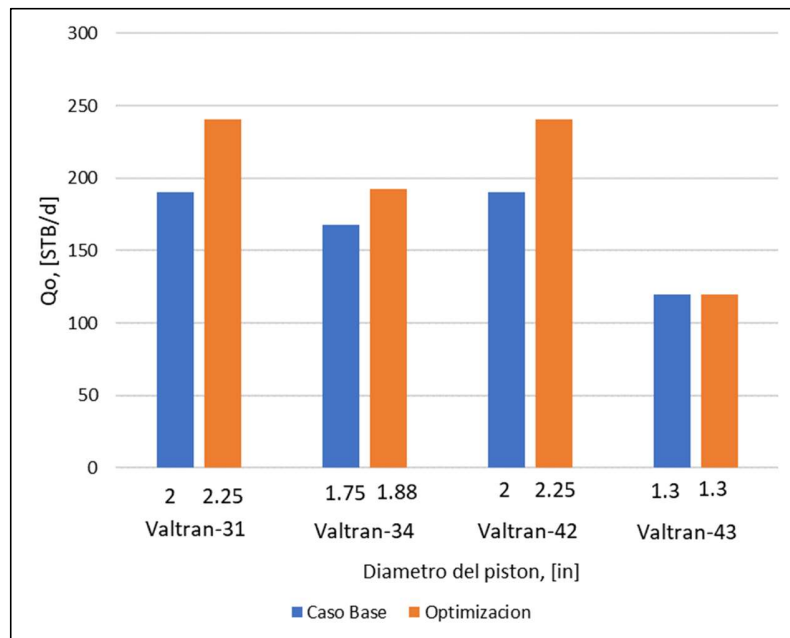


Ilustración 68: Comparación caso base y caso DP

## 7.6 Escenario D: Sensibilidad diámetro del pistón y velocidad de la bomba combinados.

En este punto se buscó el escenario más óptimo tanto de diámetro del pistón como de velocidad de la bomba. Inicialmente se tuvo en cuenta el diámetro del pistón optimizado que se escogió en

el Escenario C y posteriormente se tomaron diferentes velocidades de bomba esto con el propósito de calcular los nuevos caudales nominales. Una vez ingresamos esa información en el simulador se obtiene como resultado los caudales de aceite y presiones de fondo que permiten el posterior cálculo de los nuevos niveles de sumergencia, siendo esta última la variable crítica de selección.

Tabla 29:

*Caudal incremental por combinación Valtran 31.*

Dp	2.25					
Dp <sup>2</sup>	5.0625					
<b>Pozo Valtran 31: Sensibilidad Dp x SPM</b>						
<b>N [SPM]</b>	<b>Qn [STB/d]</b>	<b>Pwf [psi]</b>	<b>Qo [STB/d]</b>	<b>h [ft]</b>	<b>Nivel [ft]</b>	<b>Sumergencia [ft]</b>
5	253	182.0	240.7	287.0	7168.5	817.5
5.1	258	84.2	245.4	30.0	7425.5	560.5

Tabla 30:

*Caudal incremental por combinación Valtran 34*

Dp	1.875					
Dp <sup>2</sup>	3.515625					
<b>Pozo Valtran 34: Sensibilidad Dp x SPM</b>						
<b>N [SPM]</b>	<b>Qn [STB/d]</b>	<b>Pwf [psi]</b>	<b>Qo [STB/d]</b>	<b>h [ft]</b>	<b>Nivel [ft]</b>	<b>Sumergencia [ft]</b>
5.5	201	683.9	192.4	1496.3	7860.2	686.8
5.6	205	640.5	196.2	1389.0	7967.5	579.5
5.7	208	606.5	199.0	1305.3	8051.2	495.8

Tabla 31:  
Caudal incremental por combinación Valtran 42.

Dp		2.25					
Dp <sup>2</sup>		5.0625					
<b>Pozo Valtran 42: Sensibilidad Dp x SPM</b>							
N [SPM]	Qn [STB/d]	Pwf [psi]	Qo [STB/d]	h [ft]	Nivel [ft]	Sumergencia [ft]	
5	253	366.2	240.7	695.0	7108.5	746.5	
5.1	258	284.8	245.3	481.0	7322.5	532.5	
5.2	263	191.0	249.9	142.6	7660.9	194.1	

Nuevamente, debido a la poca sumergencia de Valtran 43, el cálculo de un diámetro de pistón o una nueva velocidad más alta, solo provocaría una disminución de la sumergencia. A continuación, se presenta un breve resumen de los resultados para el escenario D.

Tabla 32:  
Caudal incremental por cambio en el diámetro del pistón y SPM de la unidad

Pozo	Q actual [STB/d]	Qo optimizado, [STB/d]	Pwf, [psi]	Pwf optimizada, [psi]	Qo incremental, [STB/d]	Sumergencia, [ft]	Diametro piston [in]	SPM
Valtran-31	190.5	245.4	729.5	84.16	54.9	560.6	2.25	5.1
Valtran-34	167	196.2	929.13	640.5	29.2	580	1.875	5.6
Valtran-42	190.6	245.3	930.97	284.8	54.7	533	2.25	5.1
Valtran-43	119	119	507	507	0	305	4.8	4.8

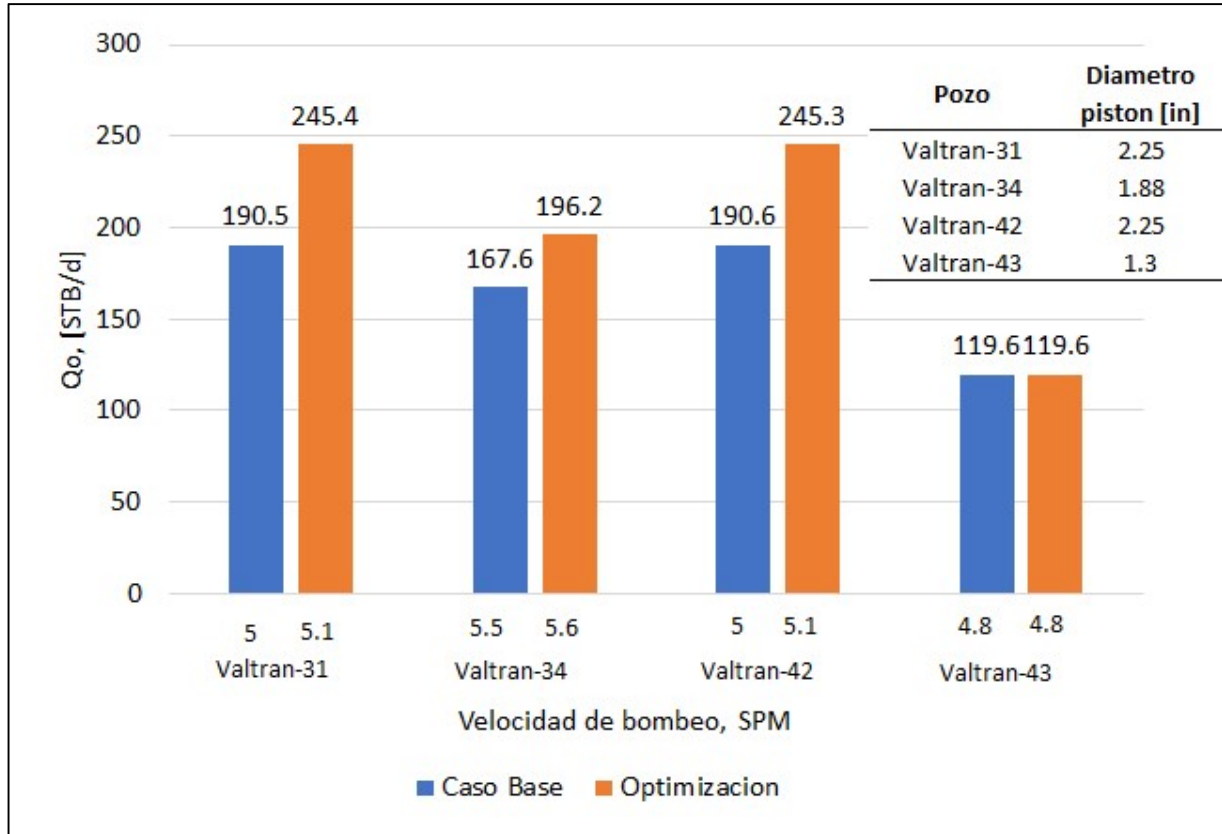


Ilustración 69: Comparación caso base y caso DP y SPM

### 7.7 Escenario E: Sensibilidad TPP + Velocidad de la bomba

A continuación, se dará comienzo a una nueva serie de escenarios de optimización, en donde se agregará una nueva variable, la cual es la densidad de perforaciones. Al aumentar los TPP de 4 a 12 TPP para el pozo Valtran 31, el AOF de este aumenta lo cual permite la extracción de más hidrocarburo.

El software de simulación es alimentado en base a los resultados obtenidos en el escenario A, una vez se ingresa el nuevo AOF al programa se realiza el mismo procedimiento de los Escenarios B, C y D para los escenarios E, F y G respectivamente. Las siguientes figuras representan el comportamiento cuando se aumenta la densidad de perforados y a su vez se busca un aumento en la velocidad de operación de la bomba en cada uno de los pozos. Es importante resaltar que las casillas resaltadas de color celeste representan el caso base para los SPM y las casillas resaltadas de color amarillo representan el mejor escenario teniendo en cuenta que la sumergencia esté por encima de los 500ft, límite de seguridad reportado por la empresa colaboradora.

Tabla 33:

*Caudal incremental por combinación TPP+ SPM: Valtran 31*

Pozo 31	Sensibilidad SPM (Sumergencia > 500ft)						
	N [SPM]	Qn [STB/d]	Pwf [psi]	Qo [STB/d]	h [ft]	Nivel [ft]	Sumergencia [ft]
<b>AOF</b>							
<b>(12 TPP)</b>	5	200	879.4	190.5	2039.1	5416.4	2569.6
279.12	5.5	220	759.9	200.0	1724.7	5730.8	2255.2
	6	240	623.7	209.5	1366.1	6089.4	1896.6
	6.5	260	460.6	219.0	937.1	6518.4	1467.6
	7	280	243.6	228.5	366.0	7089.5	896.5
	7.1	284	186.7	237.9	216.3	7239.2	746.8
	7.2	288	120.8	243.5	42.8	7412.7	573.3
	7.3	292	39.9	247.2	-170.0	7625.5	360.5

Tabla 34:

*Caudal incremental por combinación TPP+ SPM: Valtran 34.*

Pozo 34	Sensibilidad SPM (Sumergencia > 500ft)						
	N [SPM]	Qn [STB/d]	Pwf [psi]	Qo [STB/d]	h [ft]	Nivel [ft]	Sumergencia [ft]
<b>AOF (12 TPP)</b>	5.5	175	1201.5	167.7	2773.1	6583.4	1963.6
290.61	6	191	1111.1	183.0	2550.0	6806.5	1740.5
	6.5	207	1014.3	198.3	2311.3	7045.2	1501.8
	7	223	909.54	213.6	2052.8	7303.7	1243.3
	7.5	239	794.49	228.9	1769.0	7587.5	959.5
	8	255	665.51	244.1	1450.8	7905.7	641.3
	8.1	258	639.35	246.9	1386.3	7970.2	576.8
	8.2	261	612.47	249.8	1320.0	8036.5	510.5
	8.3	264	584.8	252.6	1251.7	8104.8	442.2
	8.4	267	556.34	255.4	1181.5	8175.0	372.0

Tabla 35:

*Caudal incremental por combinación TPP+ SPM: Valtran 42.*

Pozo 42	Sensibilidad SPM (Sumergencia > 500ft)						
	N [SPM]	Qn [STB/d]	Pwf [psi]	Qo [STB/d]	h [ft]	Nivel [ft]	Sumergencia [ft]
<b>AOF (12 TPP)</b>	5	200	1099.3	190.7	2531.9	5271.6	2583.4
288.29	5.25	210	1034.1	200.2	2360.3	5443.2	2411.8
	5.5	220	965.5	209.7	2179.8	5623.7	2231.3
	5.75	230	892.8	219.2	1988.5	5815.0	2040.0
	6	240	815.2	228.7	1784.6	6018.9	1836.1
	6.25	250	731.7	238.1	1564.9	6238.6	1616.4
	6.5	260	640.6	247.6	1325.3	6478.2	1376.8
	7	280	423.7	266.4	754.7	7048.8	806.2
	7.1	284	371.8	270.2	618.2	7185.3	669.7
	7.2	288	315.5	273.9	470.2	7333.3	521.7
	7.3	292	253.7	277.6	307.6	7495.9	359.1

Tabla 36:

*Caudal incremental por combinación TPP+ SPM: Valtran 43*

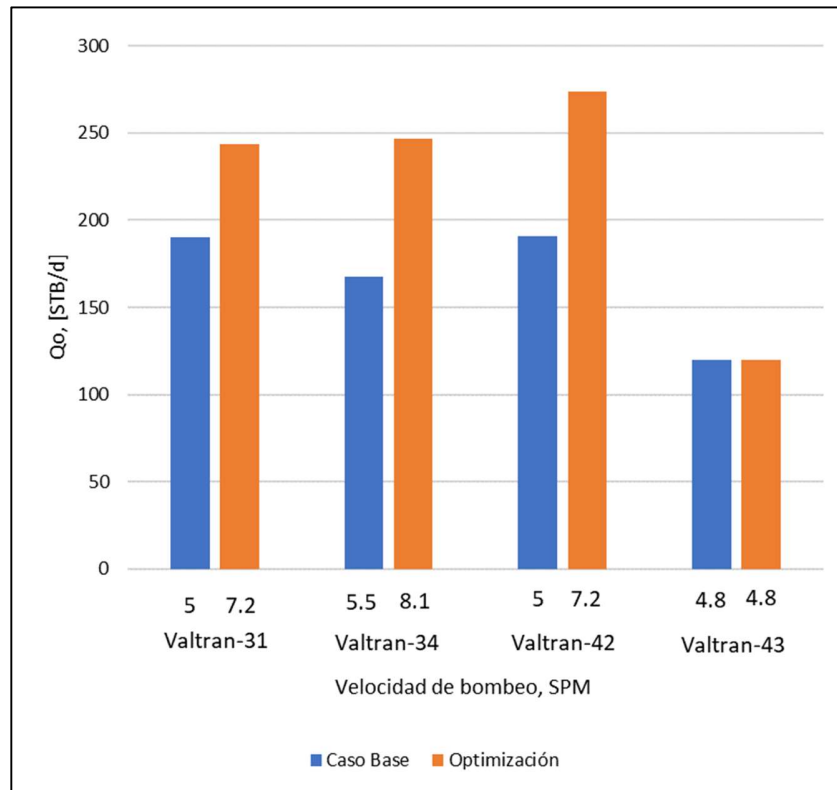
Pozo 43	Sensibilidad SPM (Sumergencia > 500ft)						
	N [SPM]	Qn [STB/d]	Pwf [psi]	Qo [STB/d]	h [ft]	Nivel [ft]	Sumergencia [ft]
<b>AOF (12 TPP)</b>	4.8	125	602.0	119.7	1352.4	8546.1	519.9
175.48	4.9	128	583.3	122.6	1305.5	8593.0	473.0
	5	130	570.5	124.5	1273.5	8625.0	441.0
	5.1	133	551.0	127.4	1224.5	8674.0	392.0
	5.2	135	537.6	129.3	1191.1	8707.4	358.6
	5.3	138	517.2	132.1	1139.8	8758.7	307.3
	5.4	141	496.1	135.0	1087.0	8811.5	254.5
	5.5	143	481.7	136.9	1050.9	8847.6	218.4

A diferencia de los escenarios anteriores, en este escenario el pozo Valtran 43 se encuentra dentro del margen de seguridad para la sumergencia de la bomba debido al aumento del aporte de hidrocarburo al pozo proveniente del recañoneo en la formación, superando los 500ft de sumergencia mínimo, aun así, no se logra optimizar la velocidad de la bomba.

Tabla 37:

*Caudal incremental por combinación TPP+ SPM*

Pozo	Q actual [STB/d]	Qo optimizado, [STB/d]	Pwf, [psi]	Pwf optimizada, [psi]	Qo incremental, [STB/d]	Sumergencia, [ft]	AOF [STB/d]	SPM
Valtran-31	190.5	243.5	729.5	120.8	53	573.3	279.1	7.2
Valtran-34	167	246.9	929.13	246.9	79.9	576.8	290.6	8.1
Valtran-42	190.6	273.9	930.97	273.9	83.3	521.7	288.3	7.2
Valtran-43	119	119.6	507	602	0.6	305	175.5	4.8



*Ilustración 70:* Comparación caso base y caso TPP + SPM

## 7.8 Escenario F: Sensibilidad TPP y cambio de bomba

De similar manera que, en el caso anterior, en este escenario se modifica el diámetro del pistón teniendo en cuenta el nuevo AOF resultado del aumento en la densidad de perforados. Las siguientes ilustraciones presentan las opciones recomendadas resaltadas de color amarillo para cada uno de los pozos.

Cabe resaltar que, en algunos casos, como en la tabla del pozo Valtran 34, para algunos diámetros de pistón, el resultado de la sumergencia da error, esto debido a que, al considerar un

diámetro de pistón mayor, el caudal nominal que puede levantar la bomba aumenta. Si este  $Q_n$  supera el valor de AOF del pozo el software no podrá arrojar un punto de corte  $P_{wf}$  vs  $Q_o$  debido a que la bomba estaría sobredimensionada

Tabla 38:

*Sensibilidad TPP + cambio de bomba: pozo Valtran 31*

Pozo 31	Sensibilidad Dp (ID Tubing = 2.44 in)							
	Dp [in]	Dp <sup>2</sup>	Qn [STB/d]	Pwf [psi]	Qo [STB/d]	h (ft)	Nivel (ft)	Sumergencia [ft]
AOF (12 TPP)	2	4.00	200	879	190.5	2039.1	5416.4	2569.6
279.12	2.125	4.52	226	721	215.2	1622.5	5833.0	2153.0
	2.25	5.06	253	522	240.7	1098.0	6357.5	1628.5
	2.373	5.63	282	216.06	246.1	293.6	7161.9	824.1

Tabla 39:

*Sensibilidad TPP + cambio de bomba: pozo Valtran 34*

Pozo 34	Sensibilidad Dp (ID Tubing = 2.44 in)							
	Dp [in]	Dp <sup>2</sup>	Qn [STB/d]	Pwf [psi]	Qo [STB/d]	h (ft)	Nivel (ft)	Sumergencia [ft]
AOF (12 TPP)	1.75	3.06	175	1201	167.7	2773.1	6583.4	1963.6
290.61	1.875	3.52	201	1051	192.6	2402.9	6953.6	1593.4
	2	4.00	229	867.76	219.4	1949.8	7406.7	1140.3
	2.125	4.52	258	639.35	246.9	1386.3	7970.2	576.8

Tabla 40:

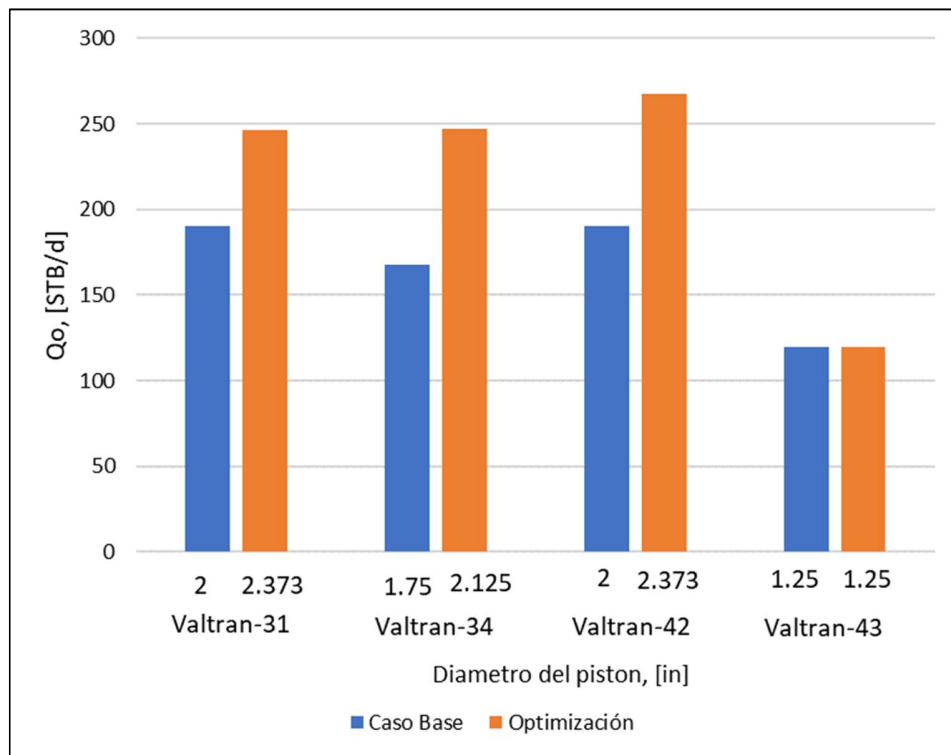
*Sensibilidad TPP + cambio de bomba: pozo Valtran 42*

Pozo 42	Sensibilidad Dp (ID Tubing = 2.44 in)							
	Dp [in]	Dp <sup>2</sup>	Qn [STB/d]	Pwf [psi]	Qo [STB/d]	h (ft)	Nivel (ft)	Sumergencia [ft]
AOF (12 TPP)	2	4.00	200	1099.3	190.7	2531.9	5271.6	2583.4
288.29	2.125	4.52	226	922.4	215.4	2066.4	5737.1	2117.9
	2.25	5.06	253	705.3	241.0	1495.4	6308.1	1546.9
	2.373	5.63	282	398.3	268.3	687.8	7115.7	739.3

Tabla 41:

*Sensibilidad TPP + cambio de bomba: pozo Valtran 43*

Pozo 43	Sensibilidad Dp (ID Tubing = 2.44 in)							
	Dp [in]	Dp <sup>2</sup>	Qn [STB/d]	Pwf [psi]	Qo [STB/d]	h (ft)	Nivel (ft)	Sumergencia [ft]
AOF (12 TPP)	1.25	1.56	125	602.0	119.7	1352.4	8546.1	519.9
175.48	1.375	1.89	151	421.0	144.4	898.9	8999.6	66.4



*Ilustración 71:* Comparación caso base y caso TPP+ DP

### 7.9 Escenario G: Sensibilización TPP + SPM + cambio de bomba.

Tomando en consideración los casos E y F, el escenario de optimización G presenta una combinación del nuevo AOF producto de los 12 TPP escogidos para cada pozo, El diámetro de pistón escogido en el escenario F para cada pozo y la velocidad de operación de la bomba, siendo esta última la variable. De igual manera el nivel de sumergencia será nuestra limitante o variable de selección, buscando el caso con mejor producción que a su vez le permita al pozo operar bajo unas condiciones de seguridad (nivel de sumergencia de la bomba >500 [ft]). Las siguientes tablas presentan los resultados obtenidos.

Tabla 42:

*Caudal incremental por combinación TPP + SPM + cambio de bomba: Valtran 31.*

<b>Dp</b>	2.373						
<b>Dp<sup>2</sup></b>	5.631129						
<b>Sensibilidad TPP x Dp x SPM</b>							
<b>N [SPM]</b>	<b>Qn [STB/d]</b>	<b>Pwf [psi]</b>	<b>Qo [STB/d]</b>	<b>h [ft]</b>	<b>Nivel [ft]</b>	<b>Sumergencia [ft]</b>	<b>Pozo 31</b>
5	282	216.1	268.4	293.6	7161.9	824.1	
5.1	287	138.3	273.1	89.0	7366.5	619.5	<b>AOF (12 TPP)</b>
5.2	293	16.0	278.6	-232.838397	7688.3384	297.6616025	279.12

Tabla 43:

*Caudal incremental por combinación TPP + SPM + cambio de bomba: Valtran 34.*

<b>Dp</b>	2.125						
<b>Dp<sup>2</sup></b>	4.515625						
<b>Sensibilidad TPP x Dp x SPM</b>							
<b>N [SPM]</b>	<b>Qn [STB/d]</b>	<b>Pwf [psi]</b>	<b>Qo [STB/d]</b>	<b>h [ft]</b>	<b>Nivel [ft]</b>	<b>Sumergencia [ft]</b>	<b>Pozo 34</b>
5.5	258	639.4	246.9	1386.3	7970.2	576.8	
5.6	263	594.1	251.7	1274.7	8081.8	465.2	<b>AOF (12 TPP)</b>
5.7	267	556.3	255.4	1181.5	8175.0	372.0	290.61
5.8	272	507.1	260.0	1060.2	8296.3	250.7	
5.9	277	456.6	264.5	935.5	8421.0	126.0	
6	281	418.6	209.8	841.8	8514.7	32.3	

Tabla 44:

*Caudal incremental por combinación TPP + SPM + cambio de bomba: Valtran 42*

<b>Dp</b>	2.373						
<b>Dp<sup>2</sup></b>	5.631129						
<b>Sensibilidad TPP x Dp x SPM</b>							
<b>N [SPM]</b>	<b>Qn [STB/d]</b>	<b>Pwf [psi]</b>	<b>Qo [STB/d]</b>	<b>h [ft]</b>	<b>Nivel [ft]</b>	<b>Sumergencia [ft]</b>	<b>Pozo 42</b>
5	282	398.3	268.3	687.8	7115.7	739.3	
5.1	287	330.1	273.0	508.4	7295.1	559.9	<b>AOF</b>
5.2	293	237.2	278.5	264.2	7539.3	315.7	<b>(12 TPP)</b>
5.3	298	147.7	282.9	28.6	7774.9	80.1	288.29

Para el caso del Pozo Valtran 43 solo cabe resaltar que el pozo se encontraba con una sumergencia por debajo del valor recomendado y realizando la operación de cañoneo a 12 TPP se logra una sumergencia más estable, aunque no se pueden mirar más escenarios de optimización en conjunto con otras variables críticas como los SPM o el diámetro del pistón en la bomba de subsuelo.

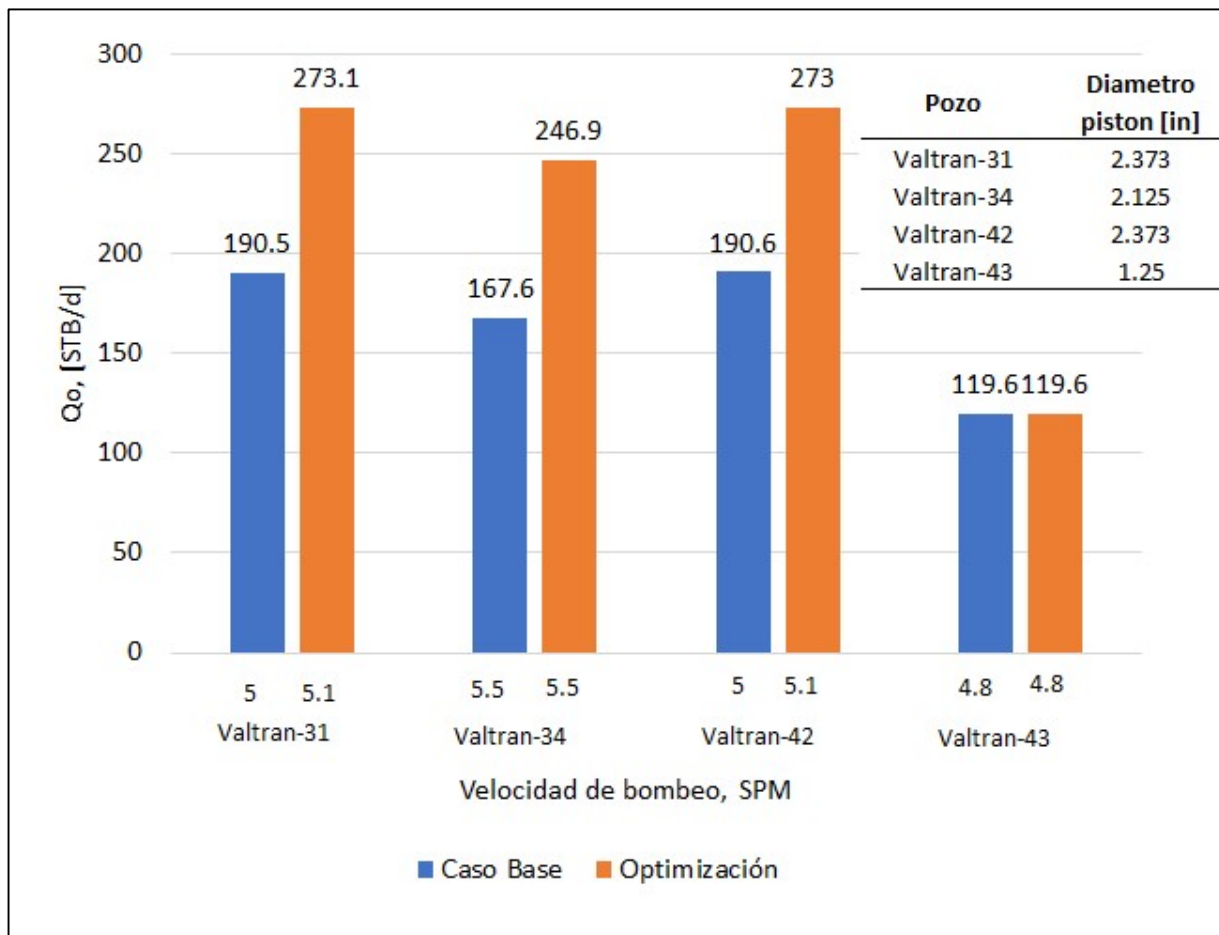


Ilustración 72: Comparación caso base y caso TPP+ SPM + DP

### 7.10 Escenario H: Sensibilización del cambio de tubería de producción + cambio de bomba + TPP

Con el propósito de presentar un enfoque más específico de acuerdo con las diferentes variables que afectan la producción de los pozos se agregó un parámetro extra, el cual es el cambio en el diámetro de la tubería de producción. Es importante resaltar que para tomar en cuenta un cambio

en la tubería es necesario cambiar la bomba de subsuelo pues se espera que esta última permita un mayor aporte de fluidos a superficie.

Para los pozos Valtran 31, 34 y 42 se evaluaron 2 tipos de tuberías. La ilustración 91 presenta más a detalle los datos de la tubería del caso base junto con las nuevas tuberías.

Tabla 45:

*Datos de tuberías de producción*

	OD [in]	ID [in]	Grado	Densidad [lb/ft]
<b>Casing Prod</b>	7	6.456	P-110	29
<b>Tubing base</b>	2 7/8	2.992	J-55	6.5
<b>Tubing A</b>	3 1/2	2.992	J-55	9.3
<b>Tubing B</b>	4	3.476	J-55	11

Mediante el uso del software de simulación de cambio el diámetro de la tubería de producción de acuerdo con los dos elementos planteados para cada uno de los pozos. El primer paso fue el cálculo de la tasa nominal de la bomba de acuerdo con los diferentes diámetros de pistón, luego se alimentó el programa con estos datos para obtener los puntos de presión y caudal producido para cada pozo. Por último, se calcula el nivel de sumergencia para la tubería A y B en cada uno de los diferentes diámetros de pistón. Las siguientes ilustraciones presentan los resultados obtenidos para cada uno de los pozos. Las casillas resaltadas de color celeste presentan el diámetro del pistón del caso base y las casillas de color amarillo representa el diámetro de pistón optimizado de acuerdo con el nivel de sumergencia.

Tabla 46:

*Caudal incremental por combinación de tubería de producción + TPP+ cambio de bomba:  
Valtran 31*

Pozo 31	Sensibilidad Dp x Tubing de Producción												
	Dp [in]	Dp <sup>2</sup>	Qn [STB/d]	Pwf [psi]		Qo [STB/d]		h (ft)		Nivel (ft)		Sumergencia	
				A	B	A	B	A	B	A	B	A	B
279.12	2	4	200	924	924	190.5	190.5	2232.5	2278.8	5223.0	5176.7	2763.0	2809.3
	2.125	4.515625	226	783	783	215.3	215.3	1859.9	1906.2	5595.6	5549.3	2390.4	2436.7
	2.25	5.0625	253	604	604	241.0	241.0	1388.6	1434.9	6066.9	6020.6	1919.1	1965.4
	2.373	5.631129	282	318	318	269	269	636.5	682.8	6819.0	6772.7	1167.0	1213.3
	2.75	7.5625	378	N/A	N/A	N/A	N/A	#¡VALOR!	#¡VALOR!	#¡VALOR!	#¡VALOR!	#¡VALOR!	#¡VALOR!

Tabla 47:

*Caudal incremental por combinación de tubería de producción + TPP+ cambio de bomba:  
Valtran 34*

Pozo 34	Sensibilidad Dp x Tubing de Producción												
	Dp [in]	Dp <sup>2</sup>	Qn [STB/d]	Pwf [psi]		Qo [STB/d]		h (ft)		Nivel (ft)		Sumergencia	
				A	B	A	B	A	B	A	B	A	B
290.61	1.75	3.0625	175	1231	1231	167.7	167.7	2869.6	2920.7	6486.9	6435.8	2060.1	2111.2
	1.875	3.515625	201	1097	1097	192.6	192.6	2537.6	2588.7	6818.9	6767.8	1728.1	1779.2
	2	4	229	933	933	219.4	219.4	2132.9	2183.9	7223.6	7172.6	1323.4	1374.4
	2.125	4.515625	258	728	728	247.0	247.0	1627.5	1678.6	7729.0	7677.9	818.0	869.1
	2.25	5.0625	289	420	420	276.0	276.0	869.6	920.6	8486.9	8435.9	60.1	111.1

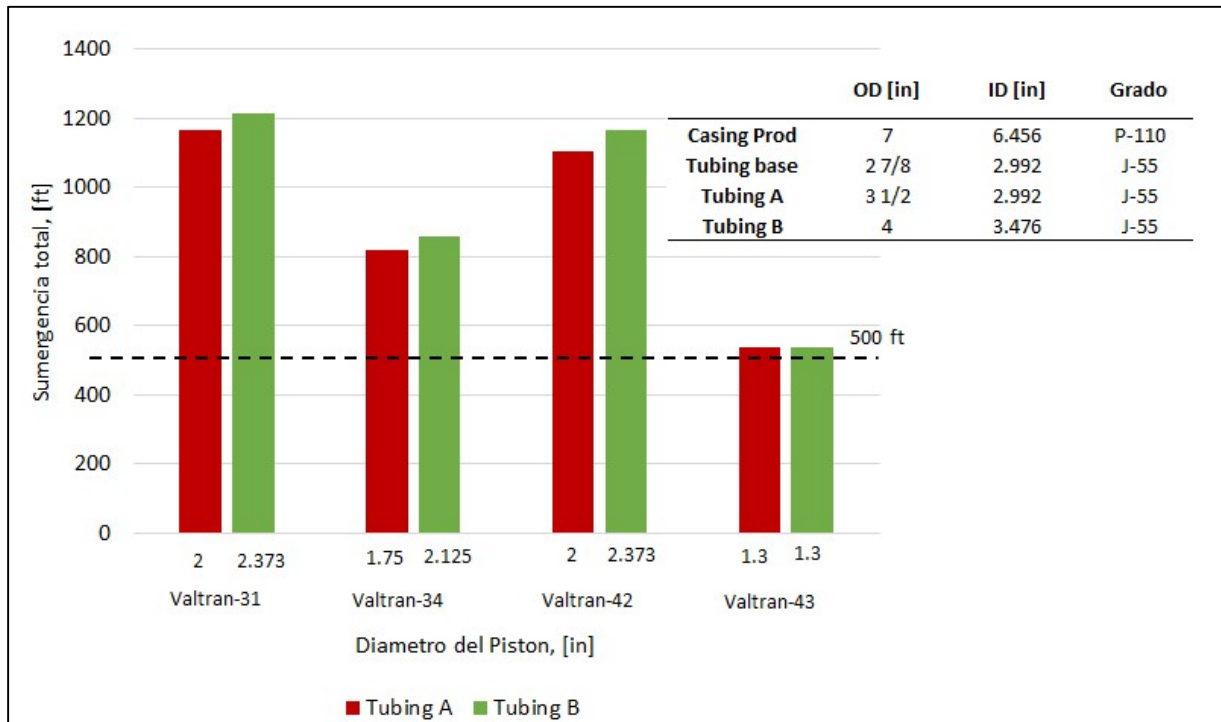
Tabla 48:

*Caudal incremental por combinación de tubería de producción + TPP+ cambio de bomba:  
Valtran 42*

Pozo 42	Sensibilidad Dp x Tubing de Producción												
	Dp [in]	Dp <sup>2</sup>	Qn [STB/d]	Pwf [psi]		Qo [STB/d]		h (ft)		Nivel (ft)		Sumergencia	
				A	B	A	B	A	B	A	B	A	B
288.29	2	4	200	1142	1142	190.7	190.7	2714.7	2774.6	5088.8	5028.9	2766.2	2826.1
	2.125	4.515625	226	985	985	215.4	215.4	2299.6	2359.6	5503.9	5443.9	2351.1	2411.1
	2.25	5.0625	253	791	791	241.0	241.0	1789.9	1849.8	6013.6	5953.7	1841.4	1901.3
	2.373	5.631129	282	511	511	268.5	268.5	1054.4	1114.4	6749.1	6689.1	1105.9	1165.9
	2.75	7.5625	378	6	6	288	288	-275.0	-275.0	8078.5	8078.5	-223.5	-223.5

Para el caso del pozo Valtran 43, después de hacer el ejercicio de optimización de este escenario se puede ver, aunque se cambie la tubería de producción por una de mayor diámetro no es posible usar un pistón mayor en la bomba de subsuelo debido al valor de AOF en el escenario de recañoneo. El único logro es una sumergencia más estable en el pozo, aunque esto se debe

netamente al aumento de TPP y no al aumento en el diámetro de la tubería, es por ello por lo que para este pozo no se presenta una tabla de resultado.



*Ilustración 73:* Grafica del nivel de sumergencia por la combinación de tubería de producción + TPP+ cambio de bomba

A manera de conclusión se puede notar que no es viable técnicamente realizar un cambio en la tubería de producción debido a que se selecciona el mismo diámetro del pistón de la bomba en comparación con los escenarios en donde la tubería no se cambia. Al escogerse la misma bomba no presenta un aumento en la producción, el único aspecto que se mejora es la obtención de un nivel de sumergencia más alto, aunque este parámetro no es decisivo a la hora de realizar un análisis económico, es por esto que se descarta la opción de analizar financieramente un cambio de tubería de producción.

A continuación, se presenta la figura comparativa entre los diferentes escenarios de optimización para cada uno de los pozos

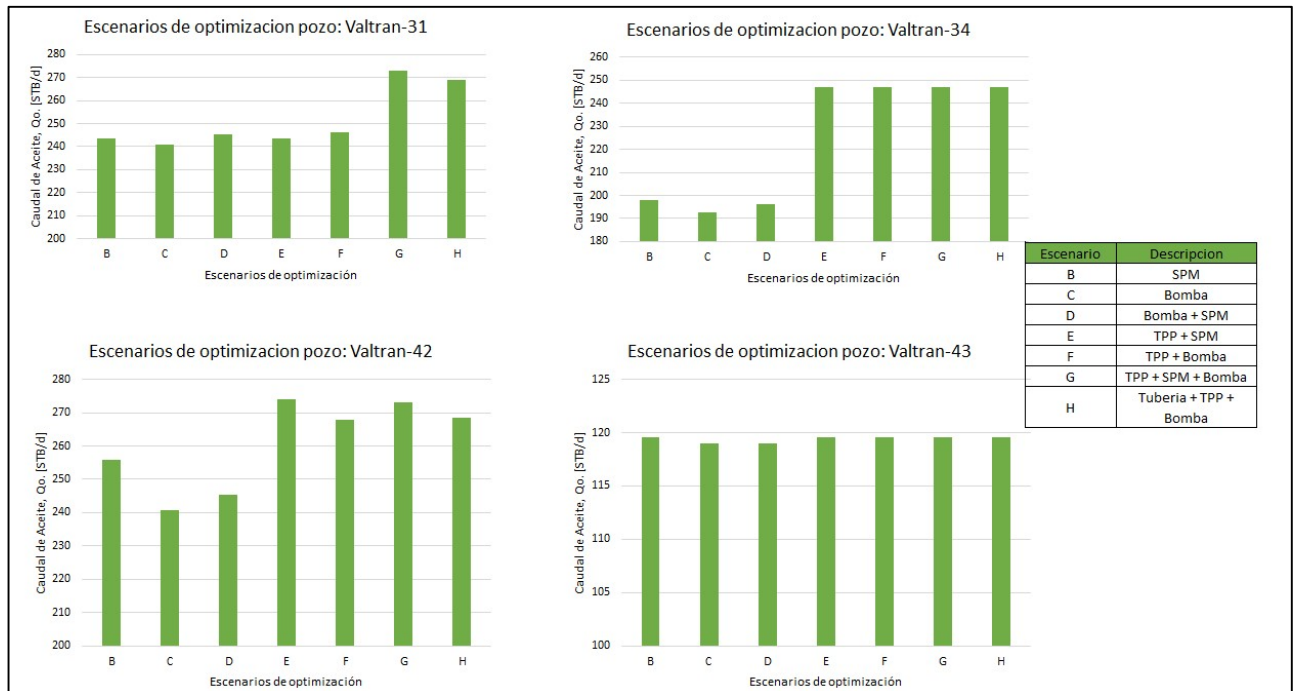


Ilustración 74: Comparativa entre los diferentes escenarios de optimización

### 7.11 Evaluación de las condiciones de red en superficie.

Según los criterios establecidos en el Manual de Ingeniería de Diseño, (MID), NORMA API RP-14E, los criterios más importantes para la evaluación de líneas en superficies son:

- Velocidad del fluido menor al 65% de la velocidad de erosión, el desgaste interno de la tubería.

- Evitar el régimen de flujo tapón, el cual provoca altas velocidades y favorece el desgaste interno de la tubería.
- Un gradiente de con una caída no mayor a 1 psi cada 100 ft.

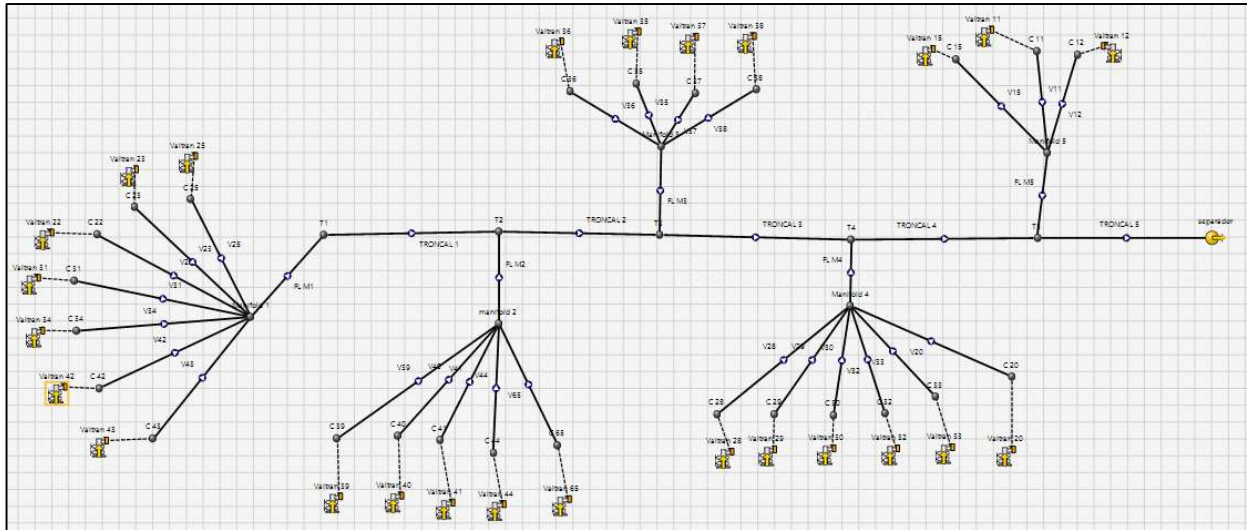


Ilustración 75: Esquema de líneas en superficie.

### 7.11.1 Red de superficie actual.

Tabla 49:  
Análisis de las líneas en superficie actual

Análisis de las líneas de en superficie (actual)								
Valtran	línea	Longitud	Caída de presión (psi/100ft)		Velocidad de la mezcla (ft/seg)		Velocidad de erosión (ft/seg)	patron de flujo
			limite	actual	limite	actual		
Manifolds	M1-T1	3530	<1	0.085	8.72	0.25	13.41	liquido
	M2-T2	1600	<1	0.375	8.80	0.08	13.54	liquido
	M3-T3	1675	<1	0.30	8.73	0.03	13.43	liquido
	M4-T4	1988	<1	0.35	8.81	0.04	13.55	liquido
	M5-T5	1800	<1	0.22	8.79	0.04	13.53	liquido
Troncal	T1-T2	2296	<1	0.052	8.72	0.25	13.41	liquido
	T2-T3	5062	<1	0.16	8.74	0.34	13.45	liquido
	T3-T4	2897	<1	0.21	8.75	0.37	13.46	liquido
	T4-T5	2116	<1	0.24	8.76	0.41	13.47	liquido
	T5-Separador	4935	<1	0.10	8.91	0.46	13.7	transition

Como se observa en la tabla anterior, todas las líneas de superficie se encuentran en condiciones óptimas de operación, en cada uno de los parámetros de evaluación.

### 7.11.2 Red de superficie cambio de SPM

Tabla 50:  
*Análisis de las líneas en superficie SPM*

Análisis de las líneas de en superficie (SPM)								
Valtran	línea	Longitud	Caída de presión (psi/100ft)		velocidad de la mezcla (ft/seg)		velocidad de erosión (ft/seg)	patron de flujo
			limite	actual	limite	actual		
Manifolds	M1-T1	3530	<1	0.060	8.71	0.29	13.4	liquido
	M2-T2	1600	<1	0.37	8.78	0.09	13.5	liquido
	M3-T3	1675	<1	0.25	8.71	0.03	13.4	liquido
	M4-T4	1988	<1	0.37	8.71	0.04	13.4	liquido
	M5-T5	1800	<1	0.20	8.78	0.035	13.5	liquido
Troncal	T1-T2	2296	<1	0.090	8.71	0.29	13.4	liquido
	T2-T3	5062	<1	0.08	8.71	0.38	13.4	liquido
	T3-T4	2897	<1	0.05	8.71	0.42	13.4	liquido
	T4-T5	2116	<1	0.20	8.71	0.45	13.4	liquido
	T5-Separador	4935	<1	0.05	8.84	0.5	13.6	transition

Después de realizar los ajustes de SPM según lo reportado en la tabla anterior, todas las líneas de superficie se encuentran en condiciones óptimas de operación, en cada uno de los parámetros de evaluación.

### 7.11.3 Red de superficie cambio diámetro de pistón.

Tabla 51:  
*Análisis de las líneas en superficie cambio del pistón*

Análisis de las líneas de en superficie (Diámetro pistón)								
Valtran	línea	Longitud	Caída de presión (psi/100ft)		velocidad de la mezcla (ft/seg)		velocidad de erosión (ft/seg)	patron de flujo
			limite	actual	limite	actual		
Manifolds	M1-T1	3530	<1	0.170	8.71	0.29	13.4	liquido
	M2-T2	1600	<1	0.4375	8.71	0.09	13.4	liquido
	M3-T3	1675	<1	0.30	8.71	0.04	13.4	liquido
	M4-T4	1988	<1	0.35	8.78	0.04	13.5	liquido
	M5-T5	1800	<1	0.22	8.71	0.035	13.4	liquido
Troncal	T1-2	2296	<1	0.044	8.71	0.29	13.4	liquido
	T2-T3	5062	<1	0.16	8.71	0.38	13.4	liquido
	T3-T4	2897	<1	0.21	8.71	0.42	13.4	liquido
	T4-T5	2116	<1	0.24	8.78	0.46	13.5	liquido
	T5-Separador	4935	<1	0.10	8.78	0.5	13.5	transition

Después de realizar los ajustes de diámetro de pistón, según lo reportado en la tabla anterior, todas las líneas de superficie se encuentran en condiciones óptimas de operación, en cada uno de los parámetros de evaluación.

### 7.11.4 Red de superficie cambio de SPM y diámetro de pistón.

Tabla 52:  
*Análisis de las líneas en superficie SPM y diámetro del pistón*

Análisis de las líneas de en superficie (SPM+Diámetro pistón)								
Valtran	línea	Longitud	Caída de presión (psi/100ft)		velocidad de la mezcla (ft/seg)		velocidad de erosión (ft/seg)	patron de flujo
			limite	actual	limite	actual		
Manifolds	M1-T1	3530	<1	0.170	8.71	0.29	13.4	liquido
	M2-T2	1600	<1	0.4375	8.71	0.09	13.4	liquido
	M3-T3	1675	<1	0.30	8.71	0.04	13.4	liquido
	M4-T4	1988	<1	0.35	8.78	0.04	13.5	liquido
	M5-T5	1800	<1	0.22	8.71	0.035	13.4	liquido
Troncal	T1-2	2296	<1	0.044	8.71	0.29	13.4	liquido
	T2-T3	5062	<1	0.16	8.71	0.38	13.4	liquido
	T3-T4	2897	<1	0.21	8.71	0.42	13.4	liquido
	T4-T5	2116	<1	0.24	8.78	0.46	13.5	liquido
	T5-Separador	4935	<1	0.10	8.78	0.5	13.5	transition

Después de realizar los ajustes de SPM y diámetro de pistón, según lo reportado en la tabla anterior, todas las líneas de superficie se encuentran en condiciones óptimas de operación, en cada uno de los parámetros de evaluación.

### 7.11.5 Red de superficie cambio de TPP y SPM

Tabla 53:  
*Análisis de las líneas en superficie SPM y TPP*

Análisis de las líneas de en superficie (TPP+SPM)								
Valtran	línea	Longitud	Caída de presión (psi/100ft)		velocidad de la mezcla (ft/seg)		velocidad de erosión (ft/seg)	patron de flujo
			limite	actual	limite	actual		
Manifolds	M1-T1	3530	<1	0.113	8.71	0.33	13.4	liquido
	M2-T2	1600	<1	0.4375	8.71	0.09	13.4	liquido
	M3-T3	1675	<1	0.30	8.71	0.04	13.4	liquido
	M4-T4	1988	<1	0.35	8.71	0.04	13.4	liquido
	M5-T5	1800	<1	0.39	8.78	0.035	13.5	liquido
Troncal	T1-2	2296	<1	0.044	8.71	0.33	13.4	liquido
	T2-T3	5062	<1	0.16	8.71	0.42	13.4	liquido
	T3-T4	2897	<1	0.21	8.71	0.46	13.4	liquido
	T4-T5	2116	<1	0.24	8.71	0.5	13.4	liquido
	T5-Separador	4935	<1	0.10	8.78	0.55	13.5	transition

Después de realizar los ajustes de SPM y TPP, según lo reportado en la tabla anterior, todas las líneas de superficie se encuentran en condiciones óptimas de operación, en cada uno de los parámetros de evaluación.

### 7.11.6 Red de superficie de TPP y diámetro de pistón.

Tabla 54:  
*Análisis de las líneas en superficie TPP y diámetro del pistón*

Análisis de las líneas de en superficie (TPP+Diámetro pistón)								
Valtran	línea	Longitud	Caída de presión (psi/100ft)		velocidad de la mezcla (ft/seg)		velocidad de erosión (ft/seg)	patron de flujo
			limite	actual	limite	actual		
Manifolds	M1-T1	3530	<1	0.113	8.71	0.33	13.4	liquido
	M2-T2	1600	<1	0.4375	8.71	0.09	13.4	liquido
	M3-T3	1675	<1	0.30	8.71	0.04	13.4	liquido
	M4-T4	1988	<1	0.35	8.71	0.04	13.4	liquido
	M5-T5	1800	<1	0.22	8.78	0.035	13.5	liquido
Troncal	T1-2	2296	<1	0.044	8.71	0.33	13.4	liquido
	T2-T3	5062	<1	0.16	8.71	0.41	13.4	liquido
	T3-T4	2897	<1	0.21	8.71	0.45	13.4	liquido
	T4-T5	2116	<1	0.24	8.71	0.5	13.4	liquido
	T5-Separador	4935	<1	0.11	8.78	0.55	13.5	transition

Después de realizar los ajustes de TPP y diámetro de pistón, según lo reportado en la tabla anterior, todas las líneas de superficie se encuentran en condiciones óptimas de operación, en cada uno de los parámetros de evaluación.

### 7.11.7 Red de superficie de TPP, diámetro de pistón y SPM.

Tabla 55:

*Análisis de las líneas en superficie SPM, TPP y diámetro del pistón*

Análisis de las líneas de en superficie (TPP+D.P+SPM)								
Valtran	línea	Longitud	Caída de presión (psi/100ft)		velocidad de la mezcla (ft/seg)		velocidad de erosión (ft/seg)	patron de flujo
			limite	actual	limite	actual		
Manifolds	M1-T1	3530	<1	0.120	8.71	0.34	13.4	liquido
	M2-T2	1600	<1	0.44	8.71	0.1	13.4	liquido
	M3-T3	1675	<1	0.30	8.71	0.04	13.4	liquido
	M4-T4	1988	<1	0.36	8.71	0.04	13.4	liquido
	M5-T5	1800	<1	0.28	8.78	0.038	13.5	liquido
Troncal	T1-2	2296	<1	0.087	8.71	0.34	13.4	liquido
	T2-T3	5062	<1	0.17	8.71	0.42	13.4	liquido
	T3-T4	2897	<1	0.22	8.71	0.46	13.4	liquido
	T4-T5	2116	<1	0.24	8.71	0.51	13.4	liquido
	T5-Separador	4935	<1	0.11	8.78	0.57	13.5	transition

Después de realizar los ajustes de TPP, diámetro de pistón y SPM según lo reportado en la tabla anterior, todas las líneas de superficie se encuentran en condiciones óptimas de operación, en cada uno de los parámetros de evaluación.

## 8. Análisis financiero.

En este capítulo se abordarán los temas y procedimientos referentes a la evaluación financiera. El análisis económico es el estudio de todos los factores que afectan la rentabilidad de un proyecto, detallar si se pierde o se gana dinero realizando el proyecto. Para este tipo de análisis se realiza un estudio detallado de los costos para la inicialización de los proyectos en estudio y mantenerlos en condiciones óptimas de operación, determinar cuál sería la posible ganancia que se obtendría de

los mismos y si es conviene o no el desarrollo de estos. En la industria de petróleo, se usan indicadores económicos los cuales son de gran ayuda a la hora de la realización de la evaluación financiera de un proyecto, a su vez, parámetros que permiten determinar la viabilidad de este, los llamados indicadores económicos.

## 8.1 Herramientas para usar

Los indicadores y herramientas para usar serán definidos y presentados a continuación con el fin de una mayor comprensión.

**8.1.1 Costos de capital.** Los costos de capitales son los costos asociados a la exploración, explotación, completamiento y en general, procesos de instalación de infraestructuras; comúnmente estos gastos capitales comprenden los costos de instalación de facilidades de producción, de sistemas de levantamiento artificial, manejo de agua de producción, tratamiento de crudo, entre otros.

**8.1.2 Costos de operación.** Estos costos están asociados con costos de servicios de reacondicionamiento de pozos productores o inyectores, personal de trabajo o cualquier costo que se realice por trabajos para mantener en funcionamiento la operación.

**8.1.3 Pay back.** Es el periodo de tiempo que se tarde en recuperar la inversión, es decir, en cuanto tiempo se paga el proyecto.

$$PB = \frac{\text{Inversión requerida}}{\text{Tasa de caja acumulada}}$$

**8.1.4 Flujo de caja.** Es el flujo de entradas y salidas de dinero durante el tiempo de ejecución del proyecto, considerando factores como los ingresos, la inversión, los costos de operación, la depreciación y los impuestos asociados al desarrollo del proyecto.

**8.1.5 Valor presente neto.** El valor presente neto compara todos los ingresos y egresos del proyecto en un solo momento del tiempo. Cuando una cantidad futura se traslada a valor presente, se convierte en un valor menor, debido a la tasa de interés que se le denomina tasa de descuento.

**8.1.6 Tasa Interna De Retorno.** Está definida como la tasa de interés con la cual el VPN es igual cero. Sirve como un indicador de la rentabilidad de un proyecto, a mayor TIR mayor rentabilidad. Por lo cual se puede usar para decidir la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión comparándose con una tasa mínima o tasa de corte.

**8.1.7 Eficiencia Sobre La Inversión (J).** La eficiencia sobre la inversión (J) es utilizada por Ecopetrol S. A. Para garantizar la viabilidad del proyecto este valor de no debe superar el valor de 1. O se descartaría la realización del proyecto.

$$J = \frac{\text{Egresos}}{\text{Ingresos}}$$

## 8.2 Indicadores económicos.

A continuación, se presentan los indicadores económicos utilizados por la compañía operadora para realizar los cálculos económicos de los proyectos de inversión. Adicional se maneja una tasa efectiva anual del 12% y el pozo cuenta con una declinación mensual de 1.6%.

Tabla 56:  
*Lifting cost*

<b>renta /bl</b>	<b>USD</b>
precio de venta	60
lifting cost	-13
transporte	-1
impuesto 1%	-0.46
regalias 8%	-3.68
<b>total</b>	<b>41.9</b>

Fuente: Ecopetrol SA.

### 8.3 Análisis económico para los escenarios de optimización

Una vez explicados los indicadores económicos se continua con el desarrollo del análisis económico de cada escenario de optimización. El proceso aplicado fue el mismo para todos los prospectos con la diferencia de la inversión inicial. En la siguiente tabla se puede apreciar el valor, en Dólares Estadounidenses, de cada una de las operaciones y sub-operaciones que se tuvieron en cuenta a la hora de establecer los egresos.

Tabla 57:  
*Costo de operaciones.*

<b>Operación</b>	<b>costos (USD)</b>	<b>descripción de servicio</b>
Workover	8000/d	Procesos de reacondicionamiento de pozo, sacar tubería, traslado de las unidades y equipos, con el fin de reparar o aumentar la producción del pozo.
Aumento de SPM	2200 + costo de energía adicional	costos asociados al aumento de la energía consumida, la movilización del personal para realizar la operación y pruebas para identificar posibles problemas al realizar el cambio.
Cambio de pistón para la bomba	10000	precio del nuevo pistón por unidad.
	8000	costos diarios asociados a parar la unidad de bombeo, equipo de workover, equipo Flush-by para levantar la sarta de varillas.
	5000	cargo básico de operación por unidad.
	3000	cargo básico corte de tubería.
cañoneo	6000	cargo básico sentada del retenedor.
	180	costo por ft cañoneado con 12 TPP.
	8000	costo de well service por día.

**8.3.1 Análisis económico al cambio en la velocidad de la bomba de subsuelo.** Este escenario se evalúa la rentabilidad en el cambio de la producción del campo Valtran al realizarse una sensibilidad de la velocidad de la bomba, al cambiar los SPM.

- Cálculo de la producción total del campo antes y después de realizar los ajustes.

Tabla 58:  
*Datos para nueva declinación*

<b>Producción actual campo (bl/d)</b>	<b>Producción ajuste SPM (bl/d)</b>	<b>Declinación</b>
1268	1400	0.0167

- Declinación acelerada de la producción

$$Da = \frac{Qia * D}{Qi}$$

Donde:

Da: Declinación acelerada.

Qia: Declinación inicial acelerada.

Qi: Caudal inicial normal.

D: Declinación normal.

$$Da = \frac{(1400 \frac{b}{d}) * (\frac{0.0167}{mes})}{(1268 \frac{b}{d})}$$

$$Da = 0.0184/mes$$

- Después se calcula la producción total de cada mes, teniendo en cuenta la tasa de declinación mensual de 1.66% para la producción normal y la nueva tasa de declinación de 1.84% para la producción acelerada, mediante la ecuación.

$$Q = Qi * e^{(-D*t)}$$

Donde:

D: tasa de declinación

Qi: caudal inicial

T: tiempo transcurrido

Tabla 59:

*Producciones en los distintos escenarios.*

<b>mes</b>	<b>prod. normal (bl)</b>	<b>prod. Acelerada(bl)</b>	<b>prod. Incremental (bl)</b>
1	38040	42000	3960
2	37411	41234	3823
3	36793	40482	3689
4	36185	39744	3559
5	35587	39020	3433
6	34998	38308	3310
7	34420	37610	3190
8	33851	36924	3073
9	33292	36251	2959
10	32741	35590	2848
11	32200	34941	2741
12	31668	34304	2636
13	31145	33678	2534
14	30630	33064	2434
15	30123	32461	2338
16	29626	31869	2244
17	29136	31288	2152
18	28654	30718	2063
19	28181	30158	1977
20	27715	29608	1893
21	27257	29068	1811
22	26806	28538	1732
23	26363	28018	1654
24	25928	27507	1579

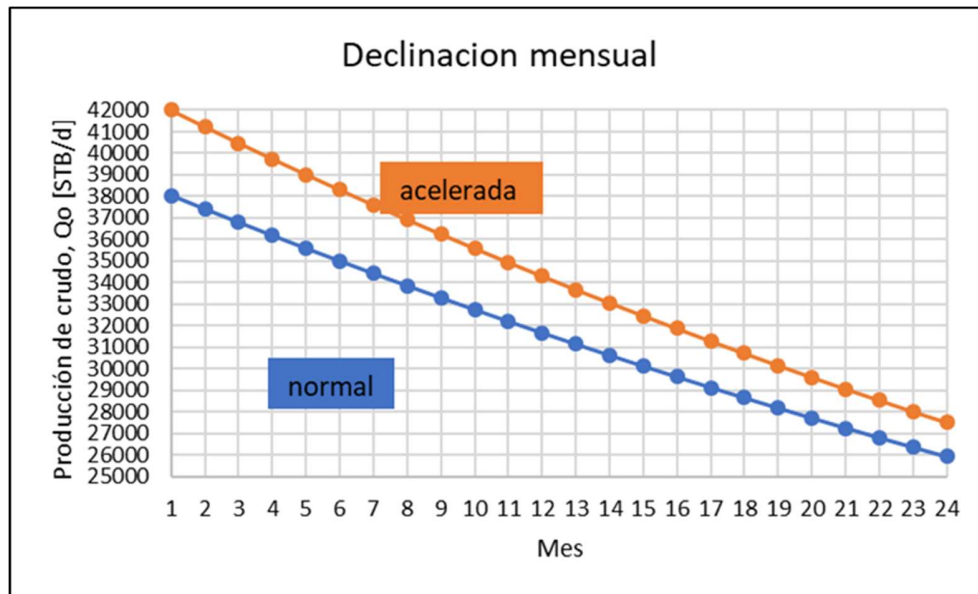


Ilustración 76: Curvas de declinación.

- Siguiendo se calcula el flujo de caja para los 24 meses que dura el proyecto, multiplicando la ganancia por barril que son 41.9 USD por los barriles incrementales de cada mes, empezando por cubrir la inversión inicial. Que es el costo de aumentar los SPM.

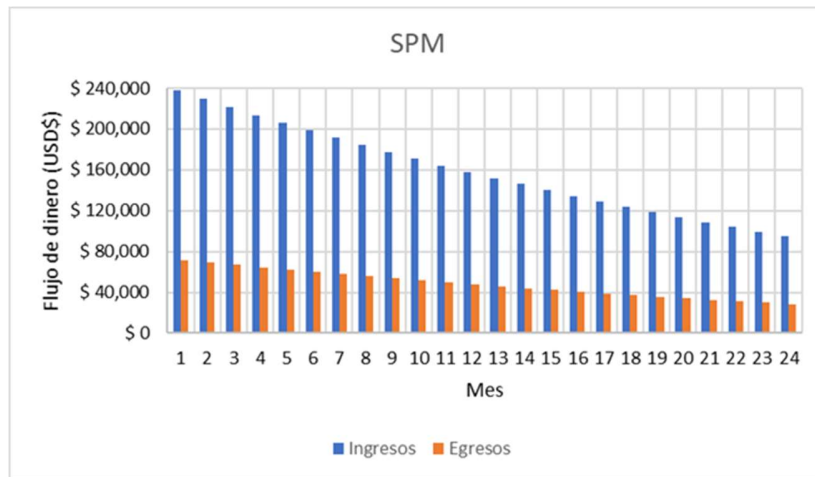
Tabla 60:

*Inversión inicial y flujo de caja*

Operación	costos (USD)	descripción de servicio
Aumento de los SPM	\$ 44,000	aumento de la energía consumida Kw/h.

mes	barriles incrementales (bl)	ingreso por venta (USD)	inversión total (USD)	flujo de caja (USD)
0			\$ 42,000	-\$ 42,000
1	3960	\$ 165,924		\$ 123,924
2	3823	\$ 160,181		\$ 284,105
3	3689	\$ 154,588		\$ 438,694
4	3559	\$ 149,141		\$ 587,835
5	3433	\$ 143,837		\$ 731,672
6	3310	\$ 138,672		\$ 870,344
7	3190	\$ 133,644		\$ 1,003,988
8	3073	\$ 128,748		\$ 1,132,737
9	2959	\$ 123,983		\$ 1,256,719
10	2848	\$ 119,344		\$ 1,376,063
11	2741	\$ 114,829		\$ 1,490,892
12	2636	\$ 110,435		\$ 1,601,328
13	2534	\$ 106,159		\$ 1,707,487
14	2434	\$ 101,999		\$ 1,809,486
15	2338	\$ 97,951		\$ 1,907,437
16	2244	\$ 94,013		\$ 2,001,451
17	2152	\$ 90,183		\$ 2,091,634
18	2063	\$ 86,457		\$ 2,178,091
19	1977	\$ 82,834		\$ 2,260,925
20	1893	\$ 79,311		\$ 2,340,236
21	1811	\$ 75,885		\$ 2,416,121
22	1732	\$ 72,554		\$ 2,488,675
23	1654	\$ 69,316		\$ 2,557,991
24	1579	\$ 66,169		\$ 2,624,160

Al final se observa un flujo de caja positivo de 2'624.160 USD



*Ilustración 77: Ingresos vs egresos*

- Se calculó el valor presente neto para ver la rentabilidad de la inversión con una tasa anual de 12 % la cual equivale a una tasa mensual de 0.95% observándose que este cambio es muy atractivo económicamente.

$$\text{VPN} = \$ 2,373,885$$

- Se calculó la RBC dividiendo el VPN de los ingresos sobre el VPN de los egresos dando como resultado un número mayor a 1, lo que indica que los ingresos son mayores a los egresos.

$$\text{RBC} = 57$$

- Se calculó la eficiencia sobre la inversión dividiendo los egresos sobre los ingresos, al dar un número menor a 1 se verifica la viabilidad del proyecto.

$$J = 0.02$$

Tabla 61:  
*Indicadores económicos*

Indicadores financieros	
VPN	\$ 2,373,885
Pay Back(meses)	1
TIR (%)	16
RBC	57
J	0.02

### 8.3.2 Análisis económico cambio de diámetro de pistón

- Se calculó la producción total del campo antes y después de realizar los ajustes.

Tabla 62:  
*Datos para nueva declinación DP*

producción actual campo (bl/d)	produccion ajuste D.bomba (bl/d)	declinación
1268	1389	0.0167

- Declinación acelerada de la producción

$$Da = \frac{Qia * D}{Qi}$$

Donde:

Da: Declinación acelerada.

Qia: Declinación inicial acelerada.

Qi: Caudal inicial normal.

D: Declinación normal.

$$Da = \frac{(1389 \frac{b}{d}) * (\frac{0.0167}{mes})}{(1268 \frac{b}{d})}$$

$$D_a = 0.0183/\text{mes}$$

- Después se calcula la producción total de cada mes, teniendo en cuenta la tasa de declinación mensual de 1.66% para la producción normal y la nueva tasa de declinación de 1.83% para la producción acelerada, mediante la ecuación.

$$Q = Q_i * e^{(-D*t)}$$

Donde:

D: tasa de declinación

Qi: caudal inicial

T: tiempo transcurrido

Tabla 63:

*Producciones en los distintos escenarios DP*

<b>mes</b>	<b>prod. normal (bl)</b>	<b>prod. Acelerada(bl)</b>	<b>prod. Incremental (bl)</b>
1	38040	41670	3630
2	37411	40916	3505
3	36793	40176	3383
4	36185	39449	3264
5	35587	38735	3149
6	34998	38035	3036
7	34420	37346	2926
8	33851	36671	2820
9	33292	36007	2716
10	32741	35356	2615
11	32200	34716	2516
12	31668	34088	2420
13	31145	33472	2327
14	30630	32866	2236
15	30123	32271	2148
16	29626	31688	2062
17	29136	31114	1978
18	28654	30551	1897
19	28181	29999	1818
20	27715	29456	1741
21	27257	28923	1666
22	26806	28400	1593
23	26363	27886	1523
24	25928	27382	1454

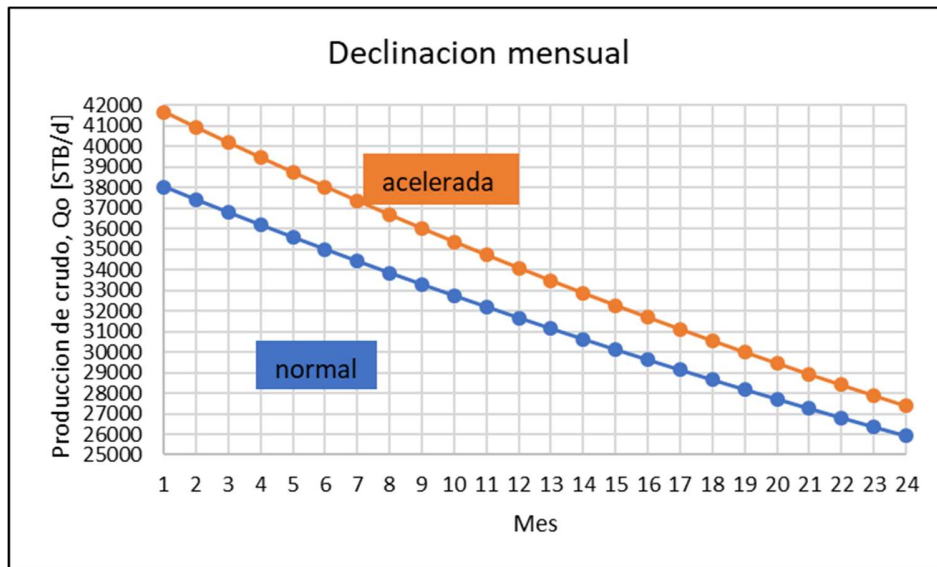


Ilustración 78. Curvas declinación.

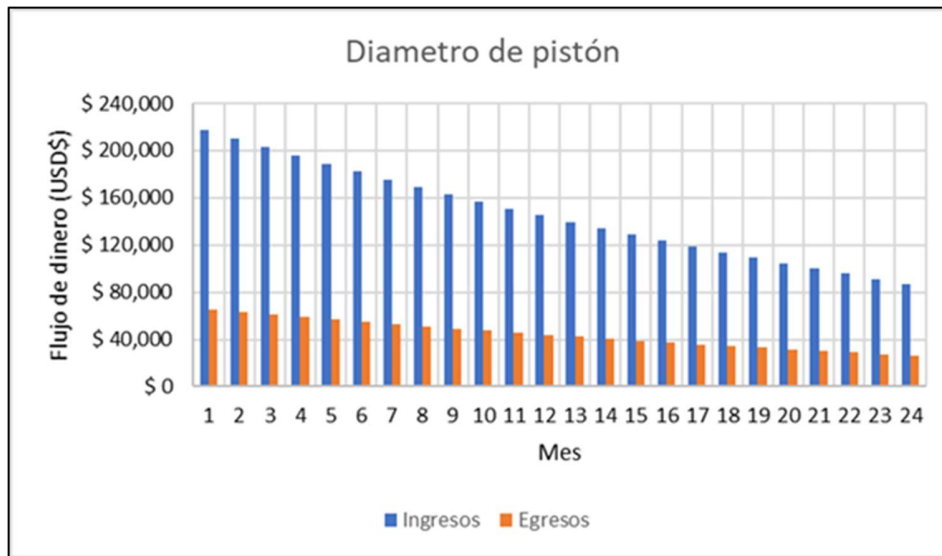
- Siguiendo se calcula el flujo de caja para los 24 meses que dura el proyecto, multiplicando la ganancia por barril que son 41.9 USD por los barriles incrementales de cada mes, empezando por cubrir la inversión inicial.

Tabla 64:  
Inversión y flujo de caja DP

Operación	unidades	costos (USD) total		descripción de servicio
cambio de piston de la bomba	3	\$ 10,000	\$ 30,000	piston de la bomba
	10 dias	\$ 8,000	\$ 80,000	costo de la unidad de workover
total			\$ 110,000	

mes	barriles incrementale	ingreso por venta (USD)	inversión total (USD)	flujo de caja (USD)
0			\$ 110,000	-\$ 110,000
1	3630	\$ 152,097		\$ 42,097
2	3505	\$ 146,854		\$ 188,951
3	3383	\$ 141,748		\$ 330,699
4	3264	\$ 136,774		\$ 467,473
5	3149	\$ 131,930		\$ 599,402
6	3036	\$ 127,213		\$ 726,615
7	2926	\$ 122,619		\$ 849,234
8	2820	\$ 118,147		\$ 967,381
9	2716	\$ 113,793		\$ 1,081,173
10	2615	\$ 109,554		\$ 1,190,727
11	2516	\$ 105,428		\$ 1,296,155
12	2420	\$ 101,412		\$ 1,397,567
13	2327	\$ 97,503		\$ 1,495,070
14	2236	\$ 93,700		\$ 1,588,770
15	2148	\$ 89,999		\$ 1,678,769
16	2062	\$ 86,398		\$ 1,765,167
17	1978	\$ 82,895		\$ 1,848,061
18	1897	\$ 79,487		\$ 1,927,549
19	1818	\$ 76,173		\$ 2,003,721
20	1741	\$ 72,949		\$ 2,076,670
21	1666	\$ 69,815		\$ 2,146,485
22	1593	\$ 66,767		\$ 2,213,251
23	1523	\$ 63,803		\$ 2,277,055
24	1454	\$ 60,922		\$ 2,337,977

Al final se observa un flujo de caja positivo de 2'337.977 USD



*Ilustración 79.* Ingresos vs. egresos

- Se calculó el valor presente neto para ver la rentabilidad de la inversión con una tasa anual de 12 % la cual equivale a una tasa mensual de 0.95% observándose que este cambio es muy atractivo económicamente.

$$\text{VPN} = \$ 2,108,010$$

- Se calculó la RBC dividiendo el VPN de los ingresos sobre el VPN de los egresos dando como resultado un número mayor a 1, lo que indica que los ingresos son mayores a los egresos.

$$\text{RBC} = 19$$

- Se calculó la eficiencia sobre la inversión dividiendo los egresos sobre los ingresos, al dar un número menor a 1 se verifica la viabilidad del proyecto.

$$J= 0.05$$

Tabla 65:  
*Indicadores financieros*

<b>Indicadores financieros</b>	
VPN	\$ 2,108,010
Pay Back(meses)	1
TIR (%)	16
RBC	19
J	\$ 0.05

### 8.3.3 Análisis económico cambio SPM y diámetro pistón

- Se calculó la producción total del campo antes y después de realizar los ajustes.

Tabla 66:  
*Datos para nueva declinación*

<b>producción actual campo (bl/d)</b>	<b>producción ajuste SPM (bl/d)</b>	<b>declinación</b>
1268	1401	0.0167

- Declinación acelerada de la producción

$$Da = \frac{Qia * D}{Qi}$$

Donde:

Da: Declinación acelerada.

Qia: Declinación inicial acelerada.

Qi: Caudal inicial normal.

D: Declinación normal.

$$Da = \frac{(1401 \frac{b}{d}) * (\frac{0.0167}{mes})}{(1268 \frac{b}{d})}$$

$$Da = 0.0184/mes$$

- Después se calcula la producción total de cada mes, teniendo en cuenta la tasa de declinación mensual de 1.66% para la producción normal y la nueva tasa de declinación de 1.84% para la producción acelerada, mediante la ecuación.

$$Q = Qi * e^{(-D*t)}$$

Donde:

D: tasa de declinación

Qi: caudal inicial

T: tiempo transcurrido

Tabla 67:

*Producciones en los distintos escenarios.*

<b>mes</b>	<b>prod. normal (bl)</b>	<b>prod. Acelerada(bl)</b>	<b>prod. Incremental (bl)</b>
1	38040	42030	3990
2	37411	41263	3852
3	36793	40510	3717
4	36185	39771	3586
5	35587	39045	3459
6	34998	38333	3334
7	34420	37634	3213
8	33851	36947	3096
9	33292	36273	2981
10	32741	35611	2870
11	32200	34961	2761
12	31668	34323	2655
13	31145	33697	2552
14	30630	33082	2452
15	30123	32478	2355
16	29626	31886	2260
17	29136	31304	2168
18	28654	30733	2078
19	28181	30172	1991
20	27715	29622	1907
21	27257	29081	1824
22	26806	28550	1744
23	26363	28029	1666
24	25928	27518	1591

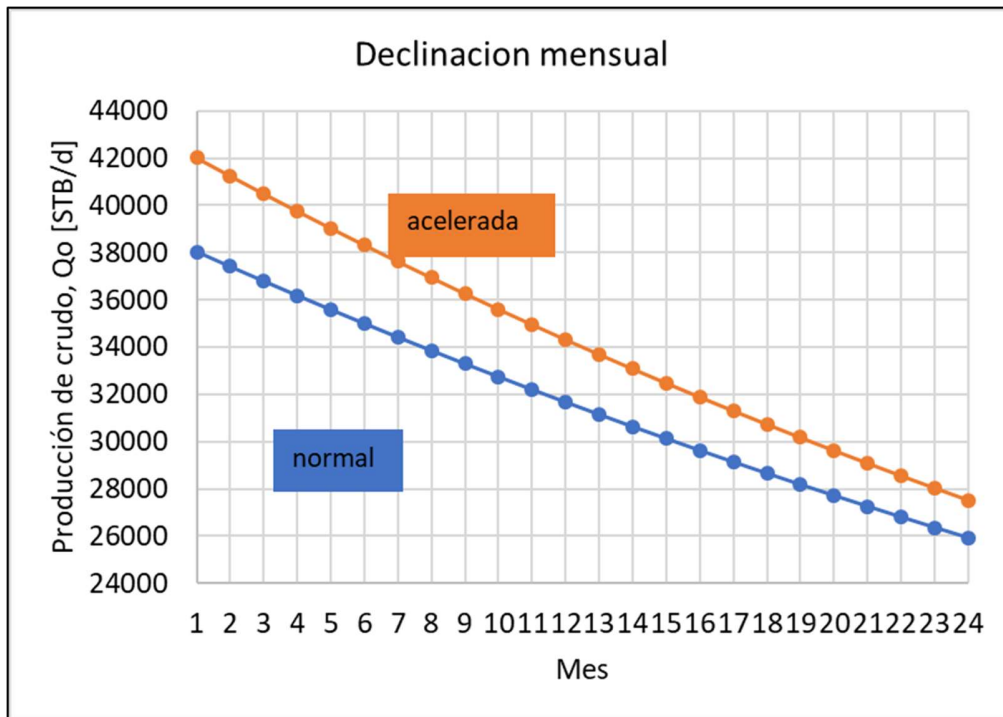


Ilustración 80. Curvas de declinación

- Siguiendo se calcula el flujo de caja para los 24 meses que dura el proyecto, multiplicando la ganancia por barril que son 41.9 USD por los barriles incrementales de cada mes, empezando por cubrir la inversión inicial.

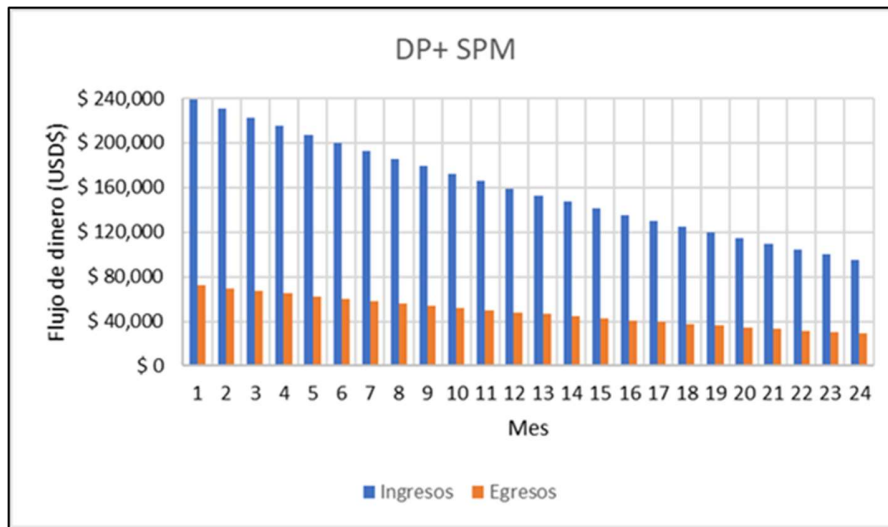
Tabla 68:

*Inversión y flujo de caja*

Operación	costos (USD)	descripción de servicio
Aumento de los SPM	\$ 44,000	aumento de la energía consumida Kw/h.
cambio del psitón de	\$ 124,000	costos de cambio de bombas.
total	\$ 168,000	

mes	barriles incrementales	ingreso por venta (USD)	inversión total (USD)	flujo de caja (USD)
0			\$ 168,000	-\$ 168,000
1	3990	\$ 167,181		-\$ 819
2	3852	\$ 161,393		\$ 160,574
3	3717	\$ 155,755		\$ 316,329
4	3586	\$ 150,265		\$ 466,594
5	3459	\$ 144,919		\$ 611,513
6	3334	\$ 139,713		\$ 751,226
7	3213	\$ 134,645		\$ 885,871
8	3096	\$ 129,711		\$ 1,015,582
9	2981	\$ 124,908		\$ 1,140,490
10	2870	\$ 120,233		\$ 1,260,723
11	2761	\$ 115,682		\$ 1,376,405
12	2655	\$ 111,254		\$ 1,487,659
13	2552	\$ 106,945		\$ 1,594,604
14	2452	\$ 102,752		\$ 1,697,355
15	2355	\$ 98,672		\$ 1,796,028
16	2260	\$ 94,704		\$ 1,890,731
17	2168	\$ 90,844		\$ 1,981,575
18	2078	\$ 87,089		\$ 2,068,664
19	1991	\$ 83,437		\$ 2,152,101
20	1907	\$ 79,887		\$ 2,231,988
21	1824	\$ 76,434		\$ 2,308,423
22	1744	\$ 73,078		\$ 2,381,500
23	1666	\$ 69,815		\$ 2,451,316
24	1591	\$ 66,644		\$ 2,517,959

Al final se observa un flujo de caja positivo de 2'517.959 USD



*Ilustración 81:* Ingresos vs egresos

- Se calculó el valor presente neto para ver la rentabilidad de la inversión con una tasa anual de 12 % la cual equivale a una tasa mensual de 0.95% observándose que el este cambio es muy atractivo económicamente.

$$\text{VPN} = \$ 2,265,843$$

- Se calculó la RBC dividiendo el VPN de los ingresos sobre el VPN de los egresos dando como resultado un número mayor a 1, lo que indica que los ingresos son mayores a los egresos.

$$\text{RBC} = 13$$

- Se calculó la eficiencia sobre la inversión dividiendo los egresos sobre los ingresos, al dar un número menor a 1 se verifica la viabilidad del proyecto.

$$J = 0.07$$

Tabla 69: Indicadores económicos

Indicadores financieros	
VPN	\$ 2,265,843
Pay Back(meses)	2
TIR (%)	16
RBC	13
J	\$ 0.07

### 8.3.4 Análisis económico TPP y SPM

- Se calculó la producción total del campo antes y después de realizar los ajustes.

Tabla 70:

*Datos para nueva declinación*

produccion actual campo (bl/d)	produccion ajuste SPM (bl/d)	declinación
1268	1500	0.0167

- Declinación acelerada de la producción

$$Da = \frac{Qia * D}{Qi}$$

Donde:

Da: Declinación acelerada.

Qia: Declinación inicial acelerada.

Qi: Caudal inicial normal.

D: Declinación normal.

$$Da = \frac{(1500 \frac{b}{d}) * (\frac{0.0167}{mes})}{(1268 \frac{b}{d})}$$

$$D_a = 0.0197/\text{mes}$$

- Después se calcula la producción total de cada mes, teniendo en cuenta la tasa de declinación mensual de 1.66% para la producción normal y la nueva tasa de declinación de 1.97% para la producción acelerada, mediante la ecuación.

$$Q = Q_i * e^{(-D*t)}$$

Donde:

D: tasa de declinación

Q<sub>i</sub>: caudal inicial

T: tiempo transcurrido

Tabla 71:

*Producciones en los distintos escenarios.*

<b>mes</b>	<b>prod. normal (bl)</b>	<b>prod. Acelerada(bl)</b>	<b>prod. Incremental (bl)</b>
1	38040	45000	6960
2	37411	44121	6710
3	36793	43260	6467
4	36185	42416	6231
5	35587	41587	6001
6	34998	40776	5777
7	34420	39979	5559
8	33851	39199	5348
9	33292	38434	5142
10	32741	37683	4942
11	32200	36948	4747
12	31668	36226	4558
13	31145	35519	4375
14	30630	34826	4196
15	30123	34146	4022
16	29626	33479	3854
17	29136	32825	3690
18	28654	32185	3530
19	28181	31556	3376
20	27715	30940	3225
21	27257	30336	3079
22	26806	29744	2938
23	26363	29163	2800
24	25928	28594	2666

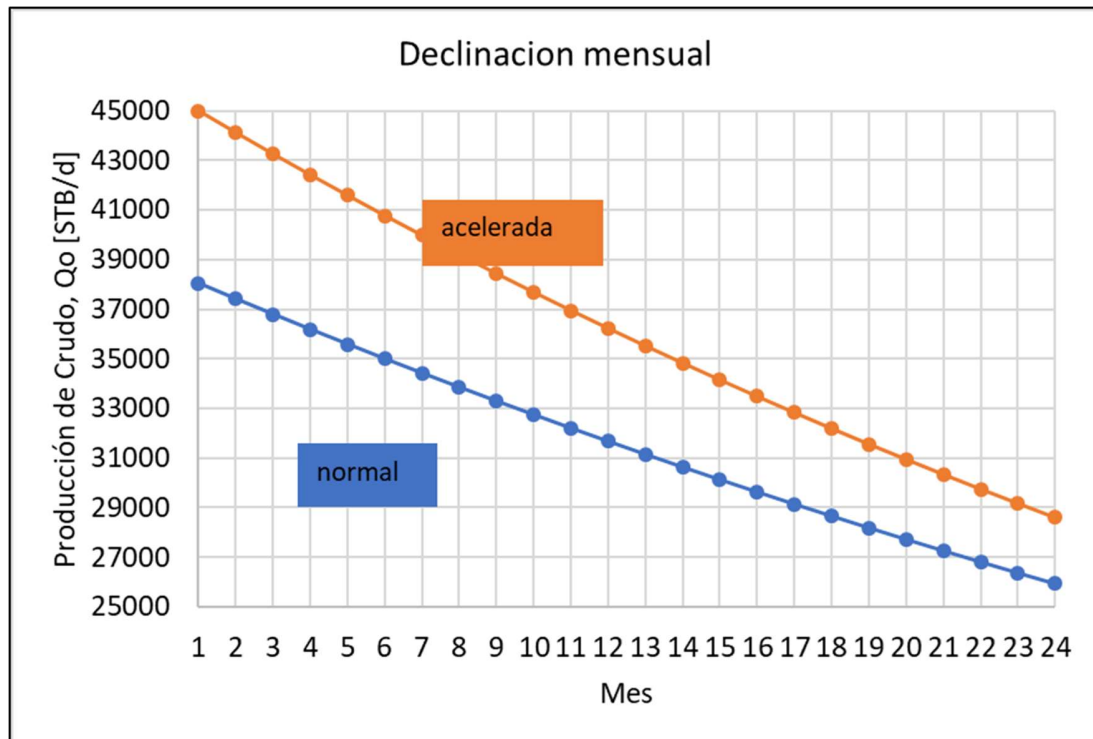


Ilustración 82. Curvas de declinación

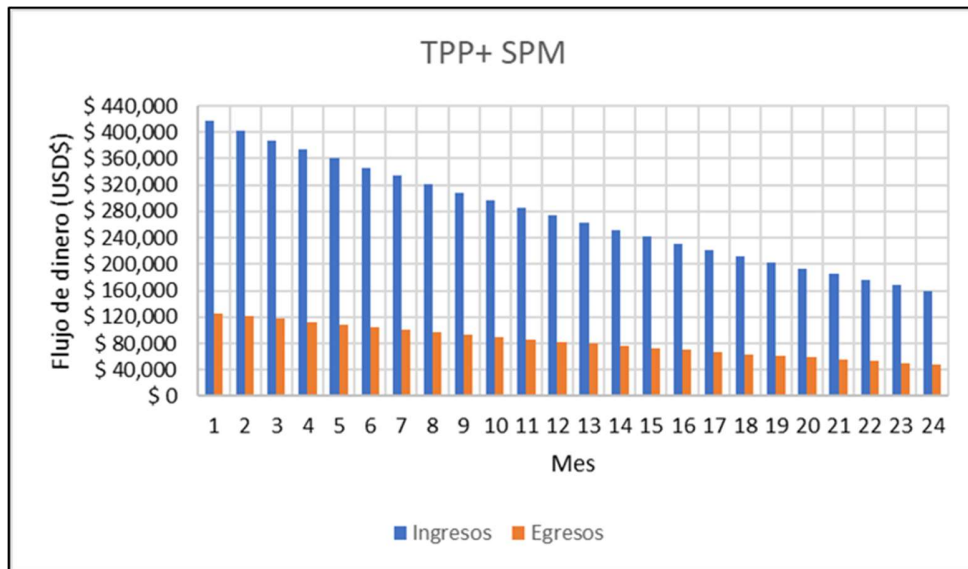
- Siguiendo se calcula el flujo de caja para los 24 meses que dura el proyecto, multiplicando la ganancia por barril que son 41.9 USD por los barriles incrementales de cada mes, empezando por cubrir la inversión inicial.

Tabla 72:  
Inversión y flujo de caja

Operación	costos (USD)	descripción de servicio
Aumento de los SPM	\$ 44,000	aumento de la energía consumida Kw/h.
cañoneo	\$ 120,500	costos asociados a todas las actividades de cañoneo para todos los pozos.
workover	\$ 64,000	costos asociados a los días donde se utiliza el equipo de workover.
total	\$ 228,500	

mes	barriles incrementales (bl)	ingreso por venta (USD)	inversión total (USD)	flujo de caja (USD)
0			\$ 228,500	-\$ 228,500
1	6960	\$ 291,624		\$ 63,124
2	6710	\$ 281,158		\$ 344,282
3	6467	\$ 270,975		\$ 615,257
4	6231	\$ 261,068		\$ 876,325
5	6001	\$ 251,431		\$ 1,127,757
6	5777	\$ 242,058		\$ 1,369,814
7	5559	\$ 232,941		\$ 1,602,755
8	5348	\$ 224,075		\$ 1,826,830
9	5142	\$ 215,453		\$ 2,042,283
10	4942	\$ 207,070		\$ 2,249,352
11	4747	\$ 198,919		\$ 2,448,271
12	4558	\$ 190,995		\$ 2,639,267
13	4375	\$ 183,293		\$ 2,822,560
14	4196	\$ 175,807		\$ 2,998,367
15	4022	\$ 168,532		\$ 3,166,899
16	3854	\$ 161,462		\$ 3,328,361
17	3690	\$ 154,593		\$ 3,482,954
18	3530	\$ 147,919		\$ 3,630,873
19	3376	\$ 141,436		\$ 3,772,309
20	3225	\$ 135,139		\$ 3,907,448
21	3079	\$ 129,023		\$ 4,036,472
22	2938	\$ 123,085		\$ 4,159,557
23	2800	\$ 117,318		\$ 4,276,875
24	2666	\$ 111,720		\$ 4,388,595

Al final se observa un flujo de caja positivo de 4'388.595 USD



*Ilustración 83:* Ingresos vs egresos

- Se calculó el valor presente neto para ver la rentabilidad de la inversión con una tasa anual de 12 % la cual equivale a una tasa mensual de 0.95% observándose que el este cambio es muy atractivo económicamente.

$$\text{VPN} = \$ 3,958,162$$

- Se calculó la RBC dividiendo el VPN de los ingresos sobre el VPN de los egresos dando como resultado un número mayor a 1, lo que indica que los ingresos son mayores a los egresos.

$$\text{RBC} = 17$$

- Se calculó la eficiencia sobre la inversión dividiendo los egresos sobre los ingresos, al dar un número menor a 1 se verifica la viabilidad del proyecto.

$$J = 0.05$$

Tabla 73:  
*Indicadores financieros*

Indicadores financieros	
VPN	\$ 3,958,162
Pay Back(meses)	1
TIR (%)	16
RBC	17
J	\$ 0.05

### 8.3.5 Análisis económico TPP y diámetro de pistón

- Se calculó la producción total del campo antes y después de realizar los ajustes.

Tabla 74:  
*Datos para nueva declinación*

produccion actual campo (bl/d)	produccion ajuste SPM (bl/d)	declinación
1268	1490	0.0167

- Declinación acelerada de la producción

$$Da = \frac{Q_{ia} * D}{Q_i}$$

Donde:

Da: Declinación acelerada.

Q<sub>ia</sub>: Declinación inicial acelerada.

Q<sub>i</sub>: Caudal inicial normal.

D: Declinación normal.

$$Da = \frac{(1490 \frac{b}{d}) * (\frac{0.0167}{mes})}{(1268 \frac{b}{d})}$$

$$Da = 0.0196/mes$$

- Después se calcula la producción total de cada mes, teniendo en cuenta la tasa de declinación mensual de 1.66% para la producción normal y la nueva tasa de declinación de 1.96% para la producción acelerada, mediante la ecuación.

$$Q = Qi * e^{(-D*t)}$$

Donde:

D: tasa de declinación

Qi: caudal inicial

T: tiempo transcurrido

Tabla 75:

*Producciones en los distintos escenarios.*

<b>mes</b>	<b>prod. normal (bl)</b>	<b>prod. Acelerada(bl)</b>	<b>prod. Incremental (bl)</b>
1	38040	44700	6660
2	37411	43833	6422
3	36793	42983	6190
4	36185	42149	5965
5	35587	41332	5745
6	34998	40530	5532
7	34420	39744	5324
8	33851	38973	5122
9	33292	38218	4926
10	32741	37476	4735
11	32200	36750	4549
12	31668	36037	4369
13	31145	35338	4193
14	30630	34653	4023
15	30123	33981	3857
16	29626	33322	3696
17	29136	32675	3539
18	28654	32042	3387
19	28181	31420	3239
20	27715	30811	3096
21	27257	30213	2956
22	26806	29627	2821
23	26363	29053	2689
24	25928	28489	2562

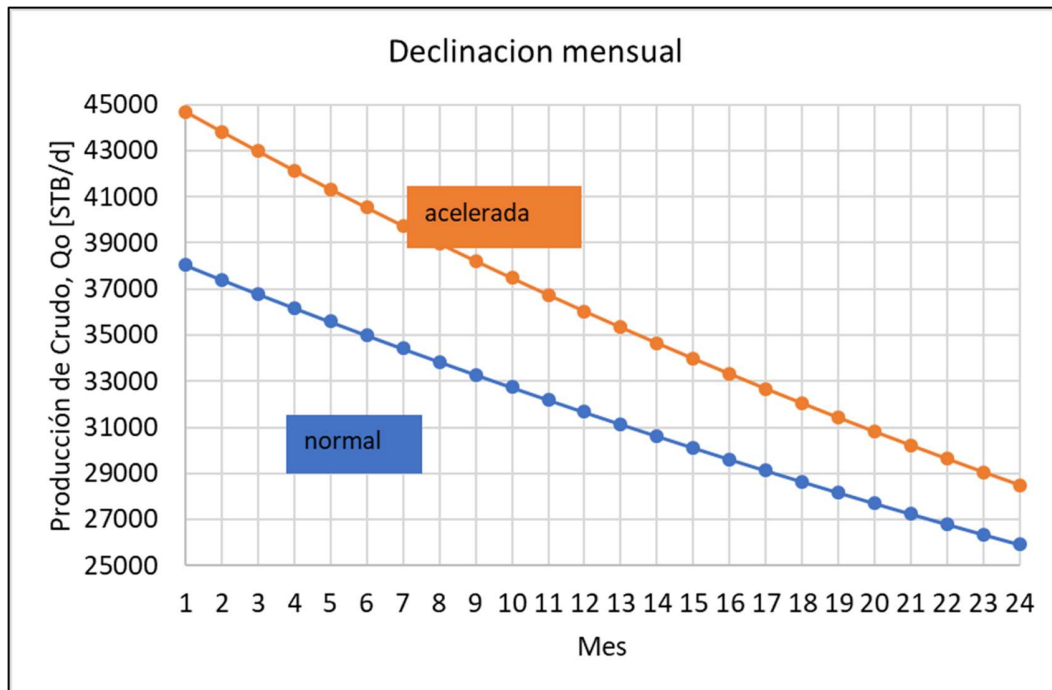


Ilustración 84: Curvas de declinación.

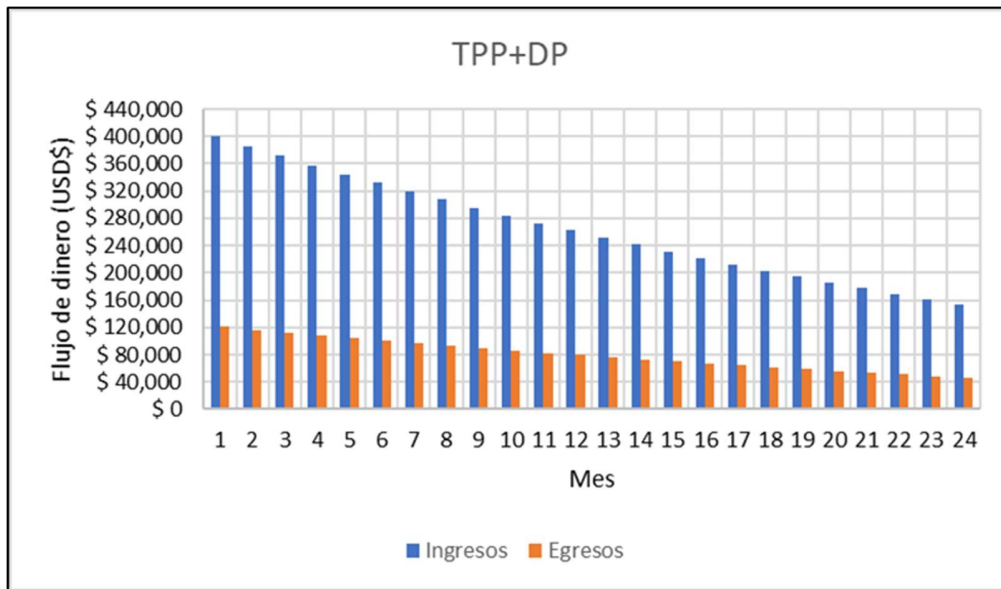
- Siguiendo se calcula el flujo de caja para los 24 meses que dura el proyecto, multiplicando la ganancia por barril que son 41.9 USD por los barriles incrementales de cada mes, empezando por cubrir la inversión inicial.

Tabla 76:  
Inversión y flujo de caja

Operación	costos (USD)	descripción de servicio
cañoneo	\$ 123,000	costos asociados a todas las actividades de cañoneo para todos los pozos.
cambio del psitón de la bomba	\$ 110,000	costos de cambio de bombas.
workover	\$ 128,000	costos asociados a los días donde se utiliza el equipo de workover.
total	\$ 361,000	

mes	barriles incrementales (bl)	ingreso por venta (USD)	inversión total (USD)	flujo de caja (USD)
0			\$ 361,000	-\$ 361,000
1	6660	\$ 279,054		-\$ 81,946
2	6422	\$ 269,075		\$ 187,129
3	6190	\$ 259,364		\$ 446,493
4	5965	\$ 249,917		\$ 696,409
5	5745	\$ 240,725		\$ 937,134
6	5532	\$ 231,784		\$ 1,168,918
7	5324	\$ 223,086		\$ 1,392,004
8	5122	\$ 214,627		\$ 1,606,631
9	4926	\$ 206,400		\$ 1,813,031
10	4735	\$ 198,400		\$ 2,011,431
11	4549	\$ 190,621		\$ 2,202,052
12	4369	\$ 183,058		\$ 2,385,109
13	4193	\$ 175,705		\$ 2,560,815
14	4023	\$ 168,558		\$ 2,729,373
15	3857	\$ 161,611		\$ 2,890,984
16	3696	\$ 154,860		\$ 3,045,845
17	3539	\$ 148,300		\$ 3,194,144
18	3387	\$ 141,925		\$ 3,336,070
19	3239	\$ 135,732		\$ 3,471,802
20	3096	\$ 129,716		\$ 3,601,519
21	2956	\$ 123,873		\$ 3,725,392
22	2821	\$ 118,198		\$ 3,843,590
23	2689	\$ 112,687		\$ 3,956,277
24	2562	\$ 107,336		\$ 4,063,613

Al final se observa un flujo de caja positivo de 4'063.613 USD



*Ilustración 85:* Ingresos vs egresos

- Se calculó el valor presente neto para ver la rentabilidad de la inversión con una tasa anual de 12 % la cual equivale a una tasa mensual de 0.95% observándose que el este cambio es muy atractivo económicamente.

$$\text{VPN} = \$ 3,650,839$$

- Se calculó la RBC dividiendo el VPN de los ingresos sobre el VPN de los egresos dando como resultado un número mayor a 1, lo que indica que los ingresos son mayores a los egresos.

$$\text{RBC} = 10$$

- Se calculó la eficiencia sobre la inversión dividiendo los egresos sobre los ingresos, al dar un número menor a 1 se verifica la viabilidad del proyecto.

$$J = 0.09$$

Tabla 77:  
*Indicadores financieros*

Indicadores financieros	
VPN	\$ 3,650,839
Pay Back(meses)	2
TIR (%)	16
RBC	10
J	\$ 0.09

### 8.3.6 Análisis económico TPP, diámetro de pistón y SPP

- Se calculó la producción total del campo antes y después de realizar los ajustes.

Tabla 78:  
*Datos para nueva declinación*

produccion actual campo (bl/d)	produccion ajuste SPM (bl/d)	declinación
1268	1498	0.0167

- Declinación acelerada de la producción

$$Da = \frac{Q_{ia} * D}{Q_i}$$

Donde:

Da: Declinación acelerada.

Q<sub>ia</sub>: Declinación inicial acelerada.

Q<sub>i</sub>: Caudal inicial normal.

D: Declinación normal.

$$Da = \frac{(1498 \frac{b}{d}) * (\frac{0.0167}{mes})}{(1268 \frac{b}{d})}$$

$$Da = 0.0197/mes$$

- Después se calcula la producción total de cada mes, teniendo en cuenta la tasa de declinación mensual de 1.66% para la producción normal y la nueva tasa de declinación de 1.97% para la producción acelerada, mediante la ecuación.

$$Q = Qi * e^{(-D*t)}$$

Donde:

D: tasa de declinación

Qi: caudal inicial

T: tiempo transcurrido

Tabla 79:

*Producciones en los distintos escenarios.*

<b>mes</b>	<b>prod. normal (bl)</b>	<b>prod. Acelerada(bl)</b>	<b>prod. Incremental (bl)</b>
1	38040	44940	6900
2	37411	44064	6653
3	36793	43205	6412
4	36185	42362	6178
5	35587	41536	5950
6	34998	40727	5728
7	34420	39932	5512
8	33851	39154	5303
9	33292	38390	5099
10	32741	37642	4901
11	32200	36908	4708
12	31668	36188	4521
13	31145	35483	4338
14	30630	34791	4161
15	30123	34113	3989
16	29626	33448	3822
17	29136	32796	3660
18	28654	32156	3502
19	28181	31529	3348
20	27715	30914	3199
21	27257	30312	3055
22	26806	29721	2914
23	26363	29141	2778
24	25928	28573	2645

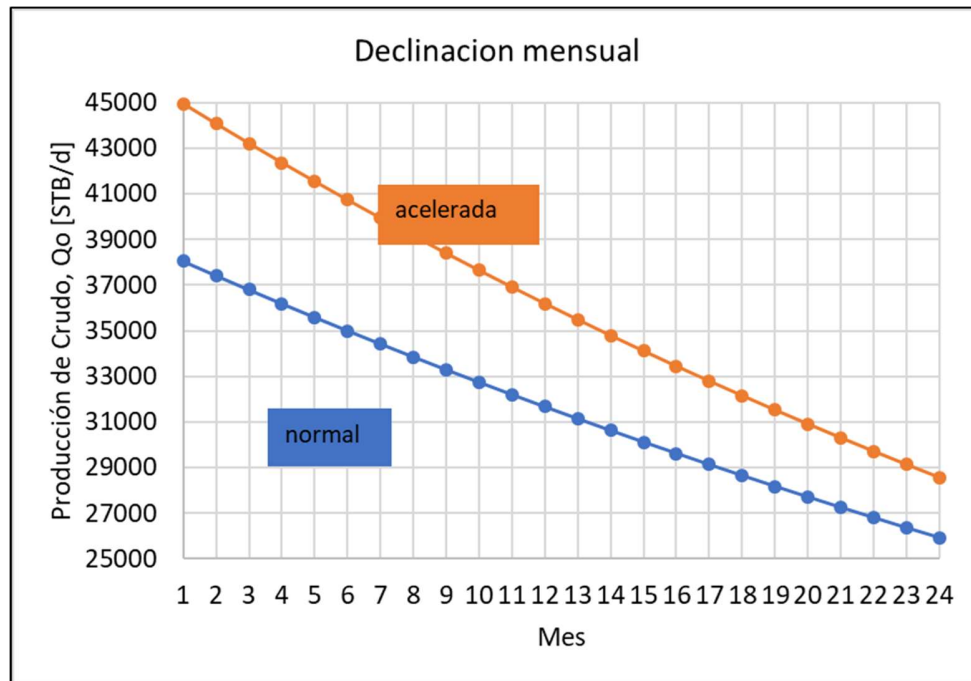


Ilustración 86: Curvas de declinación.

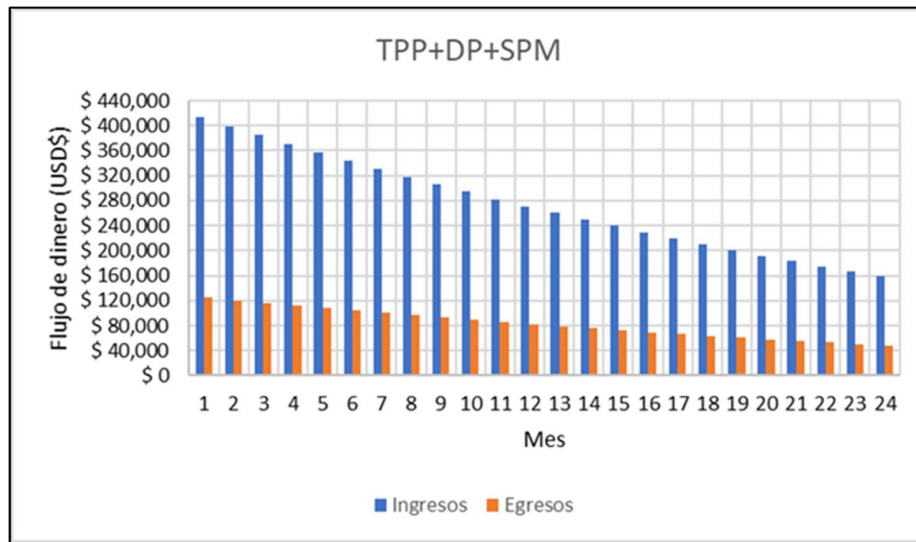
- Siguiendo se calcula el flujo de caja para los 24 meses que dura el proyecto, multiplicando la ganancia por barril que son 41.9 USD por los barriles incrementales de cada mes, empezando por cubrir la inversión inicial.

Tabla 80:  
Inversión y flujo de caja

Operación	costos (USD)	descripción de servicio
cañoneo	\$ 120,500	costos asociados a todas las actividades de cañoneo para todos los pozos.
cambio del psitón de la bomba	\$ 110,000	costos de cambio de bombas.
workover	\$ 128,000	costos asociados a los días donde se utiliza el equipo de workover.
Aumento de los SPM	\$ 11,500	aumento de la energía consumida Kw/h.
total	\$ 370,000	

mes	barriles incrementales (bl)	ingreso por venta (USD)	inversión total (USD)	flujo de caja (USD)
0			\$ 370,000	-\$ 370,000
1	6900	\$ 289,110		-\$ 80,890
2	6653	\$ 278,741		\$ 197,851
3	6412	\$ 268,653		\$ 466,505
4	6178	\$ 258,839		\$ 725,343
5	5950	\$ 249,291		\$ 974,635
6	5728	\$ 240,004		\$ 1,214,639
7	5512	\$ 230,971		\$ 1,445,610
8	5303	\$ 222,187		\$ 1,667,797
9	5099	\$ 213,644		\$ 1,881,441
10	4901	\$ 205,337		\$ 2,086,778
11	4708	\$ 197,261		\$ 2,284,039
12	4521	\$ 189,410		\$ 2,473,449
13	4338	\$ 181,778		\$ 2,655,227
14	4161	\$ 174,360		\$ 2,829,587
15	3989	\$ 167,150		\$ 2,996,737
16	3822	\$ 160,144		\$ 3,156,881
17	3660	\$ 153,337		\$ 3,310,218
18	3502	\$ 146,723		\$ 3,456,941
19	3348	\$ 140,298		\$ 3,597,239
20	3199	\$ 134,057		\$ 3,731,297
21	3055	\$ 127,996		\$ 3,859,293
22	2914	\$ 122,110		\$ 3,981,403
23	2778	\$ 116,395		\$ 4,097,798
24	2645	\$ 110,846		\$ 4,208,645

Al final se observa un flujo de caja positivo de 4'208.645 USD



*Ilustración 87:* Ingresos vs egresos

- Se calculó el valor presente neto para ver la rentabilidad de la inversión con una tasa anual de 12 % la cual equivale a una tasa mensual de 0.95% observándose que el este cambio es muy atractivo económicamente.

$$\text{VPN} = \$ 3,781,737$$

- Se calculó la RBC dividiendo el VPN de los ingresos sobre el VPN de los egresos dando como resultado un número mayor a 1, lo que indica que los ingresos son mayores a los egresos.

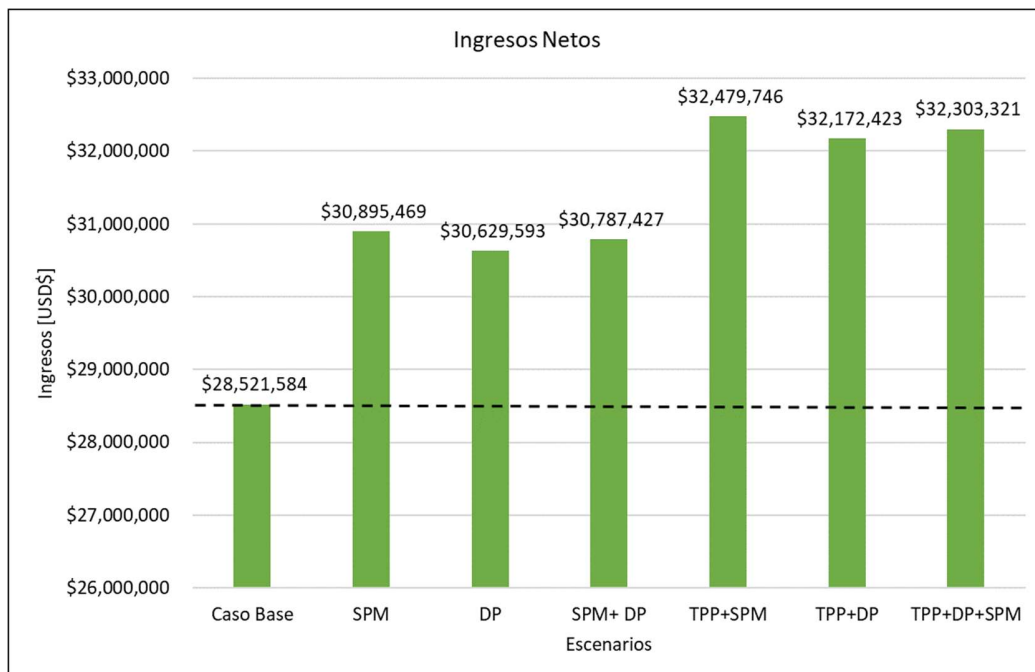
$$\text{RBC} = 10$$

- Se calculó la eficiencia sobre la inversión dividiendo los egresos sobre los ingresos, al dar un número menor a 1 se verifica la viabilidad del proyecto.

$$J = 0.09$$

Tabla 81:  
*Indicadores financieros*

Indicadores financieros	
VPN	\$ 3,781,737
Pay Back(meses)	2
TIR (%)	16
RBC	10
J	\$ 0.09



*Ilustración 88.* Comparación de ingresos escenarios de optimización

## 9. Conclusiones

- Teniendo en cuenta el estudio aplicado al campo Valtran se ha verificado que se puede optimizar técnicamente la producción en los 4 pozos de estudio, pues con la ayuda de la herramienta de simulación Pipesim, se logró representar las condiciones actuales del campo (Caso

Base) obteniendo así resultados confiables, con un error en porcentaje menor al 3%, y a partir de este ajuste comenzar a modificar las variables críticas para la evaluación de cada uno de los escenarios de optimización.

- De acuerdo con la última propuesta del análisis financiero se puede considerar realizar los trabajos estimulación por aumento en los tiros por pie, junto con el aumento en la frecuencia de trabajo de la unidad de bombeo mecánico (escenario financiero número 4), pues es el escenario que arroja unas ganancias netas de 3'858.162 USD a 2 años con una inversión inicial de 228.500 USD la cual se pagaría al siguiente mes de puesto en marcha dicho proyecto.

- Se observa las condiciones actuales de baja sumergencia de la bomba para el pozo Valtran-43 el cual no permite un marco amplio de optimización en comparación a los demás pozos, solo se logra recuperar aproximadamente 200pies de sumergencia extra en los escenarios evaluados lo cual permite la operación de la bomba sobre el nivel de seguridad para la sumergencia de una bomba recomendada por ECOPETROL en este campo.

- Al comparar los escenarios de optimización individual de cambio en los SPM y el cambio del pistón de la bomba se puede observar que, teóricamente se lograría una producción similar si solo se modifica la frecuencia de operación en el variador de la unidad comparado con un servicio completo de varilla para cambiar la bomba de subsuelo, el cual sería mucho más costoso por el pago al equipo flush-by para levantar la sarta de varillas junto con la bomba.

- Se evidencia que no es necesario el cambio de ninguno de los tramos en las líneas de superficie, pues aun teniendo en cuenta el aumento del caudal de producción del HC, las velocidades de mezcla alcanzadas son mucho menores que los límites de velocidad de erosión.

- En cuanto al cambio de la tubería de producción, se comprueba que no es viable técnicamente realizar un cambio en este elemento del pozo debido a que en el escenario de optimización G se termina seleccionando el mismo diámetro del pistón de la bomba en comparación con los escenarios en donde la tubería no se cambia. Al escogerse la misma bomba no presenta un aumento en la producción, el único aspecto que se mejora es la obtención de un nivel de sumergencia más alto y una bomba de diámetro más alto comprometería el funcionamiento de la misma de acuerdo con la variable crítica de selección la cual es el nivel de sumergencia. Es por esto que se descarta la opción de analizar financieramente un cambio de tubería de producción.

## 10. Recomendaciones

- Se recomienda la implementación del sistema Back Pressure Valve, BPVL debido a la presencia de gas en los pozos de estudio, como método de optimización en la cabeza del pozo con el objetivo de mejorar la producción de aquellos pozos que se ven afectados por interferencia de gas y posible golpe de fluido de acuerdo con las cartas dinamométricas de estos.
- Se recomienda a los ingenieros del campo Valtran realizar como mínimo una operación de recañoneo a los pozos pues el servicio permite un aumento en el caudal máximo recuperable y por

consiguiente un aumento considerable en la producción de alrededor de los 15 – 20 [STB/d] de los mismos y a su vez permite unas ganancias que cubran con el total del proyecto en alrededor de 1 a 2 meses para posteriormente aportar solo ganancias a la empresa.

- Se recomienda para trabajos futuros la continuación de este proyecto contemplando la posibilidad de implementar un sistema de levantamiento artificial por Gas Lift, teniendo como precedente la alta presencia de gas producida por los pozos del campo Valtran o solo de los 4 pozos en estudio de este proyecto, junto con su viabilidad económica.
- Se recomienda para trabajos futuro que tomen como base este estudio, el análisis de otras operaciones como métodos de recobro mejorado en conjunto como los escenarios de optimización planteados en esta tesis con el propósito de estudiar el cambio en el factor de recobro del campo.

### Referencias Bibliográficas

Al-Qasim, A., Almudairis, F., Alabdulatif, Z., & Alsubhi, M. (2019, October 13). Optimizing Production Using Nodal Analysis Applications. Society of Petroleum Engineers. 198136- Ms Spe Conference Paper – 2019

Blas Octavio Rey Botto. Optimización De La Operación Del Sistema De Bombeo Mecánico De La Sección 67 De Los Campos petroleros, Bucaramanga

Beggs, Dale H. Production Optimization Using Nodal Analysis. Colorado, 2007.

Daniel Mauricio Rojas Cárdenas, Análisis Y Diagnostico De Problemas En La Bomba De Subsuelo Del Equipo De Bombeo mecánico Usando Redes Neuronales, Primer Simposio Campo Escuela

Takacs G. PhD. Production Engineering Fundamentals and Long-Stroke Rod Pumping 1st Edition. Recuperado de: <https://www.elsevier.com/books/sucker-rod-pumping-handbook/takacs/978-0-12-417204-3>.

Herrera Juárez Juan Ricardo, Ácidos De Reacción Lenta Y mayor Penetración Para La Estimulación Matricial reactiva En Areniscas, México D.F. Ciudad Universitaria,2012.

Instructivos De Uso De Pipesim Ubicados En:

<https://www.software.slb.com/products/pipesim#Library.2004>.

Juan David Arguelles Ariza, Favio Alejandro Paz Benavides. Optimización De La Producción De Un Campo Petrolero Ubicado En La Cuenca Del Cagúan-Putumayo Utilizando La Técnica De Análisis Nodal. Bucaramanga 2017.

Marcelo Hirschfeldt. Análisis De Un Sistema De Producción y Análisis Nodal™, 2009. Se Encuentra En [Www.Oilproduction.Net](http://www.Oilproduction.Net).

Nájera, César Eugenio M.Sc. Conceptos Básicos Para La técnica De Análisis Nodal. Ciudad De México Df, México 2006.

Nind, T.E.W. Fundamentos De Producción Y Mantenimiento De Pozos Petroleros. Ontario, Canadá: Editorial Limusa 1987.

O. Zambrano, Presentación Workover Def Oz Espoil, Sept2014.

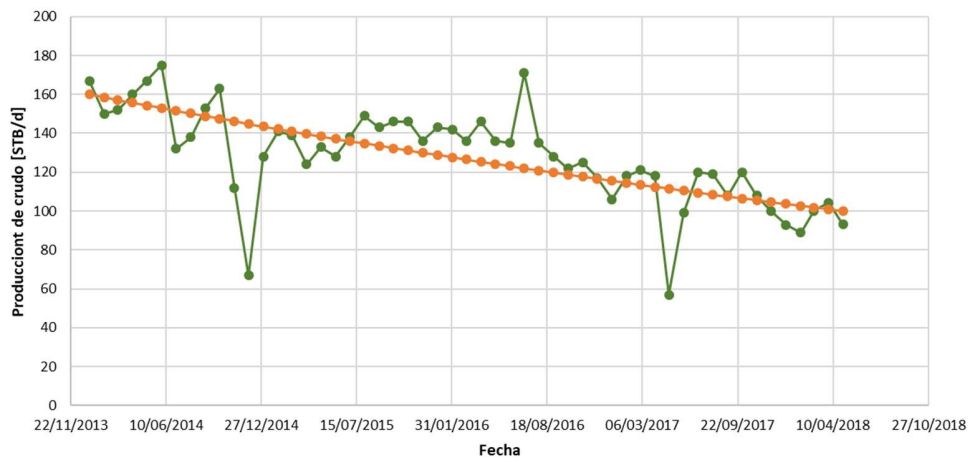
Rodríguez, Rafael. Optimización Del Bombeo Mecánico Del Campo Tigre. Guayaquil-Ecuador: Facultad De Ingeniería En Ciencias De La Tierra,

Stoisits, R.F. Dynamic Production System Nodal Analysis. Arco Alaska Inc. in Society of Petroleum Engineers. 24791-MS SPE Conference Paper – 1992.

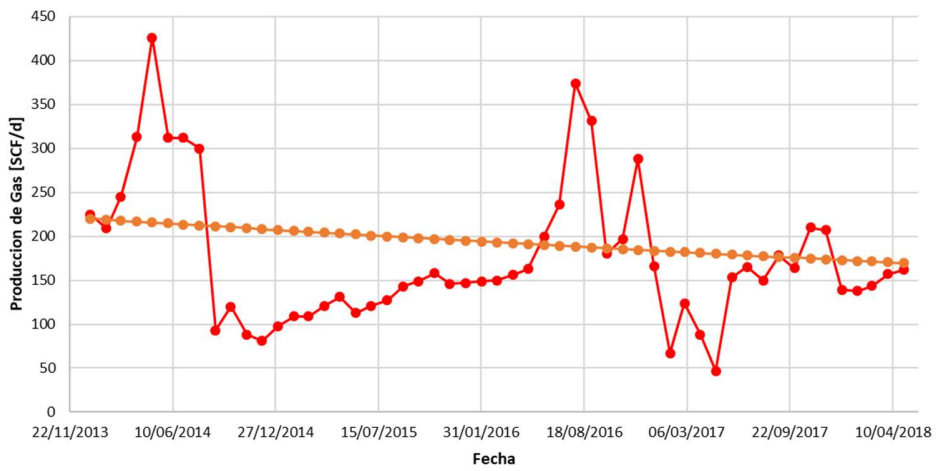
Apéndices

Apéndice A. Historial de producción de los campos Valtran 34, Valtran 42 y Valtran 43.

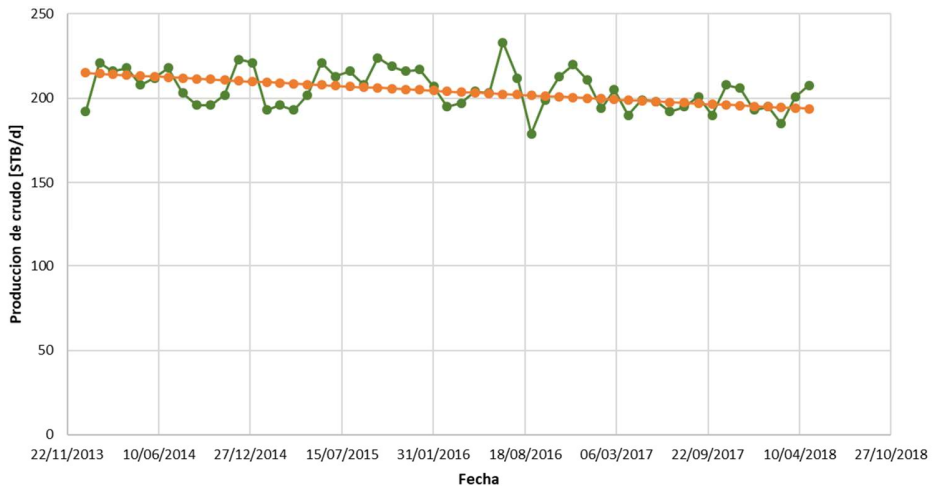
Historial de producción de crudo: Pozo Valtran-34



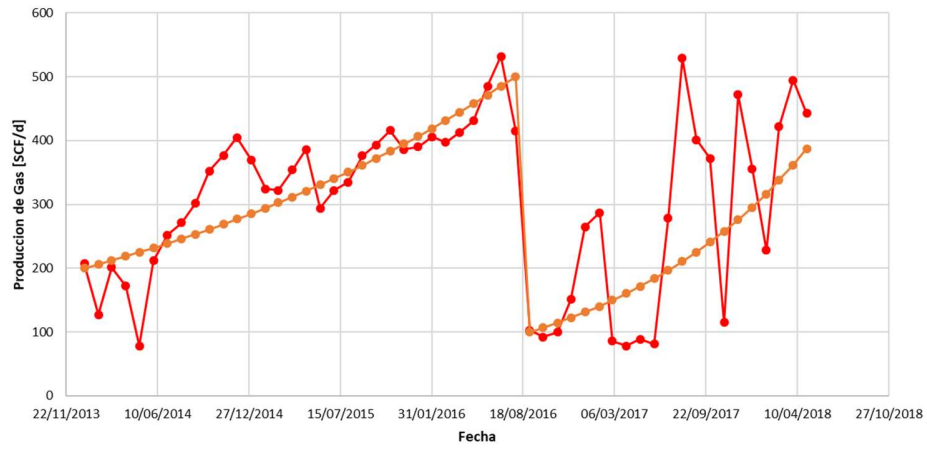
Historial de producción de gas: Pozo Valtran-34



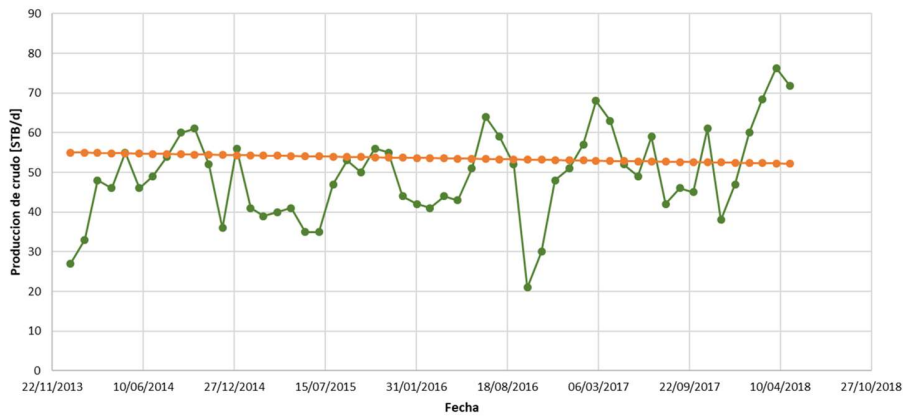
Historial de produccion de Crudo: Pozo Valtran-42



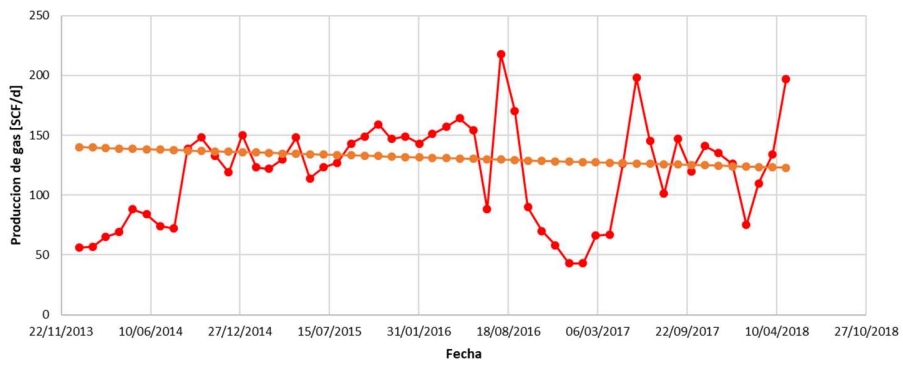
Historial de produccion de Gas: Pozo Valtran-42

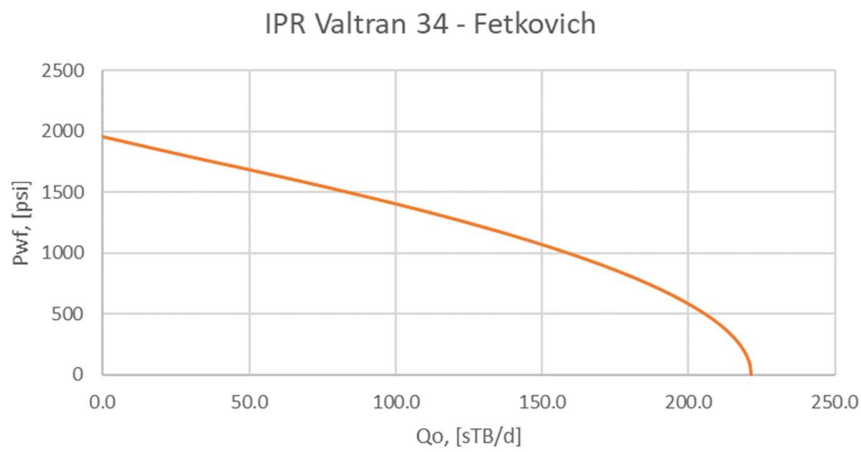
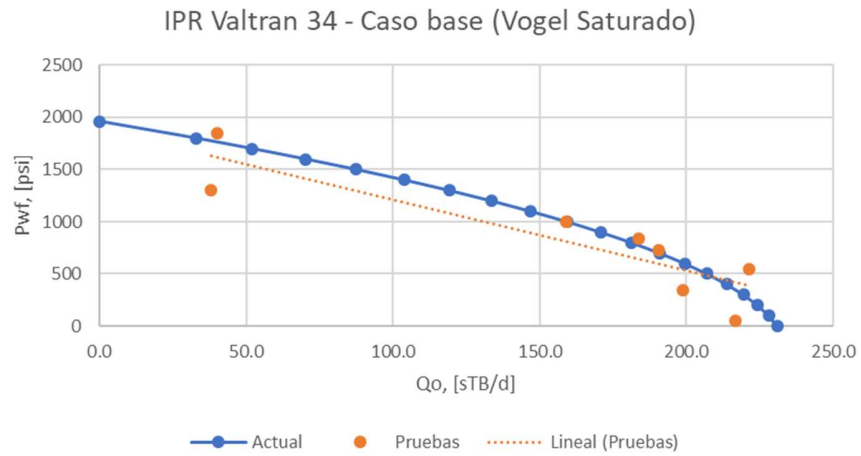


Historial de producción de Crudo: Pozo Valtran-43

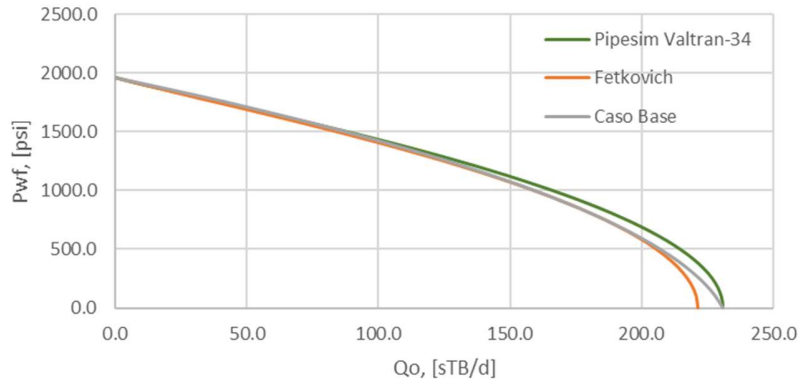


Historial de producción de Gas: Pozo Valtran-43

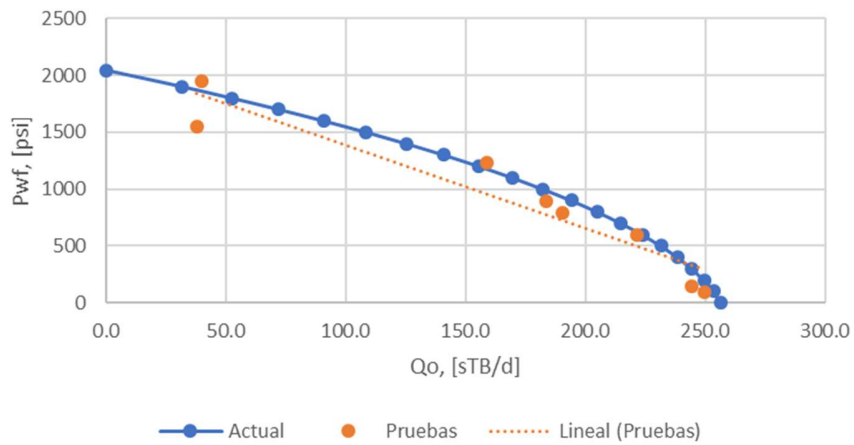


**Apéndice B. Curvas IPR del modelo de Fetkovich Corregido y comparativa con la curva arrojada por el simulador Pipesim.**

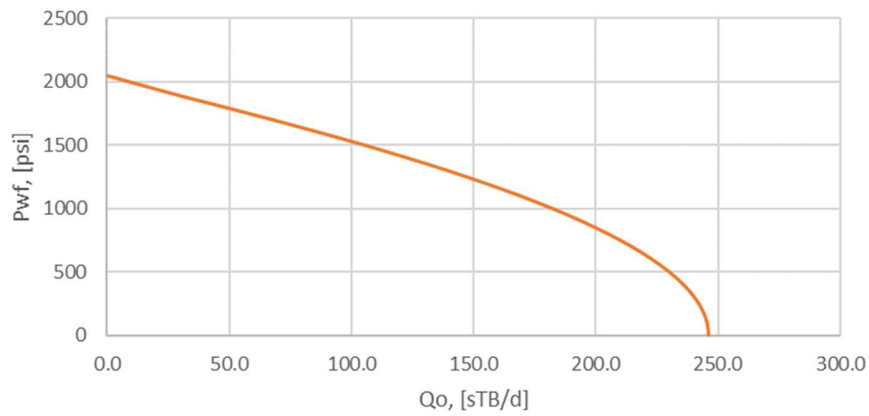
Caso Base vs Fetkovitch vs Pipesim: Valtran-34

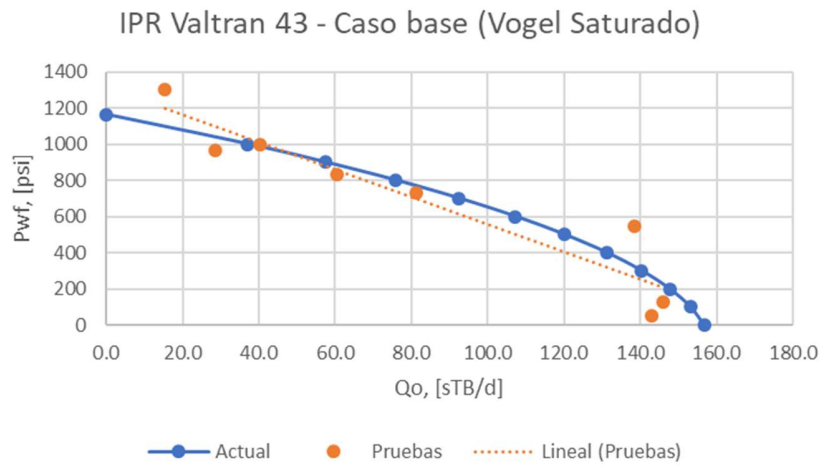
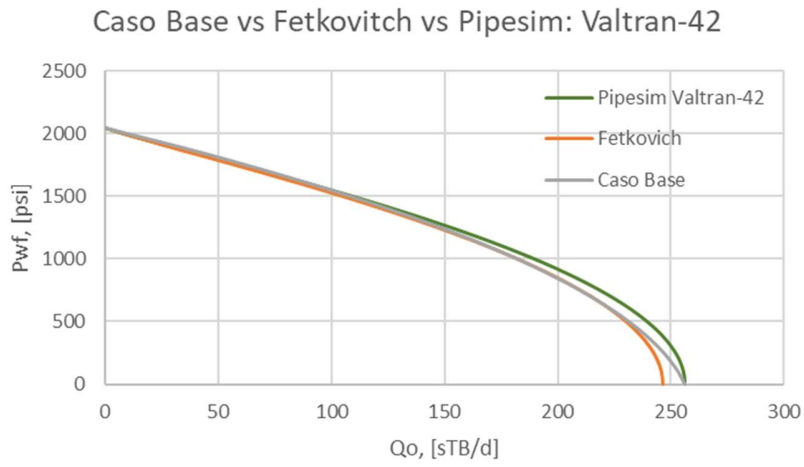


IPR Valtran 42 - Caso base (Vogel Saturado)

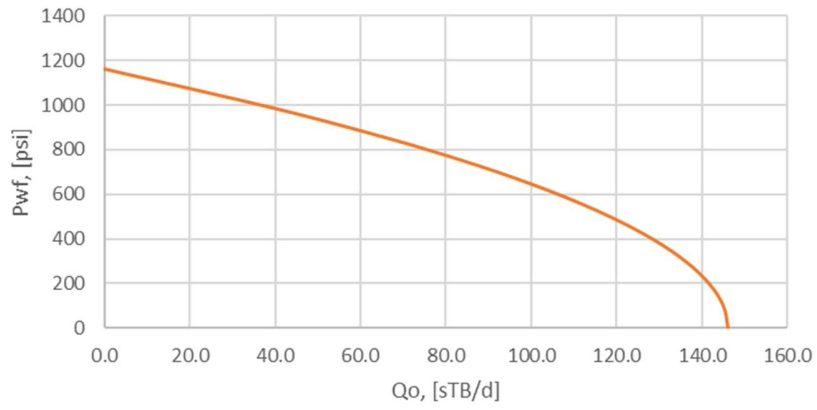


IPR Valtran 42 - Fetkovitch

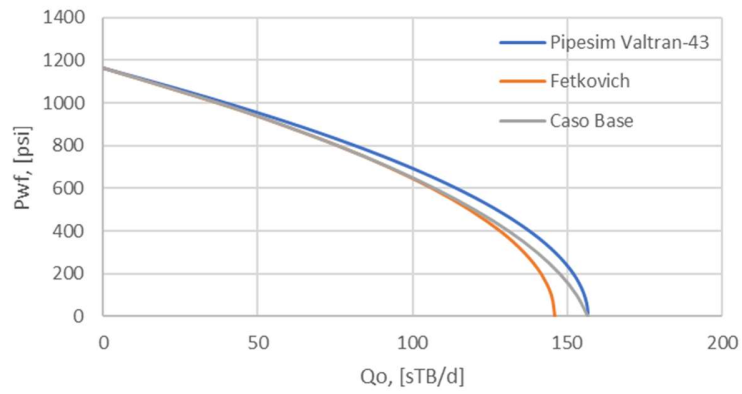




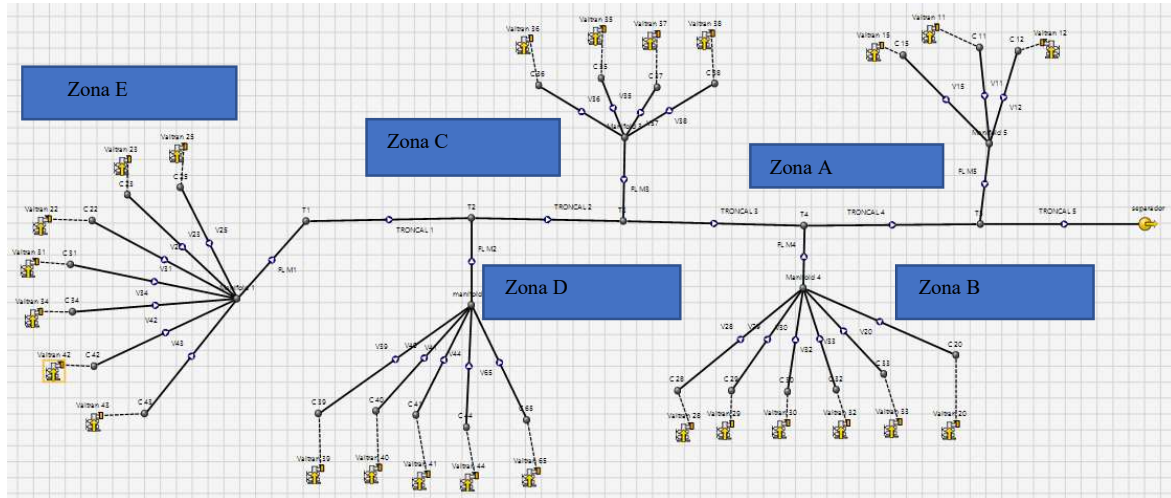
IPR Valtran 43 - Fetkovich



Caso Base vs Fetkovich vs Pipesim: Valtran-43



Apéndice C. Esquema del campo Valtran. Tramos de líneas en superficie



**Apéndice D. Histórico de producción para el campo Valtran 2013 – 2018**

