

**OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE UN CAMPO PETROLERO UBICADO
EN LA CUENCA DEL CAGÚAN-PUTUMAYO UTILIZANDO LA TÉCNICA DE
ANÁLISIS NODAL**

**JUAN DAVID ARGUELLES ARIZA
FAVIO ALEJANDRO PAZ BENAVIDES**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA.**

2017

**OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE UN CAMPO PETROLERO UBICADO
EN LA CUENCA DEL CAGÚAN-PUTUMAYO UTILIZANDO LA TÉCNICA DE
ANÁLISIS NODAL**

**JUAN DAVID ARGUELLES ARIZA
FAVIO ALEJANDRO PAZ BENAVIDES**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de:
Ingeniero de Petróleos**

**DIRECTOR
FERNANDO ENRIQUE CALVETE GONZALES
M.Sc.**

**CODIRECTOR
SERGIO ANDRÉS PINZÓN
ESPECIALISTA EN S.L.A. ESP.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2017

DEDICATORIA

Al ser maravilloso, al cual le debo mi vida, mi carrera y mis logros, gracias DIOS.

A mi amada madre, eres un ejemplo de vida, gracias por perdonar mis equivocaciones.

A mi padre, por ser tan incondicional y estar presente en toda ocasión para brindarme su apoyo.

A mi compañero de tesis, por ser esa mano derecha en este proyecto y gran amigo.

JUAN DAVID ARGUELLES ARIZA.

DEDICATORIA

Dedico esta tesis primero que todo a mi Dios, ser celestial que cada día me llena de sus bendiciones infinitas y me llenaba de fuerzas cuando sentía desfallecer.

A mi madre Aracely Benavides Albán, a quien amo con todo mi corazón, luz de mis días y razón de mi existir, para ella a quien le debo todo, dedico este trabajo ya que fue mi principal pilar para el desarrollo de este.

A mi padrastro Fernando García Garzón “el gordis” a quien quiero con el corazón, gracias por el tiempo y apoyo incondicional, fue vital para el desarrollo de este.

A mis abuelos Manuel Benavides, Maura Hernández y Dulce Nombre Albán, quienes con sus oraciones me han llenado. A mi tío Oscar Benavides quien amo con el alma, gracias por ligarme cuando no había para comer.

A mi amiga fiel y compañera sentimental Kelly Johana Bonilla, quien, con sus palabras y aliento, me impulsaba a seguir adelante.

A mi compañero, gran amigo, hermano de muchas batallas, jarras de café y horas de traspasar, Juan David Arguelles, quien deposito la confianza, esfuerzo y dedicación absoluta.

A todos los que me apoyaron para escribir y concluir esta tesis, gracias infinitas.

FAVIO ALEJANDRO PAZ BENAVIDES.

AGRADECIMIENTOS

A Dios todo poderoso por permitirnos cumplir esta meta y finalizar este proyecto exitosamente.

A los ingenieros Fernando Enrique Calvete, Sergio Andrés Pinzón, por contribuir a la excelencia de este proyecto.

A los ingenieros Andrey José Guerra, Jhon Alexander León, quienes siempre tuvieron la mejor disposición para ofrecernos su orientación y transmitirnos sus conocimientos para cumplir con este proyecto.

A la Universidad Industrial De Santander por habernos formado como profesionales y personas éticas.

A la empresa ECOPETROL S.A., por brindarnos los elementos necesarios para el desarrollo de esta investigación, como lo fue la información del campo analizado.

CONTENIDO

| | Pág. |
|--|-------------|
| INTRODUCCIÓN | 27 |
| | |
| 1. MARCO TEÓRICO | 29 |
| 1.1 SISTEMA DE PRODUCCIÓN | 29 |
| 1.1.1 Pérdidas de presión en el sistema. | 30 |
| 1.1.1.1 Pérdida de presión en el yacimiento. | 30 |
| 1.1.1.2 Pérdida de presión en el completamiento. | 31 |
| 1.1.1.3 Pérdida de presión en el pozo. | 32 |
| 1.1.1.4 Pérdida de presión en líneas de flujo. | 32 |
| 1.2 DESEMPEÑO DE LA AFLUENCIA DE UN POZO | 34 |
| 1.2.1 Modelos de producción y comportamiento de la afluencia (IPR). | 35 |
| 1.2.1.1 Flujo de un yacimiento subsaturado (modelo de línea recta). | 36 |
| 1.2.1.2 Flujo de un yacimiento saturado. | 38 |
| 1.2.1.2.1 Modelo de Vogel. | 39 |
| 1.2.1.2.2 Modelo Vogel generalizado. | 40 |
| 1.2.1.2.3 Modelo de Fetkovich. | 42 |
| 1.2.1.2.4 Modelo de Pudjo Sukamo. | 44 |
| 1.2.2 Factores que afectan la curva IPR. | 45 |
| 1.3 ANÁLISIS NODAL EN FLUJO NATURAL..... | 45 |
| 1.3.1 Ubicación del nodo solución. | 48 |
| 1.3.1.1 Nodos principales. | 48 |
| 1.3.1.1.1 Nodo en fondo de pozo. | 48 |
| 1.3.1.1.2 Nodo en cabeza de pozo. | 51 |
| 1.3.1.1.3 Nodo en separador. | 52 |
| 1.3.1.1.4 Nodo en yacimiento. | 54 |

| | |
|---|----|
| 1.3.1.2 Nodos funcionales. | 56 |
| 1.3.1.2.1 Nodo en tubería ahusada..... | 56 |
| 1.3.1.2.2 Nodo en estrangulador de superficie. | 57 |
| 1.4 LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES) | 58 |
| 1.4.1 Equipos de fondo. | 59 |
| 1.4.2 Equipos de superficie..... | 61 |
| 1.4.3 Análisis nodal con BES. | 62 |
| 1.4.3.1 Determinación del Inflow..... | 63 |
| 1.4.3.2 Determinación del Outflow. | 63 |
| 1.4.4 Efecto de la velocidad de bombeo sobre la producción (R.PM)..... | 65 |
| 1.5 LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO MECÁNICO..... | 66 |
| 1.5.1 Equipos de subsuelo..... | 67 |
| 1.5.2 Equipos de superficie..... | 68 |
| 1.5.3 Análisis nodal para bombeo mecánico. | 70 |
| 1.5.4 Efecto de la velocidad de bombeo sobre la producción..... | 71 |
| 1.6 FLUJO MULTIFÁSICO | 72 |
| 1.6.1 Patrones de flujo. | 73 |
| 1.6.1.1 Patrones de flujo multifásico en tuberías verticales e inclinadas. | 73 |
| 1.6.1.2 Patrones de flujo multifásico en tuberías horizontales | 76 |
| 1.6.2 Correlaciones de flujo. | 80 |
| 1.6.2.1 Correlaciones para flujo multifásico en tuberías verticales e inclinadas. ... | 80 |
| 1.6.2.2 Correlaciones para flujo multifásico en tuberías horizontales. | 85 |
| 1.7 IDENTIFICACIÓN DE LAS LIMITANTES HIDRÁULICAS EN LÍNEAS DE SUPERFICIE | 88 |
| 1.7.1 Velocidad crítica del fluido en la red | 88 |
| 1.7.2 Gradiente de presión por fricción | 89 |
| 1.7.3 Régimen de flujo | 89 |

| | |
|--|-----|
| 2. GENERALIDADES DEL CAMPO ARGPAZ..... | 90 |
| 2.1 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN..... | 90 |
| 2.2 GEOLOGÍA..... | 91 |
| 2.2.1 Estructura..... | 91 |
| 2.2.2 Estratigrafía..... | 91 |
| 2.2.3 Propiedades de yacimiento..... | 92 |
| 2.2.4 Propiedades roca-fluido..... | 93 |
| | |
| 3. DESARROLLO DEL MODELO DE SIMULACIÓN..... | 95 |
| 3.1 RECOPIACIÓN Y VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN..... | 96 |
| 3.1.1 Pruebas de producción..... | 96 |
| 3.1.2 Especificaciones del SLA..... | 97 |
| 3.1.3 Estados mecánicos de los pozos..... | 98 |
| 3.1.4 Pruebas PVT..... | 98 |
| 3.1.5 Datos de las líneas de flujo..... | 112 |
| 3.2 DESARROLLO DEL MODELO DE SUBSUELO Y RED EN UN SOFTWARE ESPECIALIZADO..... | 112 |
| 3.2.1 Modelo de subsuelo..... | 113 |
| 3.2.1.1 Modelo de pozo..... | 113 |
| 3.2.1.2 Datos de yacimiento..... | 114 |
| 3.2.1.3 Selección del IPR..... | 114 |
| 3.2.1.4 Datos de completamiento..... | 123 |
| 3.2.2 Ajuste del modelo de subsuelo..... | 128 |
| 3.2.2.1 Ajuste de la correlación de flujo multifásico vertical..... | 128 |
| 3.2.2.2 Datos de fluido y calibración de las correlaciones de PVT..... | 132 |
| 3.2.2.3 Ajuste del sistema de levantamiento artificial..... | 135 |
| 3.2.3 Modelo de superficie..... | 137 |
| 3.2.3.1 Ajuste de la red de superficie..... | 138 |

| | |
|---|-----|
| 4. EVALUACIÓN Y ANALISIS DE RESULTADOS | 144 |
| 4.1 EVALUACIÓN DE LAS CONDICIONES OPERACIONALES DEL SLA..... | 144 |
| 4.1.1 Sumergencia..... | 144 |
| 4.1.2 Patrón de flujo vertical. | 147 |
| 4.1.3 Caudal óptimo de operación para los pozos con SLA por Bombeo Electrosumergible | 149 |
| 4.1.4 Análisis de las cartas dinográficas para los pozos con SLA por Bombeo Mecánico. | 150 |
| 4.2 ANÁLISIS NODAL Y SENSIBILIZACIÓN DE LAS VARIABLES | 153 |
| 4.2.1 Diámetro de tubing..... | 154 |
| 4.2.2 Presión en cabeza. | 157 |
| 4.2.3 Frecuencia de la bomba..... | 157 |
| 4.2.4 Densidad de perforados..... | 161 |
| 4.2.5 Densidad de perforados y frecuencia de bomba..... | 168 |
| 4.3 EVALUACIÓN DE LAS CONDICIONES DE LA RED DE SUPERFICIE..... | 170 |
| 4.3.1 Escenario No. 1: Red de superficie actual. | 170 |
| 4.3.1.1. Densidad de pozos. | 172 |
| 4.3.1.2 Perfil de presión. | 173 |
| 4.3.1.3 Topografía de la zona. | 174 |
| 4.3.2 Escenario No. 2: Red de superficie con el aumento en la frecuencia de las bombas. | 175 |
| 4.3.3 Escenario No. 3: Red de superficie con el aumento en la densidad de perforaciones | 178 |
| 4.3.4 Escenario No. 4: Red de superficie con el aumento en la densidad de perforaciones e incremento de frecuencia. | 180 |
| 4.4 SET DE BOMBAS..... | 182 |
| 4.4.1 Propuesta set de bombas para pozos con levantamiento artificial BES. | 182 |
| 4.4.2 Propuesta de set de bombas para pozos con levantamiento artificial por BM. | 191 |
| 4.4.2.1 Variación de la longitud de carrera | 191 |

| | |
|--|-----|
| 4.4.2.2 Variación del diámetro del pistón de la bomba. | 197 |
| 5. EVALUACIÓN FINANCIERA | 202 |
| 5.1 ANÁLISIS FINANCIERO EN CAMBIO DE FRECUENCIA..... | 207 |
| 5.2 ANÁLISIS FINANCIERO EN CAMBIO DE TUBING | 212 |
| 5.3. ANÁLISIS FINANCIERO PARA EL AUMENTO EN LOS TPP..... | 213 |
| 5.4 ANÁLISIS FINANCIERO PARA EL AUMENTO EN LOS TPP E INCREMENTO DE FRECUENCIA..... | 223 |
| 6. CONCLUSIONES | 229 |
| 7. RECOMENDACIONES..... | 231 |
| BIBLIOGRAFÍA..... | 232 |
| ANEXOS | 234 |

LISTA DE FIGURAS

| | Pág. |
|---|-------------|
| Figura 1. Etapas Del Sistema De Producción..... | 30 |
| Figura 2. Sistema de producción | 33 |
| Figura 3. Caída de presión en el sistema de producción | 34 |
| Figura 4. Representación gráfica del modelo IP. | 37 |
| Figura 5. Producción VS Drow Dawn. Índice de productividad constante. | 38 |
| Figura 6. Representación gráfica modelo de Vogel. | 40 |
| Figura 7. Representación Gráfica Modelo Vogel Generalizado. | 41 |
| Figura 8. Curva De Oferta – Curva De Demanda. | 46 |
| Figura 9. Nodos Solución..... | 48 |
| Figura 10. Nodo En Fondo De Pozo. | 49 |
| Figura 11. Estimación De Producción A Diferentes Diámetros De Tubing. | 50 |
| Figura 12. Nodo En Cabeza De Pozo..... | 51 |
| Figura 13. Estimación De Producción A Diferentes Diámetros De Líneas..... | 52 |
| Figura 14. Nodo En Separador. | 53 |
| Figura 15. Estimación De Producción A Diferentes Psep. | 54 |
| Figura 16. Nodo En Yacimiento. | 55 |
| Figura 17. Estimación De La Producción A Diferentes Pr..... | 56 |
| Figura 18. Nodo En Tubing Ahusado..... | 57 |
| Figura 19. Nodo En Estrangulador..... | 58 |
| Figura 20. Unidad De Bombeo Electrosumergible. | 59 |
| Figura 21. Estimación De La Producción A Varias Velocidades (Frecuencias) De La Bomba BES..... | 65 |
| Figura 22. Unidad De Bombeo Mecánico. | 66 |
| Figura 23. Ciclos De Bombeo. | 67 |
| Figura 24. Estimación De Producción A Diferentes Por Minuto (c.p.m)..... | 72 |

| | |
|---|-----|
| Figura 25. Patrón De Flujo Tipo Burbuja..... | 74 |
| Figura 26. Patrón De Flujo Tipo Tapón..... | 74 |
| Figura 27. Patrón De Flujo Tipo Transicional..... | 75 |
| Figura 28. Patrón De Flujo Tipo Anular..... | 76 |
| Figura 29. Patrón De Flujo Tipo Estratificado. | 77 |
| Figura 30. Patrón De Flujo Tipo Ondulado. | 77 |
| Figura 31. Patrón De Flujo Tipo Anular..... | 78 |
| Figura 32. Patrón De Flujo Tipo Bache..... | 78 |
| Figura 33. Patrón De Flujo Tipo Tapón..... | 79 |
| Figura 34. Patrón De Flujo Tipo Burbuja..... | 79 |
| Figura 35. Patrón De Flujo Tipo Niebla..... | 80 |
| Figura 36. Regiones Para La Correlación Duns & Rose..... | 83 |
| Figura 37. Historial De Producción Del Campo ARGPAZ..... | 90 |
| Figura 38. Modelo Estructural De La Formación Productora C. | 91 |
| Figura 39. Metodología Para La Evaluación Y Sensibilización Del Sistema De Producción Del Campo ARGPAZ. | 95 |
| Figura 40. Rs Vs. Presión Para El PVT Sintético De La Formación C..... | 103 |
| Figura 41. Bo Vs. Presión Para El PVT Sintético De La Formación C..... | 105 |
| Figura 42. μ_o Vs. Presión Para El PVT Sintético De La Formación C. | 111 |
| Figura 43. Modelo De Pozo UIS-111 | 113 |
| Figura 44. Datos De Yacimiento Del Pozo UIS-111..... | 114 |
| Figura 45. IPR UIS-111 (SUKAMO)..... | 117 |
| Figura 46. IPR UIS-111 (FETKOVICH)..... | 120 |
| Figura 47. Gráfica Log-Log Para Determinar C y n Corregidos. | 121 |
| Figura 48. IPR Modelo De Fetkovich Corregido..... | 122 |
| Figura 49. Ingreso de AOF y n Al simulador. | 123 |
| Figura 50. Datos De La Información Del Estado Mecánico Del Pozo UIS-111.... | 124 |
| Figura 51. Datos Survey Del Pozo UIS-111..... | 124 |
| Figura 52. Datos Del Registro Geotérmico Del Pozo UIS-111..... | 125 |
| Figura 53. Datos Del Sistema De Levantamiento Artificial Del Pozo UIS-111. | 126 |

| | |
|--|-----|
| Figura 54. Datos De La Bomba Del SLA Del Pozo UIS-111..... | 127 |
| Figura 55. Curvas De Desempeño De La Bomba Del Pozo UIS-111. | 127 |
| Figura 56. Curvas De Eficiencia De La Bomba Del Pozo UIS-111..... | 128 |
| Figura 57. Perfil Elevación Vs. Presión Para La Sensibilización De Las Correlaciones De Flujo Multifásico Vertical Para El pozo UIS-111. | 130 |
| Figura 58. Reporte De La Sensibilización De Las Correlaciones De Flujo Multifásico Vertical Para El pozo UIS-111. | 130 |
| Figura 59. Ajuste De La Correlación De Flujo Multifásico Del Pozo UIS-111. | 131 |
| Figura 60. Ingreso De Datos Correspondientes Al Fluido Del Pozo UIS-111. | 132 |
| Figura 61. Ingreso De Pruebas De Viscosidad De Crudo Muerto En El Pozo UIS-111..... | 133 |
| Figura 62. Ingreso De Datos PVT De La Formación C (Pozo UIS-111). | 134 |
| Figura 63. Calibración PVT (FVF) Para La Formación C (Pozo UIS-111). | 135 |
| Figura 64. Ajuste Del Factor De Carga Para La BES Del Pozo UIS-111..... | 136 |
| Figura 65. Perfil De Elevación Vs. Presión Del Pozo UIS-111..... | 136 |
| Figura 66. Perfil De Elevación Vs. Temperatura Para El Pozo UIS-111..... | 137 |
| Figura 67. Datos De La Línea De Flujo B_16 Asociada Al Pozo 111. | 138 |
| Figura 68. Esquema De Pozos Y Líneas En Superficie..... | 139 |
| Figura 69. Construcción De La Malla..... | 139 |
| Figura 70. Ingreso De Datos Condiciones De Condiciones De Frontera. | 140 |
| Figura 71. Ajuste De La Correlación De Flujo Multifásico Horizontal De La Línea B_16 Asociada Al Pozo UIS-111. | 141 |
| Figura 72. Q_{real} Vs. Q_{sim} | 143 |
| Figura 73. WHP_{real} Vs. WHP_{sim} | 143 |
| Figura 74. Curva De Desempeño De La Bomba BES Del Pozo UIS-35..... | 148 |
| Figura 75. Curva De Eficiencia Teórica De La Bomba BES Del Pozo UIS-35..... | 148 |
| Figura 76. Curvas De Desempeño Y Velocidad Para La Bombas BES Del Pozo UIS-125..... | 150 |
| Figura 77. Carta Dinamométrica Del Pozo UIS-5. | 151 |
| Figura 78. Carta Dinamométrica Del Pozo UIS-14. | 152 |

| | |
|--|-----|
| Figura 79. Carta Dinamométrica Del Pozo UIS-136. | 153 |
| Figura 80. Reporte De Sensibilidad Del Pozo UIS-125..... | 156 |
| Figura 81. Sensibilización De Tubing Para El Pozo UIS-125..... | 156 |
| Figura 82. Reporte De Sensibilidad Del Pozo UIS-36..... | 160 |
| Figura 83. IPR UIS-35 A 2 TPP (Actual). | 163 |
| Figura 84. Sensibilización UIS-35 TPP. | 164 |
| Figura 85. AOF Vs. TPP | 164 |
| Figura 86. Intercepto De Las Curvas Inflow Y Outflow Del Pozo UIS-35..... | 165 |
| Figura 87. Reporte De Sensibilidad Del Pozo UIS-36..... | 167 |
| Figura 88. Intercepto De Las Curvas Inflow Y Outflow Del Pozo UIS-21..... | 168 |
| Figura 89. Modelo De La Red De Superficie Del Campo ARGPAZ. | 171 |
| Figura 90. Clusters Del Campo ARGPAZ. | 173 |
| Figura 91. Perfil De Presión De Las Líneas B_17 y B_36. | 174 |
| Figura 92. Perfil Topográfico De Las Líneas Del Campo ARGPAZ. | 175 |
| Figura 93. Perfil Topográfico De La Línea B_16. | 177 |
| Figura 94. Reporte Para El Pozo UIS-125. | 183 |
| Figura 95. Curva De Desempeño De La Bomba Del Pozo UIS-125. | 185 |
| Figura 96. Curvas De Velocidades Variables De La Bomba Del Pozo UIS-125. . | 185 |
| Figura 97. Selección De La Bomba Alterna Más Eficiente Para El Pozo UIS-125..... | 186 |
| Figura 98. Curvas De Velocidades Variables De La Bomba Alterna. | 187 |
| Figura 99. Curva De Desempeño De La Bomba Alterna. | 188 |
| Figura 100. Selección De Etapas Apropriadas Para El TDH Requerido. | 189 |
| Figura 101. Calibración Del Factor De Carga De La Bomba Alterna. | 189 |
| Figura 102. Perfil Elevación Vs. Presión De La Bomba Alterna Propuesta. | 190 |
| Figura 103. Reporte Del Pozo UIS-125 Con La Nueva BES Propuesta. | 190 |
| Figura 104. Opción De Variación De La Tasa Nominal Para El Pozo UIS-136. .. | 192 |
| Figura 105. Ingreso De Los Valores De Las Tasas Nominales UIS-136. | 194 |
| Figura 106. Curvas Inflow Y Outflow Ante El Cambio De Longitud De Carrera Para El Pozo UIS-136..... | 195 |

| | |
|---|-----|
| Figura 107. Ingreso De Los Valores De Las Tasas Nominales UIS-112. | 199 |
| Figura 108. Curvas Inflow Y Outflow Ante El Cambio De Diámetro De Pistón Para El Pozo UIS-112..... | 200 |
| Figura 109. Ingresos Vs. Egresos..... | 211 |
| Figura 110. Ingresos Vs. Egresos..... | 217 |
| Figura 111. Flujo De Caja Acumulado Del Escenario # 3 Para El Pozo UIS-36..... | 218 |
| Figura 112. Flujo De Caja Acumulado Del Escenario # 4 Para El Pozo UIS-36..... | 226 |
| Figura 113. Ingresos Vs. Egresos..... | 227 |

LISTA DE TABLAS

| | Pág. |
|--|-------------|
| Tabla 1. Correlaciones Para Flujo Multifásico..... | 87 |
| Tabla 2. Propiedades De La Formación C..... | 92 |
| Tabla 3. Propiedades De La Formación V..... | 92 |
| Tabla 4. Propiedades Roca-Fluido De La Formación C..... | 93 |
| Tabla 5. Propiedades Roca-Fluido De La Formación V..... | 94 |
| Tabla 6. Datos De Producción Del Campo ARGPAZ..... | 97 |
| Tabla 7. Información De Las Bombas De Campo Para Pozos Con Sistemas De Levantamiento BES..... | 97 |
| Tabla 8. Información De Las Bombas De Campo Para Pozos Con Sistemas De Levantamiento BM..... | 98 |
| Tabla 9. Datos PVT Del Crudo De La Formación V..... | 99 |
| Tabla 10. Propiedades De La Formación C..... | 99 |
| Tabla 11. Rango De Aplicabilidad Correlación De Kartoadmodjo & Schmidt..... | 100 |
| Tabla 12. Screening De Las Correlaciones PVT Aplicado A La Formación C..... | 100 |
| Tabla 13. Valores De Las Constantes C_1 , C_2 , C_3 y C_4 | 102 |
| Tabla 14. Tabulación De La Figura 40 (R_s Vs. Presión)..... | 103 |
| Tabla 15. Tabulación De La Figura 41 (B_o Vs P)..... | 105 |
| Tabla 16. Rango De Aplicabilidad Correlación De Kartoadmodjo & Schmidt..... | 106 |
| Tabla 17. Screening De Correlaciones De Viscosidad Aplicado A La Formación C..... | 106 |
| Tabla 18. Pruebas De Viscosidad Libre De Gas Para El Crudo De La Formación C..... | 108 |
| Tabla 19. Reporte De Viscosidad Cinemática Libre De Gas Para Cada Prueba Del Crudo De La Formación C A Temperatura De Yacimiento..... | 109 |
| Tabla 20. Tabulación De La Figura 42 (μ_o Vs. Presión)..... | 111 |

| | |
|--|-----|
| Tabla 21. Constantes Para Calculo De IPR Según Técnica De Cañoneo Overbalance..... | 116 |
| Tabla 22. Constantes Para Calculo De IPR Según Técnica De Cañoneo Underbalance..... | 116 |
| Tabla 23. Parámetros Técnicos UIS-111..... | 116 |
| Tabla 24. Reporte Pwf Vs. Q Del Pozo UIS-111 (SUKAMO)..... | 118 |
| Tabla 25. Reporte Q Vs. Pwf Del Pozo UIS-111 (FETKOVICH)..... | 120 |
| Tabla 26. Reporte Q Vs. Pwf Del Pozo UIS-111 (FETKOVICH CORREGIDO)... | 122 |
| Tabla 27. Parámetros Para Selección De Correlación De Flujo Vertical Del Pozo UIS-111..... | 129 |
| Tabla 28. Screening Para Selección Adecuada De La Correlación De Flujo Vertical Para El Pozo UIS-111..... | 129 |
| Tabla 29. Selección De Correlación De Flujo Vertical En Cada Pozo. | 131 |
| Tabla 30. Screening Para Selección Adecuada De La Correlación De Flujo Horizontal Para La Línea B_16 Asociada Al Pozo UIS-111..... | 142 |
| Tabla 31. Comparación Caudales/Presiones Reales Vs. Caudales/Presiones Simuladas..... | 142 |
| Tabla 32. Datos Técnicos Del Pozo UIS-35..... | 145 |
| Tabla 33. Resultados Para El Cálculo De La Sumergencia Del Pozo UIS-35. | 146 |
| Tabla 34. Sumergencia De Las Bombas De Los Pozos Del Campo ARGPAZ.... | 146 |
| Tabla 35. Regímenes De Flujo A Través Del Tubing..... | 147 |
| Tabla 36. Rango Óptimo De Operación De Las Bombas Para Los Pozos Con SLA BES..... | 149 |
| Tabla 37. Resultados Obtenidos De La Sensibilización Por Medio De Análisis Nodal Realizado Por El Software..... | 155 |
| Tabla 38. Comparación Qact. Vs. Qsim. Para La Sensibilización De Tubing Del Pozo UIS-125. | 157 |
| Tabla 39. Resultados Obtenidos En La Variación De Frecuencias Para Los Pozos Con SLA BES. | 159 |

| | |
|---|-----|
| Tabla 40. Resultados Obtenidos En La Variación De SPM Para Pozos Con SLA BM..... | 159 |
| Tabla 41. Equivalencia Tasa Nominal A SPM Para El Pozo UIS-36..... | 161 |
| Tabla 42. Test Point UIS-35..... | 162 |
| Tabla 43. Información De Cañoneo UIS-35. | 162 |
| Tabla 44. Resultados De Sensibilización De Los TPP..... | 166 |
| Tabla 45. Resultados Obtenidos Ante La Sensibilización De Los TPP Y Aumento De Frecuencia. | 169 |
| Tabla 46. Reporte Para El Análisis De Las Líneas Pertenecientes A La Red De Recolección..... | 171 |
| Tabla 47. Evaluación De Los Criterios De La Norma API RP-14E. | 176 |
| Tabla 48. Análisis ΔQ del escenario No. 2. | 178 |
| Tabla 49. Evaluación De Los Criterios De La Norma API RP-14E. | 179 |
| Tabla 50. Análisis ΔQ del escenario No. 3. | 180 |
| Tabla 51. Evaluación De Los Criterios De La Norma API RP-14E. | 181 |
| Tabla 52. Análisis ΔQ del escenario No. 4. | 182 |
| Tabla 53. Condiciones De Operación Actual De La Bombas BES Del Pozo UIS-125..... | 184 |
| Tabla 54. Comparación De La Bomba Actual Vs. Bomba Propuesta Para El Pozo UIS-125..... | 191 |
| Tabla 55. Parámetros Técnicos Del Pozo UIS-136..... | 193 |
| Tabla 56. Tasa Nominal A Determinada Longitud De Carrera (Pozos UIS-136). | 194 |
| Tabla 57. Reporte Del Aumento De Longitud De Recorrido Para El Pozo UIS-136..... | 195 |
| Tabla 58. Reporte De Resultados Cambio De Long. De Carrera. | 196 |
| Tabla 59. Diámetros ID De Pistón Presentes En El Mercado. | 197 |
| Tabla 60. Parámetros Técnicos Del Pozo UIS-112..... | 198 |
| Tabla 61. Tasa Nominal A Determinado Diámetro De Pistón Para El Pozo UIS-112..... | 199 |
| Tabla 62. Reporte De Resultados Cambio De Diámetro De Pistón. | 201 |

| | |
|--|-----|
| Tabla 63. Costos Estimados Y Datos Preliminares Para Análisis Financiero. | 207 |
| Tabla 64. Producción Incremental Y Consumo Energético Por Optimización Frecuencia. | 208 |
| Tabla 65. Análisis Financiero Para El Pozo UIS-36 Ante El Aumento De Frecuencia En 3 Años De Producción. | 210 |
| Tabla 66. Análisis Financiero De Cada Pozo Para El término De 3 Años. | 211 |
| Tabla 67. Qw Vs. Qo..... | 212 |
| Tabla 68. Análisis Financiero Para El Pozo UIS-125 Ante El Cambio De Tubing En 1 Año De Producción..... | 213 |
| Tabla 69. Producción Incremental Y Consumo Energético Por Optimización TPP..... | 214 |
| Tabla 70. Análisis Financiero De Cada Pozo Para El término De 3 Años. | 214 |
| Tabla 71. Qw Vs. Qo..... | 215 |
| Tabla 72. Análisis Financiero Del Pozo UIS-36 Ante La Campaña De Recañoneo En 3 Años De Producción..... | 216 |
| Tabla 73. Reporte De Indicadores Financieros..... | 222 |
| Tabla 74. Producción Incremental Y Consumo Energético Por Optimización TPP Y Aumento De Frecuencia. | 224 |
| Tabla 75. Qw Vs. Qo..... | 224 |
| Tabla 76. Análisis Financiero Del Pozo UIS-36 Ante La Campaña De Recañoneo Y Aumento De Frecuencia En 3 Años De Producción..... | 225 |
| Tabla 77. Reporte De Indicadores Financieros..... | 228 |

LISTA DE ANEXOS

| | Pág. |
|--|-------------|
| ANEXO A. ESTADO MECÁNICO DE LOS POZOS. | 234 |
| ANEXO B. RANGOS DE APLICABILIDAD PARA SCREENING Y SELECCIÓN DE LA CORRELACIÓN ADECUADA PARA EL DESARROLLO DEL PVT SINTETICO..... | 235 |
| ANEXO C. INFORMACIÓN ASOCIADA A LAS LÍNEAS DE FLUJO..... | 239 |
| ANEXO D. DATOS DE YACIMIENTO. | 240 |
| ANEXO E. IPR'S MODELO FETKOVICH CORREGIDO..... | 241 |
| ANEXO F. CARTAS DINAGRÁFICAS PARA LOS S.L.A. BOMBEO MECÁNICO..... | 247 |
| ANEXO G. REPORTE DE RESULTADOS DE LA SENSIBILIZACIÓN DE PRESIÓN DE CABEZA. | 250 |
| ANEXO H. CURVAS INFLOW Y OUTFLOW DE LA SENSIBILIDAD AL CAMBIO DE FRECUENCIA..... | 251 |
| ANEXO J. CURVAS DE INFLOW Y OUTFLOW PARA LA SENSIBILIZACIÓN DE LOS TPP..... | 256 |
| ANEXO K. TABLA DE RESULTADOS ANTE CAMBIOS PROPUESTOS AL AUMENTO DE TPP. | 262 |
| ANEXO L. CURVAS DE INFLOW Y OUTFLOW PARA LA SENSIBILIZACIÓN DE LOS TPP Y AUMENTO DE FRECUENCIA. | 263 |
| ANEXO M. TABLA DE RESULTADOS ANTE CAMBIOS PROPUESTOS DE AUMENTO DE TPP Y FRECUENCIA. | 266 |
| ANEXO N. PERFILES DE PRESIÓN/ELEVACIÓN VS. DISTANCIA DE LAS LÍNEAS ASOCIADAS AL CAMPO ARGPAZ. | 267 |
| ANEXO O. COMPARACIÓN DE LAS BOMBAS BES ACTUALES VS. PROPUESTAS. | 278 |

| | |
|---|-----|
| ANEXO P. PARÁMETROS TÉCNICOS DE LOS POZOS DEL CAMPO ARGPAZ..... | 281 |
| ANEXO Q. REPORTE DEL SOFTWARE CAMBIO DE LONGITUD DE CARRERA PARA BOMBEO MECÁNICO..... | 282 |
| ANEXO R. REPORTE DEL SOFTWARE CAMBIO DEL DIÁMETRO DEL PISTÓN PARA BOMBEO MECÁNICO..... | 285 |

RESUMEN

TITULO: OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE UN CAMPO UBICADO EN LA CUENCA DEL CAGUÁN-PUTUMAYO UTILIZANDO LA TÉCNICA DE ANÁLISIS NODAL.*

AUTORES: ARGUELLES ARIZA, JUAN DAVID**
PAZ BENAVIDES, FAVIO ALEJANDRO**

PALABRAS CLAVES: Análisis nodal, Bombeo Mecánico, Bombeo Electrosumergible, Software Especializado, Limitantes Hidráulicas.

DESCRIPCIÓN

El presente proyecto tiene la finalidad de evaluar el sistema de producción actual de un campo perteneciente a la cuenca del Caguan-Putumayo, puesto que este siendo un campo maduro presenta una baja productividad, de esta manera se hizo conveniente realizar un estudio mediante la técnica de análisis nodal con el propósito de determinar oportunidades que conlleven a la optimización de la producción.

Para llevar a cabo este estudio, se realizó una recolección de información correspondiente a las características principales del campo con el fin de generar un modelo de simulación mediante un Software Especializado, por medio del cual es posible evaluar eficientemente los componentes de un sistema de producción desde fondo de pozo hasta el sistema de recolección. Los componentes propuestos para ser modificados fueron los siguientes: diámetro de la tubería de producción, disminución de la presión en cabeza de pozo, frecuencia de operación de las bombas de cada S.L.A (Bombeo Mecánico, Bombeo Electrosumergible) y tiros por pie (recañoneo), teniendo en cuenta los parámetros técnicos que garantizan la el óptimo funcionamiento y desempeño de los equipos de bombeo. De igual forma se identificaron las limitaciones hidráulicas en el sistema actual de red de superficie.

Los resultados del estudio fueron evaluados técnica y financieramente, garantizando de esta manera la selección más adecuada de las modificaciones que conllevan al escenario de mejor producción para el campo.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Fernando Enrique Calvete González Codirector: Sergio Andrés Pinzón

ABSTRACT

TITLE: OPTIMIZATION OF THE PRODUCTION OF A FIELD LOCATED IN THE CAGÚAN-PUTUMAYO BASIN USING THE NODAL ANALYSIS TECHNIQUE.*

AUTHORS: ARGUELLES ARIZA, JUAN DAVID
PAZ BENAVIDES, FAVIO ALEJANDRO**

KEY WORDS: Nodal Analysis, Rod Pump, Electric Submersible Pump, Specialized Software, Hydraulic Limitations.

CONTENT

This project has the purpose of evaluating the current production system of a field belonging to the Caguan-Putumayo basin, since this being a mature field presents a low productivity, in this way it became convenient to carry out a study using the technique of Nodal analysis with the purpose of determining opportunities that lead to the optimization of production.

To carry out this study, was collection of information corresponding to the main characteristics of the field generating a simulation model using the Specialized Software, through which it is possible to efficiently evaluate the components of a production system from the bottom of the well to the collection system. The proposed components to be modified were: production pipe diameter, well head pressure reduction, operating frequency of the pumps of each SLA (Mechanical Pumping, Electrosumergible Pumping) and Shot Per Feet, taking into account the technical parameters that Guarantee the optimum performance of pumping equipment. Likewise, the hydraulic limitations were identified in the current surface network system.

The results of the study were evaluated technically and financially, thus guaranteeing the most appropriate selection of the changes that lead to the scenario of better production for the field.

* Project of grade

** Faculty of Engineering Physical chemical, School of Engineering Petroleum. Director Fernando Enrique Calvete Gonzalez Codirector: Sergio ANDres Pinzon

INTRODUCCIÓN

Mediante la técnica de análisis nodal, es posible maximizar la productividad de un campo petrolero de manera económicamente rentable y eficiente; con la aplicación de esta metodología se adecua la infraestructura tanto de subsuelo como en superficie, con el propósito de hallar el diseño más adecuado de los componentes del sistema de producción, permitiendo de esta manera generar un aumento en la producción. Es por ello que en asociación con ECOPETROL S.A, se plantea este proyecto con el objetivo de evaluar los componentes de red y subsuelo de un campo petrolero ubicado en la cuenca del Caguan-Putumayo, mediante el planteamiento de una metodología que conlleve a la optimización de la producción.

Para cumplir con el objetivo propuesto, se hace uso de un Software Especializado, el cual cuenta con las herramientas necesarias para modelar el sistema de producción con sus respectivos componentes. Con la finalidad de realizar un estudio que permita la optimización del sistema de producción del campo en evaluación, se estructuró el siguiente contenido programático:

El capítulo 1 corresponde a la descripción del sistema de producción, enfatizando en el balance de energía requerido entre el yacimiento y los componentes instalados, estableciendo la capacidad de la producción de un pozo. De igual manera, se explican los principios de funcionamiento de los sistemas de levantamiento por Bombeo Electrosurgible y Bombeo Mecánico. Además, se definen los modelos básicos mediante los cuales es posible determinar el IPR de una formación productora. Adicionalmente se describe las correlaciones de flujo multifásico horizontal y vertical por medio de las cuales, se modela el comportamiento de flujo de los fluidos.

En el capítulo 2 se muestra las generalidades del campo estudiado, describiendo de esta manera: historial de producción, geología, propiedades del yacimiento y de los fluidos, estructura, etc.

En el capítulo 3 se plantea la metodología utilizada para hallar oportunidades de optimización de la producción del campo, mediante la ubicación del nodo funcional en el punto medio de los perforados y el análisis del sistema de red de superficie del campo en estudio.

En el capítulo 4 se realiza la sensibilización de la presión de cabeza, la frecuencia y la densidad de perforados, en cada uno de los pozos, planteando de esta manera diferentes escenarios, en los cuales se vea reflejado un incremento de la producción. Dichos escenarios son evaluados técnicamente, analizando el comportamiento del flujo de fluidos, ante las nuevas condiciones operacionales planteadas, hallando así posibles limitaciones hidráulicas.

Finalmente, en el capítulo 5, se desarrolla un análisis financiero para cada una de las propuestas elaboradas en el capítulo 4, corroborando la viabilidad financiera del proyecto, determinando así la posible implementación de los cambios planteados en el sistema de producción actual del campo objeto del estudio.

1. MARCO TEÓRICO

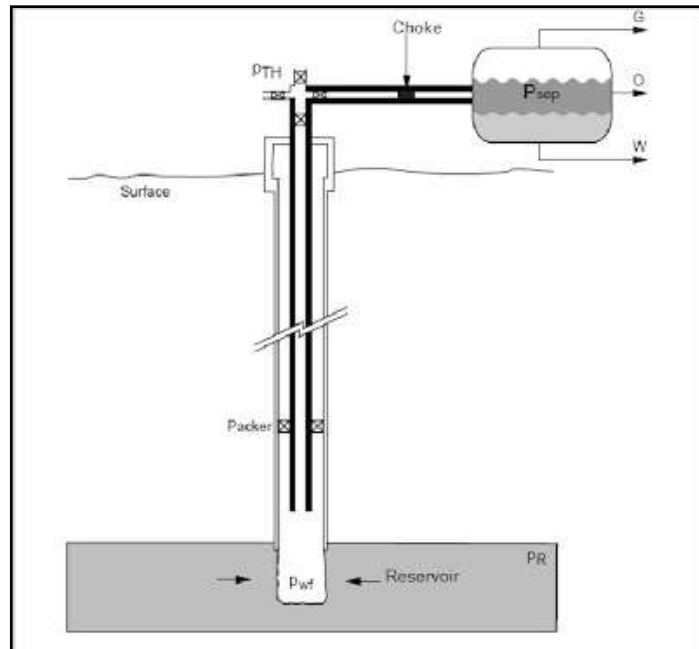
1.1 SISTEMA DE PRODUCCIÓN

La fase de producción de un pozo petrolero, se inicia cuando los fluidos que se encuentran en los poros del yacimiento, comienzan a desplazarse través de los pequeños canales interconectados o fracturas hasta superficie, debido a los diferentes diferenciales de presión que existen entre las etapas desde el yacimiento hasta los sistemas de recolección. Este sistema de producción consta de 4 etapas principales.

- Yacimiento.
- Completamiento.
- Pozo.
- Líneas de flujo en superficie.

La presión o energía inicial del proceso de producción, corresponde a la presión estática del yacimiento; existe una pérdida de energía en cada una de las etapas, por lo tanto, la sumatoria de las perdidas en cada una de estas, corresponde a la caída de presión total del sistema, siendo así la presión final, la de la entrada de los fluidos en el separador.

Figura 1. Etapas Del Sistema De Producción.



Fuente: LA COMUNIDAD PETROLERA Sistemas de producción definiciones [en línea] disponible en: <http://ingenieria-de-petroleo.lacomunidadpetrolera.com/2009/01/sistemas-de-produccion-definiciones.htm>

1.1.1 Pérdidas de presión en el sistema.

“La pérdida de energía en forma de presión a través de cada componente, depende de las características de los fluidos producidos, y especialmente, del caudal de flujo transportado, de tal manera que la capacidad de producción del sistema corresponde a un balance entre la capacidad de aporte de energía del yacimiento y la demanda de energía de la instalación para transportar los fluidos hasta la superficie”¹.

1.1.1.1 Pérdida de presión en el yacimiento. A medida que el fluido avanza a través del medio poroso, entre el radio de drenaje (r_e) y el radio del hoyo (r_w), pierde energía a causa de la baja capacidad de flujo (k), restricciones en cercanía

¹ MAGGIOLO, Ricardo, M.Sc. Curso Optimización De La Producción Mediante El Análisis Nodal. En: Workshop International (2008: Lima, Perú). Lima, Perú: ESP Oil Consultants, 2008. 24 p.

del hoyo (S) y a la resistencia al flujo por la viscosidad del fluido (μ). Esta pérdida de energía se evidencia como una disminución de la presión, la cual se puede cuantificar de la siguiente manera:

$$\Delta P_r = P_{ws} - P_{wfs} \quad Ecu. 1$$

Donde:

ΔP_r : Pérdida en la presión del yacimiento (psi).

P_{ws} : Presión del yacimiento (psi).

P_{wfs} : Presión en la cara de la formación (psi).

1.1.1.2 Pérdida de presión en el completamiento. Luego de que los fluidos hayan transcurrido desde el yacimiento hasta la cara de la formación, un segundo factor actúa sobre la presión con la cual finalizó el fluido (P_{wfs}), generando así una disminución de dicha energía a causa de los canales u hoyos originados por las perforaciones (cañoneo). Esta pérdida de presión, se debe a dos parámetros diferentes: a la sobrecompactación o trituración de la pared alrededor del hoyo perforado y a la longitud penetrada; y al área reducida de flujo de los canales. Finalmente, el fluido sale al fondo del pozo a una presión (P_{wf}).

$$\Delta P_{comple.} = P_{wfs} - P_{wf} \quad Ecu. 2$$

Dónde:

$\Delta P_{comple.}$: Pérdida de presión en completamiento (psi).

P_{wfs} : Presión en la cara de la formación (psi).

P_{wf} : Presión en el fondo del pozo (psi).

1.1.1.3 Pérdida de presión en el pozo. La pérdida de presión en esta etapa, que comprende el recorrido del fluido desde fondo hasta el cabezal del pozo, se debe principalmente a la fricción generada entre las paredes internas de la tubería y el fluido, y al efecto de la gravedad. Así, esta pérdida de energía la podemos cuantificar de esta manera:

$$\Delta P_p = P_{wf} - P_{wh} \quad Ecu. 3$$

Donde:

ΔP_p : Pérdida de presión en el pozo (psi).

P_{wf} : Presión en el fondo del pozo (psi).

P_{wh} : Presión en cabeza de pozo (psi).

1.1.1.4 Pérdida de presión en líneas de flujo. En un sistema de producción simple, las pérdidas de presión en líneas de flujo pueden ser calculadas de esta manera:

$$\Delta P_{LF} = P_{wh} - P_{sep} \quad Ecu. 4$$

Donde:

ΔP_{LF} : Pérdidas de presión en líneas de flujo (psi).

P_{wh} : Presión en cabeza de pozo (psi).

P_{sep} : Presión en separador (psi).

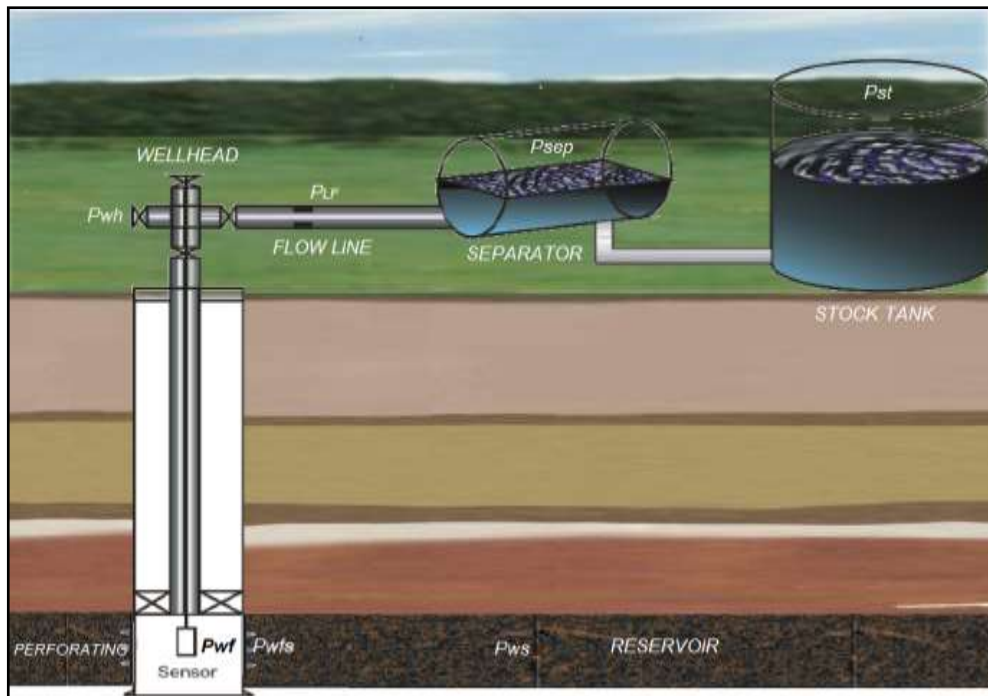
En conclusión, el balance de la pérdida de energía total es el resultado de la diferencia entre la presión del yacimiento (P_r) y cada uno de los componentes de diferencial de presión (ΔP_i) que se originan en cada una de las etapas del sistema de producción nombradas anteriormente; el resultado de dicha diferencia nos

determinara a que presión entraran los fluidos al separador (P_{sep}) o sistemas de recolección (P_{st}).

$$P_r - \Delta P_y - \Delta P_{comple.} - \Delta P_p - \Delta P_{LF} = P_{sep}, P_{st} \quad Ecu. 5$$

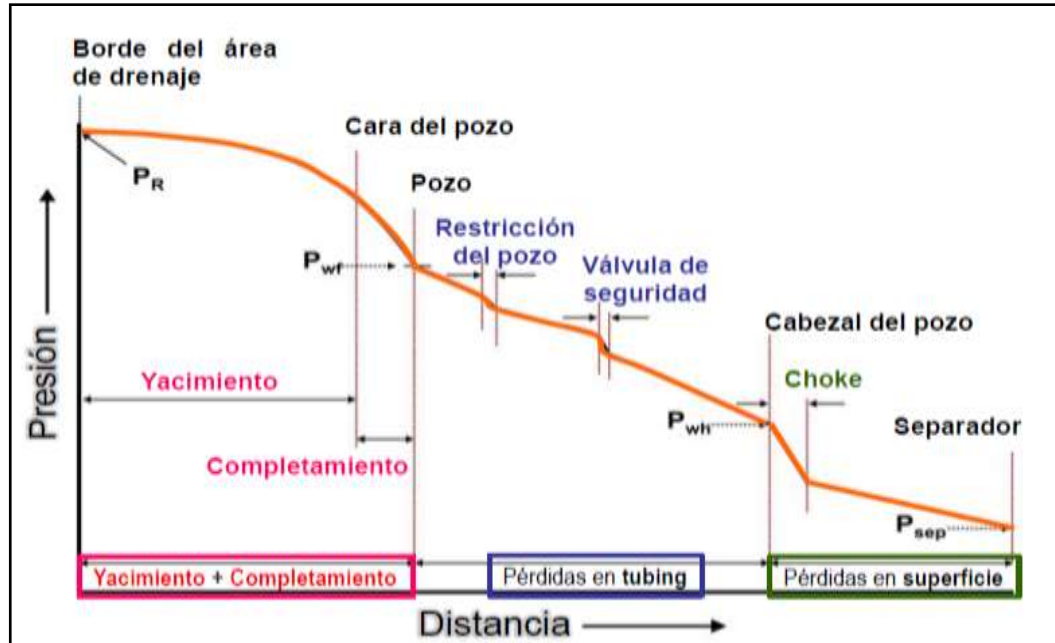
Cabe resaltar que en un sistema complejo de producción se debe tener en cuenta todo tipo de accesorio que genere cambios considerables en la presión.

Figura 2. Sistema de producción



Fuente: BEGGS, H. Dale. Production Optimization Using Nodal™ Analysis. 2da Edition. Tulsa, Oklahoma: Petroskills Publications, 1991. Modificado.

Figura 3. Caída de presión en el sistema de producción



Fuente: Heriot-Watt University. Production Technology II. Institute of Petroleum Engineering. Edimburgo, Escocia 2007. Cap.1. Modificado.

1.2 DESEMPEÑO DE LA AFLUENCIA DE UN POZO

“El desarrollo de herramientas que permitían medir la presión en el fondo del pozo, a finales de la década de 1920, permitieron al ingeniero de campo medir la producción del pozo en superficie y correlacionarla con la presión. Desde entonces, los esfuerzos se concentraron en obtener expresiones matemáticas que permitiesen estimar la tasa de producción como función de la presión de fondo fluente, y que las mismas fuesen válida para un amplio rango de condiciones operacionales”².

² RODRÍGUEZ, Alfredo, M.Sc. Comportamiento De Afluencia De Pozos De Petróleo Y Gas. Módulo II. Zulia, Venezuela 2012.

Conocer el comportamiento de la afluencia o capacidad productiva de un pozo, es de suma importancia ya que esta nos permite identificar que tan considerable es la capacidad de flujo del pozo, respecto al aporte de los fluidos que se extraen del yacimiento; dicho en otras palabras, nos indicara cuál es la respuesta de la formación, a una caída de presión (*Drow Dawn*) en el pozo productor. Por esta razón, un buen entendimiento de los conceptos y factores que convergen al comportamiento del flujo desde el yacimiento hasta superficie, es esencial, ya que a partir de ello, deriva el buen uso de aquellas técnicas que a partir de las condiciones actuales de producción (sistema de producción y/o requerimientos de S.L.A), podemos identificar el comportamiento de flujo presente que proporciona el pozo y, por consiguiente, considerar la alternativa de generar una optimización futura en su flujo, y así, su factibilidad económica.

1.2.1 Modelos de producción y comportamiento de la afluencia (IPR).

“Un modelo de producción es una herramienta matemática utilizada en la ingeniería de producción para evaluar la capacidad de aporte del yacimiento hacia el pozo, al representar gráficamente la tasa de producción del pozo (Q) contra la presión de flujo de fondo de pozo P_{wf} (Bottom Hole Pressure). Los datos requeridos para crear la curva de comportamiento del pozo (IPR) se obtienen al medir las tasas de producción bajo diferentes presiones de abatimiento. La composición del fluido de yacimiento y el comportamiento de las fases fluidas en condiciones de flujo determinan la forma de la curva”³.

De esta manera es importante comprender, que cuando se quiera conocer la tasa de flujo la cual es nuestro parámetro de interés, este es una función de:

- Propiedades de roca y fluido: almacenamiento (ϕ), acumulación (S) y capacidad de flujo k .

³ GLOSSARY [en línea] disponible en <<http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/i/ipr.aspx>>

- Dimensiones de pozo y zona de drenaje: Radio de drenaje (r_e), radio de pozo (r_w) y espesor (h).
- Caída de presión: $P_r - P_{wf}$. Cabe resaltar que el estado de flujo en el cual se encuentra el yacimiento, es función de P_r .

1.2.1.1 Flujo de un yacimiento subsaturado (modelo de línea recta). Cuando la presión del yacimiento se encuentra por encima de la presión de burbuja (P_b), el flujo producido se encuentra en una sola fase (líquido). En este caso, cuando se representa gráficamente el *Caudal* (Q_L) vs *Drow Dawn* ($P_r - P_{wf}$), se evidenciará un comportamiento lineal, el cual nos indica que la tasa de flujo es directamente proporcional a la caída de presión.

La relación entre Q_L y *Drow Dawn* es denominado índice de productividad (J). Por lo tanto, si el valor de J se toma como constante independientemente de la producción actual del pozo se llega a la siguiente ecuación:

$$Q_L = J \cdot (Drow Dawn) = J \cdot (P_r - P_{wf}) \quad Ecu. 6$$

Asumiendo que se tiene un flujo radial de un líquido homogéneo, de baja compresibilidad, el cual está dentro de un yacimiento horizontal y uniforme se tiene que:

$$J = \frac{Q_L}{P_r - P_{wf}} = \frac{0.007082 \cdot k \cdot h}{B_o \cdot \mu \cdot \ln(r_e/r_w)} \quad (BPD/psi) \quad Ecu. 7$$

Donde:

k : Permeabilidad (mD).

h : Espesor del yacimiento (ft).

B_o : Factor volumétrico de formación (BlS/STB).

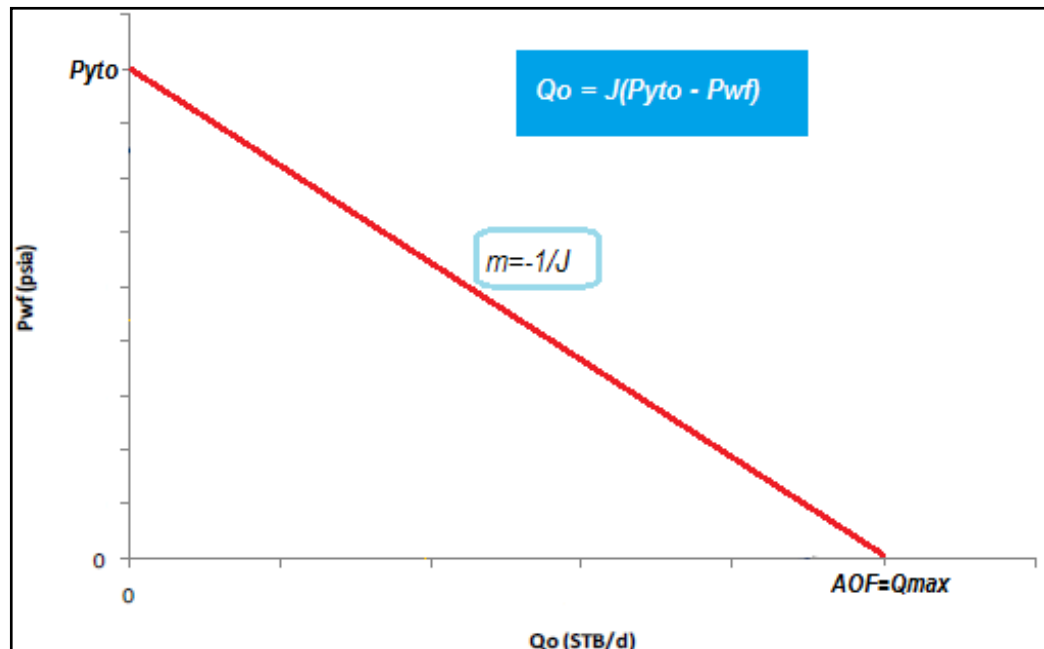
μ : Viscosidad del aceite (cP).

r_e : Radio de drenaje (ft).

r_w : Radio de pozo (ft).

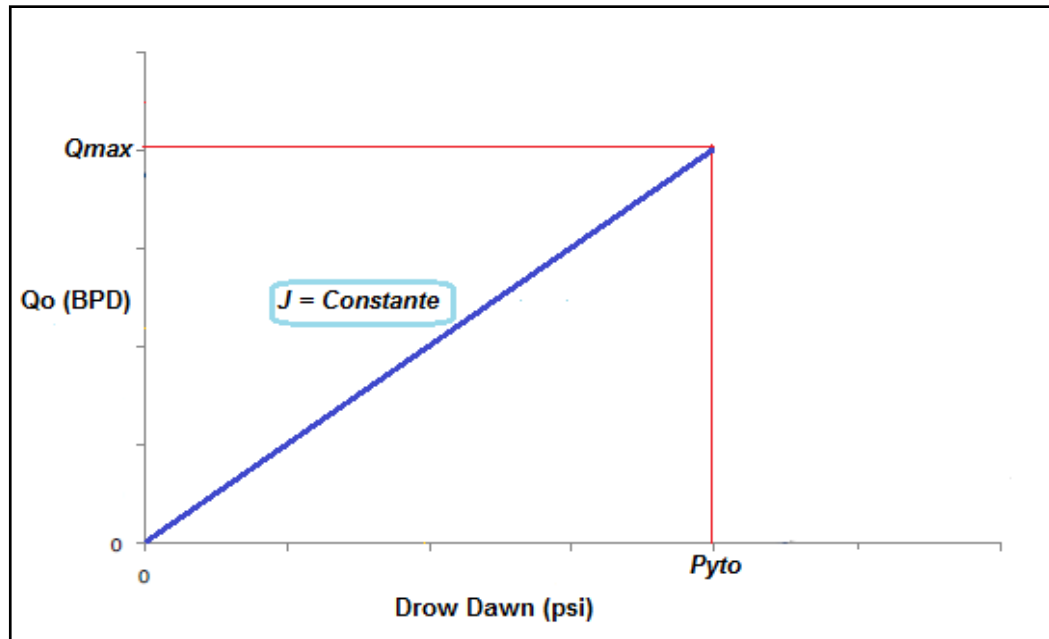
Cuando la presión del yacimiento tiene un valor específico, tomando en cuenta un índice de productividad constante (J), al realizar una representación gráfica de P_{wf} vs Q_L , se obtiene una línea recta (ver figura 4 y 5) donde el inverso de la pendiente m es igual a J . Cuando la presión de fondo (P_{wf}) toma un valor de cero, Q_L toma un valor máximo al cual se le denomina *Potencial De Pozo (AOF)*; este representa el máximo caudal de producción que respecto a la gráfica de afluencia del pozo (*IPR*) y a la menor presión de fluencia a profundidad media de perforados, se podría obtener en el fondo, con las instalaciones de pozo y de superficie óptimas.

Figura 4. Representación gráfica del modelo IP.



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

Figura 5. Producción VS Draw Down. Índice de productividad constante.



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

1.2.1.2 Flujo de un yacimiento saturado. Un yacimiento se encuentra en estado saturado, cuando la presión de este, está por debajo de la presión de burbuja (P_b) del líquido, provocando que el gas disuelto presente, comience a separarse de la fase líquida del crudo. Cuando esto sucede, la *Ecu. 5* no se cumple, ya que el valor de la pendiente (*Índice De Productividad*) cambia continuamente en función del abatimiento en la presión.

Un modelo de línea recta como el descrito anteriormente, no se ajusta para este caso, debido a que conforme a la presión se reduce, las burbujas de gas que se liberan, se evidencian como una fase libre durante la producción del pozo. En consecuencia, el volumen de líquido decrece, por lo tanto, esto generaría una sobrevaloración de la producción.

1.2.1.2.1 Modelo de Vogel.

“Vogel calculó curvas de IPR para pozos productores de petróleo pertenecientes a yacimientos por empuje por gas en solución. Estas curvas cubrieron un amplio rango de propiedades PVT, permeabilidades relativas, espaciamiento de pozos y factores de daño”⁴.

Vogel desarrollo una ecuación empírica para el IPR de un pozo productor, cuya presión de yacimiento es menor que el punto de burbuja. Dicha ecuación es la siguiente:

$$\frac{Q_o}{Q_{o(max)}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{\bar{P}_r} \right)^2 \quad Ecu. 8$$

Donde:

Q_o : Caudal de aceite (BPD).

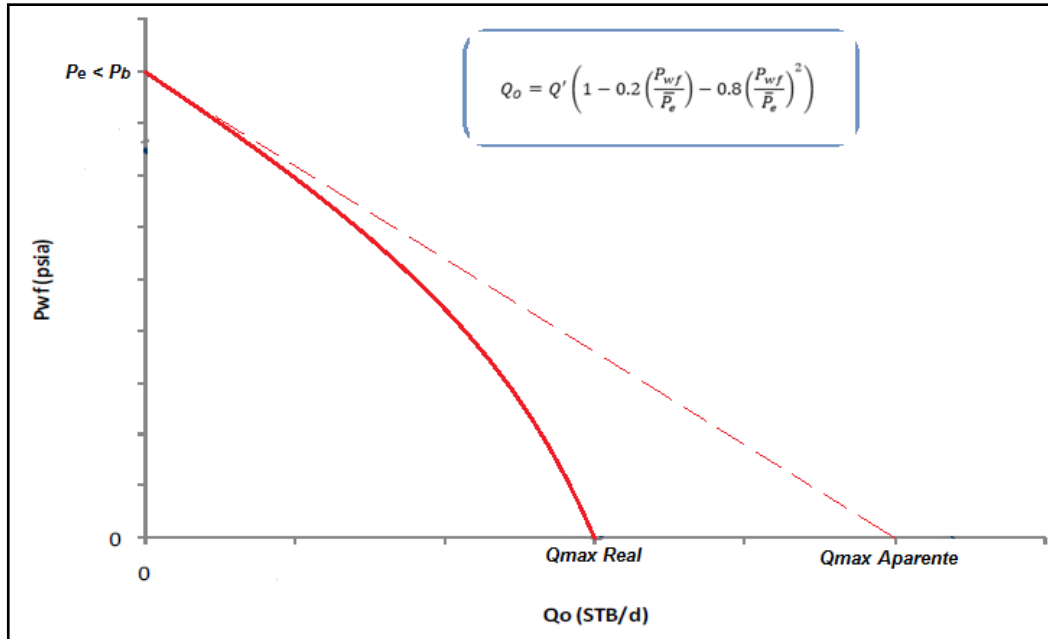
$Q_{o(max)}$: Caudal máximo de aceite o AOF (BPD).

\bar{P}_r : Presión promedio del yacimiento (psi).

P_{wf} : Presión en fondo de pozo (psi).

⁴ MÁRQUEZ, Richard, Ph.D. Análisis Nodal Del Sistema De Producción Nivel Básico Intermedio. Tulsa, Oklahoma: 2012. 46 p. ISBN 978-980-12-2581-2.

Figura 6. Representación gráfica modelo de Vogel.



Fuente: BEGGS, Dale. Production optimization Using Nodaltm Analysis. 2^{da} Edition. Tulsa, Oklahoma: Petroskills Publications, 1991. Modificado.

1.2.1.2.2 Modelo Vogel generalizado. El modelo de Vogel generalizado se basa en la combinación de los modelamientos anteriores (flujo monofásico y multifásico), sin embargo, la importancia del modelamiento en el análisis del flujo del pozo, recalca en la presión de fondo flujo, cuando la presión del yacimiento (P_r) está por encima de la presión de burbuja (P_b). El modelo de Vogel Generalizado se divide en dos partes:

- $P_{wf} \geq P_b$: "Línea recta o flujo monofásico"

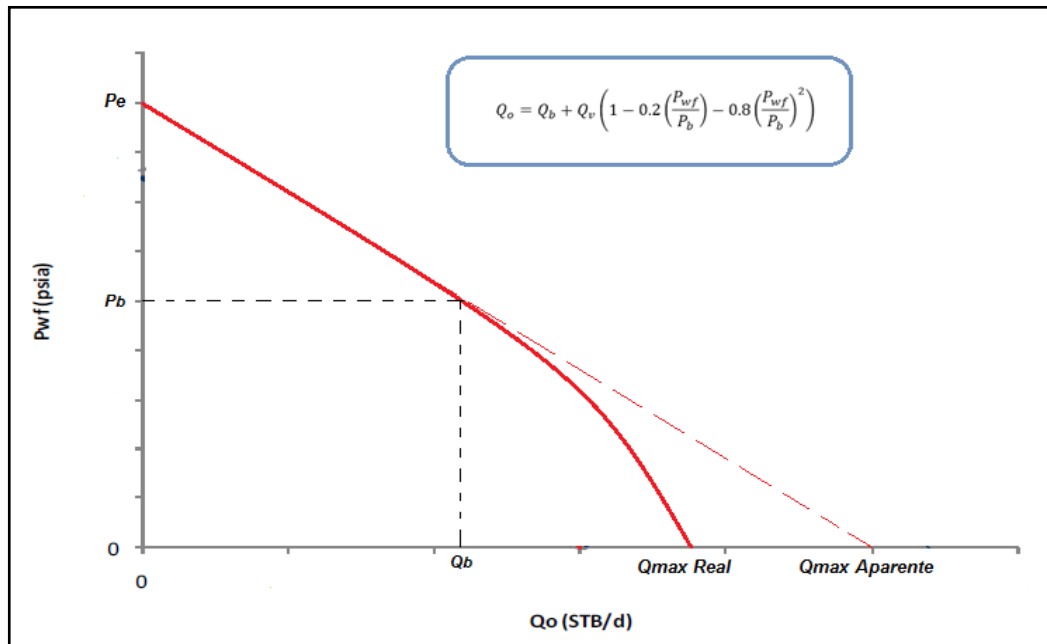
Esta parte nos determina cuál es el influjo del pozo cuando la presión de fondo flujo se encuentra por encima de la presión de burbuja del fluido. Este comportamiento lo podemos observar en la figura 7, como un segmento recto de la curva IPR que finaliza cuando $P_{wf} = P_b$. Cuando la presión de fondo flujo es igual a la

presión de burbuja, obtenemos una tasa de producción a la presión de burbuja ($Q_b = J(P_r - P_b)$).

$$Q_o = J(P_r - P_{wf}) \quad \text{Ecu. 9}$$

P_{wf} : Varía de $P_r \rightarrow P_b$

Figura 7. Representación Gráfica Modelo Vogel Generalizado.



Fuente: BEGGS, DALE. Production optimization Using Nodaltn Analysis. 2da Edition. Tulsa, Oklahoma: Petroskills Publications, 1991. Modificado.

- $P_{wf} \geq P_b$: "Línea curva o flujo multifásico"

Este otro segmento de la curva nos permite saber cuál es el influjo del pozo cuando la presión de fondo se encuentra por debajo de la presión de burbuja del fluido. Dicho comportamiento lo podemos observar como una curva del IPR.

$$Q_o = Q_b + Q_v \left(1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right) \quad \text{Ecu. 10}$$

$$\rightarrow Q_v = \frac{J \cdot P_b}{1.8}$$

1.2.1.2.3 Modelo de Fetkovich. Fetkovich parte de la ecuación de Evinger y Mustak, considerando un flujo bifásico, en un pozo de radio r_w , el cual está en un yacimiento horizontal y homogéneo de radio r_e , dando la siguiente relación:

$$Q_o = \frac{0.007082k \cdot h}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \cdot \int_{P_{wf}}^{P_r} f(P) dP \quad Ecu. 11$$

En la cual $f(P)$ es función de la presión. Esta expresión depende del régimen de flujo, en cuyo caso el más simple con dos fases, es el de la presión constante en la frontera externa, cuya presión de yacimiento (P_r) es menor que la presión de burbuja, de tal manera que $f(P)$ se puede calcular de la siguiente manera:

$$f(P) = \frac{k_{ro}}{\mu_o \cdot B_o} \quad Ecu. 12$$

Donde:

k_{ro} : Permeabilidad relativa al aceite.

μ_o : Viscosidad del aceite (cP).

B_o : Factor volumétrico de formación del aceite (Bls/STB).

Fetkovich hace la suposición de que teniendo en cuenta un alto grado de aproximación de la expresión $k_{ro}/\mu_o B_o$, esta es una función lineal de P . Considerando entonces que la presión inicial del yacimiento es P_i y es aproximadamente al valor de P_r , surge la siguiente expresión:

$$\frac{k_{ro}}{\mu_o \cdot B_o} = \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o \cdot B_o} \right)_i \cdot \frac{P}{P_i} \quad Ecu. 13$$

Sustituyendo la expresión anterior *Ecu: 10* en la expresión *Ecu.8*, obtenemos lo siguiente:

$$Q_o = \frac{0.007082k \cdot h}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \cdot \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o \cdot B_o} \right)_i \cdot \frac{1}{2P_i} \cdot (P_i^2 - P_{wf}^2) \quad Ecu. 14$$

Donde la anterior ecuación (*Ecu: 11*), podemos definir que:

$$J'_{oi} = \frac{0.007082k \cdot h}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \cdot \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o \cdot B_o} \right)_i \cdot \frac{1}{2P_i} \quad Ecu. 15$$

“En la práctica P_r no es constante, sino que decrece a medida que la producción acumulativa aumenta. La consideración hecha hace que J'_{oi} decrecerá en proporción con a la reducción de la presión media del yacimiento (*área de drene*). Entonces cuando la presión estática es $P_s < P$ la ecuación del IP es:

$$Q_o = J'_{oi} \cdot \frac{P_s}{P_i} \cdot (P_s^2 - P_{wf}^2)^n \quad Ecu. 16$$

$$Q_o = J_o \cdot (P_s^2 - P_{wf}^2)^n \quad Ecu. 17$$

Donde:

$$J_o = J'_{oi} \cdot \frac{P_s}{P_i} = C$$

De tal forma, la ecuación general para modelar la productividad de un pozo por el modelo descrito es:

$$Q_o = C \cdot (P_s^2 - P_{wf}^2)^n \quad Ecu. 18$$

Estas ecuaciones pueden usarse para extrapolar a futuro⁵.

1.2.1.2.4 Modelo de Pudjo Sukamo. En los pozos que producen 2 fases, se recomienda implementar el método de Vogel para modelar la afluencia del pozo, sin embargo, este asume que el pozo produce a través de todo el espesor neto de la formación. Por otra parte, el método de Pudjo Sukamo al igual que Vogel toma en cuenta las fases del fluido, pero Sukamo considera que la producción del pozo se origina a través de los perforados realizados en la operación de cañoneo.

La ecuación que modela este comportamiento desarrollado por Sukamo para la construcción de las curvas IPR's es la siguiente:

$$\frac{Q_o}{Q_{o(max)}} = a_0 + a_1 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) + a_2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad Ecu. 19$$

Donde:

Q_o : Caudal de aceite (BPD).

$Q_{o(max)}$: Caudal máximo de aceite o AOF sin perforaciones (BPD).

P_r : Presión del yacimiento (psi).

P_{wf} : Presión en fondo de pozo (psi).

a_0, a_1, a_2 : Ctes. dependientes de técn. de cañoneo, tiros/pie y radio de perforados.

Adicionalmente, el método de Sukamo tiene en cuenta las condiciones de perforaciones y completamiento de cada pozo; estas curvas también pueden

⁵ NIND.T.E.W. Fundamentos De Producción Y Mantenimiento De Pozos Petroleros. Ontario, Canadá: Limusa, 1987. 16 p. ISBN 968-18-2113-0.

emplearse para determinar las caídas de presión que se generan por el flujo del fluido en el medio poroso.

1.2.2 Factores que afectan la curva IPR.

- Mecanismos de Producción del yacimiento.
- Reducción de la permeabilidad relativa al petróleo (K_{ro}) al incrementar la saturación de agua.
- Incremento de la viscosidad del petróleo por la disminución de la presión y del gas en solución.
- Encogimiento del petróleo debido al gas en solución cuando la presión disminuye.

1.3 ANÁLISIS NODAL EN FLUJO NATURAL

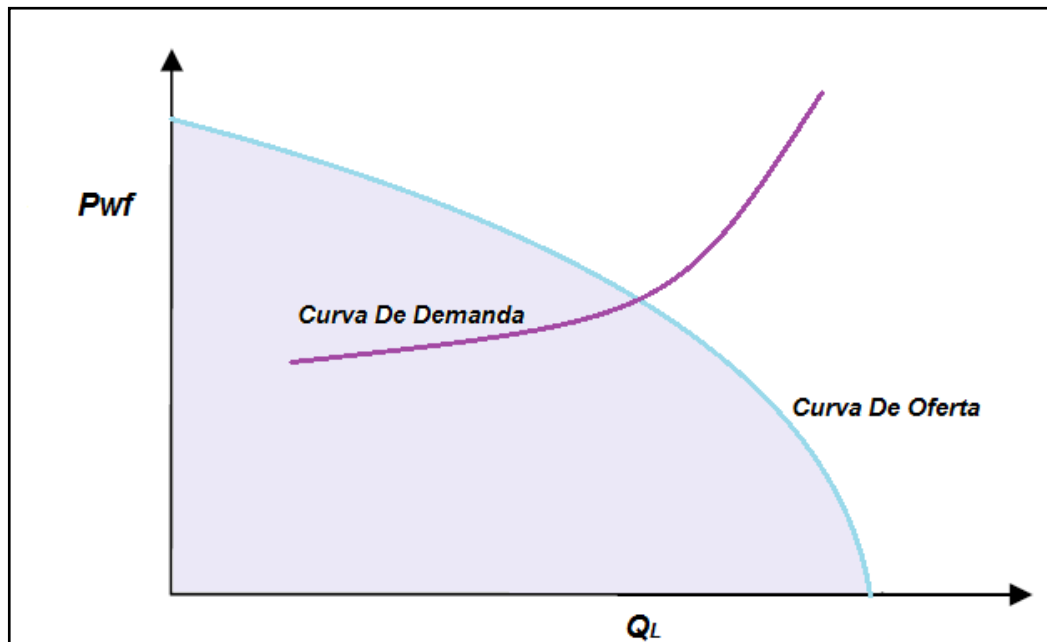
El análisis nodal se considera una herramienta práctica y analítica, usada para el pronóstico del desempeño de los diferentes equipos que conforman el sistema de completamiento y producción. Debido a su alto grado de exactitud, se utiliza para optimizar el diseño de la terminación con el fin de maximizar la capacidad de producción del yacimiento e identificar todo tipo de restricción que impida el buen desempeño del sistema de producción.

Mediante la elección de un nodo solución se divide el sistema en dicho punto, con el fin de analizar la interrelación entre ambos componentes. La ubicación de este nodo dependerá del componente que se desee aislar para su evaluación. Para la evaluación de dicho análisis se debe tener en cuenta lo siguiente:

- *Entrada al nodo (Inflow):* $P_r - \Delta P_{componentes\ UPSTREAM} = P_{nodo}$
- *Salida del nodo (Outflow):* $P_{sep} + \Delta P_{componentes\ DOWNSTREAM} = p_{nodo}$

La representación gráfica de la presión de llegada de los fluidos al nodo en función del caudal o tasa de producción se denomina *Curva de Oferta* de energía del yacimiento (*Inflow Curve*), y la representación gráfica de la presión requerida a la salida del nodo en función del caudal de producción se denomina *Curva de Demanda* de energía de la instalación (*Outflow Curve*). Si se elige el nodo en fondo del pozo, la curva de oferta es la IPR (*Inflow Performance Relationships*) y la de demanda es la VLP (*Vertical Lift Performance*).⁶

Figura 8. Curva De Oferta – Curva De Demanda.



Fuente: MAGGIOLO, Ricardo MSc. Optimización De La Producción Mediante El Análisis Nodal. Lima, Perú 2008. Modificado.

En este nodo solución se debe de cumplir dos condiciones las cuales son:

- El caudal o la tasa de flujo que entra en dicho nodo, debe ser igual a la que sale.
- Solo puede haber un valor de presión en dicho nodo.

⁶ MAGGIOLO, Op. cit., p. 11.

Es preciso decir que hay dos puntos en el sistema de producción en los cuales el valor de la presión no depende del caudal; uno de estos puntos es la presión promedio del yacimiento, y el otro es la presión del separador. Aunque cabe resaltar que, si el pozo está controlado por un estrangulador de flujo en superficie, la presión en cabezal de pozo podría ser igual a la presión de salida.

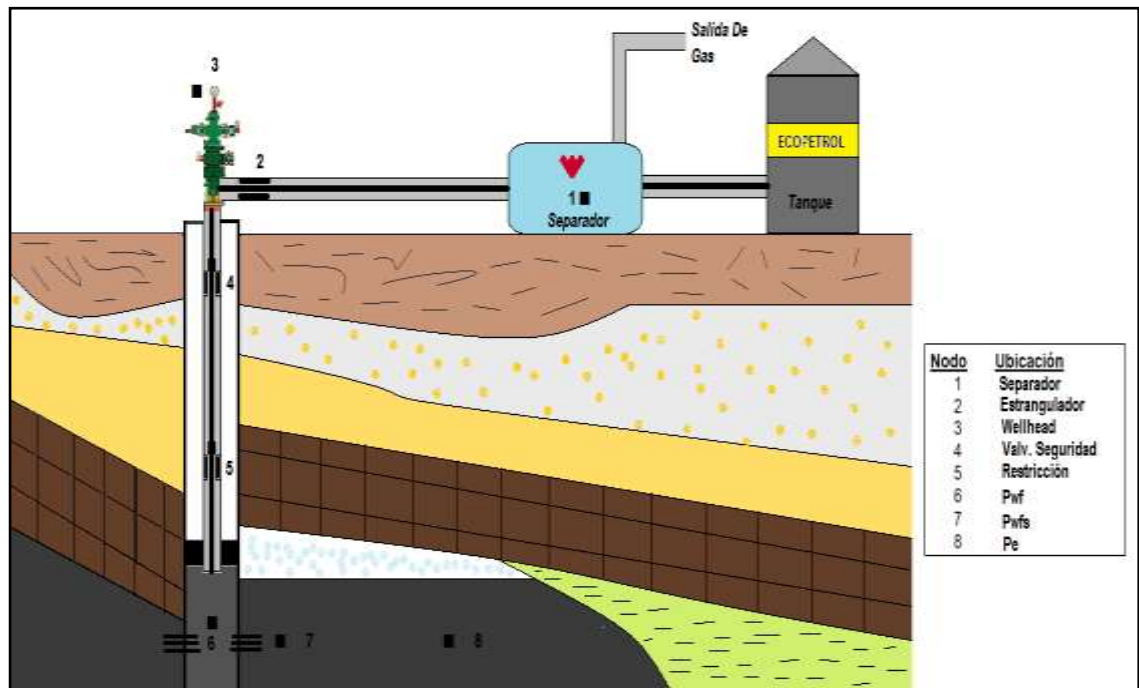
Se puede observar en la *Figura 8*, la intersección entre la curva de oferta y demanda. Este punto representa un balance entre la energía del fluido que aporta el yacimiento y la energía requerida por el fluido que demanda la instalación de los componentes, es decir, el punto de operación del sistema de producción. Para la aplicación de la metodología de análisis nodal un procedimiento simple que esquematiza el paso a paso sería el siguiente:

1. Teniendo en cuenta las limitantes del sistema de producción se escoge el componente a aislar para la respectiva evaluación.
2. Se identifica el elemento a optimizar.
3. Por conveniencia, se ubica el nodo de tal manera que el efecto sea representativo ante el cambio del elemento seleccionado.
4. Se establecen las ecuaciones de balance de energía para cada una de las principales etapas del sistema de producción.
5. Puesto que a excepción de la presión del yacimiento y en algunos casos la presión del separado, las presiones en los demás puntos del sistema son función de la tasa de flujo, se calcula la caída de presión que ocurre a través de cada uno de los componentes, suponiendo varios caudales.
6. Se representa la curva de oferta y demanda con el fin de determinar el punto de operación (Q_L y P_{wf}) que resulta de la intersección de estas.
7. Se efectúan cambios de los elementos seleccionados del sistema para el análisis (tamaño de tubing, tamaño LF, etc.).
8. Se realiza el anterior procedimiento para cada elemento que se desee optimizar.

9. Se justifica cada uno de los cambios propuestos, resultado del análisis de la gráfica Oferta y Demanda, con un análisis financiero.

1.3.1 Ubicación del nodo solución. Dependiendo de la ubicación del nodo solución, obviamente variaran los componentes upstream y downstream. Dicha ubicación dependerá del elemento en interés a optimizar, de esta manera los planteamientos posibles en general serían los siguientes:

Figura 9. Nodos Solución.



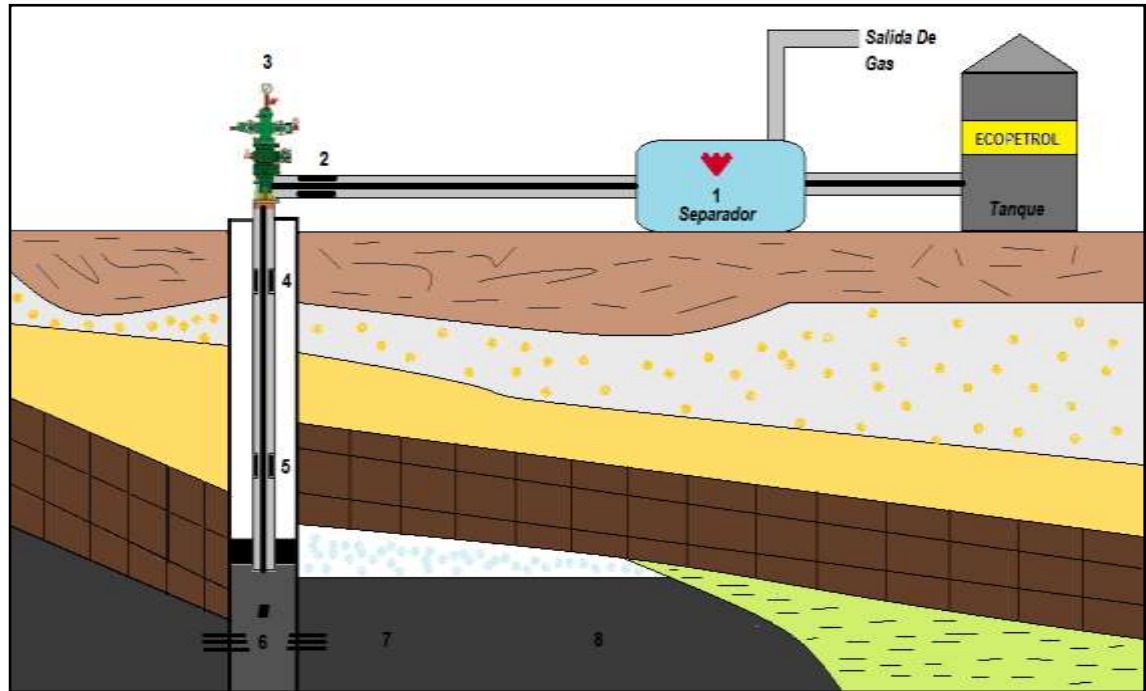
Fuente: BROWN, Kermit E. The Technology of Artificial Lift Methods. Production Optimization Of Oil And Gas Wells By Nodal Systems Analysis, Vol. 4. Tulsa, Oklahoma 1984. Modificado.

1.3.1.1 Nodos principales.

1.3.1.1.1 Nodo en fondo de pozo. Cuando el nodo solución se ubica en el fondo de pozo, el principal elemento a ser examinado es la tubería o sarta de

producción, en las cuales se presenta la mayoría de las pérdidas totales de presión.

Figura 10. Nodo En Fondo De Pozo.



Fuente: BROWN, Kermit E. The Technology of Artificial Lift Methods. Production Optimization Of Oil And Gas Wells By Nodal Systems Analysis, Vol. 4. Tulsa, Oklahoma 1984. Modificado.

- *Inflow:* $P_{nodo} = P_{wf} = P_r - \Delta P_{8-7} - \Delta P_{7-6}$ Ecu. 19
- *Outflow:* $P_{nodo} = P_{wf} = P_{sep} + \Delta P_{1-3} + \Delta P_{3-6}$ Ecu. 20

Donde:

ΔP_{8-7} : Pérdida de presión por daño a la formación (psi).

ΔP_{7-6} : Pérdida de presión por completamiento (psi).

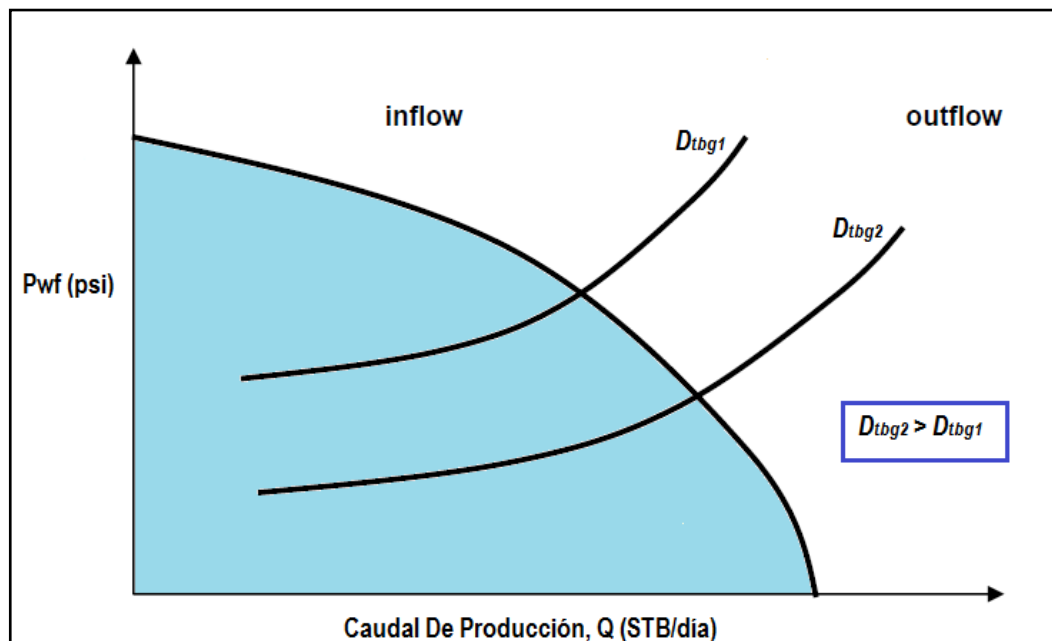
ΔP_{1-3} : Pérdida de presión en la línea de flujo y el estrangulador (psi).

ΔP_{3-6} : Pérdida de presión en la valv. de seguridad, restricción y tubing (psi).

La ubicación del nodo solución en fondo de pozo, es de suma importancia ya que nos permite sensibilizar o evaluar la tasa de producción principalmente en función del tamaño del tubing, aunque cabe resaltar que también posibilita estimar la tasa de producción respecto a algún cambio en la presión del separador o algún procedimiento de workover (estimulación, recañoneo, etc.).

“Una tubería muy pequeña restringiría la tasa de producción debido a las excesivas pérdidas por fricción, mientras que una tubería muy grande podría generar excesivas pérdidas por resbalamiento de líquido. Por otra parte, la ubicación del nodo en el fondo del pozo puede también ser considerada, con el fin de ilustrar las diferencias en la tasa de flujo esperada en un pozo que ha sido sometido a una estimulación o fracturamiento hidráulico”⁷.

Figura 11. Estimación De Producción A Diferentes Diámetros De Tubing.



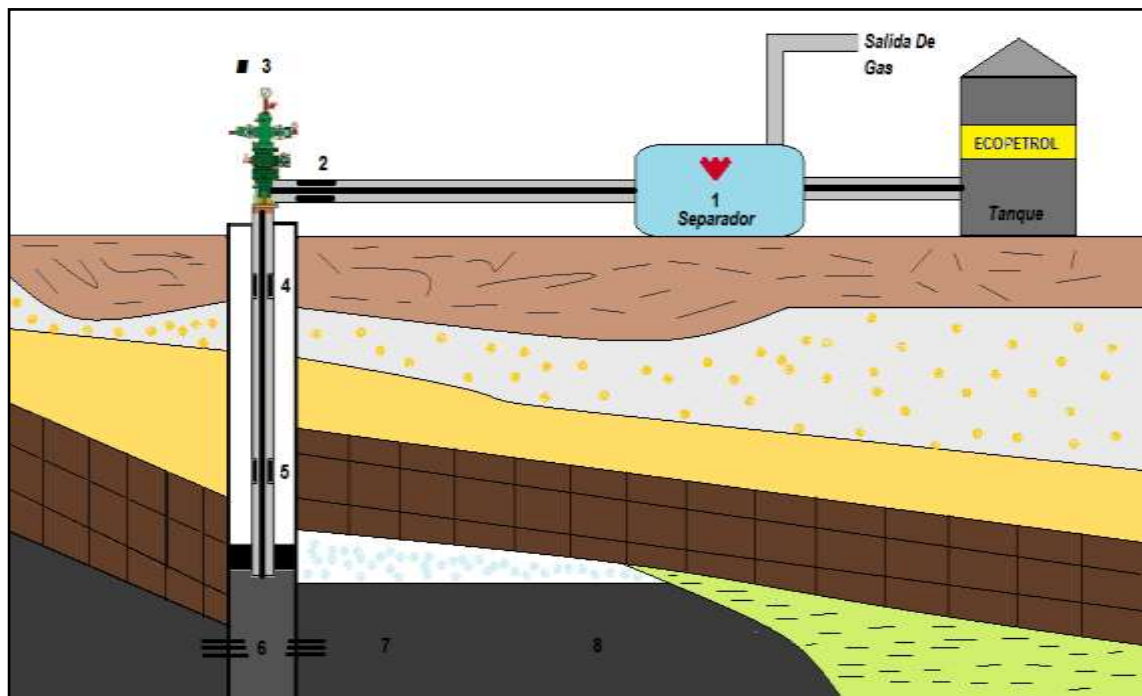
Fuente: NÁJERA, César Eugenio M.Sc. Conceptos Básicos Para La Técnica De Análisis Nodal. Ciudad De México DF, México 2006. Modificado.

⁷ MÁRQUEZ, Op. cit., p. 161.

1.3.1.1.2 Nodo en cabeza de pozo. Al ubicar el nodo en el cabezal del pozo, se puede estimar la caída de presión en la línea de flujo, lo cual indica el estado de la capacidad de producción del pozo.

El objetivo principal de este nodo, es sensibilizar la tasa de producción del pozo frente al cambio del tamaño de la línea de flujo; para el caso del estudio de líneas de flujo en paralelo, se hace un análisis por separado, de esta manera se halla la presión requerida en cabeza para cada línea a diferentes tasas de producción.

Figura 12. Nodo En Cabeza De Pozo.



Fuente: BROWN, Kermit E. The Technology of Artificial Lift Methods. Production Optimization Of Oil And Gas Wells By Nodal Systems Analysis, Vol. 4. Tulsa, Oklahoma 1984. Modificado.

- *Inflow:* $P_{nodo} = P_{wh} = P_r - \Delta P_{8-7} - \Delta P_{7-6} - \Delta P_{6-3}$ Ecu. 21
- *Outflow:* $P_{nodo} = P_{wh} = P_{sep} + \Delta P_{1-3}$ Ecu. 22

Donde:

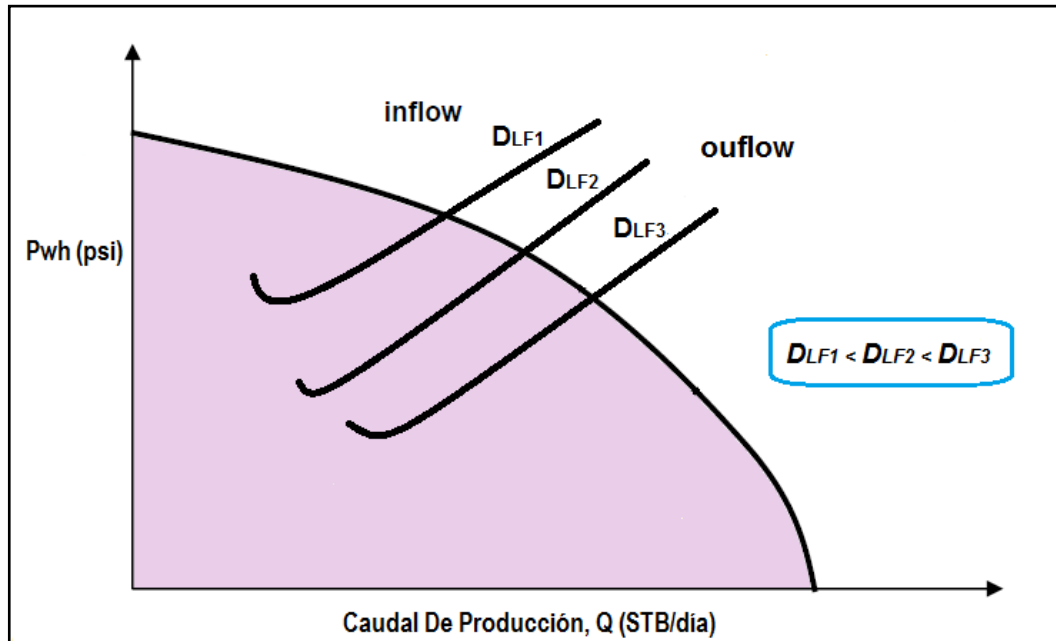
ΔP_{8-7} : Pérdida de presión por daño a la formación (psi).

ΔP_{7-6} : Pérdida de presión por completamiento (psi).

ΔP_{6-3} : Pérdida de presión en la valv. de seguridad, restricción y tubing (psi).

ΔP_{1-3} : Pérdida de presión en la línea de flujo y el estrangulador (psi).

Figura 13. Estimación De Producción A Diferentes Diámetros De Líneas.

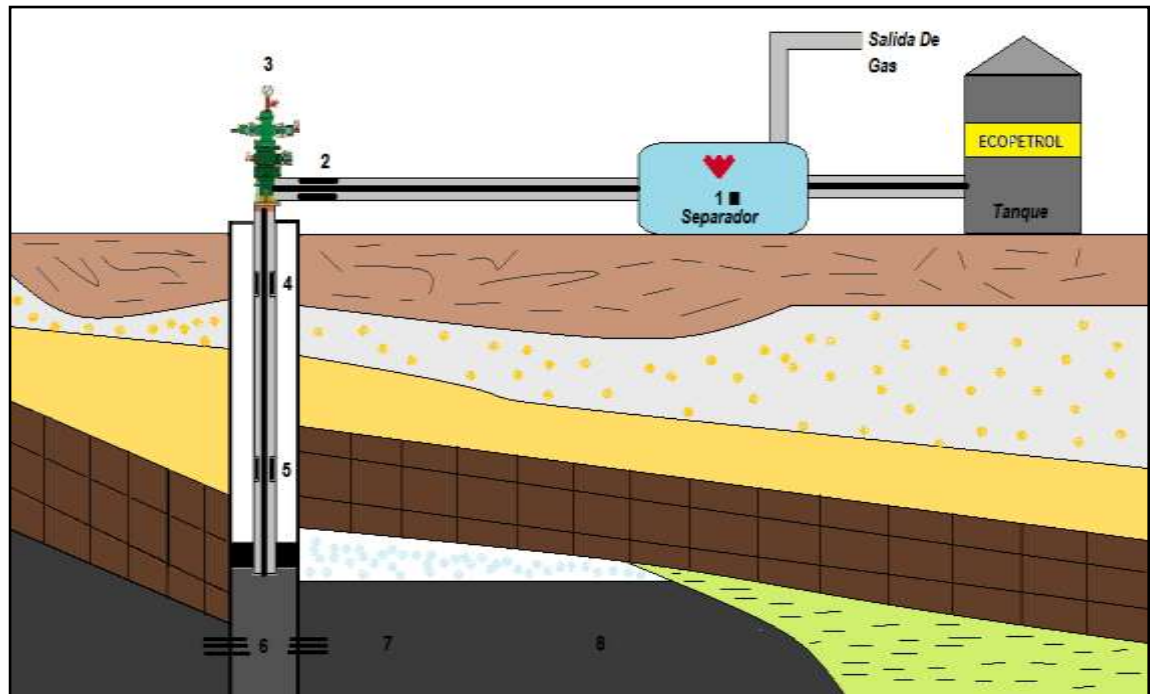


Fuente: NÁJERA, César Eugenio MS.c. Conceptos Básicos Para La Técnica De Análisis Nodal. Ciudad De México DF, México 2006. Modificado.

1.3.1.1.3 Nodo en separador. La ubicación del nodo en el separador permite analizar principalmente los efectos que ejerce la presión de separación sobre la tasa de producción, además, también permite estimar la tasa de producción al cambio o variación de componentes del sistema como diámetros de tubing y de líneas de flujo, basándose en el criterio económico, el cual va ligado a la presión de separación que permita mayor recuperación de hidrocarburos líquidos.

Otra ventaja del análisis en este nodo, es que permite el análisis de la relación entre la presión de succión y la potencia del compresor. La presión en este punto generalmente permanece constante.

Figura 14. Nodo En Separador.



Fuente: BROWN, Kermit E. The Technology of Artificial Lift Methods. Production Optimization Of Oil And Gas Wells By Nodal Systems Analysis, Vol. 4. Tulsa, Oklahoma 1984. Modificado.

- *Inflow:* $P_{nodo} = P_{sep} - \Delta P_{8-7} - \Delta P_{7-6} - \Delta P_{6-3} - \Delta P_{3-1}$ Ecu. 23
- *Outflow:* $P_{nodo} = P_{sep}$ Ecu. 24

Donde:

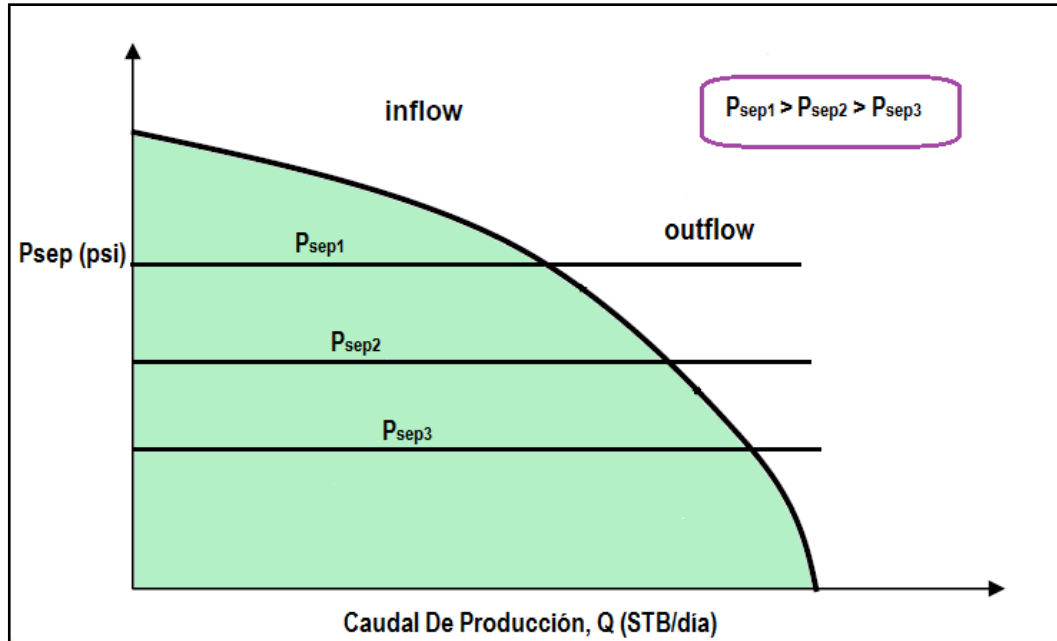
ΔP_{8-7} : Pérdida de presión por daño a la formación (psi).

ΔP_{7-6} : Pérdida de presión por completamiento (psi).

ΔP_{6-3} : Pérdida de presión en la valv. de seguridad, restricción y tubing (psi).

ΔP_{3-1} : Pérdida de presión en la línea de flujo y el estrangulador (psi).

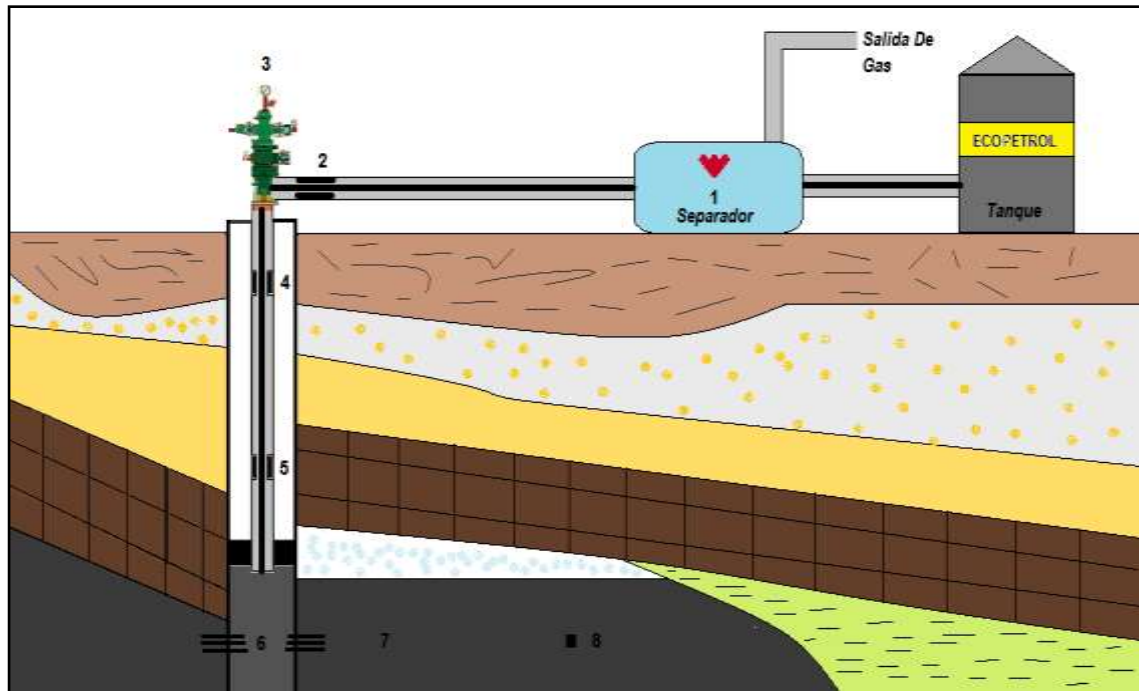
Figura 15. Estimación De Producción A Diferentes Psep.



Fuente: NÁJERA, César Eugenio MS.c. Conceptos básicos para la técnica de análisis nodal. Ciudad De México DF, México 2006. Modificado.

1.3.1.1.4 Nodo en yacimiento. Cuando el nodo se encuentra en el yacimiento, se puede evidenciar el efecto que la presión de yacimiento ejerce sobre la producción. Cabe resaltar que en este análisis no se considera los cambios en la relación gas petróleo (GOR) y el porcentaje de agua y sedimentos (BS&W).

Figura 16. Nodo En Yacimiento.



Fuente: BROWN, Kermit E. The Technology of Artificial Lift Methods. Production Optimization Of Oil And Gas Wells By Nodal Systems Analysis, Vol. 4. Tulsa, Oklahoma 1984. Modificado.

- Inflow: $P_{nodo} = P_r$ Ecu. 25
- Outflow: $P_{nodo} = P_r = P_{sep} + \Delta P_{1-3} + \Delta P_{3-6} + \Delta P_{6-7} + \Delta P_{7-8}$ Ecu. 26

Donde:

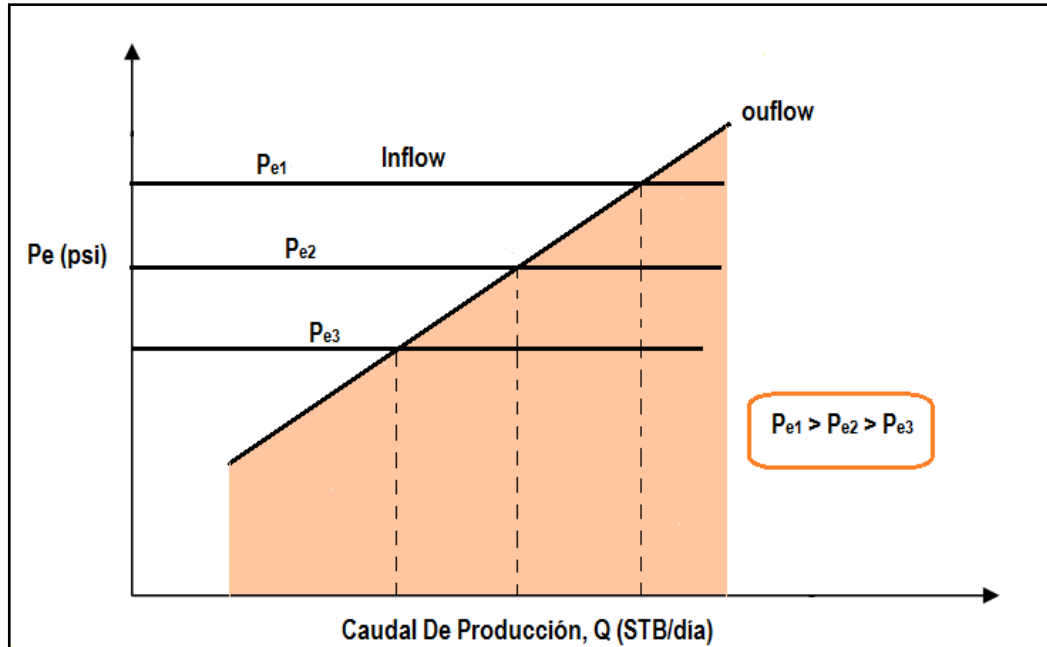
ΔP_{3-6} : Pérdida de presión en la valv. de seguridad, restricción y tubing (psi).

ΔP_{1-3} : Pérdida de presión en la línea de flujo y el estrangulador (psi).

ΔP_{6-7} : Pérdida de presión por completamiento (psi).

ΔP_{7-8} : Pérdida de presión por daño a la formación (psi).

Figura 17. Estimación De La Producción A Diferentes Pr



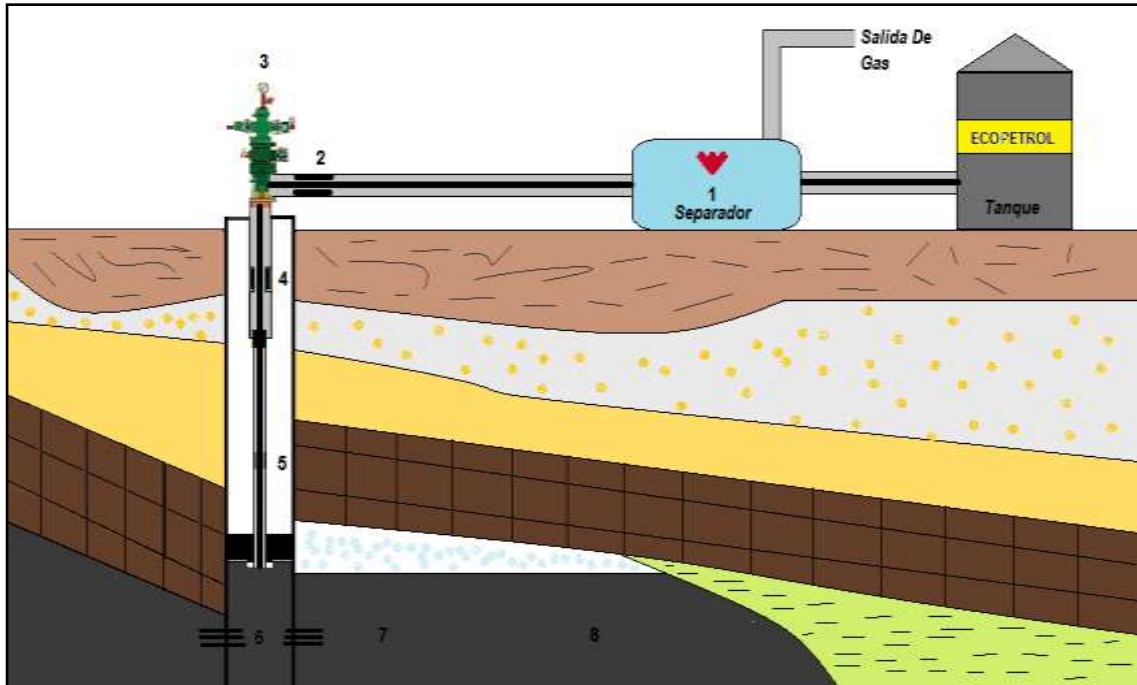
Fuente: NÁJERA, César Eugenio MS.c. Conceptos básicos para la técnica de análisis nodal. Ciudad De México DF, México 2006. Modificado.

1.3.1.2 Nodos funcionales.

1.3.1.2.1 Nodo en tubería ahusada. “Una de las razones por las que se hace necesario el empleo de sartas telescópicas es cuando se utiliza un *liner* para completar el pozo, este restringe el tamaño en la parte inferior del pozo, pero desde el tope del *liner* hasta superficie se puede correr una sarta de tubing de mayor tamaño. El nodo solución es ubicado en el punto de adelgazamiento de la sarta”⁸ como se observa en la figura 18. Este tipo de análisis se hace cuando se desea examinar el efecto que tiene el cambio de diámetro en la tubería de producción.

⁸ DÍAZ, Ricardo José. Análisis Nodal En La Optimización De La Producción De Los Pozo Del Campo Colorado. Tesis de grado. Bucaramanga, Santander: Universidad Industrial De Santander. Facultad Fisicoquímica. Escuela De Ingeniería De Petróleos, 2009. 51 p.

Figura 18. Nodo En Tubing Ahusado.



Fuente: BROWN, Kermit E. The Technology of Artificial Lift Methods. Production Optimization Of Oil And Gas Wells By Nodal Systems Analysis, Vol. 4. Tulsa, Oklahoma 1984. Modificado.

1.3.1.2 Nodo en estrangulador de superficie. Los estranguladores generan una contrapresión sobre el pozo, lo que controla la producción e incrementa el recobro de una manera efectiva y económica. La mayoría de los estranguladores son colocados en la cabeza de pozo, sin embargo, en algunos casos estos pueden ser colocados cerca del separador de producción.

- *Inflow:* $P_{nodo} = P_{wh} = P_r - \Delta P_{8-7} - \Delta P_{7-6} - \Delta P_{6-3}$ Ecu. 27

- *Outflow:* $P_{nodo} = P_{wh} = 2 * (P_{sep} + \Delta P_{1-3})$ [Choke en cabeza] Ecu. 28

- $P_{nodo} = P_{wh} = 2P_{sep} + \Delta P_{1-3}$ [Choke en separador] Ecu. 29

Donde:

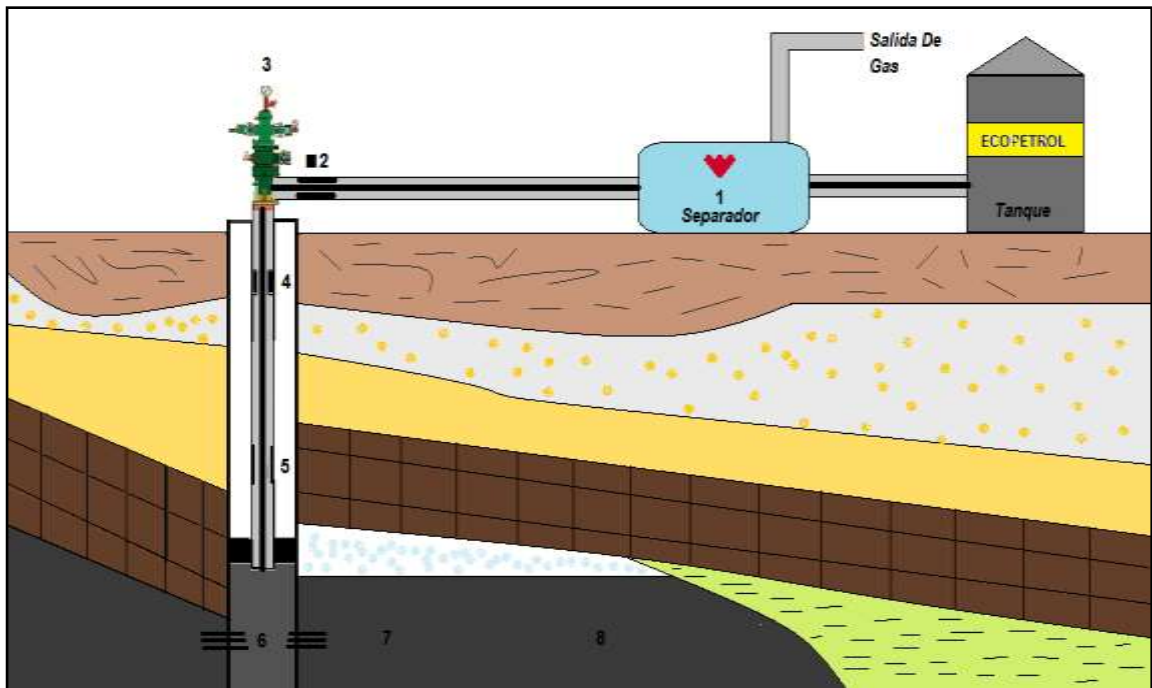
ΔP_{8-7} : Pérdida de presión por daño a la formación (psi).

ΔP_{7-6} : Pérdida de presión por completamiento (psi).

ΔP_{6-3} : Pérdida de presión en la valv. de seguridad, restricción y tubing (psi).

ΔP_{1-3} : Pérdida de presión en la línea de flujo y el estrangulador (psi).

Figura 19. Nodo En Estrangulador.



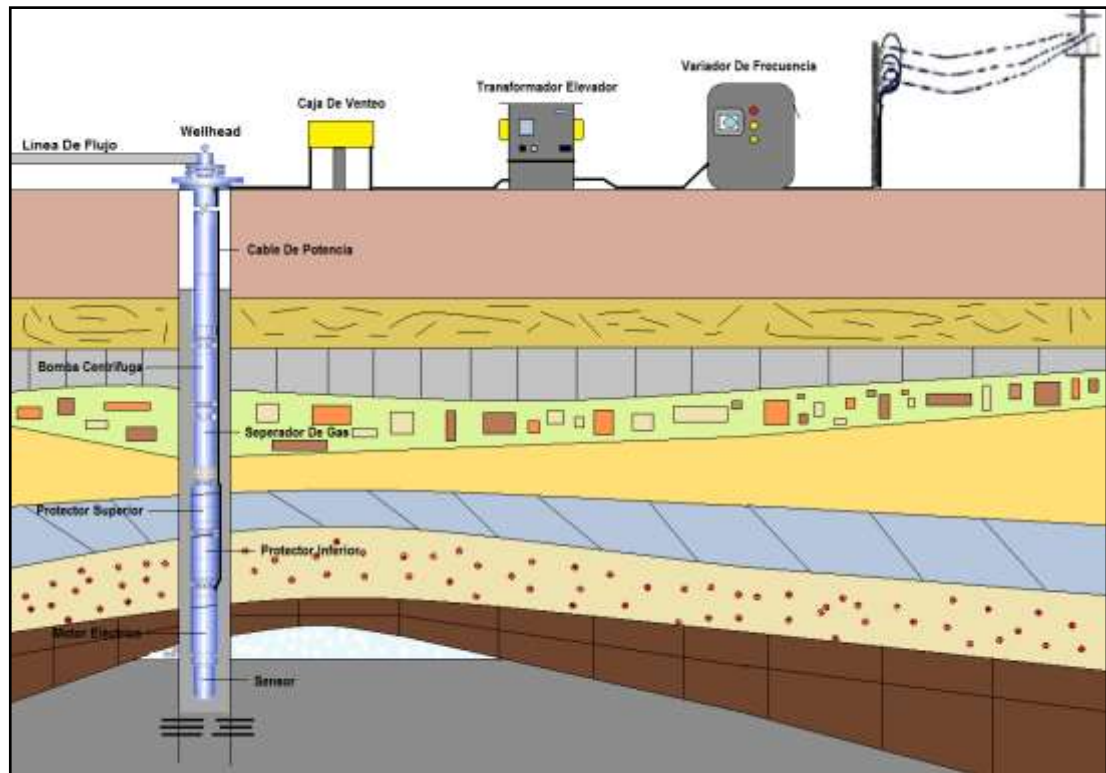
Fuente: BROWN, Kermit E. The Technology of Artificial Lift Methods. Production Optimization Of Oil And Gas Wells By Nodal Systems Analysis, Vol. 4. Tulsa, Oklahoma 1984. Modificado.

1.4 LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES)

El BES es uno de los S.L.A más eficientes para la producción de crudos livianos y medianos, pues su eficiencia y economía lo han hecho tan llamativo para operar en yacimientos potencialmente rentables y pozos profundos. Uno de los principios fundamentales en su funcionamiento, es levantar el fluido que, por causa del bajo rendimiento de la presión de yacimiento, no es capaz de llevar a superficie; este

sistema consta de la rotación de una bomba electrosumergible o múltiples etapas, la cual se encuentra sumergida en la columna hidrostática del fluido depositado en fondo de pozo, y que, por accionamiento de un motor eléctrico, suministra la capacidad requerida para una producción óptima.

Figura 20. Unidad De Bombeo Electrosumergible.



Fuente: TAKACS, Gabor. Electrical Submersible Pumps Manual, Design, Operations And Maintenance. Abu Dabi, Emiratos Árabes Unidos 2008. Modificado.

1.4.1 Equipos de fondo.

- Bomba: La parte principal del sistema BES es la bomba centrífuga, la cual es de tipo multietapas, el número de etapas depende de la aplicación. Una etapa es conformada por un impulsor rotario y un difusor estacionario. El impulsor suministra al fluido energía cinética, y el difusor convierte esta energía cinética en potencial. Cada etapa genera un diferencial de presión, por lo tanto, el

diferencial de presión total suministrado de la bomba, será la sumatoria de cada diferencial de presión generado en cada una de las etapas.

- ✓ Etapas: Es la parte esencial de la bomba, se encargan de servir como pasajes al fluido de producción. El tamaño y número de etapa que se use, determinará el volumen de fluido que se va a producir, la carga o presión de la bomba y la potencia requerida. Para pozos con producciones altas de finos, se recomienda usar un cojinete entre cada etapa.
- ✓ Motor: Son del tipo dipolares y trifásicos de inducción, contienen un aceite mineral el cual lubrica los cojinetes del motor. El enfriamiento del motor se genera por la circulación interna del aceite y el flujo del caudal del pozo alrededor de la parte exterior del motor.
- Protector: El protector es un elemento que permite conectar el motor y la bomba, y a su vez, se encarga de lubricar el eje principal reduciendo así el desgaste del mismo. Debido al calentamiento o enfriamiento del motor, se genera una contracción de este. El protector compensa este efecto.
- Cable De Potencia: Tiene la función de suministrar la energía eléctrica requerida al motor del subsuelo, desde la superficie. Además, transmite señales de presión y temperatura de regreso a superficie.
- Sensor De Presión Y Temperatura: Este elemento está ubicado en la parte inferior del motor. Internamente está constituido por circuitos que permiten enviar a través de cable de potencia, señales de superficie, las cuales son registradas mediante un instrumento instalado en el panel de superficie.

1.4.2 Equipos de superficie.

- **Cabezal De Pozo:** Tiene la función de sostener todo el equipo de fondo (motor, sellos, bomba, cable de potencia). A través de este pasa el conector que acopla el cable de superficie con el cable de subsuelo. Es importante que el cabezal de pozo contenga un dispositivo penetrador que selle alrededor del cable y la tubería de producción, con la finalidad de evitar fugas de gas.
- **Fuente De Energía:** La potencia eléctrica requerida es principalmente obtenida, por un generador de corriente alterna. Esta energía es conducida a través del sistema de transmisión y distribución. Dependiendo del caso, el transformador utilizado es:
 - ✓ Transformador reductor. Es usado cuando la energía suministrada al sistema, proviene de una línea de alta tensión.
 - ✓ Transformador elevador: Tiene la función de incrementar el voltaje que sale del controlador de frecuencia al requerido por el motor.
- **Variador De Frecuencia:** Es un dispositivo electrónico que tiene la función de variar la frecuencia de la corriente que llega al motor, con el objetivo de aumentar o disminuir la velocidad de operación de la bomba. Generalmente opera entre frecuencias de 30 a 90 Hz. El caudal entregado por la bomba depende de la velocidad con la cual se opere, bajo ciertos límites de carga soportada por el motor.
- **Caja De Venteo:** Está ubicada entre el cabezal de pozo y el tablero de control. Tiene la utilidad de proveer venteo a la atmosfera del gas que migra a través del cable de potencia. También es un punto de fácil acceso para verificar las condiciones eléctricas del equipo que se encuentran en el fondo.

1.4.3 Análisis nodal con BES. Para realizar el análisis nodal teniendo en cuenta la bomba BES es conveniente ubicar el nodo solución en la bomba, lo cual hará posible manejarla como un componente independiente del sistema. Para determinado caudal de producción, la presión generada por la bomba está definida por:

$$\Delta P_{Bomba} = P_{Des} - P_{Ent} \quad Ecu. 30$$

Donde:

P_{Des} : Presión de descarga de la bomba (psi).

P_{Ent} : Presión de entreda a la bomba (psi).

ΔP_{Bomba} : Presión generada por la bomba (psi).

De esta manera, las curvas de Inflow y Outflow estarían definidas así:

- *Inflow*

$$P_{nodo} = \Delta P_{Bomba} = P_{Des} - P_{Ent} = P_r - \Delta P_{8-6} - \Delta P_{6-Ent} \quad Ecu. 31$$

Donde:

ΔP_{Bomba} : Presión generada por la bomba (psi).

P_r : Presión de yacimiento (psi).

ΔP_{8-6} : Pérdida de presión de yacimiento a fondo de pozo (psi).

ΔP_{6-Ent} : Pérdida de presión de fondo a la entrada de la bomba (psi).

- *Outflow*

$$P_{nodo} = \Delta P_{Bomba} = P_{Des} - P_{Ent} = P_{sep} + \Delta P_{LF} + \Delta P_{Tbg} \quad Ecu. 32$$

Donde:

ΔP_{Bomba} : Presión generada por la bomba (psi).

P_{sep} : Presión de separador (psi).

ΔP_{LF} : Perdida de presión de línea de flujo (psi).

ΔP_{Tbg} : Perdida de presión de tubing (psi).

1.4.3.1 Determinación del Inflow.

- Determinar un caudal de producción de líquido.
- Hallar la presión de fondo para dicho caudal mediante la correlación de flujo apropiada.
- A partir del diámetro del casing y el GLR, calcular la presión de entrada a la bomba.
- Realizar el procedimiento anterior para diferentes caudales de producción de líquido, y graficar P_{Ent} VS Q_L .

1.4.3.2 Determinación del Outflow.

- Escoger un valor de caudal de producción de líquido.
- Determinar presión de entrada y temperatura del fluido en la bomba a los valores de Q_L de la curva Inflow.
- A dicha temperatura y presión, estimar el gas disuelto R_s .
- Determinar la fracción de gas libre separada de la bomba.
- Calcular el GLR en flujo descendente de la bomba:

$$GLR_{Entr} = (1 - ES) * (R_{Total} - f_o R_s) \quad Ecu. 33$$

Donde:

R_{Total} : Producción total de gas/liquido.

R_s : Solucion gas/aceite a condiciones de succión.

f_o : fracción de flujo de aceite.

- Usando el GLR_{Entr} (de flujo descendente), determinar la presión de descarga de la bomba para calcular las caídas de presión en el tubing y en la línea de flujo.
- Realizar el procedimiento anterior para un rango determinado de Q_L .
- Graficar P_{Des} VS Q_L .
- Escoger un rango de caudales de producción y determinar la presión requerida para lograr la intersección entre las curvas de *Inflow* y *Outflow*.
- Determinar el poder requerido, el número de etapas, y el tamaño de la bomba para cada caudal de producción. La potencia requerida puede ser calculada de la siguiente manera:

$$HP = 1,72 \times 10^{-5} * \Delta P_{Bomba} * (Q_o B_o + Q_w B_w) \quad Ecu. 34$$

Donde:

HP : Potencia requerida de la bomba (*Horse Power*).

ΔP_{Bomba} : Presión generada por la bomba (*psi*).

Q_o : Caudal de aceite (*STBD*).

Q_w : Caudal de agua (*STBD*).

B_o : Factor volumétrico de formación del aceite (*Rb/STB*).

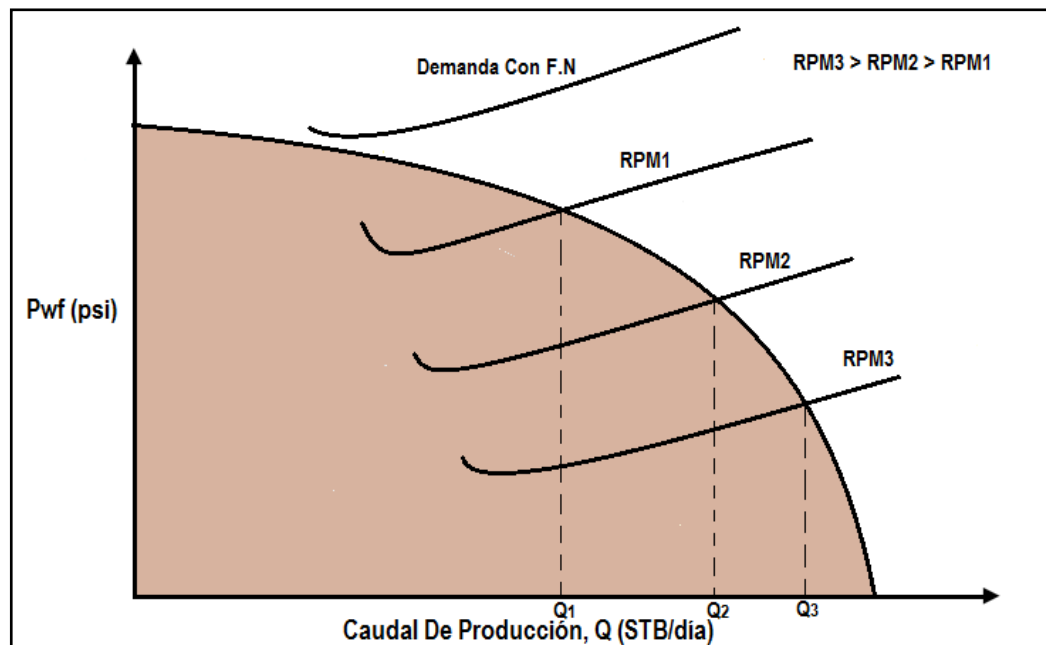
B_w : Factor volumétrico de formación del agua (*Rb/STB*).

La capacidad de producción del pozo, dependerá de factores como: profundidad en la cual se ubique en la bomba, capacidad de bombeo y frecuencia de la bomba.

A mayor frecuencia, mayor capacidad de extracción de la bomba, sin embargo, se debe tener en cuenta que no se puede exceder los límites de operación, puesto que se presentaría problemas como aumento en la temperatura del motor, Drow Dawn, entre otros.

1.4.4 Efecto de la velocidad de bombeo sobre la producción (R.PM)

Figura 21. Estimación De La Producción A Varias Velocidades (Frecuencias) De La Bomba BES.



Fuente: MAGGIOLO, Ricardo. Optimización Integral De Sistemas De Producción Utilizando Análisis Nodal. Bucaramanga, Santander 2009. Modificado.

1.5 LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO MECÁNICO

Este sistema de levantamiento artificial es uno de los más usados en el mundo debido a su simplicidad y robustez, su aplicación es posible en casi todos los tipos de pozos que requieren levantamiento. No obstante, están limitados a ciertos parámetros físicos que complican su aplicación, tales como la desviación del pozo, la profundidad y los caudales a levantar. Este consiste en una bomba de subsuelo la cual está conformado por un barril y dos pistones, uno viajero y otro estacionario. El principio de funcionamiento se basa en el transporte del fluido por medio del barril, a causa del movimiento ascendente y descendente que la sarta de varilla aplica sobre este. Dichos movimientos son generados de la energía proporcionada por un balancín en superficie transmitida hacia las varillas.

Figura 22. Unidad De Bombeo Mecánico.

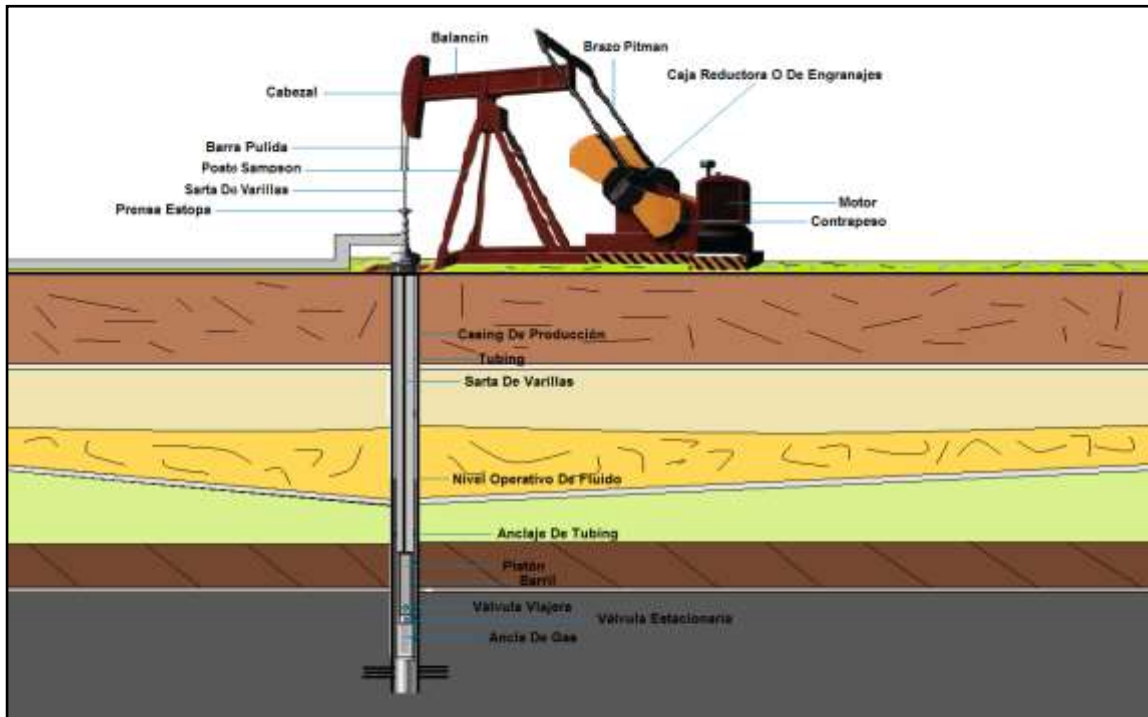
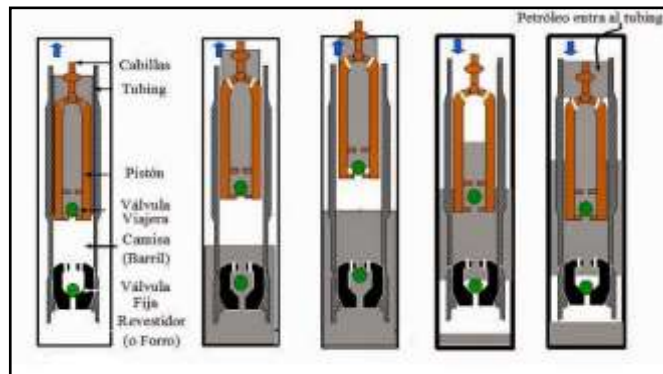


Figura 23. Ciclos De Bombeo.



Fuente: BLOGSPOT Métodos de producción [En línea] disponible en: <http://perfob.blogspot.com.co/2014/09/metodos-de-produccion.html>

1.5.1 Equipos de subsuelo. El equipo de subsuelo está conformado básicamente por:

- **Tubería De Producción:** Es el conjunto de tubería que transporta los fluidos del subsuelo hasta superficie, además, cumple la función de guía de la sarta de varillas que accionan la bomba de subsuelo.
- **Cabillas:** Son las encargadas de conectar la unidad de bombeo con la bomba de subsuelo. A través de estas, se transmite el movimiento ascendente y descendente al barril con el cual se desplaza el fluido hacia superficie.
- **Bomba De Subsuelo:** Está conformada por un barril, un pistón, dos válvulas (fija y estacionaria) y el anclaje; esta es accionada por un movimiento recíprocante transmitido por las cabillas. Gracias a la acción de las válvulas, permite vaciar y llenar el cilindro de la bomba, haciendo posible el transporte del fluido desde fondo a superficie.

- Niple De Anclaje De La Bomba: Se instala en la parte inferior del montaje con el objetivo de fijar la bomba de subsuelo y de esta manera facilitar la acción de succión y bombeo.
- Ancla De Gas: Es un niple perforado compuesto por un conjunto de copas ubicado debajo de la zapata, con la finalidad de impedir el paso del gas hacia la bomba, logrando una mayor eficiencia volumétrica.

1.5.2 Equipos de superficie. La unidad de bombeo de superficie es la encargada de generar la energía mecánica con la cual, a través de las cabillas, transmite un movimiento recíprocante. Esta unidad está conformada por los siguientes elementos:

- Unidad De Bombeo: Es un equipo integral el cual transforma el movimiento angular del motor en un movimiento recíprocante que es transmitido a la sarta de cabillas para el accionamiento de la bomba de subsuelo. Esto es posible gracias a una viga viajera accionada por la caja de engranaje, la cual es un reductor de velocidad que recibe el movimiento a partir de las correas del motor.

La unidad de bombeo está conformada por los siguientes componentes:

- ✓ Correas y poleas: Transmiten el movimiento angular de la polea del motor de la unidad. La velocidad angular de estas es inversamente proporcional a su diámetro.
- ✓ Caja de engranajes: Reduce la velocidad angular de la polea de la unidad y transmite esta velocidad a la manivela.

- ✓ Conjunto biela manivela: Convierte el movimiento angular en movimiento reciproco vertical el cual es transmitido a la viga viajera. La longitud del movimiento reciproco es graduable ya que la biela posee varios puntos de conexión.
- ✓ Viga viajera: Tiene la función de soportar las cargas apoyadas en los postes maestros, principalmente le da el movimiento reciproco a la barra pulida.
- ✓ Motor de la unidad: La energía mecánica en las unidades de bombeo se obtiene a través de motores de corriente alterna. Pueden ser de dos tipos: de combustión interna y eléctrica. Los eléctricos son los de mayor aplicación para la generación de potencia para la industria petrolera. Opera a 46° Voltios y 60Hz; estos se pueden clasificar de acuerdo a: el deslizamiento, el torque y la corriente.
- ✓ Barra pulida: Sirve de conexión entre la sarta de cabillas y el balancín. En el ascenso soporta el peso de las cabillas y el fluido de producción. Pueden ser de acero al carbón y acero aleado, con longitudes de 16' a 30'.
- ✓ Prensa estopa: Sirve de sello entre las cabillas y la tubería de producción, con la finalidad de evitar que el petróleo se derrame, permitiendo así el movimiento de la barra pulida y el desplazamiento del crudo a través de la línea de flujo en el ciclo de bombeo.

Su diámetro depende del diámetro externo de la barra pulida; pueden ser de dos tipos: regular o tipo RAM. El tipo regular se emplea en pozos de bajas presiones, mientras que el tipo RAM es de uso más generalizado.

- ✓ Espaciador: Está conformado por cuatros piezas: guaya, grampa, espaciador “leuther” y elevador. Tiene la función de conectar la barra pulida a la unidad de bombeo.
- ✓ Cabezal: Tiene la función principal de mantener el pozo bajo control en la superficie durante la producción. Se utiliza para colgar la tubería de producción del pozo y fijar el revestido de producción.

1.5.3 Análisis nodal para bombeo mecánico. Al igual que en un S.L.A BES, los nodos principales para llevar a cabo esta metodología se ubican en la succión y descarga de la bomba. Cabe resaltar que la ubicación del nodo en el cabezal de pozo también resulta conveniente para este análisis. Considerando la ubicación del nodo en la bomba, la cual se encuentra en el fondo de pozo, las expresiones para la curva de *Inflow* y *Outflow* serán las siguientes:

- *Inflow*

$$P_{nodo} = P_{wf} = P_{Ent} = P_r - \Delta P_{8-6} \quad Ecu. 35$$

Donde:

P_{wf} : Presión de fondo (psi).

P_r : Presión de yacimiento (psi).

P_{Ent} : Presión de entrada a la bomba (psi).

ΔP_{8-6} : Pérdida de presión de yacimiento a fondo de pozo (psi).

- *Outflow*

$$P_{wf} = P_{sep} + \Delta P_{LF} + \Delta P_{C.-SB} - \Delta P_{Bomba} \quad Ecu. 36$$

Donde:

P_{wf} : Presión de fondo (psi).

P_{sep} : Presión de separador (psi).

ΔP_{LF} : Pérdida de presión en líneas de flujo (psi).

ΔP_{C-SB} : Pérdida de presión de cabeza a salida de bomba (psi).

$\Delta P_{Bomba} = \frac{F_o}{A_p}$: Presión generada por la bomba (psi).

F_o : Carga de fluidos (lbs).

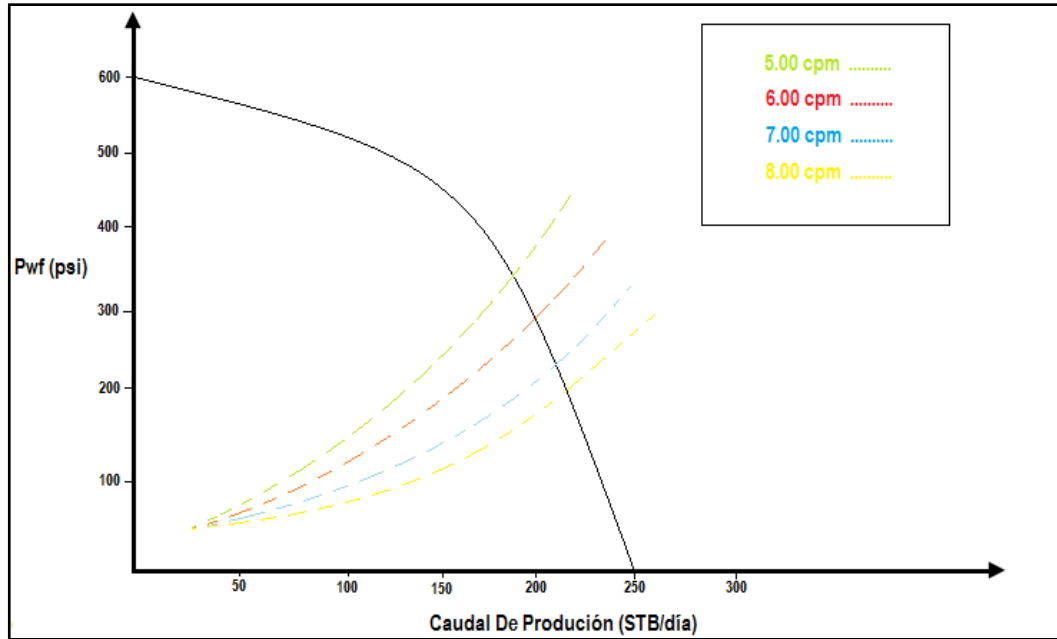
A_p : Área transversal del pistón (inch²).

El cálculo del *Inflow* se hace a través de la ecuación de Vogel o la correlación apropiada, mientras que el *Outflow* se calcula por medio del establecimiento de correlaciones a partir de la información de mediciones físicas, con la finalidad de estimar una relación de la caída total de presión por fricción, la presión de fondo fluyendo y su dependencia de la tasa de flujo.

Para generar la curva de *Outflow* se debe graficar $P_{Descarga}$ VS Q_L , y para la curva de *Inflow* se grafica $P_{Succión}$ VS Q_L . El intercepto entre estas dos curvas será la solución óptima del sistema.

1.5.4 Efecto de la velocidad de bombeo sobre la producción. Al aumentar la velocidad de bombeo (ciclos por minuto, c.p.m), se puede observar un aumento en la producción y una disminución en la presión de fondo.

Figura 24. Estimación De Producción A Diferentes Por Minuto (c.p.m).



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

1.6 FLUJO MULTIFÁSICO

El flujo multifásico es definido como, aquel comportamiento de flujo concurrente de gas libre y líquido, el cual fluye en diferentes configuraciones (patrones de flujo) a través de las tuberías de producción y líneas de superficie.

Un estudio detallado del flujo multifásico, comprende el diseño factible y económico, de todos los componentes que hagan parte del sistema (tubing, equipos de pozo, líneas de flujo, válvulas, separadores, etc.) con el fin de minimizar las pérdidas de energía ocasionadas durante el flujo de los fluidos. Dichas pérdidas, son generadas por factores gravitacionales, de fricción y cambios de energía cinética.

Un óptimo diseño del sistema de producción, permitirá aprovechar en gran proporción la energía que ofrece el yacimiento y predecir la presión de fondo requerida (P_{wf}) para el transporte de un determinado caudal desde el pozo hasta la estación de recolección.

1.6.1 Patrones de flujo. Un patrón de flujo describe la forma cualitativa de la distribución espacial de las dos fases dentro del segmento de una tubería. Existen diferentes configuraciones de la distribución de los fluidos dentro de una tubería, las cuales se diferencian respecto al perfil de velocidad de las fases y de colgamiento (Hold Up).

Un patrón de flujo se ve influenciando por diversos factores como lo son:

- Geometría de la tubería (diámetro de tubería e inclinación).
- Propiedades físicas de ambas fases (densidades, viscosidades y tensiones superficiales).
- Tasas de flujo (de aceite y gas).

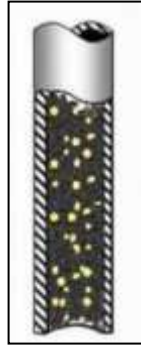
La determinación de un patrón de flujo correcto es importante, ya que una mala estimación de este, generará grandes problemas en el análisis de un sistema de flujo multifásico, ya que las variables de diseño como la pérdida de presión, Hold Up, coeficientes de transferencia de calor y masa, etc., son frecuentemente dependientes del patrón existente.

1.6.1.1 Patrones de flujo multifásico en tuberías verticales e inclinadas.

- Flujo burbuja: Se caracteriza por la distribución de pequeñas burbujas de gas dentro de una fase líquida continua que, desde una vista transversal de la tubería, se aprecia un flujo aproximadamente homogéneo. Cuando la tasa de líquido es relativamente baja, se puede afirmar que tanto como la fase líquida y

gaseosa se desplazan a través de la tubería; este tipo de flujo es conocido como flujo burbuja bubbly.

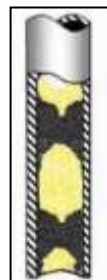
Figura 25. Patrón De Flujo Tipo Burbuja.



Fuente: JAIMES, J. GUTIERREZ, S. Actualización del modelo de análisis nodal del campo Bonanza y evaluación del sistema actual de producción para la campaña de desarrollo 2015. Tesis de grado. Bucaramanga, Santander: Universidad Industrial De Santander. Facultad Fisicoquímica. Escuela De Ingeniería De Petróleos, 2015. 63 p.

- Flujo tapón o bache: Este tipo de flujo consiste en una serie de grandes burbujas de gas que separan baches de líquido. Se caracteriza por que la distribución de las fases se encuentra casi simétricas alrededor del eje de la tubería.

Figura 26. Patrón De Flujo Tipo Tapón.



Fuente: JAIMES, J. GUTIERREZ, S. Actualización del modelo de análisis nodal del campo Bonanza y evaluación del sistema actual de producción para la campaña de desarrollo 2015. Tesis de grado. Bucaramanga, Santander: Universidad Industrial De Santander. Facultad Fisicoquímica. Escuela De Ingeniería De Petróleos, 2015. 63 p.

- Flujo transicional: Es caracterizado por un movimiento oscilatorio, es similar al flujo bache y los límites no están muy claros entre las fases. Ocurre a mayores tasas de flujo de gas, donde el bache de líquido en la tubería llega a ser corto y espumoso.⁹

Figura 27. Patrón De Flujo Tipo Transicional.

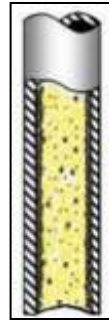


Fuente: JAIMES, J. GUTIERREZ, S. Actualización del modelo de análisis nodal del campo Bonanza y evaluación del sistema actual de producción para la campaña de desarrollo 2015. Tesis de grado. Bucaramanga, Santander: Universidad Industrial De Santander. Facultad Fisicoquímica. Escuela De Ingeniería De Petróleos, 2015. 63 p.

- Flujo anular o neblina: Este tipo de flujo se caracteriza debido a que el gas se desplaza a altas velocidades de flujo ocupando en gran proporción el centro de la tubería, aproximándose a un flujo homogéneo, mientras que la fase líquida se mueve de forma más lenta, formando una película delgada alrededor de la pared de la tubería. La interfase entre la película de líquido y el gas se pronuncia considerablemente ondeada, causando un alto esfuerzo de corte interfacial.

⁹ PTOLOMEO [en línea] disponible en: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/1267/Tesis.pdf?sequence=1>

Figura 28. Patrón De Flujo Tipo Anular.



Fuente: JAIMES, J. GUTIERREZ, S. Actualización del modelo de análisis nodal del campo Bonanza y evaluación del sistema actual de producción para la campaña de desarrollo 2015. Tesis de grado. Bucaramanga, Santander: Universidad Industrial De Santander. Facultad Físicoquímica. Escuela De Ingeniería De Petróleos, 2015. 63 p.

1.6.1.2 Patrones de flujo multifásico en tuberías horizontales. A pesar que se han desarrollado diversas representaciones y descripciones para los patrones de flujo en tuberías horizontales, las más representativas y usadas hoy en día en la industria son las desarrolladas por Beggs & Brill las cuales serán definidas a continuación:

- Flujo segregado: Se caracteriza debido a que las fases que se mueven dentro de un tramo de tubería, se encuentran separadas en su mayor parte por efecto de la gravedad. Este tipo de patrón a su vez se divide en tres tipos de flujo que varía según la forma de la interfase gas/líquido:
 - ✓ Flujo estratificado: Este tipo de flujo se distingue ya que la fase tanto líquida como gaseosa genera una interfase lisa y casi perfecta a causa de una baja tasa de flujo de líquido y gas; la fase líquida se mueve en la parte baja de la tubería mientras que la fase gaseosa, se mueve por la parte superior de la misma.

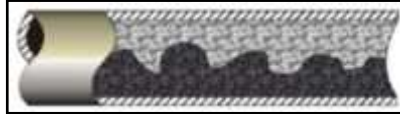
Figura 29. Patrón De Flujo Tipo Estratificado.



Fuente: GARCÍA, Nelly. Aplicación de la técnica de análisis nodal en el sistema de producción del campo Bonanza para determinar oportunidades de optimización. Tesis de grado. Bucaramanga, Santander: Universidad Industrial De Santander. Facultad Físicoquímica. Escuela De Ingeniería De Petróleos, 2013. 82 p.

- ✓ Flujo ondulado: Se caracteriza ya que la fase tanto líquida como gaseosa genera una interfase ondulada debido a tasas de flujo más altas de las fases; al igual que el patrón anterior, la fase líquida se mueve en la parte baja de la tubería mientras que la fase gaseosa, se mueve por la parte superior de esta.

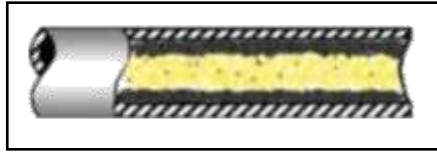
Figura 30. Patrón De Flujo Tipo Ondulado.



Fuente: GARCÍA, Nelly. Aplicación de la técnica de análisis nodal en el sistema de producción del campo Bonanza para determinar oportunidades de optimización. Tesis de grado. Bucaramanga, Santander: Universidad Industrial De Santander. Facultad Físicoquímica. Escuela De Ingeniería De Petróleos, 2013. 82 p.

- ✓ Flujo anular: Este tipo de flujo se origina debido a tasas relativamente altas de gas y tasas relativamente bajas de líquido. Consiste en el flujo de una pequeña capa fina de líquido que fluye alrededor de la tubería, mientras que el gas fluye por todo el centro de la tubería arrastrando pequeñas gotas de líquido.

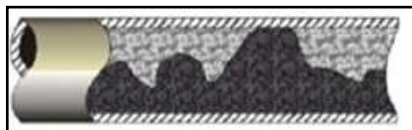
Figura 31. Patrón De Flujo Tipo Anular.



Fuente: GARCÍA, Nelly. Aplicación de la técnica de análisis nodal en el sistema de producción del campo Bonanza para determinar oportunidades de optimización. Tesis de grado. Bucaramanga, Santander: Universidad Industrial De Santander. Facultad Físicoquímica. Escuela De Ingeniería De Petróleos, 2013. 82 p.

- Flujo intermitente: Este patrón de flujo se identifica ya que, a través de la tubería, las dos fases (líquido y gas), fluyen alternadamente. Este tipo de patrón se divide en dos tipos a su vez:
 - ✓ Flujo a bache: Consiste en grandes baches de líquido el cual llena en mayor proporción a la tubería, alternados con pequeñas gotas de gas. Ambas fases viajan a altos flujos.

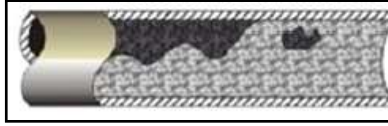
Figura 32. Patrón De Flujo Tipo Bache.



Fuente: GARCÍA, Nelly. Aplicación de la técnica de análisis nodal en el sistema de producción del campo Bonanza para determinar oportunidades de optimización. Tesis de grado. Bucaramanga, Santander: Universidad Industrial De Santander. Facultad Físicoquímica. Escuela De Ingeniería De Petróleos, 2013. 82 p.

- ✓ Flujo Tapón: Se distingue ya que, a través de la tubería, fluyen grandes burbujas de gas.

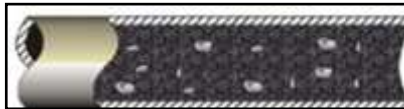
Figura 33. Patrón De Flujo Tipo Tapón.



Fuente: GARCÍA, Nelly. Aplicación de la técnica de análisis nodal en el sistema de producción del campo Bonanza para determinar oportunidades de optimización. Tesis de grado. Bucaramanga, Santander: Universidad Industrial De Santander. Facultad Físicoquímica. Escuela De Ingeniería De Petróleos, 2013. 82 p.

- Flujo distribuido: Se caracteriza por que una fase está dispersa en la otra. Este a su vez se divide en dos tipos de flujos:
 - ✓ Flujo burbuja: Este tipo de patrón se origina generalmente a muy altas tasas de flujo de líquido y bajas tasas de gas. Se caracteriza por que dentro de la fase continua (líquido), arrastra pequeñas burbujas de gas en forma dispersa.

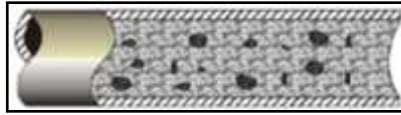
Figura 34. Patrón De Flujo Tipo Burbuja



Fuente: GARCÍA, Nelly. Aplicación de la técnica de análisis nodal en el sistema de producción del campo Bonanza para determinar oportunidades de optimización. Tesis de grado. Bucaramanga, Santander: Universidad Industrial De Santander. Facultad Físicoquímica. Escuela De Ingeniería De Petróleos, 2013. 84 p.

- ✓ Flujo neblina: Contrario al flujo burbuja, este tipo de patrón se origina generalmente a muy altas tasas de flujo de gas y bajas tasas de líquido. Se caracteriza por que dentro de la fase continua (gas), arrastra pequeñas gotas de líquido en forma dispersa.

Figura 35. Patrón De Flujo Tipo Niebla.



Fuente: GARCÍA, Nelly. Aplicación de la técnica de análisis nodal en el sistema de producción del campo Bonanza para determinar oportunidades de optimización. Tesis de grado. Bucaramanga, Santander: Universidad Industrial De Santander. Facultad Físicoquímica. Escuela De Ingeniería De Petróleos, 2013. 84 p.

1.6.2 Correlaciones de flujo. Existen un gran número de métodos que pueden ser usados para predecir el comportamiento de flujo de gases y líquidos a través de tuberías, sin embargo, que debido a la complejidad del comportamiento del sistema en cuestión no existe hasta ahora una correlación que pueda emplearse en forma general. Todos los métodos disponibles hoy en día están sujetos a una gran variedad de grado de error, dependiendo del sistema en el que se empleen y por ende se requiere un análisis profundo de los resultados para determinar si es correcto su uso.

Las correlaciones más usadas en la industria petrolera para el estudio de flujo multifásico a través de tuberías y predicción de las pérdidas de presión son las siguientes:

1.6.2.1 Correlaciones para flujo multifásico en tuberías verticales e inclinadas.

- Correlación de Beggs & Brill Original: El origen del estudio de esta correlación, parte del estudio del flujo multifásico a través de tuberías horizontales e inclinadas, dando como resultado, la predicción de las pérdidas de presión y del Hold Up. Algunos parámetros a tener en cuenta para el uso de esta correlación es que se debe considerar que el diámetro de la tubería varía de un rango entre 1"-1,5", la relación gas/líquido (*GLR*) no exceda de 500 SCF/STB,

que el corte de agua ($\%C_w$) se encuentre por encima del 10% de la producción de fluidos, en cuanto al API del fluido no presenta problema para su aplicación.

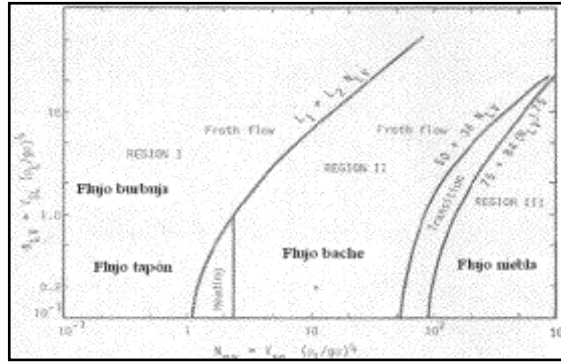
- Correlación de Beggs & Brill Revised: Con respecto a la anterior, se diferencia en el uso de factores de fricción en tuberías, limitantes para el Hold Up y coeficientes de corrección como los propuestos por Palmer & Payne. Estas modificaciones contribuyeron a la adición de un nuevo régimen de flujo el cual es el flujo espuma, que se basa bajo la suposición de un Hold Up no deslizante; adicionalmente, contribuyo a la modificación del factor de fricción en tuberías lisas, regido por la velocidad promedio de flujo.
- Correlación de Ansari: El modelo de Ansari fue desarrollado con el propósito de predecir patrones de flujo y sus características para modelar el flujo ascendente de las fases presentes. Un modelo comprensivo fue formulado para predecir patrones de flujo y las características del flujo de dichos patrones para flujos bifásicos. El modelo mecanístico está compuesto de un modelo para predicción de patrón de flujo y un juego de modelos independientes para predecir Hold up y caídas de presión en patrones burbuja, slug y anular.
- Correlación de Poettman & Carpenter: Esta correlación surgió bajo el estudio de 34 pozos fluyentes y 15 pozos con bombeo neumático, con diámetros de tubería de 2", 2 ½" y 3". El aceite, gas y agua fueron considerados como fases simples y en flujo turbulento, sin tener en cuenta los factores que origina el Hold Up y despreciando un patrón de flujo. Todas las pérdidas de energía, incluyendo los efectos de resbamiento, están consideradas dentro de un factor de perdida de energía, el cual se tomó como constante en toda la longitud de la tubería.
- Correlación de Hagedorn & Brown: Esta correlación fue originada para determinar una correlación general, la cual incluye prácticamente todos los

rangos de flujo, un amplio rango de relaciones gas/líquido, todos los tamaños de tubería usados, 5 tipos de fluidos como agua y cuatro tipos de crudo entre 10 – 110 cP y los efectos de las características de los fluidos. Los datos fueron tomados para diámetros de tubería a partir de 1” - 2.5”. Esta es una correlación general para un amplio rango de condiciones. Los aspectos principales de dicha correlación son:

- ✓ La ecuación de gradiente de presión incluye el término de energía cinética y considera que existe resbalamiento entre las fases.
- ✓ No considera patrones de flujo.
- ✓ El factor de fricción para flujo bifásico se calcula utilizando el diagrama de Moody.
- ✓ La viscosidad del líquido tiene un efecto importante en las pérdidas de presión en el flujo bifásico.
- ✓ El colgamiento de líquido (Hold Up) o fracción del volumen de la tubería ocupado por líquido es función de cuatro números adimensionales: número de velocidad del líquido, número de velocidad del gas, número del diámetro de la tubería y el número de la viscosidad del líquido (introducidos por Duns & Ros).
- Correlación de Duns & Ros: Fue desarrollada para el flujo vertical de gas y mezclas de líquido en los pozos considerando deslizamiento entre las fases y estableciendo patrones de flujo. Fueron desarrolladas ecuaciones para cada una de las tres regiones de flujo, la primera corresponde a flujo burbuja, tapón

y parte de espuma; en la segunda se encuentra flujo espuma y slug, y en la tercera se encuentra el flujo niebla.¹⁰

Figura 36. Regiones Para La Correlación Duns & Rose.



Fuente: PTOLOMEO [en línea] disponible en: <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/1267/Tesis.pdf?sequence=1>

Cada región tiene una correlación distinta para el cálculo del Hold Up. Estas ecuaciones fueron basadas en extensos trabajos experimentales usando mezclas de aceite y aire. Esta correlación fue desarrollada para tuberías entre 1"-3", gravedades API entre 13-36, GOR de hasta 5000 SCF/STB, presencia de gas, crudo y agua teniendo en cuenta un factor de corrección. Según los Autores se emplea un seguimiento representado a continuación:

- ✓ Determinación del patrón de flujo:
 - Calculo de coeficientes necesarios.
 - Aplicación de condiciones frontera para realizar la determinación del patrón.

¹⁰GARCÍA, Nelly. Aplicación de la técnica de análisis nodal en el sistema de producción del campo Bonanza para determinar oportunidades de optimización. Tesis de grado. Bucaramanga, Santander: Universidad Industrial De Santander. Facultad Físicoquímica. Escuela De Ingeniería De Petróleos, 2013. 88 p.

- ✓ Determinación de los gradientes de presión según los patrones de flujo:
 - Calculo de los gradientes utilizando correlaciones correspondientes a cada tipo.¹¹
- Correlación de Azis & Govier: Esta correlación permite inferir o calcular las pérdidas de presión y el Hold Up, dependiente de los regímenes de flujo. Además, añade otras correlaciones consistentes para el flujo bache y tipo burbuja. Para el flujo tipo niebla fue usado el método de Duns & Ros y para el flujo de transición se determinó el método de interpolación de Duns & Ros.
- Correlación de Chierici, Ciucci & Fogarasi: Chierici y colaboradores usaron el mismo enfoque que Orkiszewski para el cálculo de los gradientes de presión para dos fases, pero ellos presentaron una modificación la cual es aplicada únicamente en el régimen de flujo bache. Ellos también usaron diferentes definiciones de regímenes de flujo.
- Correlación de Orkiszewski: Esta correlación se encarga en la predicción de pérdidas de presión en tuberías verticales para más de una fase presente; en esta son considerados cuatro regímenes: flujo burbuja, flujo tapón, transición de anular-tapón y anular niebla. La precisión de este método reporta un error promedio de 0.8% y una desviación estándar de 10.8%. Con respecto a su aplicación, abarca diámetros de tuberías entre 1"-2", gravedades API entre 13-30, y relación gas/líquido (*GLR*) menor a 5000 SCF/STB sin importar el corte de agua (%*C_w*).

¹¹ GARCÍA, op. cit., p. 88.

1.6.2.2 Correlaciones para flujo multifásico en tuberías horizontales.

- Correlación de Lockhart y Martinelli: Esta correlación se sigue considerando óptima con respecto a gastos bajos de gas y aceite y diámetros de tubería pequeños.
- Correlación de Baker: Haciendo uso de este método, el flujo tipo bache y tipo anular se caracterizan por tener mayor precisión en su aplicación. Generalmente, presenta mejores resultados para diámetros de tubería mayores a 6", debido a que la mayoría de los datos Baker los tomó de tuberías de 8" y 10". Baker presentó un acercamiento de cierta similitud al de Lockhart y Martinelli, pero la principal diferencia entre ambos es que Baker empleó el concepto de patrones de flujo, además de haber presentado diferentes ecuaciones para cada caso. Debido a que el cambio del patrón de flujo puede suceder en cualquier tramo de tubería, es recomendable usar pequeñas partes del tramo de tubería para un análisis más preciso de las caídas de presión.
- Correlación de Dukler (AGA) & Flanigan: Este método considera cinco regímenes de flujo: estratificado con interfase lisa y ondulante, intermitente, anular y disperso (niebla y burbuja). La correlación de Dukler es usada para calcular las pérdidas por fricción, el Hold Up y el diferencial de presión en la tubería.¹²
- Correlación de Eaton: Los datos obtenidos por Eaton se dieron bajo condiciones controladas cubriendo varios gastos de gas y líquido que fueron conducidos por tuberías largas con diámetros internos de 2" y 4". Se seleccionaron líneas largas para lograr un acercamiento más parecido a las condiciones de campo. Los parámetros estudiados fueron:

¹² GARCÍA, op. cit., p. 91.

- ✓ Flujo de gas entre 0-10 MMSCFD.
- ✓ Viscosidades de líquido entre 1-13.5 cP.
- ✓ Flujo de líquido entre 50-5500 BPD.
- ✓ Diámetros de la tubería en un rango de 2"-4".
- ✓ Variación del Hold Up de 0-1.
- ✓ Variación de la presión del sistema entre 70-950 psi.

Al igual que la correlación de Baker, se recomienda usar pequeños tramos de tubería para mayor precisión del cálculo de las pérdidas de presión.

- Correlación de Beggs & Brill: La prueba consistió en dos secciones de tubería de acrílico de 1" y 1.5" de diámetro respectivamente con 27.4 metros de longitud cada una, ambas presentaban un mecanismo que podía inclinar la tubería de horizontal a vertical, utilizando aire y agua como fluidos. Los parámetros estudiados y sus rangos de variación son:

- ✓ Patrón de flujo horizontal.
- ✓ Flujo de líquido de 0-1050 BPD.
- ✓ Flujo de gas de 0-300 MSCFD
- ✓ Diámetro de la tubería entre 1"-1.5".
- ✓ Presión promedio del sistema de 35-95 psi.
- ✓ Hold Up entre 0-0.870.
- ✓ Gradiente de presión de 0-0.8 psi/ft.

Después de haber diferenciado y establecido cada patrón de flujo en ambas secciones de tubería, cambiaron el ángulo de inclinación, observando de esta manera que tanto el colgamiento como el gradiente de presión se veían afectados por este nuevo ángulo de inclinación. El mapa de patrones de flujo que obtuvieron Beggs & Brill fue ligeramente modificado con el fin de incluir la zona de transición entre el patrón de flujo intermitente y segregado.

- Correlación de Mukherjee & Brill: Este método es usado para los cálculos de pérdidas de presión, Hold Up y la determinación del régimen de flujo. Fue desarrollada mediante un estudio de las caídas de presión en tuberías inclinadas. Para flujo burbuja se encontró que el factor de fricción puede ser calculado teniendo en cuenta el diagrama de Moody. En flujo estratificado el gradiente de presión generado por la fricción es calculado en base a la ecuación de balance de momentum para las dos fases asumiendo una interfase gas/líquido leve.¹³

A continuación, se presenta un cuadro que resume las correlaciones más importantes que usa el software para la simulación del crudo y predicción de las pérdidas de presión, además de ello, los siguientes modelos convergen en el estudio realizado.

Tabla 1. Correlaciones Para Flujo Multifásico.

| Correlación De Flujo | Flujo Vertical | | Flujo Horizontal |
|-------------------------|------------------|-----------------|------------------|
| | Pozos Verticales | Pozos Desviados | |
| Ansari | Si | No | No |
| Baker Jardín Revised | No | No | Si |
| Beggs & Brill Original | Si | Si | Si |
| Beggs & Brill Revised | Si | Si | Si |
| Dukler, Aga & Flanagan | No | No | Si |
| Duns & Ros | Si | No | No |
| Govier, Aziz & Fogarasi | Si | Si | Si |
| Gray Original | Si | No | No |
| Hagedorn & Brown | Si | No | No |
| Lockhart & Martineli | No | No | Si |
| Mukherjee & Brill | Si | Si | Si |
| No Slip Assumption | Si | Si | Si |
| Oliemans | No | No | Si |
| Orkiszewski | Si | No | No |
| Xiao | No | No | Si |

Fuente: Software Especializado. Modificado.

¹³ GARCÍA, op. cit., p. 91.

1.7 IDENTIFICACIÓN DE LAS LIMITANTES HIDRÁULICAS EN LÍNEAS DE SUPERFICIE

La capacidad de flujo de una red de tuberías se ve afectada por factores de diseño como el diámetro de las líneas o su distribución espacial, igualmente la acumulación de parafinas en las tuberías de la red de superficie, resultando así un efecto negativo evidenciado en un alta caída de presión en una sección de las líneas de flujo, siendo así estos factores una limitante hidráulica.

Para identificar dichas limitantes es necesario analizar los perfiles de presión, en los cuales se puede observar el comportamiento de la presión a través de cada sección de tubería, una gráfica de Presión vs. Distancia permitirá identificar los tramos en los cuales la presión decae significativamente indicando así una posible limitante hidráulica.

Al analizar el sistema de recolección se debe tener en cuenta los criterios establecidos en el Manual de Ingeniería de Diseño (MID), Norma API RP 14E, siendo estos los siguientes:

1.7.1 Velocidad crítica del fluido en la red La velocidad crítica es la velocidad máxima permisible de flujo de fluido a través de la tubería es decir si el fluido supera esta velocidad, comienza un proceso de erosión en las paredes internas de la tubería esto es debido a la alta velocidad alcanzada por el fluido debido al caudal.

La norma API RP 14E define la velocidad crítica de la siguiente manera:

$$V_c = \frac{C}{\rho^{0,5}} \quad Ecu. 37$$

Siendo:

- ✓ V_c : Velocidad crítica.
- ✓ C : Constante empírica función de las condiciones de flujo.
- ✓ P_m : Densidad de la mezcla.

Para que el flujo este dentro de los parámetros establecidos la velocidad de la mezcla bifásica debe ser menor al 65% de la velocidad crítica, si no se cumple este criterio podría iniciarse un proceso de erosión y desgaste interno en la tubería.

1.7.2 Gradiente de presión por fricción Según la norma API RP 14E para el gradiente de presión por fricción en la tubería, la caída de presión no debe ser mayor a 1 psi cada 100 ft.

1.7.3 Régimen de flujo Es importante realizar un análisis de los patrones de flujo presentes en cada intervalo de la red de superficie, con la finalidad de estimar las zonas críticas en las cuales, debido al tipo de patrón de flujo se produzca un acumulamiento de bancos de fluidos ocasionando una limitación hidráulica.

La finalidad es detectar patrones tipo tapón y slippage, puesto que el tipo tapón puede ocasionar un golpe de ariete en las líneas causando la rotura de estas y el tipo slippage produce velocidades bajas del fluido líquido y velocidades altas del gas, generando la formación de bancos de aceite y agua, provocando una rotura de la línea.

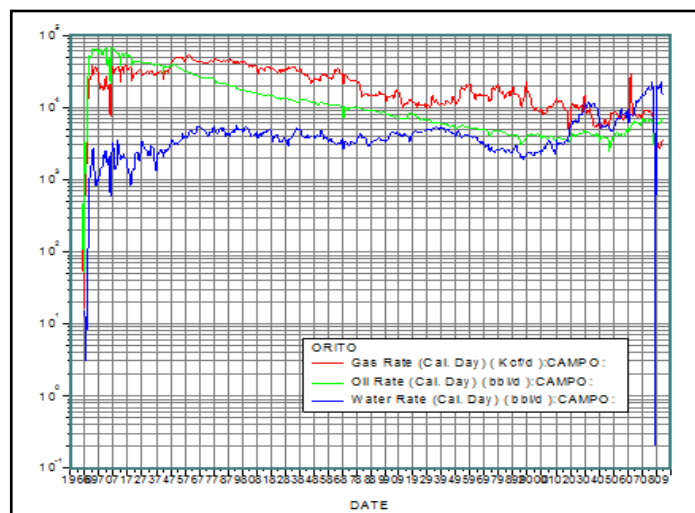
2. GENERALIDADES DEL CAMPO ARGPAZ

La evaluación de producción fue realizada a un campo ubicado en la Cuenca del Putumayo, la cual por motivos de confidencialidad será llamado Campo ARGPAZ y las formaciones productoras en el cual está ubicado serán denominadas Formación C y Formación V.

2.1 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

El Campo ARGPAZ fue descubierto por la compañía TEXACO en 1.963 y entre los años de 1.965 y 1.970 comenzó la explotación mediante la perforación del primer pozo. En 1.981 se extraían 20.100 Bls/día, en los años de los 90 se extraían 13.225 Bls/día. Sin embargo, en el año 2.012 la media de producción alcanzó un valor 4.876 Bls/día evidenciándose la declinación de la producción. Actualmente la producción es de 4.611 Bls/día.

Figura 37. Historial De Producción Del Campo ARGPAZ.

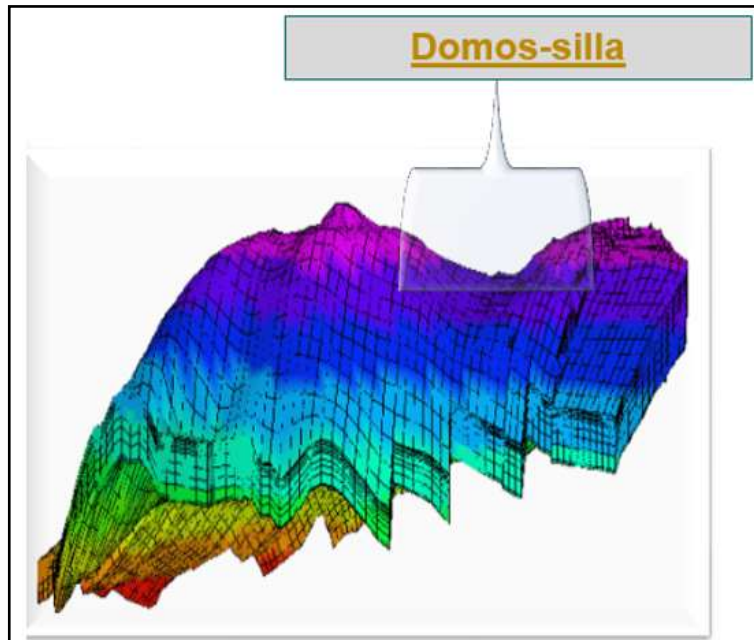


Fuente: ECOPETROL S.A.

2.2 GEOLOGÍA

2.2.1 Estructura. Los anticlinales presentes muestran como características comunes su asimetría, con buzamientos bajo en su flanco occidental y alto en su flanco oriental, siendo las direcciones de los ejes de estas estructuras N-S.

Figura 38. Modelo Estructural De La Formación Productora C.



Fuente: ECOPETROL S.A.

2.2.2 Estratigrafía. La Formación C y Formación V tienen un espesor aproximado de 250 ft y 225 ft respectivamente en el área y constan principalmente de areniscas cuarzosas con intercalaciones delgadas de arcillas y limonitas. Estas formaciones pueden ser consideradas en su mayor parte como de areniscas limpias, sin embargo, en su parte superior hay una concentración considerable de glauconita.

2.2.3 Propiedades de yacimiento. Las propiedades de los yacimientos asociados a la Formación C y Formación V, se encuentran organizadas en las siguientes tablas.

Tabla 2. Propiedades De La Formación C.

| DATOS DE LA FORMACIÓN C | |
|---|--|
| Tipo De Trampa | Esctructural |
| Ángulo De Buzamiento | 10-12 |
| Edad Geológica | Crétaceo (Albiano) |
| Ambiente De Depositación | Deltaico de canales entrelazados |
| Litología | Cuarzoarenita de grano medio inter. arcillas |
| Profundidad Promedio (ft) | 6.500 |
| Espesor Promedio Total (ft TVT) | 250 |
| Espesor Prom. Neto Petrolífero (ft TVT) | 150 |
| Saturación Inicial De Agua, Swi (%) | 25 |
| Saturación De Aceite Residual, Sor (%) | 10 |
| Temperatura Del Yacimiento (°F) | 196 |
| Presión Inicial Del Yacimiento (psia) | 3.200 @ -5.600ft |

Fuente: ECOPETROL S.A. Modificado.

Tabla 3. Propiedades De La Formación V.

| DATOS DE LA FORMACIÓN V | |
|---|----------------------|
| Tipo De Trampa | Esctructural |
| Ángulo De Buzamiento | |
| Edad Geológica | Cretáceo (Superior) |
| Ambiente De Depositación | Marino de plataforma |
| Litología | Calcárea |
| Profundidad Promedio (ft) | 6.500 |
| Espesor Promedio Total (ft TVT) | 225 |
| Espesor Prom. Neto Petrolífero (ft TVT) | 120 |
| Saturación Inicial De Agua, Swi (%) | 25 |
| Saturación De Aceite Residual, Sor (%) | 12 |
| Temperatura Del Yacimiento (°F) | 186 |
| Presión Inicial Del Yacimiento (psia) | 3.200 @ -5.600ft |

Fuente: ECOPETROL S.A. Modificado.

El mecanismo de producción primario principal para las dos formaciones es por empuje de agua y gas en solución, se registran altos cortes de agua y una alta relación gas-aceite constante, actualmente la presión promedio del yacimiento se encuentra por debajo del punto de burbuja.

2.2.4 Propiedades roca-fluido. El petróleo presente en los yacimientos del Campo ARGPAZ tiene un API que oscila entre 18° y 39° API clasificándose como un Black Oil. Las características principales de los fluidos producidos se muestran a continuación.

Tabla 4. Propiedades Roca-Fluido De La Formación C.

| PROPIEDADES DE ROCA-FLUIDO DE LA FORMACIÓN C | |
|--|----------|
| Porosidad Promedio (%) | 12 |
| Rango De Porosidad (%) | 8,8-15,2 |
| Permeabilidad Promedio (mD) | 120 |
| Rango De Permeabilidad (mD) | 3,9-290 |
| Relación Kv/Kh | 0,5 |
| Reservorio Naturalmente Fracturado | No |
| Gravedad API Del Aceite | 35 |
| SGg | 1,4 |
| Presión Punto De Burbuja (psig) | 1.535 |
| Rsi (SCF/STB) @ 196°F | 460,3 |
| Boi (RB/STB) @ 196°F | 1,252 |
| Salinidad Del Agua De Formación (ppm Cl) | 1.500 |

Fuente: ECOPETROL S.A. Modificado.

Tabla 5. Propiedades Roca-Fluido De La Formación V.

| PROPIEDADES DE ROCA-FLUIDO DE LA FORMACIÓN V | |
|--|--------|
| Porosidad Promedio (%) | 8 |
| Rango De Porosidad (%) | 0,2-30 |
| Permeabilidad Promedio (mD) | 71 |
| Rango De Permeabilidad (mD) | 17-168 |
| Relación Kv/Kh | |
| Reservorio Naturalmente Fracturado | No |
| Gravedad API Del Aceite | 24,5 |
| SGg | 1,4 |
| Presión Punto De Burbuja (psig) | 1.779 |
| Rsi (SCF/STB) @ 186°F | 960 |
| Boi (RB/STB) @ 186°F | 1,35 |
| Salinidad Del Agua De Formación (ppm Cl) | 1.200 |

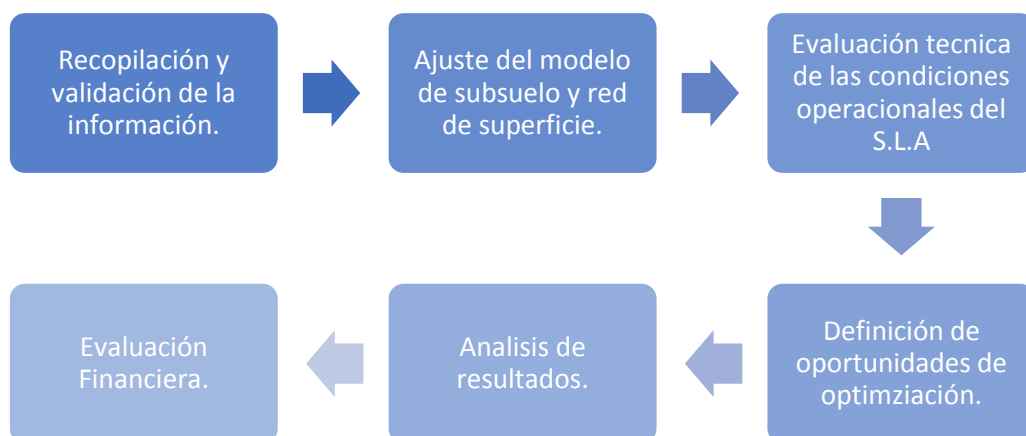
Fuente: ECOPETROL S.A. Modificado.

3. DESARROLLO DEL MODELO DE SIMULACIÓN

Uno de los objetivos propuestos para el desarrollo del proyecto, consta en evaluar las condiciones actuales de operación tanto a nivel de pozo como en red, con el fin de determinar oportunidades de optimización que conlleven a un aumento de la producción e identificación de las diferentes limitantes que restringen el flujo en superficie. Para dicho alcance, se hará uso de un Software Especializado, el cual permite desarrollar un análisis de sensibilidad de las diferentes variables de funcionamiento del sistema y de esta manera establecer las mejores condiciones de operación las cuales contribuyan al mejor escenario de producción.

Con el propósito de representar una secuencia lógica para el desarrollo, se realizó el siguiente flujograma que reproduce dicho proceso.

Figura 39. Metodología Para La Evaluación Y Sensibilización Del Sistema De Producción Del Campo ARGPAZ.



3.1 RECOPIACIÓN Y VALIDACIÓN DE LA INFORMACIÓN

Para el desarrollo de un análisis íntegro, se requiere de la precisión de la información y la calidad de esta. La información necesaria por el software para el desarrollo del modelo de simulación, fue extraída de la base de datos de ECOPETROL S.A referente al campo de estudio.

- Pruebas de producción.
- Especificaciones del SLA.
- Estados mecánicos de pozos.
- Survey.
- Datos de las líneas de flujo.
- Pruebas PVT.
- Historial de producción.
- Propiedades del yacimiento.

3.1.1 Pruebas de producción. Gracias al personal de control de producción del Campo ARGPAZ, se logró obtener información de las últimas condiciones de operación de producción de los pozos, dentro de las cuales se registran las siguientes.

Tabla 6. Datos De Producción Del Campo ARGPAZ.

| FECHA DE PRUEBA | POZO | SLA | Q _f (Bls/día) | Q _o (Bls/día) | Q _w (Bls/día) | BSW (%) | GAS (MSCFD) | °API | GOR (SCF/STB) | P _{wf} (psia) | PIP (psia) | Frec/Vel (Hz/SPM) | WHP (psia) | WHT (°F) |
|-----------------|---------|----------|--------------------------|--------------------------|--------------------------|---------|-------------|-------|---------------|------------------------|------------|-------------------|------------|----------|
| nov-17 | UIS-05 | BM | 212 | 76 | 137 | 64,4 | 1 | 22 | 7,9 | 863,1 | 92,7 | 3,5 | 350 | 113,4 |
| nov-07 | UIS-10 | BM | 23 | 10 | 13 | 55 | 0,1 | 18,7 | 10 | 362,7 | 213 | 4,5 | 350 | 114,7 |
| nov-12 | UIS-14 | BM | 93 | 36 | 56 | 60,8 | 2,3 | 35,79 | 64,9 | 440,2 | 365 | 2,5 | 390 | 112,7 |
| nov-14 | UIS-21 | ESP | 1.567 | 201 | 1.366 | 87,2 | 325,4 | 27 | 1.619,1 | 595,2 | 493 | 63 | 130 | 110,9 |
| nov-13 | UIS-35 | ESP | 1.400 | 119 | 1.281 | 91,5 | 152 | 34 | 1.277,3 | 497,5 | 439 | 54 | 141 | 115 |
| oct-30 | UIS-36 | BM | 132 | 78 | 54 | 41 | 244 | 38 | 3.128 | 709,4 | 680 | 4 | 90 | 112,5 |
| oct-12 | UIS-38 | ESP | 968 | 25 | 943 | 97 | 45 | 32,5 | 1.772,3 | 780,9 | 692 | 140 | 90 | 110,3 |
| nov-11 | UIS-52 | BM | 4 | 1 | 3 | 77 | 1 | 26,73 | 1 | 96 | 81,6 | 9 | 90 | 111,8 |
| nov-09 | UIS-109 | BM | 479 | 69 | 410 | 86 | 3 | 29,7 | 36,8 | 555,1 | 254,9 | 2,8 | 145 | 110,6 |
| nov-10 | UIS-111 | ESP | 771 | 54 | 717 | 93 | 10,5 | 32,73 | 55,6 | 422,3 | 175 | 51,5 | 120 | 113,4 |
| oct-06 | UIS-112 | BM | 93 | 18 | 75 | 81 | 28 | 39,6 | 1.582,9 | 293,6 | 220 | 5,2 | 200 | 110,8 |
| | UIS-121 | INACTIVO | | | | | | | | | | | | |
| nov-10 | UIS-125 | ESP | 2.543 | 93 | 2.449 | 94 | 25 | 39 | 268,82 | 917 | 830 | 45 | 200 | 114,6 |
| | UIS-126 | INACTIVO | | | | | | | | | | | | |
| nov-15 | UIS-136 | BM | 75 | 35 | 40 | 53,7 | 52 | 37,8 | 1.485,7 | 621 | 447 | 2,3 | 420 | 111,7 |
| | UIS-192 | INACTIVO | | | | | | | | | | | | |

Fuente: ECOPETROL S.A. Modificado.

3.1.2 Especificaciones del SLA. El resumen de las especificaciones del SLA, en este caso en particular bombeo mecánico y bombeo electrosumergible, fue suministrada por Ecopetrol, dicha información se muestra a continuación.

Tabla 7. Información De Las Bombas De Campo Para Pozos Con Sistemas De Levantamiento BES.

| Pozo | SLA | FABRICANTE | MODELO | ETAPAS | FRECUENCIA (Hz) | SEP. DE GAS |
|---------|-----|------------|--------------|--------|-----------------|-------------|
| UIS-21 | ESP | BORETS | 338-2300 | 352 | 63 | SI |
| UIS-35 | ESP | BORETS | 400-1750 | 372 | 54 | SI |
| UIS-38 | ESP | NOVOMET | NB 1100-1800 | 210 | 70 | SI |
| UIS-111 | ESP | BORETS | 400-1050 | 243 | 51,5 | SI |
| UIS-125 | ESP | CENTRILIFT | A177 | 205 | 45 | SI |

Fuente: ECOPETROL S.A. Modificado.

Tabla 8. Información De Las Bombas De Campo Para Pozos Con Sistemas De Levantamiento BM.

| POZO | SLA | TIPO DE UNIDAD | REF. DE LA UNIDAD | SPM | LONG. RECORRIDO (inch) |
|---------|-----|----------------|---------------------------|-----|------------------------|
| UIS-05 | BM | MARK II | M-640D-305-192 | 3,5 | 127,5 |
| UIS-10 | BM | CONVENCIONAL | C-456-256-144a | 4,5 | 105 |
| UIS-14 | BM | ROTAFLEX | Model 900. Recorrido 288" | 2,5 | 124,8 |
| UIS-36 | BM | CONVENCIONAL | C-912-365-192 | 4 | 140 |
| UIS-52 | BM | CONVENCIONAL | C-114D-173-64 | 9 | 54 |
| UIS-109 | BM | ROTAFLEX | Model 1100 Recorrido 306" | 2,8 | 306 |
| UIS-112 | BM | ROTAFLEX | Model 900. Recorrido 288" | 5,2 | 271,5 |
| UIS-136 | BM | ROTAFLEX | Model 1100 Recorrido 306" | 2,3 | 210,7 |

Fuente: ECOPEPETROL S.A. Modificado.

3.1.3 Estados mecánicos de los pozos. En el estado mecánico del pozo se encuentra en detalle información de la tubería de completamiento y producción, peso y las juntas utilizadas, con la finalidad de establecer la distancia entre la cabeza de pozo y puntos clave como la entrada de la bomba y el punto medio de las perforaciones. De igual manera, para los pozos que se encuentran desviados, se cuenta con una data Survey para cada uno, con el fin de especificar en más detalle el completamiento de estos. Para visualizar la data del estado mecánico convencional para cada pozo ir al ANEXO A.

3.1.4 Pruebas PVT. Para realizar una buena caracterización de los fluidos es necesario obtener información correspondiente a estudios PVT de las formaciones productoras del Campo ARGPAZ (Formación C y Formación V); de esta manera se obtendrá una óptima caracterización del crudo y resultados aproximados o precisos calculados por el simulador.

Los datos del análisis PVT para el crudo de la Formación V, fue desarrollado a una temperatura de 186°F a partir de una prueba de Liberación Diferencial evaluada en el punto de burbuja y por debajo de este. A continuación, en la siguiente tabla se presenta los parámetros PVT más relevantes de la Formación V que se tendrán en cuenta para ingresar al simulador.

Tabla 9. Datos PVT Del Crudo De La Formación V.

| PVT FORMACIÓN V @ 186°F | | | | |
|-------------------------|--------------|-------------|---------------------------|----------|
| Presión (psig) | Rs (SCF/STB) | Bo (RB/STB) | Viscosidad Del Crudo (cP) | Factor Z |
| Pb=1.779 | 960 | 1,585 | 0,207 | |
| 1.605 | 881 | 1,546 | 0,218 | 0,824 |
| 1.405 | 759 | 1,485 | 0,228 | 0,834 |
| 1.105 | 598 | 1,404 | 0,256 | 0,857 |
| 800 | 439 | 1,327 | 0,297 | 0,888 |
| 520 | 295 | 1,257 | 0,361 | 0,925 |
| 245 | 158 | 1,187 | 0,452 | 0,962 |
| 0 | 0 | 1,065 | 0,748 | |

Fuente: ECOPETROL S.A. Modificado.

Debido a que en la data suministrada correspondiente a las pruebas PVT no se encontró la perteneciente a la Formación C, se desarrolló un PVT sintético a partir de correlaciones numéricas con las cuales se calculó Rs, Bo y μ_o . Para tal objetivo, se realizó un screening con el fin de seleccionar la correlación que más se ajustara a los datos generales de la formación; a continuación, en la tabla 10 es posible visualizar las principales propiedades de la formación en interés.

Tabla 10. Propiedades De La Formación C.

| PROPIEDADES GENERALES DE LA FORMACIÓN C | |
|---|-------|
| API | 35 |
| SGg | 1,4 |
| Pi (psia) | 3.200 |
| Pb (psia) | 1.550 |
| Te (°F) | 196 |
| Boi (RB/STB) @ 196°F | 1,252 |
| Tsep (°F) | 110 |
| Psep (psia) | 34,7 |
| SGo | 0,85 |

Fuente: ECOPETROL S.A. Modificado.

En base al artículo científico de la SPE-30316 "Pressure-Volume-Temperature Correlations for Heavy and Extra Heavy Oils" desarrollado por Giambattista De

Ghetto, Francesco Paone, y Marco Villa, y a los libros “CORRELACIONES NUMÉRICAS PVT.” del Ingeniero Carlos Banzer y “Equations Of State and PVT Analysis, Second Edition”, se analizó el rango de aplicabilidad de las diferentes correlaciones para determinar las propiedades PVT. A continuación, como ejemplo en la tabla 11 se puede observar los rangos de aplicabilidad para la correlación de KARTOADMODOJO, T. & SCHMIDT, Z. En el ANEXO B se encuentran los rangos, para las correlaciones restantes.

Tabla 11. Rango De Aplicabilidad Correlación De Kartoadmodjo & Schmidt.

| CORRELACIÓN DE KARTOADMODOJO, T. & SCHMIDT, Z. | |
|--|--------------|
| Presión De Burbuja (psia) | 14,7-6.054,7 |
| Te (°F) | 75-320 |
| Boi (RB/STB) | 1,007-2,144 |
| Rsi (SCF/STB) | 0-2.890 |
| API | 14,4-58,9 |
| SGg | 0,379-1,709 |

Fuente: BANZER, Carlos. Correlaciones Numéricas PVT. Edición Preliminar. Maracaibo, Venezuela 1996. Pág. 60.

Al finalizar la comparación entre las características generales de la Formación C y el rango de aplicabilidad de cada una de las correlaciones, se determinó que la correlación de Kartoadmodjo, T. & Schmidt, Z. quien reporta un error del 3%, es la más adecuada para caracterizar las propiedades P.V.T de la Formación C, en la tabla 12 se encuentra el resumen del análisis realizado.

Tabla 12. Screening De Las Correlaciones PVT Aplicado A La Formación C.

| CORRELACIÓN | Pb (psia) | Te (°F) | Boi (RB/STB) | Rsi (SCF/STB) | API | SGg | %Error |
|---------------|-----------|-----------|---------------|---------------|--------|-----------|--------|
| STANDING | APLICA | APLICA | APLICA | NO APLICA | APLICA | NO APLICA | 4.8 |
| LASATER | APLICA | APLICA | NO ESPECÍFICA | APLICA | APLICA | NO APLICA | 3.8 |
| VAZQUEZ | APLICA | NO APLICA | APLICA | APLICA | APLICA | NO APLICA | -0.545 |
| GLASO | APLICA | APLICA | APLICA | APLICA | APLICA | NO APLICA | 1.28 |
| ALMARHOUN | APLICA | APLICA | APLICA | NO APLICA | APLICA | NO APLICA | 0.03 |
| DOKLA | APLICA | APLICA | APLICA | APLICA | APLICA | NO APLICA | 0.45 |
| PETROSKY | NO APLICA | APLICA | APLICA | NO APLICA | APLICA | NO APLICA | -0.17 |
| KARTOADMODOJO | APLICA | APLICA | APLICA | APLICA | APLICA | APLICA | 3.34 |

Una vez seleccionada la correlación más adecuada, se procedió a calcular las propiedades de fluido anteriormente mencionadas. Para la determinación del R_s a diferentes presiones, se tuvo en cuenta que la expresión matemática desarrollada por Kartoadmodjo, se basó en datos experimentales tomados de laboratorio a partir de pruebas de Liberación Instantánea de la cual, por definición, toma en cuenta los resultados obtenidos a presiones iguales o menores que la de saturación para su previa evaluación por medio de la prueba de linealidad o función "Y" ya que, por encima de P_b , R_s será igual a R_{si} .

En base a lo anterior, se desarrolló un perfil de R_s Vs. Presión, partiendo de la ecuación propuesta por Kartoadmodjo, como se muestra a continuación.

$$R_s = C_1 \cdot SG_{gcorr}^{C_2} \cdot P^{\frac{1}{C_4}} \cdot 10^{\frac{C_3 \cdot API}{T_e + 460}}$$

$$SG_{gcorr} = SG_g \cdot \left[1 + \left[0,1595 \cdot API^{0,4078} \cdot T_{sep}^{-0,2466} \cdot \text{Log} \left(\frac{P_{sep}}{114,7} \right) \right] \right]$$

Donde:

R_s : Gas disuelto en petróleo a $P \leq P_b$ $\left(\frac{SCF}{STB} \right)$.

P : Presión de interés $\leq P_b$ (psia).

T_e : Temperatura del yacimiento ($^{\circ}F$).

SG_{gcorr} : Gravedad específica del gas corregida a 100 psig.

SG_g : Gravedad específica del gas sin corregir.

P_{sep} y T_{sep} : Presión y temperatura del separador (psia y $^{\circ}F$).

API : Gravedad del petróleo.

Las constantes C1, C2, C3 y C4 se determinan de acuerdo a la siguiente tabla según la gravedad API del crudo, en el caso en particular de la formación C, el valor de las constantes, corresponde para un crudo de gravedad API mayor a 30.

Tabla 13. Valores De Las Constantes C₁, C₂, C₃ y C₄.

| GRAVEDAD API | C1 | C2 | C3 | C4 |
|--------------|---------|--------|---------|--------|
| ≤ 30 | 0,05958 | 0,7972 | 131,405 | 0,9986 |
| > 30 | 0,0315 | 0,7587 | 11.2895 | 0,9143 |

Fuente: BANZER, Carlos. Correlaciones Numéricas PVT. Edición Preliminar. Maracaibo, Venezuela 1996. Pág 60.

De esta manera reemplazando los valores en las anteriores ecuaciones, se obtiene la siguiente expresión.

$$SG_{gcorr} = 1,4 \cdot \left[1 + \left[0,1595 \cdot 35^{0,4078} \cdot 110^{-0,2466} \cdot \text{Log} \left(\frac{34,7}{114,7} \right) \right] \right]$$

$$SG_{gcorr} = 1,245$$

$$R_s = 0,0315 \cdot 1,245^{0,7587} \cdot p^{\frac{1}{0,9143}} \cdot 10^{\frac{11,2895 \cdot 35}{196+460}}$$

$$R_s = 0,148885248 \cdot p^{1,09373291}$$

A partir de la anterior expresión de R_s , se determina el valor de la solubilidad del gas en el crudo a diferentes presiones, haciendo posible graficar R_s Vs. *Presión*; en la figura 40 se puede observar la gráfica correspondiente.

Figura 40. Rs Vs. Presión Para El PVT Sintético De La Formación C.

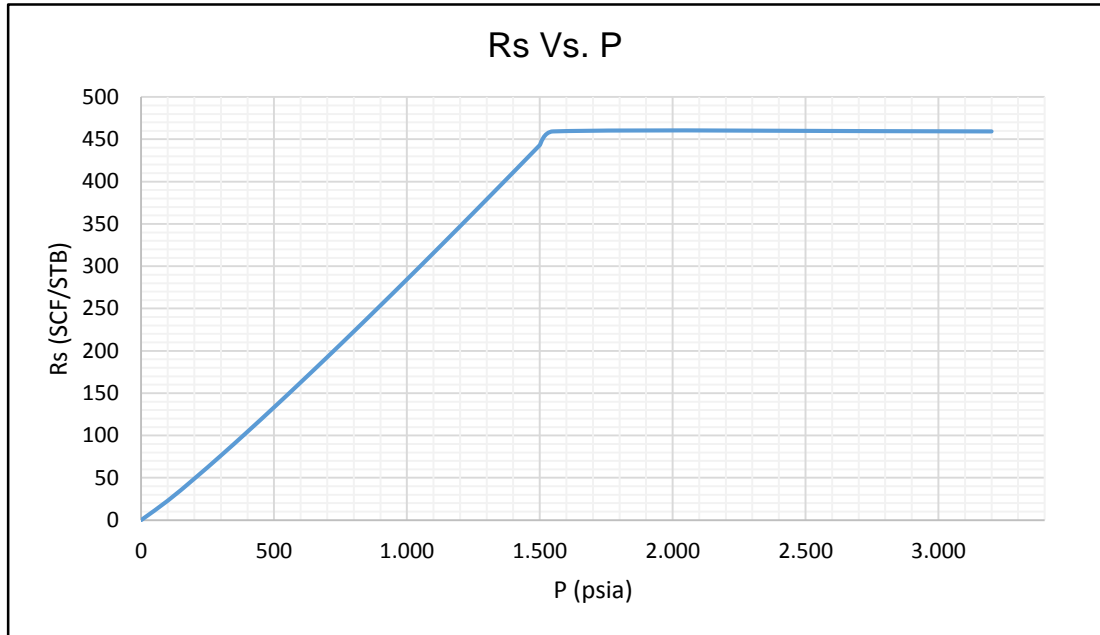


Tabla 14. Tabulación De La Figura 40 (Rs Vs. Presión).

| Presión (psia) | Rs (SCF/STB) |
|----------------|--------------|
| Pi=3.200 | 459,41 |
| Pb=1.550 | 459,41 |
| 1.400 | 411,01 |
| 1.200 | 347,25 |
| 1.000 | 284,47 |
| 800 | 222,86 |
| 600 | 162,7 |
| 400 | 104,42 |
| 200 | 48,93 |
| 0 | 0,00 |

Una vez conocido el valor de R_s a determinadas presiones, el valor del factor volumétrico de formación del petróleo, puede ser hallado mediante la correlación de Kartoadmodjo para dicha propiedad, el cual propone la siguiente ecuación como se muestra a continuación.

$$F = R_s^{0,755} \cdot SG_{gcorr}^{0,25} \cdot SG_o^{-1,5} + (0,45 \cdot T)$$

$$B_o = 0,98496 + (1 \cdot 10^{-4} \cdot F^{1,5})$$

Donde:

B_o : Factor volumétrico del petróleo a $P \leq P_b$ (RB/STB).

R_s : Razón gas disuelto en petróleo a $P \leq P_b$ (SCF/STB).

T : Temperatura del yacimiento ($^{\circ}F$).

SG_{gcorr} : Gravedad específica del gas corregida a 100psig.

SG_o : Gravedad específica del petróleo.

Cabe resaltar que la ecuación anterior solo es válida para calcular el FVF del petróleo en puntos de presiones iguales o menores que la de saturación. A partir de los datos de la formación C (ver tabla 10) y los valores de R_s hallados en la anterior gráfica (ver tabla 14), mediante la expresión anterior se determina el valor de B_o a diferentes presiones, con la finalidad de construir la gráfica de B_o Vs Presión. Reemplazando los valores correspondientes, se obtiene la siguiente expresión. En la figura 41 se puede visualizar la gráfica obtenida B_o Vs. Presión.

$$F = R_s^{0,755} \cdot 1,245^{0,25} \cdot 0,85^{-1,5} + (0,45 \cdot 196)$$

$$F = 1,347919479 \cdot R_s^{0,755} + 88,2$$

$$B_o = 0,98496 + (1 * 10^{-4} * F^{1,5})$$

$$B_o = 0,98496 + (1 * 10^{-4} * (1,347919479 \cdot R_s^{0,755} + 88,2)^{1,5})$$

Figura 41. Bo Vs. Presión Para El PVT Sintético De La Formación C.

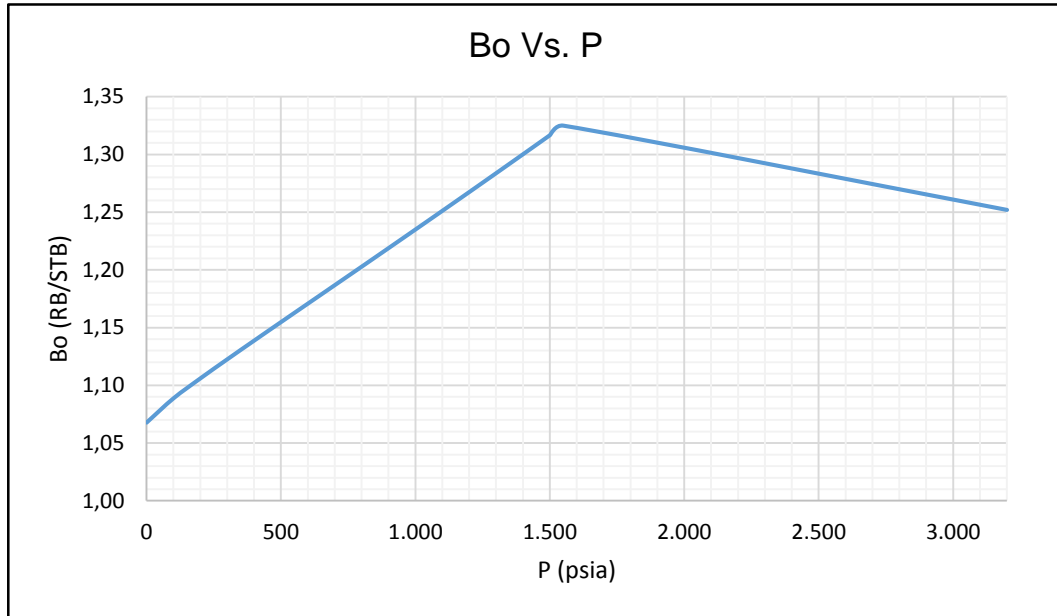


Tabla 15. Tabulación De La Figura 41 (Bo Vs P).

| Presión (psia) | Rs (SCF/STB) | F | Bo (RB/STB) |
|----------------|--------------|--------|-------------|
| PI=3.200 | 459,41 | | 1,252 |
| Pb=1.550 | 459,41 | 226,12 | 1,325 |
| 1.400 | 411,01 | 215,00 | 1,300 |
| 1.200 | 347,25 | 199,84 | 1,267 |
| 1.000 | 284,47 | 184,24 | 1,235 |
| 800 | 222,86 | 168,08 | 1,203 |
| 600 | 162,7 | 151,19 | 1,171 |
| 400 | 104,42 | 133,27 | 1,139 |
| 200 | 48,93 | 113,63 | 1,106 |
| 0 | 0,00 | 88,2 | 1,068 |

Para el cálculo de la viscosidad del crudo, es necesario realizar un screening adicional tal como lo propone el libro en mención. Para ello como en el screening anterior, se evaluó las propiedades generales de la Formación C (ver tabla 10) teniendo en cuenta los rangos de aplicabilidad de cada correlación, seleccionando el modelo matemático que más se aplique a dichas propiedades.

A continuación, como ejemplo en la tabla 16 se puede observar los rangos de aplicabilidad para la correlación de KARTOADMODOJO, T. & SCHMIDT, T. En el ANEXO B se encuentran los rangos para las correlaciones restantes.

Tabla 16. Rango De Aplicabilidad Correlación De Kartoadmodjo & Schmidt.

| CORRELACIÓN DE KARTOADMODOJO, T. & SCHMIDT, Z. | |
|--|-------------|
| Presión Inicial Yaci. (psia) | 15-7.171 |
| Te (°F) | 75-320 |
| Boi (RB/STB) | 1,007-2,144 |
| Rsi (SCF/STB) | 1,2-2.044 |
| API | 14,4-58,9 |
| Visco. Crudo Muerto (cP) | 0,5062-682 |

Fuente: Ghetto, G., Paone, F., & Villa, M. Pressure-Volume-Temperature Correlations for Heavy & Extra Heavy Oils. Society Of Petroleum Engineers. Alberta, Canadá 1995. Pág. 9.

Al finalizar la comparación entre las características generales de la Formación C y el rango de aplicabilidad de cada una de las correlaciones, se determinó que la correlación de Kartoadmodjo, T. & Schmidt, Z., es la indicada para caracterizar la viscosidad del crudo de la Formación C. En la tabla 17 se encuentra la síntesis del análisis realizado.

Tabla 17. Screening De Correlaciones De Viscosidad Aplicado A La Formación C.

| CORRELACIÓN | Pei (psia) | Pb (psi) | Te (°F) | Boi (RB/STB) | Rsi (SCF/STB) | API | SGg |
|----------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|---------------|
| BEAL | NO ESPECÍFICA | NO ESPECÍFICA | APLICA | NO ESPECÍFICA | APLICA | APLICA | NO ESPECÍFICA |
| BEGGS | APLICA | NO ESPECÍFICA | APLICA | NO ESPECÍFICA | APLICA | NO ESPECÍFICA | NO APLICA |
| GLASO | NO ESPECÍFICA | NO ESPECÍFICA | APLICA | NO ESPECÍFICA | NO ESPECÍFICA | APLICA | NO ESPECÍFICA |
| KARTOADMODOJO | APLICA | NO ESPECÍFICA | APLICA | APLICA | APLICA | APLICA | APLICA |
| CHEW & CONELLY | NO ESPECÍFICA | APLICA | APLICA | NO ESPECÍFICA | APLICA | NO ESPECÍFICA | NO ESPECÍFICA |
| VAZQUEZ | APLICA | NO ESPECÍFICA | NO ESPECÍFICA | NO ESPECÍFICA | APLICA | APLICA | NO APLICA |

Una vez seleccionada la correlación adecuada se calculó la viscosidad del crudo a partir de los modelos matemáticos propuestos en el libro de Carlos Banzer; para

ello Kartoadmodjo desarrolla las siguientes ecuaciones con los cuales es posible calcular la viscosidad por encima, en y por debajo del punto de burbuja.

Viscosidad $A P \leq Pb$:

$$\mu_{ob} = -0,06821 + 0,9824 \cdot A + 40,34 \cdot 10^{-5} \cdot A^2$$

$$A = (0,2001 + 0,8428 \cdot 10^{-0,000845 \cdot R_s}) \cdot \mu_{OD@Te}^{0,43+(0,5165 \cdot b)}$$

$$b = 10^{-0,00081 \cdot R_s}$$

Viscosidad $A P > Pb$:

$$\mu_o = 1,00081 \cdot \mu_{o@Pb} + 1,127 \cdot 10^{-3}(P - Pb)(-65,17 \cdot 10^{-4} \cdot \mu_{o@Pb}^{1,8148} + 0,038 \cdot \mu_{o@Pb}^{1,59})$$

Donde:

μ_{ob} : Viscosidad dinámica del crudo a $P \leq Pb$ (cP).

μ_o : Viscosidad dinámica del crudo a $P > Pb$ (cP).

R_s : Gas disuelto en el petróleo a $P \leq Pb$ $\left(\frac{SCF}{STB}\right)$.

μ_{OD} : Viscosidad dinámica del crudo libre de gas @ Patm y 196°F (cP).

Como puede observarse para el cálculo de μ_{ob} , se requiere conocer el valor de la viscosidad del crudo libre de gas a presión atmosférica y temperatura de yacimiento, sin embargo, de la información suministrada por ECOPETROL S.A., se cuenta con 5 pruebas de viscosidad libre de gas a presión atmosférica para el crudo de la Formación C a temperaturas de 86°F y 100°F.

Tabla 18. Pruebas De Viscosidad Libre De Gas Para El Crudo De La Formación C.

| # Prueba | Densidad Del Crudo (gr/cm ³) | | Viscosidad Cinemática Del Crudo (cst) | | Viscosidad Dinámica Del Crudo (cP) | |
|----------|--|---------------|---------------------------------------|---------------|------------------------------------|---------------------------|
| | den 1 @ 86°F | den 2 @ 100°F | VOD 1 @ 86°F | VOD 2 @ 100°F | μ _{OD} 1 @ 86°F | μ _{OD} 2 @ 100°F |
| 1 | 0,84510 | 0,83987 | 4,8700 | 4,5064 | 4,1156 | 3,7848 |
| 2 | 0,82515 | 0,82005 | 4,1900 | 3,8943 | 3,4574 | 3,1935 |
| 3 | 0,85283 | 0,84755 | 3,9900 | 3,6950 | 3,4028 | 3,1317 |
| 4 | 0,81744 | 0,81238 | 4,3700 | 4,0566 | 3,5722 | 3,2955 |
| 5 | 0,82613 | 0,82102 | 5,2900 | 4,8830 | 4,3702 | 4,0091 |

Fuente: ECOPEPETROL S.A. Modificado.

Con el fin de conocer la viscosidad de crudo muerto a temperatura de yacimiento (196°F), se hizo uso de la norma ASTM D-341 la cual, a partir de dos valores de viscosidad cinemática a presión atmosférica y a diferentes temperaturas permite predecir dicha viscosidad a cualquier temperatura requerida; para tal fin, se debe garantizar que los valores de viscosidad cinemática se encuentren en el rango de $2-2 \times 10^7$ cst tal como lo expresa la norma. A continuación, se muestran las expresiones matemáticas propuestas por Kartoadmodjo.

$$B = \frac{\text{Log}(\text{Log}(V_{OD2} + 0,7)) - \text{Log}(\text{Log}(V_{OD1} + 0,7))}{\text{Log}(T_2) - \text{Log}(T_1)}$$

$$\text{Log}(\text{Log}(V_{OD} + 0,7)) = \text{Log}(\text{Log}(V_{OD1} + 0,7)) - B(\text{Log}(T_1) - \text{Log}(T))$$

Donde:

V_{OD} = Viscosidad cinemática @ Patm y °T requerida (cst).

$V_{OD1,2}$ = Viscosidad cinemática @ Patm y $T_{1,2}$ respectivamente (cst).

$T_{1,2}$ = Temperatura de prueba (°R).

Tomando como ejemplo la prueba No. 1, se reemplaza los valores respectivos en las ecuaciones anteriores y se calcula el valor de la viscosidad cinemática a temperatura de yacimiento (196°F).

$$B = \frac{\text{Log}(\text{Log}(4,5064 + 0,7)) - \text{Log}(\text{Log}(4,870 + 0,7))}{\text{Log}(100 + 460) - \text{Log}(86 + 460)}$$

$$B = -1,5837$$

$$\text{Log}(\text{Log}(V_{OD} + 0,7)) = \text{Log}(\text{Log}(16,495 + 0,7)) - (-1,5837) \cdot (\text{Log}(546) - \text{Log}(656))$$

$$V_{OD} = 2,912 \text{ cst @ } 196^{\circ}\text{F y Patm}$$

En la tabla 19 se reportan los resultados obtenidos de la viscosidad cinemática a temperatura de yacimiento para las pruebas restantes.

Tabla 19. Reporte De Viscosidad Cinemática Libre De Gas Para Cada Prueba Del Crudo De La Formación C A Temperatura De Yacimiento.

| # Prueba | Densidad Del Crudo (gr/cm ³) | | Viscosidad Cinemática Del Crudo (cst) | | B | VOD @ 196 (cst) |
|----------|--|---------------|---------------------------------------|---------------|---------|-----------------|
| | den 1 @ 86°F | den 2 @ 100°F | VOD 1 @ 86°F | VOD 2 @ 100°F | | |
| 1 | 0,84510 | 0,83987 | 4,870 | 4,506 | -1,5837 | 2,912 |
| 2 | 0,82515 | 0,82005 | 4,190 | 3,894 | -1,5837 | 2,577 |
| 3 | 0,85283 | 0,84755 | 3,990 | 3,695 | -1,6961 | 2,402 |
| 4 | 0,81744 | 0,81238 | 4,370 | 4,057 | -1,5837 | 2,666 |
| 5 | 0,82613 | 0,82102 | 5,290 | 4,883 | -1,5837 | 3,113 |

Como se observa en la tabla anterior, los valores calculados de viscosidad cinemática libre de gas a 196°F hallada a partir de cada prueba de viscosidad del crudo de la Formación C, no presenta una dispersión notoria, por lo tanto, un promedio de estos puede ser representativo para todo el crudo extraído de la formación.

$$V_{OD} @ 196^{\circ}\text{F y Patm} = \frac{2,912 + 2,577 + 2,402 + 2,666 + 3,113 \text{ (cst)}}{5}$$

$$V_{OD} @ 196^{\circ}\text{F y Patm} = 2,734 \text{ cst}$$

Luego, es necesario convertir la viscosidad cinemática a viscosidad dinámica ya que esta es requerida en cP para el cálculo de μ_{ob} . Para ello, del libro de Carlos Banzer anteriormente mencionado, se usó la siguiente expresión matemática que permite determinar a la temperatura requerida la viscosidad dinámica (cP) en base a la viscosidad cinemática (cst) y densidad del fluido (grm/cm^3).

$$\rho_{01} = 1 \cdot SG_o$$

$$\rho_{O @ 196^\circ F} = \rho_{01} \cdot (1,022 - 0,000378 \cdot T)$$

$$\mu_{OD @ 196^\circ F} = V_{OD @ 196^\circ F} \cdot \rho_{O @ 196^\circ F}$$

Donde:

$\mu_{OD @ 196^\circ F}$: Viscosidad dinámica libre de gas a $196^\circ F$ (cP).

$V_{OD @ 196^\circ F}$: Viscosidad cinemática libre de gas a $196^\circ F$ (cts).

ρ_{01} : Densidad del aceite a condiciones normales (grm/cm^3).

$\rho_{O @ 196^\circ F}$: Densidad del aceite a $196^\circ F$ (grm/cm^3).

T : Temperatura requerida ($^\circ F$).

Remplazando valores en las expresiones anteriores, se obtiene el valor de la viscosidad dinámica del crudo libre de gas a temperatura de yacimiento.

$$\rho_{01} = 1 \text{ grm}/\text{cm}^3 \cdot 0,85$$

$$\rho_{01} = 0,85 \text{ grm}/\text{cm}^3$$

$$\rho_{O @ 196^\circ F} = 0,85 \text{ grm}/\text{cm}^3 \cdot (1,022 - 0,000378 \cdot 196)$$

$$\rho_{O @ 196^\circ F} = 0,8057 \text{ grm}/\text{cm}^3$$

$$\mu_{OD @ 196^\circ F} = 2,734 \text{ cst} \cdot 0,8057 \text{ grm}/\text{cm}^3$$

$$\mu_{OD @ 196^\circ F} = 2,2027 \text{ cP}$$

Por último, a partir de los modelos matemáticos propuestos por Kartoadmodjo, se calculó la viscosidad del crudo por encima, en y por debajo del punto de burbuja a la temperatura de 196°F. En la figura 42 se puede observar la gráfica correspondiente.

Figura 42. μ_o Vs. Presión Para El PVT Sintético De La Formación C.

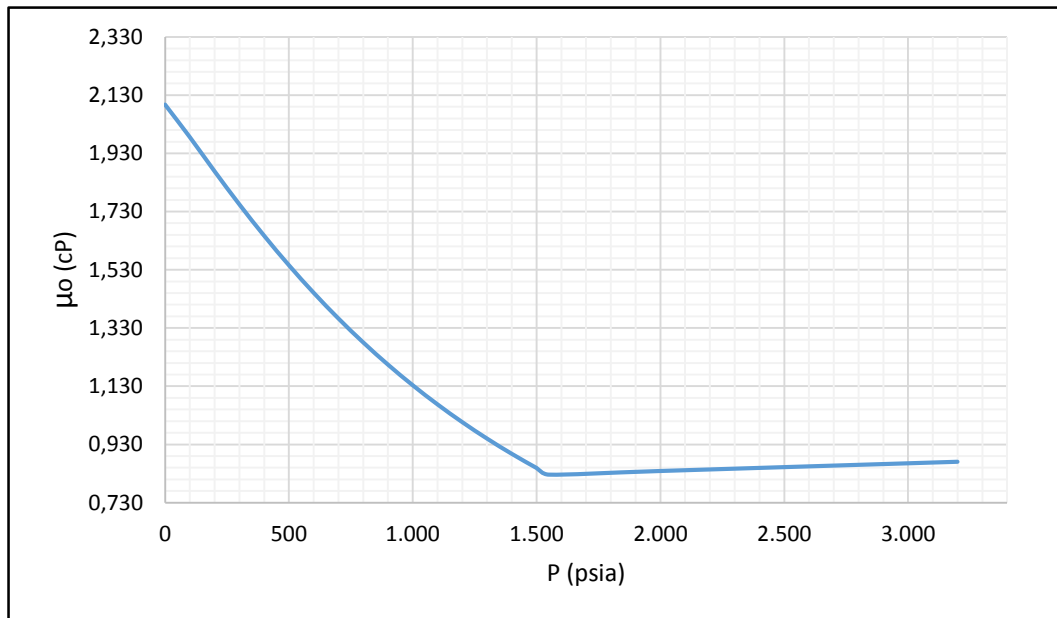


Tabla 20. Tabulación De La Figura 42 (μ_o Vs. Presión).

| Presión (psia) | Rs (SCF/STB) | b | A | Visc. Oil (cP) |
|----------------|--------------|--------|-------|----------------|
| Pi=3.200 | 459,41 | | | 0,870 |
| 3.000 | 459,41 | | | 0,865 |
| 2.000 | 459,41 | | | 0,838 |
| Pb=1.550 | 459,41 | 0,4245 | 0,910 | 0,826 |
| 1.400 | 411,02 | 0,4646 | 0,983 | 0,897 |
| 1.200 | 347,25 | 0,5233 | 1,093 | 1,006 |
| 1.000 | 284,47 | 0,5883 | 1,222 | 1,133 |
| 800 | 222,86 | 0,6599 | 1,372 | 1,280 |
| 600 | 162,70 | 0,7383 | 1,545 | 1,451 |
| 400 | 104,42 | 0,8230 | 1,744 | 1,647 |
| 200 | 48,93 | 0,9128 | 1,969 | 1,868 |
| 0 | 0,00 | 1 | 2,202 | 2,097 |

3.1.5 Datos de las líneas de flujo. A partir de la información suministrada por Ecopetrol, se usó los reportes de elevación del terreno asignados en los estados mecánicos, determinando así la diferencia de elevación entre los diversos elementos que componen la red de recolección. En el ANEXO C se podrá constatar dicha data.

3.2 DESARROLLO DEL MODELO DE SUBSUELO Y RED EN UN SOFTWARE ESPECIALIZADO

Una vez finalizada la recopilación y validación de la información suministrada, se inicia el montaje de los datos en el Software Especializado con el propósito de dar comienzo a la evaluación de las condiciones de operación actual de los pozos asociados al Campo ARGPAZ y líneas de flujos.

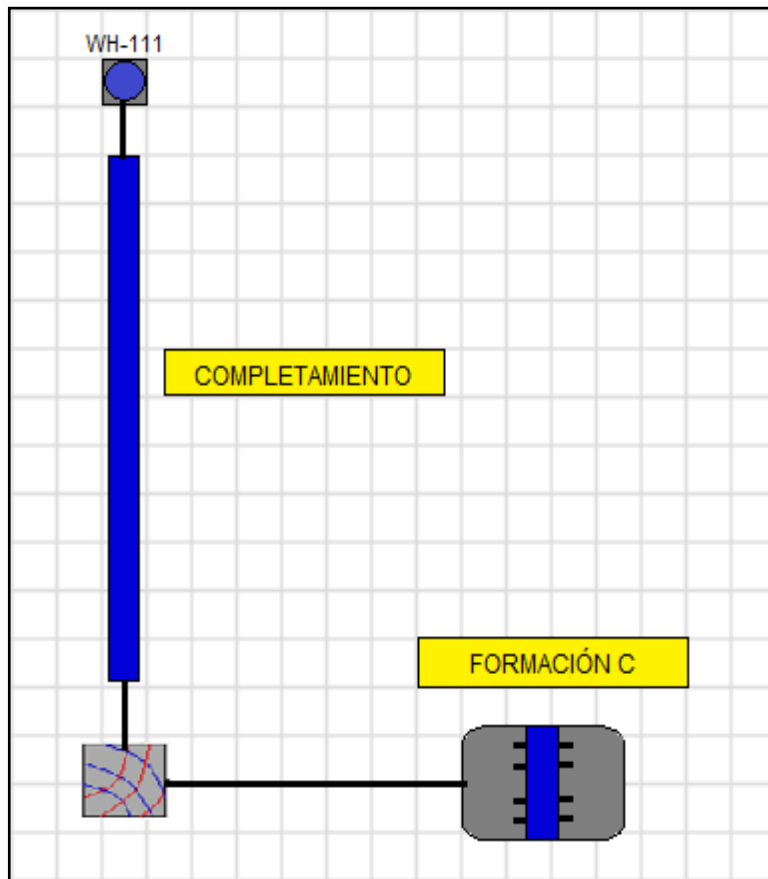
En primera instancia, se realiza para cada pozo un modelo de subsuelo en el cual se reproduce los estados actuales de operación de estos; dichas condiciones actuales son plasmadas en un archivo de reporte para facilitar su análisis. De igual manera, cada modelo de subsuelo creado, permitirá ser importado una vez que se haya creado la red, facilitando el proceso y secuencia del estudio, cuando se desee proceder a la representación actual de la malla de superficie en sus condiciones actuales.

De esta manera habiendo creado los modelos de pozos, se prosigue con la creación de la malla de superficie con su data respectiva como distancias, elevaciones, diámetros ID, y demás accesorios e información requerida para su montaje.

3.2.1 Modelo de subsuelo. Se inició con el desarrollo del montaje de modelo de subsuelo para los pozos con la data correspondiente y pertinente, teniendo en cuenta los diferentes procesos y ajustes adecuados que se debe realizar para adaptar dicho modelo a sus condiciones actuales. Para ello se tomó como ejemplo el pozo UIS-111.

3.2.1.1 Modelo de pozo. En esta parte se procede a la construcción y representación del modelo pozo.

Figura 43. Modelo De Pozo UIS-111



Fuente: Software Especializado. Modificado.

3.2.1.2 Datos de yacimiento. La información requerida por el software en esta sección es necesaria para la construcción del IPR del pozo. Para ello, el simulador nos ofrece diferentes modelos de flujo que, dependiendo de las características del yacimiento y de la información suministrada, se selecciona la que más se ajuste a las condiciones de producción actual. Los datos necesarios a ingresar, constan de la presión estática, temperatura de yacimiento y selección del modelo de flujo (IPR). Los datos referentes a la presión estática actual de cada pozo y su respectiva temperatura en fondo de pozo, se encuentran en el ANEXO D.

Figura 44. Datos De Yacimiento Del Pozo UIS-111.

| Propiedades De Yacimiento | | | |
|---------------------------|--------|-----------------|---|
| Datos de Yacimiento | | Modelo IPR | |
| Pestática (psia) | 1889.7 | Ecua. Fetkovich | 🏠 |
| °Tyacimiento (°F) | 196 | | |
| AOF | | Bls/día | |
| Esponente n | | | |
| | | | → |

Fuente: Software Especializado. Modificado.

3.2.1.3 Selección del IPR. Para la construcción del modelo de simulación, se seleccionó el método de IPR de Pudjo Sukamo, puesto que dicho método tiene en cuenta la densidad de perforaciones, obteniéndose de esta manera datos más precisos. Sin embargo, este método de IPR no está en la base de datos del simulador, por lo cual se realizó una modificación al método de Fetkovich partiendo del modelo IPR de Pudjo Sukamo.

Para construir el modelo de Fetkovich teniendo en cuenta los TPP se utiliza la ecuación desarrollada por Pérez & Kelkar¹⁴, la cual está en función de las constantes a_0, a_1 y a_2 , estas dependen de la densidad, radio y técnica de cañoneo. A continuación, se muestra la ecuación de los Autores citados anteriormente.

$$\frac{Q}{Q_{(max)}} = a_0 + a_1 \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right) + a_2 \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right)^2$$

Q : Caudal de fluido (Bls/día).

$Q_{(max)}$: Caudal máximo de producción sin perforaciones (Bls/día).

P_{wf} : Presión de fondo fluyendo (psia).

P_s : Presión estática (psia).

a_0, a_1, a_2 : Constantes en función del radio y técnica de cañoneo.

Con la finalidad de describir el proceso mediante el cual se construyó el IPR para cada pozo, se tomará como ejemplo el pozo UIS-111. La información necesaria para la construcción del IPR a partir de la anterior ecuación es la siguiente.

- Técnica de cañoneo (Overbalance, Underbalance).
- Densidad de cañoneo (TPP).
- Radio de los perforados (R_p).
- Presión estática del pozo.
- Tasa de producción a determinada presión de fondo fluyente.

Teniendo en cuenta el radio de los perforados, técnica y densidad de cañoneo, se determina los valores de las constantes a_0, a_1 y a_2 en base a la tabla 21 y 22.

¹⁴ PEREZ, G and KELKAR, B. A New Method to Predict Two Phase Pressure Drop Across Perforations. SPE-PE, February 1991, pág. 93-101.

Tabla 21. Constantes Para Calculo De IPR Según Técnica De Cañoneo Overbalance.

| OVERBALANCE | | | | |
|-------------|-------|---------|---------|----------|
| TPP | Rp | a0 | a1 | a2 |
| 2 | > 0.3 | 0,6171 | 0,26632 | -0,86983 |
| 4 | > 0.3 | 0,77503 | 0,12529 | -0,87781 |
| 8 | > 0.3 | 0,87333 | 0,10715 | -0,98364 |
| 12 | > 0.3 | 0,90482 | 0,08881 | -0,96534 |
| 16 | > 0.3 | 0,91995 | 0,08072 | -0,97117 |

Fuente: PEREZ, G and KELKAR, B. A New Method to Predict Two Phase Pressure Drop Across Perforations. SPE-PE, February 1991. Modificado.

Tabla 22. Constantes Para Calculo De IPR Según Técnica De Cañoneo Underbalance.

| UNDERBALANCE | | | | |
|--------------|-------|---------|---------|----------|
| TPP | Rp | a0 | a1 | a2 |
| 2 | ≤ 0.3 | 0,33247 | 0,20784 | -0,52487 |
| 4 | ≤ 0.3 | 0,57857 | 0,09956 | -0,65332 |
| 8 | ≤ 0.3 | 0,73507 | 0,11547 | -0,82687 |
| 12 | ≤ 0.3 | 0,79505 | 0,14935 | -0,91988 |
| 16 | ≤ 0.3 | 0,83925 | 0,12038 | -0,93283 |

Fuente: PEREZ, G and KELKAR, B. A New Method to Predict Two Phase Pressure Drop Across Perforations. SPE-PE, February 1991. Modificado.

Para el caso del pozo UIS-111 los parámetros técnicos fueron los siguientes.

Tabla 23. Parámetros Técnicos UIS-111.

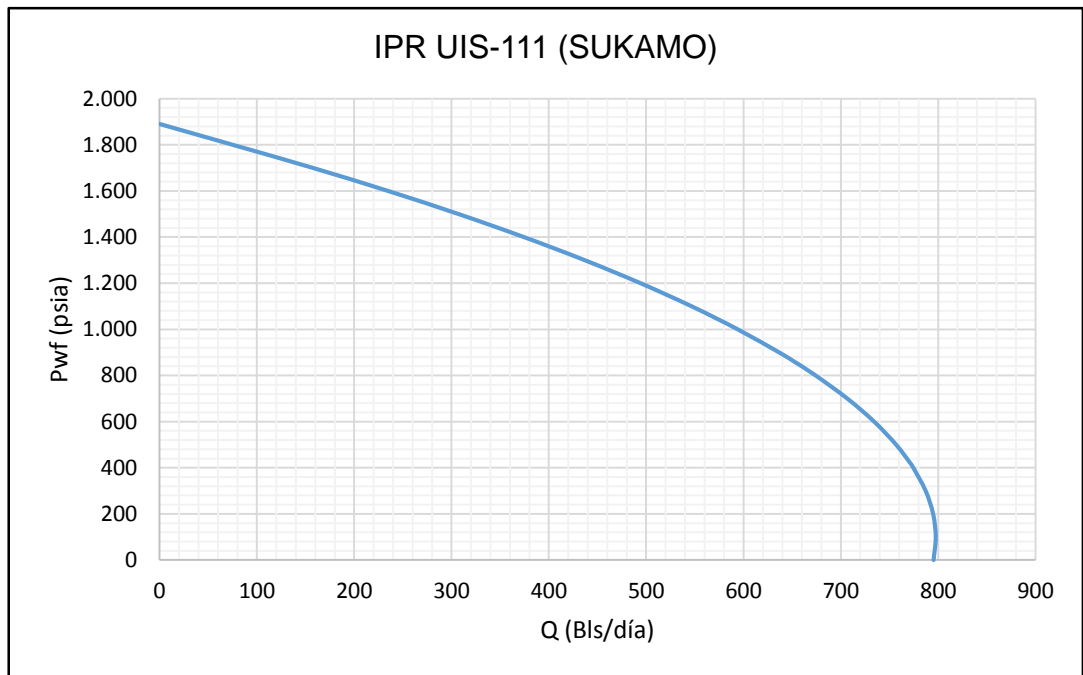
| UIS-111 | |
|--------------------|-------------|
| Pe (psia) | 1.889,70 |
| Pwf (psia) | 422,3 |
| Q (Bls/día) | 771 |
| TPP | 6 |
| Rp (inch) | > 0,3 |
| Tecnica De Cañoneo | Overbalance |
| a0 | 0,83506 |
| a1 | 0,09408 |
| a2 | -0,93268 |

Una vez determinada las constantes del método de Sukamo y reemplazados los datos en la ecuación, es generada una expresión en la cual el caudal es función de la presión de fondo, para el caso del pozo UIS 111 al reemplazar los valores (Tabla 23) de las variables, se obtiene la siguiente expresión.

$$Q = 952,46 \cdot \left[0,83506 + 0,09408 \left(\frac{P_{wf}}{1.889,7} \right) - 0,93268 \left(\frac{P_{wf}}{1.889,7} \right)^2 \right]$$

A partir de la anterior expresión, se grafica el comportamiento de la producción respecto a la presión de fondo fluyendo con la finalidad de calcular el potencial de producción del pozo como se muestra en la figura 45.

Figura 45. IPR UIS-111 (SUKAMO).



A continuación, del IPR generado se seleccionan dos puntos de presión y caudal teniendo en cuenta el reporte de producción como se muestra en la tabla 24, con el propósito de calcular los parámetros C y n para el modelo de Fetkovich.

Tabla 24. Reporte Pwf Vs. Q Del Pozo UIS-111 (SUKAMO).

| Q (Bls/día) | Pwf (psia) |
|-------------|------------|
| 795,3 | 0 |
| 794,9 | 200 |
| 774,5 | 400 |
| 771 | 422,3 |
| 756,9 | 500 |
| 734,2 | 600 |
| 674,1 | 800 |
| 593,9 | 1.000 |
| 494,1 | 1.200 |
| 374,2 | 1.400 |
| 234,4 | 1.600 |
| 74,7 | 1.800 |
| 0 | 1.889,70 |

| Test Point 1 | |
|--------------|-------|
| Q (Bls/día) | 771 |
| Pwf (psia) | 422,3 |

| Test Point 2 | |
|--------------|-------|
| Q (Bls/día) | 756,9 |
| Pwf (psia) | 500 |

Teniendo en cuenta los tests points seleccionados y usando la ecuación de Fetkovich, el procedimiento para el cálculo de n y C es el siguiente.

- Se determinan las expresiones matemáticas para los puntos 1 y 2.

$$\text{Punto 1: } Q_1 = C(P_{e1}^2 - P_{wf1}^2)^n$$

$$\text{Punto 2: } Q_2 = C(P_{e2}^2 - P_{wf2}^2)^n$$

- Reemplazando los valores correspondientes en cada ecuación, se divide la ecuación del punto 1 y el punto 2. Por último, se aplica logaritmo a la igualdad despejando el término n y obteniendo su respectivo valor.

$$\text{Punto 1: } 771 = C(1.889,7^2 - 422,3^2)^n$$

$$\text{Punto 2: } 756,9 = C(1.889,7^2 - 500^2)^n$$

$$\frac{771}{756,9} = \frac{C(1.889,7^2 - 422,3^2)^n}{C(1.889,7^2 - 500^2)^n}$$

$$\text{Log} \left(\frac{771}{756,9} \right) = \text{Log} \left(\frac{(1.889,7^2 - 422,3^2)^n}{(1.889,7^2 - 500^2)^n} \right)$$

$$\text{Log} \left(\frac{771}{756,9} \right) = \text{Log} \left(\frac{3.392.628,8}{3.320.966,09} \right)^n$$

$$n = \frac{\text{Log} \left(\frac{771}{756,9} \right)}{\text{Log} \left(\frac{3.392.628,8}{3.320.966,09} \right)}$$

$$n = 0,864534$$

- Finalmente se reemplaza en cualquiera de las expresiones matemáticas el valor de n y se despeja el término C obteniendo su valor.

$$771 = C(1.889,7^2 - 422,3^2)^{0,864534}$$

$$C = \frac{771}{(1.889,7^2 - 422,3^2)^{0,864534}}$$

$$C = 0,001742544$$

Luego de determinar los parámetros n y C , por medio del modelo de Fetkovich se grafica el comportamiento de producción.

Figura 46. IPR UIS-111 (FETKOVICH).

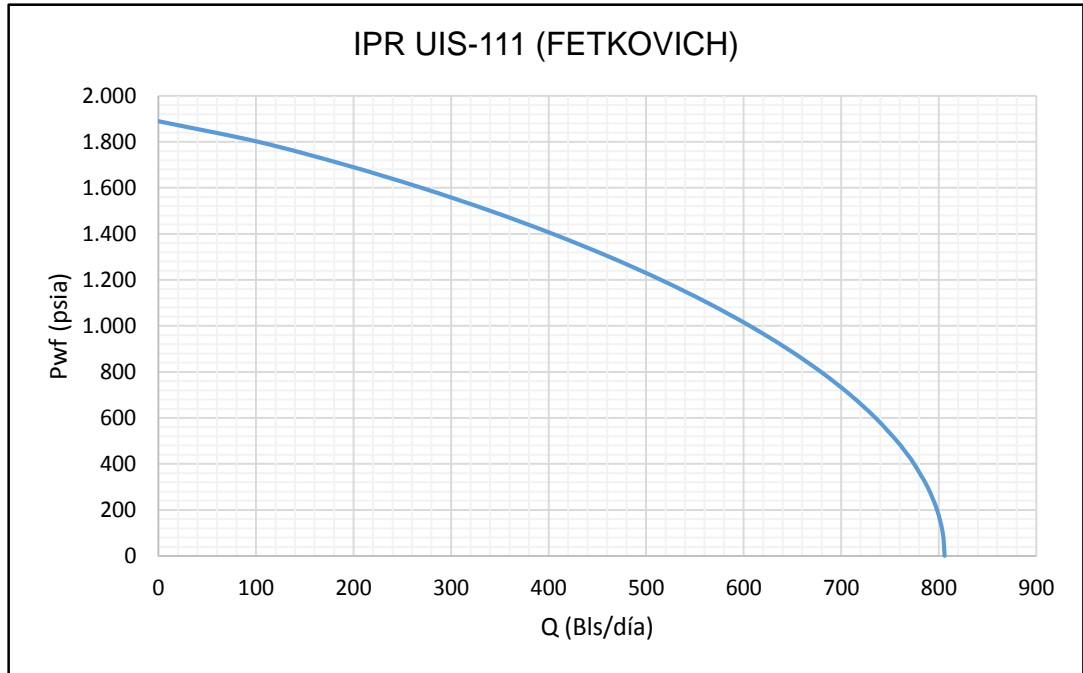


Tabla 25. Reporte Q Vs. Pwf Del Pozo UIS-111 (FETKOVICH).

| Q(Bls/día) | Pwf (psia) |
|------------|------------|
| 806,02 | 0 |
| 798,19 | 200 |
| 774,61 | 400 |
| 735,07 | 600 |
| 679,15 | 800 |
| 606,20 | 1.000 |
| 515,14 | 1.200 |
| 404,18 | 1.400 |
| 269,84 | 1.600 |
| 102,46 | 1.800 |
| 0 | 1.890 |

Con el propósito de corregir los valores de los parámetros C y n , en base al reporte de la tabla 25, se procede a realizar una gráfica logarítmica $\text{Log}(Q)$ Vs. $\text{Log}(P_e^2 - P_{wf}^2)$, obteniendo de esta manera una línea recta en la cual n es la pendiente y C equivale a la potencia de base diez del corte con el eje “y” (10^b), como se muestra en la figura 47.

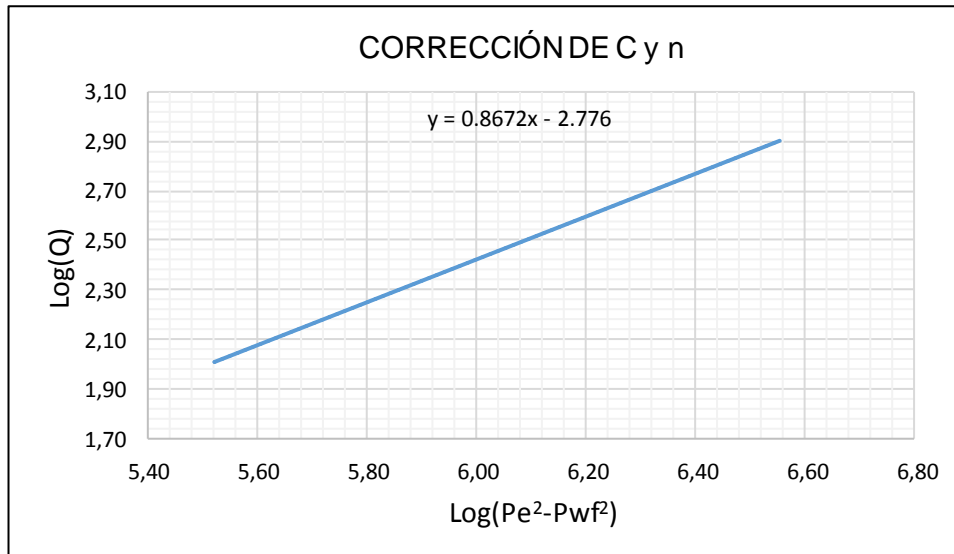
$$Q = C(P_e^2 - P_{wf}^2)^n$$

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

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

$$y = b + mx$$

Figura 47. Gráfica Log-Log Para Determinar C y n Corregidos.



| | |
|---------------|-----------|
| <i>C corr</i> | 0,0016749 |
| <i>n corr</i> | 0,8672 |

Finalmente, se construye la gráfica IPR correspondiente al modelo de Fetkovich corregido como se muestra en la figura 48, con el propósito de hallar el AOF el cual será ingresado al simulador junto con el valor del exponente n corregido. Las gráficas de IPR correspondientes a los demás pozos, se encuentran en el ANEXO E.

Tabla 26. Reporte Q Vs. Pwf Del Pozo UIS-111 (FETKOVICH CORREGIDO).

| Q (Bls/día) | Pwf (psia) |
|-------------|------------|
| 806,04 | 0 |
| 798,61 | 200 |
| 775,02 | 400 |
| 735,45 | 600 |
| 679,50 | 800 |
| 606,51 | 1.000 |
| 515,40 | 1.200 |
| 404,38 | 1.400 |
| 269,97 | 1.600 |
| 102,51 | 1.800 |
| 0 | 1.889,7 |

Figura 48. IPR Modelo De Fetkovich Corregido.

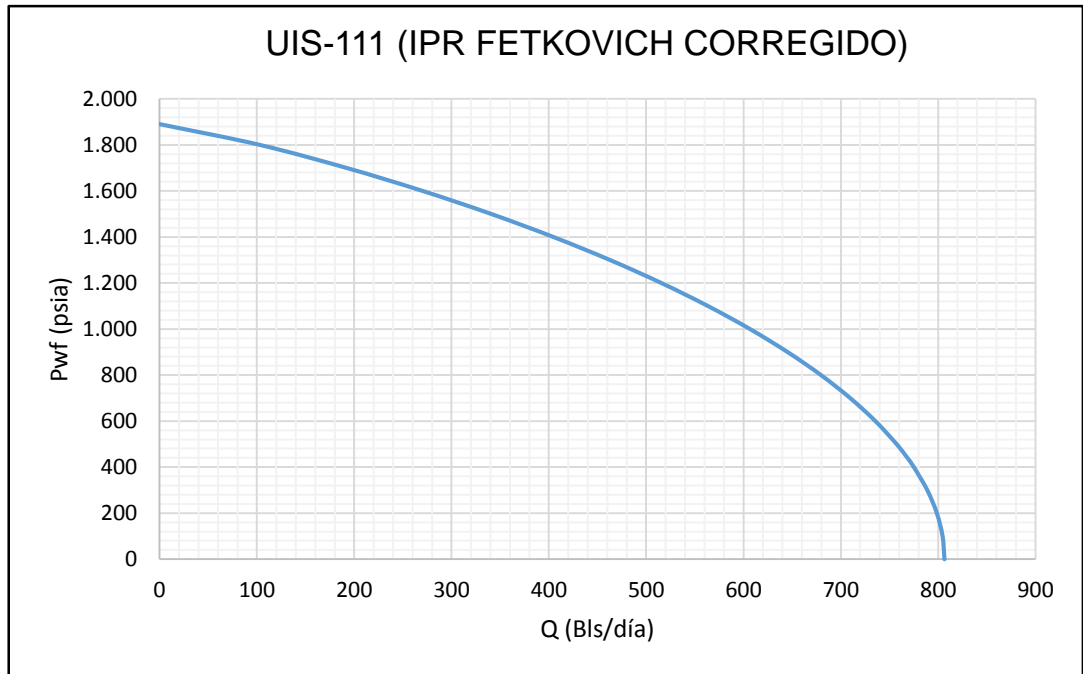



Figura 49. Ingreso de AOF y n Al simulador.

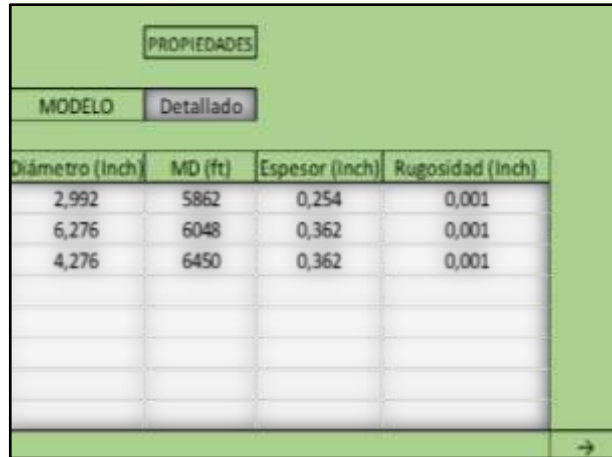
| Propiedades De Yacimiento | | | |
|-------------------------------|---------|--|--|
| Datos de Yacimiento | | Modelo IPR | |
| P _{estática} (psia) | 1889.7 | Ecu. Fetkovich  | |
| °T _{yacimiento} (°F) | 196 | | |
| AOF | 806.041 | Bls/día | |
| Esponente n | 0.8672 | | |
| → | | | |

Fuente: Software Especializado. Modificado.

3.2.1.4 Datos de completamiento. Corresponde al ingreso de la data referente a los estados mecánicos de los pozos. Esta data consta de las longitudes para cada una de las tuberías, perfil geotérmico, diámetros de tubing, casing, liner presentes, Survey e información concerniente al equipo de sistema de levantamiento artificial.

En la pestaña “Configuración de la tubería” se ingresa la profundidad y diámetro interno correspondiente a cada tubería instalada en el completamiento, teniendo en cuenta que para el software la profundidad del ultimo revestimiento será igual a la PMP y la profundidad del tubing de producción equivaldrá al INTAKE de la bomba.

Figura 50. Datos De La Información Del Estado Mecánico Del Pozo UIS-111.



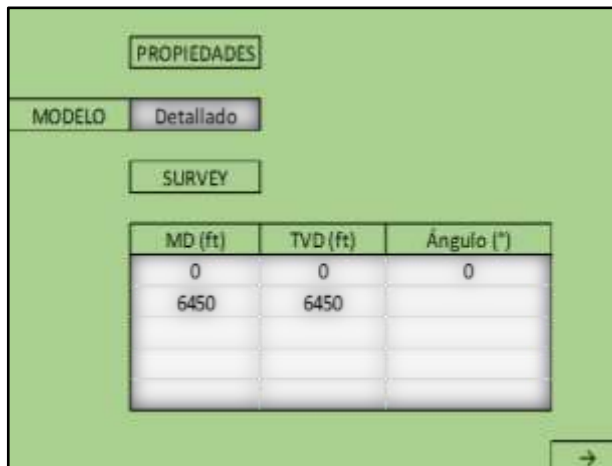
The screenshot shows a software window titled "PROPIEDADES" with a sub-tab "MODELO" set to "Detallado". Below this is a table with four columns: "Diámetro (Inch)", "MD (ft)", "Espesor (Inch)", and "Rugosidad (Inch)". The table contains three rows of data.

| Diámetro (Inch) | MD (ft) | Espesor (Inch) | Rugosidad (Inch) |
|-----------------|---------|----------------|------------------|
| 2,992 | 5862 | 0,254 | 0,001 |
| 6,276 | 6048 | 0,362 | 0,001 |
| 4,276 | 6450 | 0,362 | 0,001 |

Fuente: Software Especializado. Modificado

En la primera pestaña “Perfil De Desviación” se ingresa la información correspondiente a la desviación del pozo dependiendo si este es vertical o desviado. Dado el caso que sea desviado, no es el caso para el pozo UIS-111, se ingresa el Survey reportado junto a los estados mecánicos. En base al pozo tomado como ejemplo (UIS-111), se ingresa el valor de la profundidad a la que esta cabeza de pozo (0 ft) y la profundidad a la que se encuentra los intervalos cañoneados (PMP).

Figura 51. Datos Survey Del Pozo UIS-111.



The screenshot shows a software window titled "PROPIEDADES" with a sub-tab "MODELO" set to "Detallado". Below this is a sub-tab "SURVEY" and a table with three columns: "MD (ft)", "TVD (ft)", and "Ángulo (°)". The table contains two rows of data.

| MD (ft) | TVD (ft) | Ángulo (°) |
|---------|----------|------------|
| 0 | 0 | 0 |
| 6450 | 6450 | |

Fuente: Software Especializado. Modificado.

En la pestaña de “Perfil Geotérmico”, se ingresan los datos correspondientes a la temperatura promedio del medio ambiente y fondo de pozo (BHT); en este caso por recomendación de ECOPETROL S.A., la temperatura ambiente del Campo ARGPAZ está alrededor de los 90°F.

Inicialmente por default el valor del coeficiente de transferencia de calor es de $2 \frac{BTU}{hr \cdot ft^2 \cdot ^\circ F}$, sin embargo, como este es un dato no medido en campo, mediante iteraciones se modifica dicho valor para lograr un ajuste y/o calibración de la temperatura medida en cabeza de pozo (WHT).

Figura 52. Datos Del Registro Geotérmico Del Pozo UIS-111.

| PROPIEDADES | | |
|-------------------|-------------|----------------------|
| MODELO | Detallado | |
| Perfil Geotérmico | | |
| MD (ft) | T Amb. (°f) | Valor U (Btu/hr/ft2) |
| 0 | 90 | 2 |
| 6450 | 196 | 2 |
| | | |
| | | |

Fuente: Software Especializado. Modificado.

La ultima pestaña “Equipo De Fondo” correspondiente al ingreso de la data del sistema de levantamiento artificial con la cual opera el pozo. En esta se selecciona el tipo de levantamiento artificial y se ingresa la información concerniente a la profundidad de asentamiento de la bomba de subsuelo (INTAKE) y propiedades de esta.

Figura 53. Datos Del Sistema De Levantamiento Artificial Del Pozo UIS-111.

| Equipo Fondo | | |
|--------------|---------|-------------|
| Equipo | MD (ft) | Propiedades |
| Bomba ESP | 5862 | Abrir |
| | | |
| | | |
| | | |
| | | |

Fuente: Software Especializado. Modificado.

Como el pozo UIS-111 cuenta con una BES, se ingresa los datos respectivos a propiedades de la bomba tales como el fabricante, el modelo, frecuencia de operación, numero de etapas, y eficiencia volumétrica de la bomba, y para el caso que tuviera separador de gas, se tiene en cuenta para este una eficiencia del 80% por default.

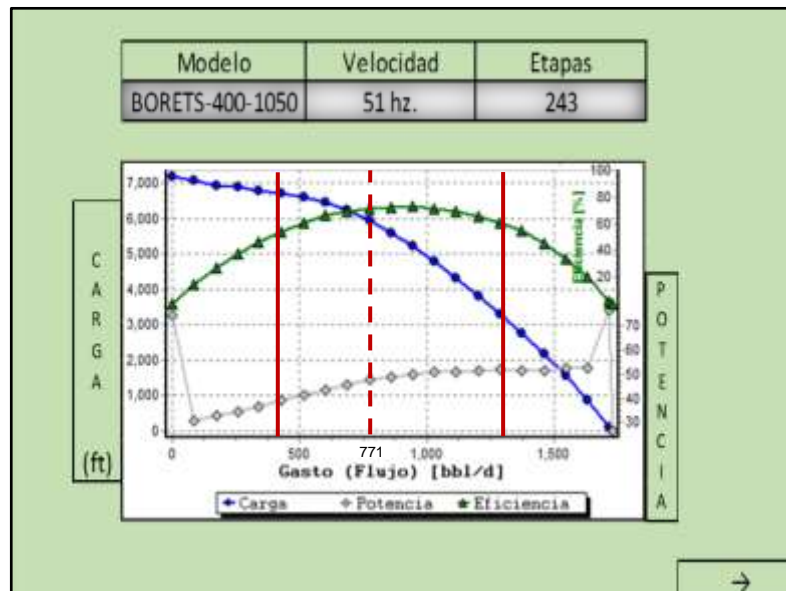
Dentro del menú, el Software Especializado ofrece las curvas de operación de la bomba, la cual es de utilidad para el respectivo análisis de las condiciones de operación de esta.

Figura 54. Datos De La Bomba Del SLA Del Pozo UIS-111.

| Propiedades Generales | | |
|-----------------------|----------|----------|
| Tipo | BES | |
| DISEÑO | | |
| Fabricante | BORETS | |
| Modelo | 400-1050 | |
| Velocidad | 51,5 | |
| Etapas | 243 | |
| Factor Carga | 1 | |
| Diámetro | 4 | Inch. |
| Gasto | 400 | bls/dia. |
| Gasto Máximo | 1300 | bls/dia. |
| Vel.Base | 60 | Hz |

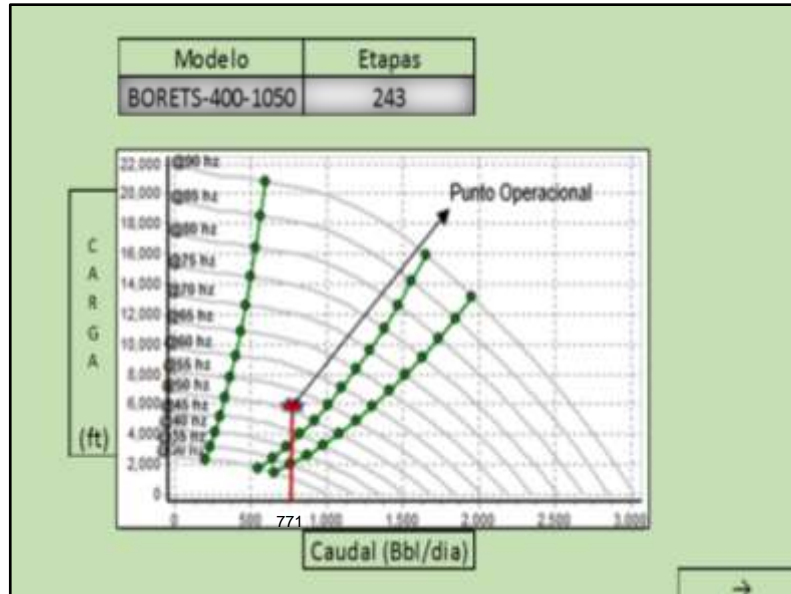
Fuente: Software Especializado. Modificado.

Figura 55. Curvas De Desempeño De La Bomba Del Pozo UIS-111.



Fuente: Software Especializado. Modificado.

Figura 56. Curvas De Velocidades De La Bomba Del Pozo UIS-111.



Fuente: Software Especializado. Modificado.

3.2.2 Ajuste del modelo de subsuelo.

3.2.2.1 Ajuste de la correlación de flujo multifásico vertical. El Software Especializado ofrece la mayoría de correlaciones de flujo multifásico actuales tanto empíricas como mecánicas, es por ello que, mediante los datos medidos en pozo, se ajusta la correlación de flujo vertical tomando en cuenta los rangos de aplicabilidad en el que converge cada correlación (ver tabla 28). Según Rai R. en 1989 realizó un estudio en el cual concluyó que “las correlaciones que más se ajustan al flujo vertical son: Hagedorn and Brown, Beggs and Brill, Aziz Govier y Orkiszewski respectivamente”¹⁵.

En el caso del pozo UIS-111, tomando como base los parámetros de operación requeridos para el screening (ver tabla 27) y selección de la correlación de flujo

¹⁵ Cruz, E. Estudio De Las Caídas De Presión De Mezclas De Hidrocarburos A Través De Restricciones Y Expansiones En Tuberías. Ciudad de México (2010). Pág 111-116.

vertical, el modelo que más se ajustó fue la de *Hagedorn & Brown*, en donde *Q*, *Pyto*, *PIP* y *WHP* generados por la corrida, también influyeron en la elección.

Tabla 27. Parámetros Para Selección De Correlación De Flujo Vertical Del Pozo UIS-111.

| POZO UIS-111 | |
|---------------|-------|
| Q (Bls/día) | 771 |
| GLR (SCF/STB) | 13,62 |
| ID (inch) | 2,992 |
| API | 32,73 |
| BSW (%) | 93 |

Tabla 28. Screening Para Selección Adecuada De La Correlación De Flujo Vertical Para El Pozo UIS-111.

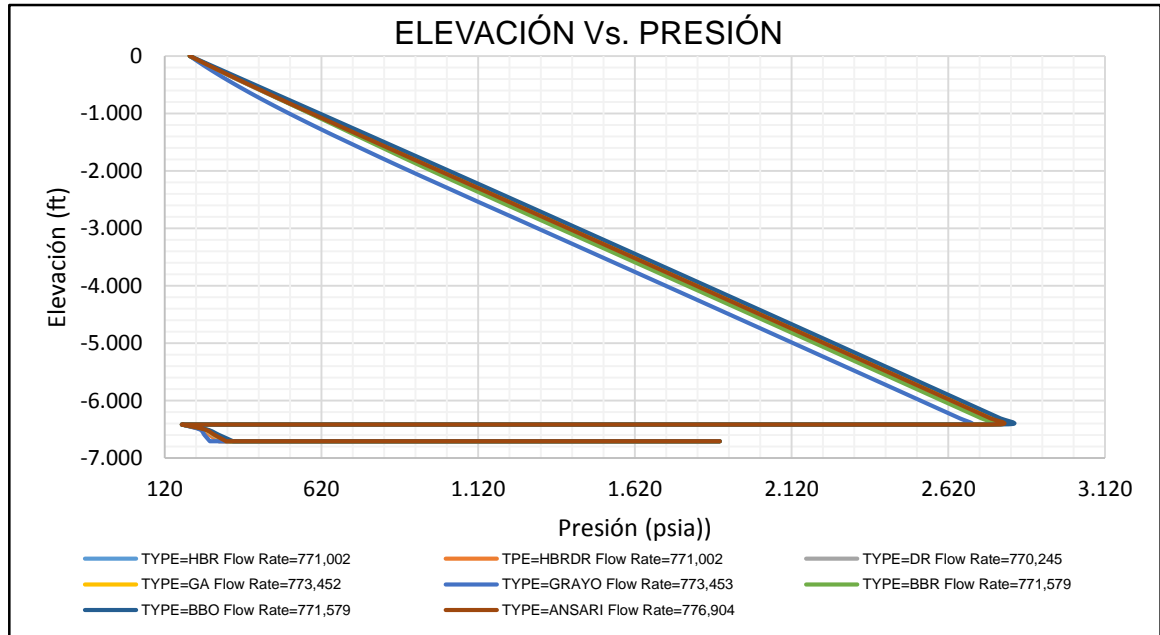
| Correlaciones De Flujo Multifásico Vertical | | | | | |
|---|--------------|---------------|--------------|-------|--------------|
| Correlación De Flujo | Q (Bls/día) | GLR (SCF/STB) | ID (inch) | API | Cw (%) |
| Ansari | 0-27.000 | | 1-7 | | |
| Beggs & Brill Original | 0-1.029 | < 5.000 | ≤ 2,441 | 18-34 | > 10% |
| Beggs & Brill Revised | 0-1.029 | < 5.000 | ≤ 2,441 | 18-34 | > 10% |
| Duns & Ros | 15-377 | ≤ 1.000 | 1,26-5,6 | 13-56 | < 10% |
| Govier, Aziz & Fogarasi | 377-1.006 | 5.000-80.000 | 2,441-2,992 | | < 10% |
| Gray Original | | < 5.000 | < 3,5 | | |
| Hagedorn & Brown | 30-1.680 | 0-3.270 | Amplio Rango | 32-46 | Amplio Rango |
| Mukherjee & Brill | 15-377 | | 1,5 | 13-18 | Amplio Rango |
| No Slip Assumption | | | | | |
| Orkiszewski | 1.006-11.000 | < 5.000 | ≤ 2,992 | 25-30 | Amplio Rango |

Fuente: Hazim, H., Al-Attar, SPE, Mohamed, Y., y Mohamed, A. (2012). A Modified Version of the Aziz et al. Multiphase Flow Correlation Improves Pressure Drop Calculations In High-Rate Oil Wells. Pág 2.

Fuente: Mohamed, A., Moniem, A., Amal Petroleum Company, Ahmed, H. y El-Banbi. (2015). Proper Selection of Multiphase Flow Correlations. Pág 3-5.

Fuente: Cruz, E. Estudio De Las Caídas De Presión De Mezclas De Hidrocarburos A Través De Restricciones Y Expansiones En Tuberías. Ciudad de México (2010). Pág 11-16.

Figura 57. Perfil Elevación Vs. Presión Para La Sensibilización De Las Correlaciones De Flujo Multifásico Vertical Para El pozo UIS-111.



Fuente: Software Especializado. Modificado.

Figura 58. Reporte De La Sensibilización De Las Correlaciones De Flujo Multifásico Vertical Para El pozo UIS-111.

| HBR | | HBRD | | DR | | GRAYO | | BBR | | ANSARI | |
|-----------------|----------------|-----------------|----------------|-----------------|----------------|-----------------|----------------|-----------------|----------------|-----------------|----------------|
| Pressure (psia) | Elevation (ft) | Pressure (psia) | Elevation (ft) | Pressure (psia) | Elevation (ft) | Pressure (psia) | Elevation (ft) | Pressure (psia) | Elevation (ft) | Pressure (psia) | Elevation (ft) |
| 1.891,101 | -6.707,11 | 1.891,101 | -6.707,11 | 1.893,102 | -6.707,11 | 1.893,206 | -6.707,11 | 1.890,06 | -6.707,11 | 1.889,52 | -6.707,11 |
| 293,4554 | -6.707,11 | 422,6996 | -6.707,11 | 308,3065 | -6.707,11 | 264,3986 | -6.707,11 | 329,7934 | -6.707,11 | 316,4168 | -6.707,11 |
| 293,4554 | -6.707,11 | 422,6996 | -6.707,11 | 308,3065 | -6.707,11 | 264,3986 | -6.707,11 | 329,7934 | -6.707,11 | 316,4168 | -6.707,11 |
| 253,4236 | -6.048,00 | 253,4236 | -6.048,00 | 253,4238 | -6.048,00 | 253,424 | -6.048,00 | 253,42 | -6.048,00 | 253,4243 | -6.048,00 |
| 253,4231 | -6.048,00 | 253,4231 | -6.048,00 | 253,4233 | -6.048,00 | 253,4235 | -6.048,00 | 253,4195 | -6.048,00 | 253,4237 | -6.048,00 |
| 253,4231 | -6.048,00 | 253,4231 | -6.048,00 | 253,4233 | -6.048,00 | 253,4235 | -6.048,00 | 253,4195 | -6.048,00 | 253,4237 | -6.048,00 |
| 175,1105 | -5.862,00 | 175,1105 | -5.862,00 | 175,1106 | -5.862,00 | 175,1109 | -5.862,00 | 175,1069 | -5.862,00 | 175,1111 | -5.862,00 |
| 175,1105 | -5.862,00 | 175,1105 | -5.862,00 | 175,1106 | -5.862,00 | 175,1109 | -5.862,00 | 175,1069 | -5.862,00 | 175,1111 | -5.862,00 |
| 2.635,64 | -5.862,00 | 2.635,64 | -5.862,00 | 2.635,64 | -5.862,00 | 2.635,64 | -5.862,00 | 2.635,64 | -5.862,00 | 2.635,64 | -5.862,00 |
| 2.635,64 | -5.862,00 | 2.635,64 | -5.862,00 | 2.635,64 | -5.862,00 | 2.635,64 | -5.862,00 | 2.635,64 | -5.862,00 | 2.635,64 | -5.862,00 |
| 2.269,07 | -5.000,00 | 2.269,07 | -5.000,00 | 2.269,07 | -5.000,00 | 2.269,07 | -5.000,00 | 2.269,06 | -5.000,00 | 2.269,07 | -5.000,00 |
| 1.842,47 | -4.000,00 | 1.842,47 | -4.000,00 | 1.842,47 | -4.000,00 | 1.842,47 | -4.000,00 | 1.842,47 | -4.000,00 | 1.842,47 | -4.000,00 |
| 1.414,26 | -3.000,00 | 1.414,26 | -3.000,00 | 1.414,26 | -3.000,00 | 1.414,26 | -3.000,00 | 1.414,25 | -3.000,00 | 1.414,26 | -3.000,00 |
| 984,44 | -2.000,00 | 984,44 | -2.000,00 | 984,44 | -2.000,00 | 984,44 | -2.000,00 | 984,43 | -2.000,00 | 984,44 | -2.000,00 |
| 553,13 | -1.000,00 | 553,13 | -1.000,00 | 553,13 | -1.000,00 | 553,13 | -1.000,00 | 553,12 | -1.000,00 | 553,13 | -1.000,00 |
| 120,49 | 0,00 | 120,49 | 0,00 | 120,49 | 0,00 | 120,49 | 0,00 | 120,49 | 0,00 | 120,49 | 0,00 |

Fuente: Software Especializado. Modificado.

Figura 59. Ajuste De La Correlación De Flujo Multifásico Del Pozo UIS-111.

Fuente: Software Especializado. Modificado.

A continuación, en la siguiente tabla se presenta la síntesis de las correlaciones de flujo vertical seleccionadas para cada pozo, la cual simulará apropiadamente las condiciones de flujo y pérdidas de presión a través del tubing.

Tabla 29. Selección De Correlación De Flujo Vertical En Cada Pozo.

| POZO | CORRELACIÓN SELECCIONADA |
|---------|--------------------------|
| UIS-5 | BEGGS & BRILL R |
| UIS-10 | BEGGS & BRILL R |
| UIS-14 | HAGEDORN & BROW |
| UIS-21 | HAGEDORN & BROW |
| UIS-35 | HAGEDORN & BROW |
| UIS-36 | HAGEDORN & BROW |
| UIS-38 | BEGGS & BRILL R |
| UIS-52 | BEGGS & BRILL O |
| UIS-109 | BEGGS & BRILL O |
| UIS-111 | HAGEDORN & BROW |
| UIS-112 | HAGEDORN & BROW |
| UIS-125 | HAGEDORN & BROW |
| UIS-136 | HAGEDORN & BROW |

3.2.2.2 Datos de fluido y calibración de las correlaciones de PVT. En el módulo de aceite negro es posible realizar una caracterización del fluido que produce cada pozo, se logra accediendo al menú configurar “Black Oil”. Allí, en la pestaña propiedades de “Petróleo Negro” se define para cada pozo el corte de agua (%BS&W), relación gas aceite (GOR), gravedad del crudo (API) y la gravedad específica para el gas y agua respectivamente.

Figura 60. Ingreso De Datos Correspondientes Al Fluido Del Pozo UIS-111.

| | | |
|------------|-------|---------|
| Corte Agua | 93 | % |
| GOR | 55,6 | scf/STB |
| S.G Gas | 1,065 | |
| S.G Agua | 1,02 | |
| API | 32,73 | |

Fuente: Software Especializado. Modificado.

Dado el caso se cuenta con una prueba de viscosidad de crudo muerto para el fluido, se ingresa a la pestaña “Datos De Viscosidad” y en la opción de viscosidad del crudo muerto seleccionar “usar 2 puntos de la data” y se ingresa los respectivos datos.

En este caso, las pruebas de viscosidad se reportaron a condiciones de atmosféricas y temperaturas de 86°F y 100°F. Además de ellos, se selecciona la

correlación que modelará esta propiedad, la cual será la de Kartoadmojo tal como se mencionó en el capítulo del desarrollo del PVT sintético.

Figura 61. Ingreso De Pruebas De Viscosidad De Crudo Muerto En El Pozo UIS-111.

| Temperatura | | Viscosidad | |
|-------------|----|------------|----|
| 100 | °f | 3,5215352 | cp |
| 86 | °f | 3,7848064 | cp |

Fuente: Software Especializado. Modificado.

Contando con los datos de las pruebas PVT realizados a los fluidos provenientes de las formaciones productoras C y V, fue posible ingresar datos respectivos y realizar una calibración avanzada de datos en la cual se define los parámetros correspondientes como FVF (Factor volumétrico de formación del petróleo), gas disuelto en el petróleo (R_s), Viscosidad del crudo vivo (μ_o), todos estos medidos a temperatura de yacimiento.

Para el caso del pozo UIS-111 que produce a través de la Formación C a la cual se le fue desarrollada el PVT sintético, se ingresa los valores anteriormente calculados como una “Calibración Multipunto” ya que las ecuaciones usadas para

el desarrollo del PVT fueron generadas por medio de pruebas de liberación instantánea.

Figura 62. Ingreso De Datos PVT De La Formación C (Pozo UIS-111).

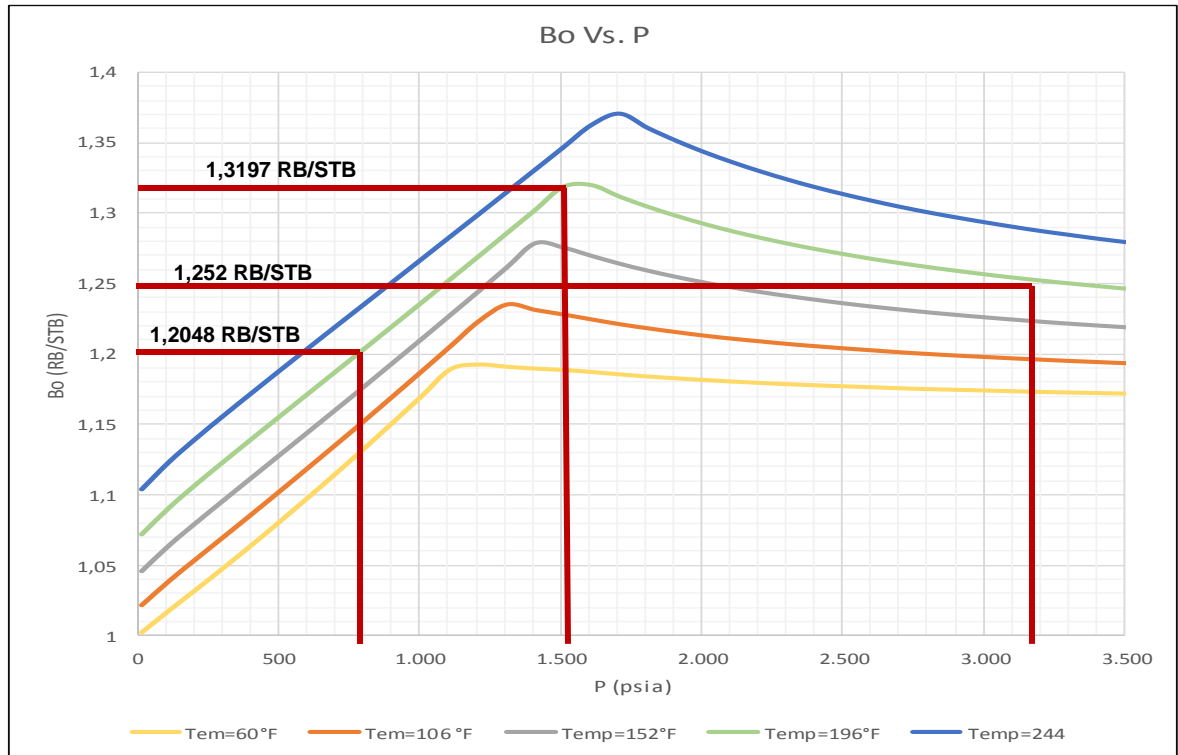
| Calibración Datos PVT | | | | T | 196 | "f |
|-----------------------|--------------|-----------------|-------------|--------------------------------------|-----|----|
| Presión (psia) | Rs (Scf/STB) | Viscosidad (cp) | Factor Z | | | |
| 100 | 22,92 | 1,088 | | A b p a b j o | | |
| 200 | 48,92 | 1,106 | | | | |
| 300 | 76,23 | 1,122 | | | | |
| 1550 | 459,41 | 1,325 | | Pb | | |
| 3200 | | 1,252 | | A r r p i b b a | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| | | | | | | |
| Correlación | Kartoadmojo | Kartoadmojo | Kartoadmojo | Standing | | |

Fuente: Software Especializado. Modificado.

Cabe resaltar que las correlaciones seleccionadas para la calibración del PVT, fueron las utilizadas para el cálculo de dicha propiedad. En este caso la correlación seleccionada fue de Kartoadmojo, la cual brindó el mejor ajuste a comparación de las otras.

Al dar click en la opción “Gráfica de Datos PVT (Cons. Lab. RGP=RS)” se obtiene las diferentes curvas para cada parámetro, las cuales permiten comparar los datos PVT con la gráfica generada por el software y así, calibrar dicho parámetro según la correlación a la cual el parámetro PVT se aproxime.

Figura 63. Calibración PVT (FVF) Para La Formación C (Pozo UIS-111).



Fuente: Software Especializado. Modificado.

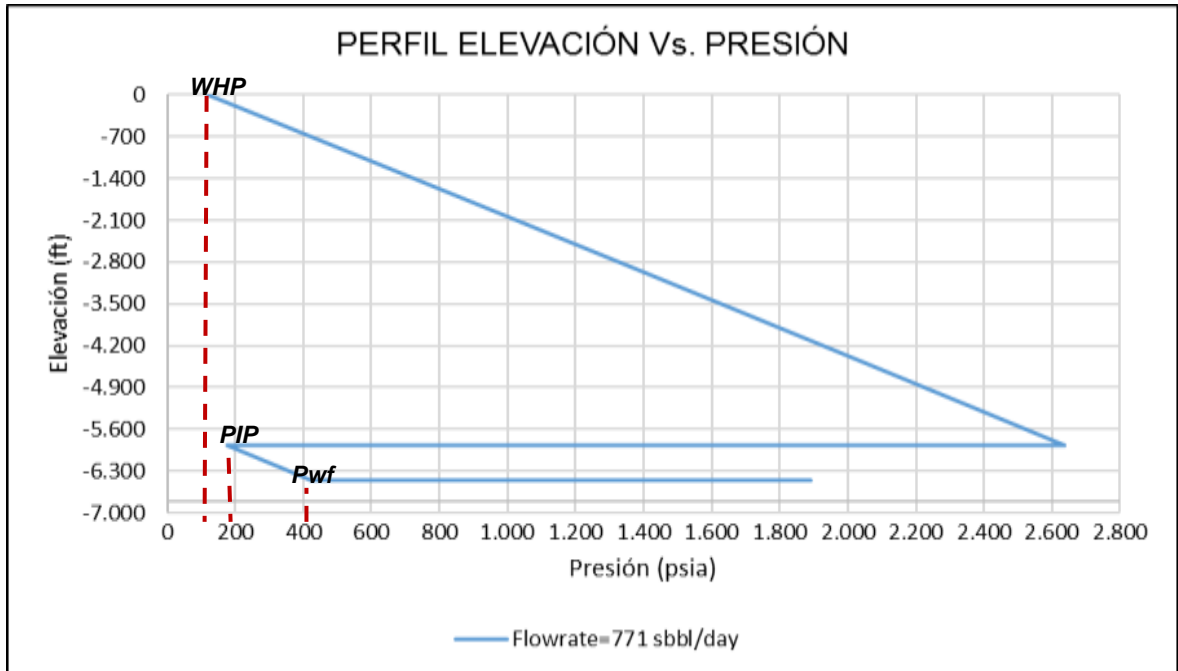
3.2.2.3 Ajuste del sistema de levantamiento artificial. Para ajustar el modelo de subsuelo, se tiene en cuenta la presión de entrada en la bomba y la presión en cabeza de pozo para obtener el caudal esperado, siendo el único parámetro de ajuste el factor de carga, el cual por default toma inicialmente el valor de 1 y por métodos iterativos, es ajustado hasta encontrar el valor del factor de carga correcto que simule la PIP y WHP real a través del perfil Elevación Vs. Presión. En el caso del pozo UIS-111 el perfil de Presión Vs. Elevación fue el siguiente.

Figura 64. Ajuste Del Factor De Carga Para La BES Del Pozo UIS-111.

| Propiedades Generales | | |
|-----------------------|-----------|----------|
| Tipo | BES | |
| DISEÑO | | |
| Fabricante | BORETS | |
| Modelo | 400- 1050 | |
| Velocidad | 51,5 | |
| Etapas | 243 | |
| Factor Carga | 1,17017 | |
| Diámetro | 4 | Inch. |
| Gasto | 400 | bls/dia. |
| Gasto Máximo | 1300 | bls/dia. |
| Vel.Base | 60 | Hz |

Fuente: Software Especializado. Modificado.

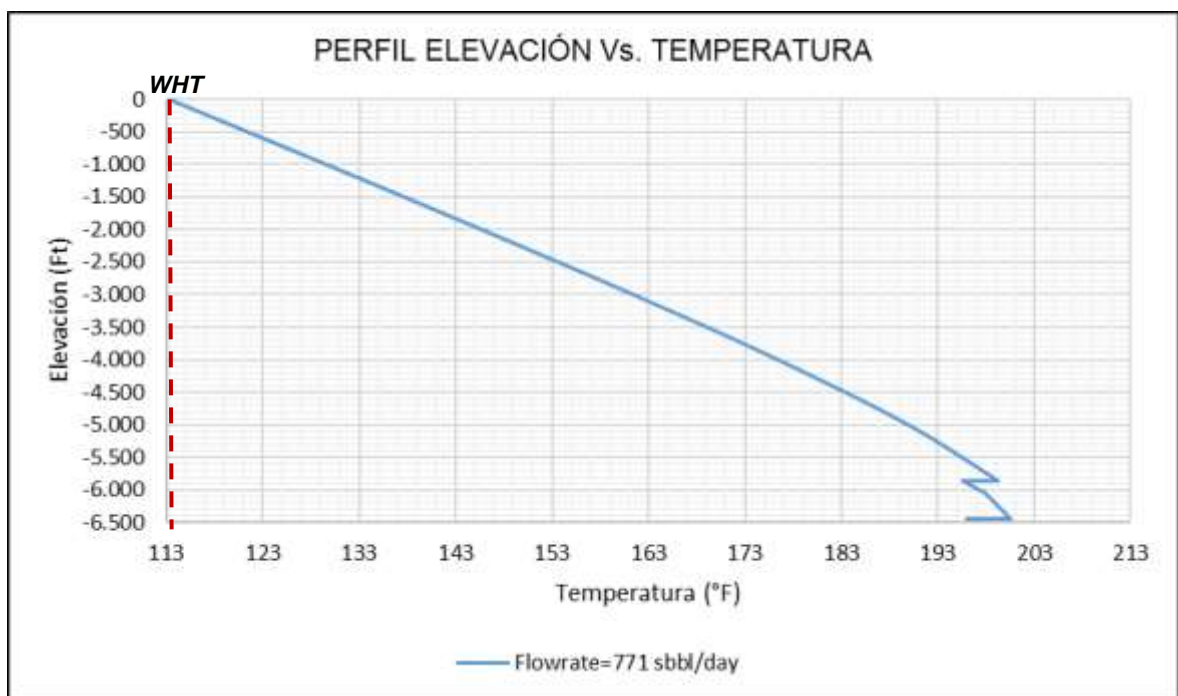
Figura 65. Perfil De Elevación Vs. Presión Del Pozo UIS-111.



Fuente: Software Especializado. Modificado.

De igual manera la temperatura en cabeza de pozo, debe ser ajustada; para ello se calibra el coeficiente de transferencia de calor mediante iteraciones y este ajuste de temperaturas es alcanzado generando un perfil de Elevación Vs Temperatura, con la cual se puede corroborar la igualdad del $WHT_{simulado}$ y WHT_{real} , en el caso del pozo UIS-111 el valor del coeficiente de transferencia de calor ajustado fue de $8,3392 \text{ BTU/hr} \cdot \text{ft}^2$.

Figura 66. Perfil De Elevación Vs. Temperatura Para El Pozo UIS-111.



Fuente: Software Especializado. Modificado.

3.2.3 Modelo de superficie. Para el desarrollo del modelo en superficie se ingresan los datos de las líneas de flujo correspondientes a las distancias horizontales, la elevación, el espesor, el diámetro interno y la temperatura a la cual se encuentra. Con la finalidad de tener en cuenta el efecto de las pérdidas de calor por la exposición de las líneas al medio, se puede ingresar el perfil geotérmico.

La carga de la data al simulador, se muestra a continuación, tomando como ejemplo la línea B_16 correspondiente al pozo UIS-111.

Figura 67. Datos De La Línea De Flujo B_16 Asociada Al Pozo 111.

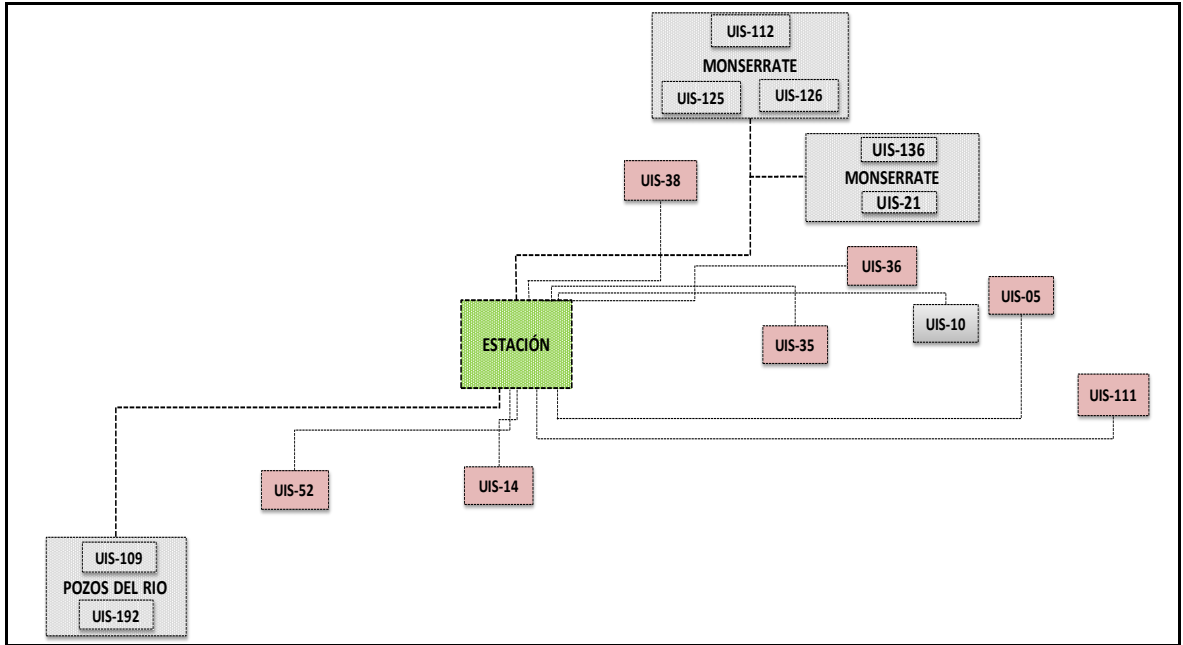
PROPIEDADES TUBERIA

| ID (Inch.) | 3,068 | <table border="1" style="width: 100%; border-collapse: collapse; text-align: center;"> <thead> <tr> <th style="padding: 2px;">Distancia (ft)</th> <th style="padding: 2px;">Elevación (ft)</th> <th style="padding: 2px;">Tamb. (°f)</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td style="padding: 2px;">0</td><td style="padding: 2px;">1212,9</td><td style="padding: 2px;">90</td></tr> <tr><td style="padding: 2px;">328,08</td><td style="padding: 2px;">1193,6</td><td style="padding: 2px;"></td></tr> <tr><td style="padding: 2px;">656,17</td><td style="padding: 2px;">1167,3</td><td style="padding: 2px;"></td></tr> <tr><td style="padding: 2px;">984,25</td><td style="padding: 2px;">1147,6</td><td style="padding: 2px;"></td></tr> <tr><td style="padding: 2px;">1312,3</td><td style="padding: 2px;">1126,6</td><td style="padding: 2px;"></td></tr> <tr><td style="padding: 2px;">1640,4</td><td style="padding: 2px;">1106,6</td><td style="padding: 2px;"></td></tr> <tr><td style="padding: 2px;">1968,5</td><td style="padding: 2px;">1110,9</td><td style="padding: 2px;"></td></tr> <tr><td style="padding: 2px;">2296,6</td><td style="padding: 2px;">1125</td><td style="padding: 2px;"></td></tr> </tbody> </table> | Distancia (ft) | Elevación (ft) | Tamb. (°f) | 0 | 1212,9 | 90 | 328,08 | 1193,6 | | 656,17 | 1167,3 | | 984,25 | 1147,6 | | 1312,3 | 1126,6 | | 1640,4 | 1106,6 | | 1968,5 | 1110,9 | | 2296,6 | 1125 | |
|-------------------|----------------|---|----------------|----------------|------------|---|--------|----|--------|--------|--|--------|--------|--|--------|--------|--|--------|--------|--|--------|--------|--|--------|--------|--|--------|------|--|
| Distancia (ft) | Elevación (ft) | | Tamb. (°f) | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 0 | 1212,9 | | 90 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 328,08 | 1193,6 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 656,17 | 1167,3 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 984,25 | 1147,6 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1312,3 | 1126,6 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1640,4 | 1106,6 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 1968,5 | 1110,9 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| 2296,6 | 1125 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Espesor (Inch.) | 0,215 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Long. Total (ft) | 7692,32 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Rugosidad (Inch.) | 0,015 | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |

Fuente: Software Especializado. Modificado.

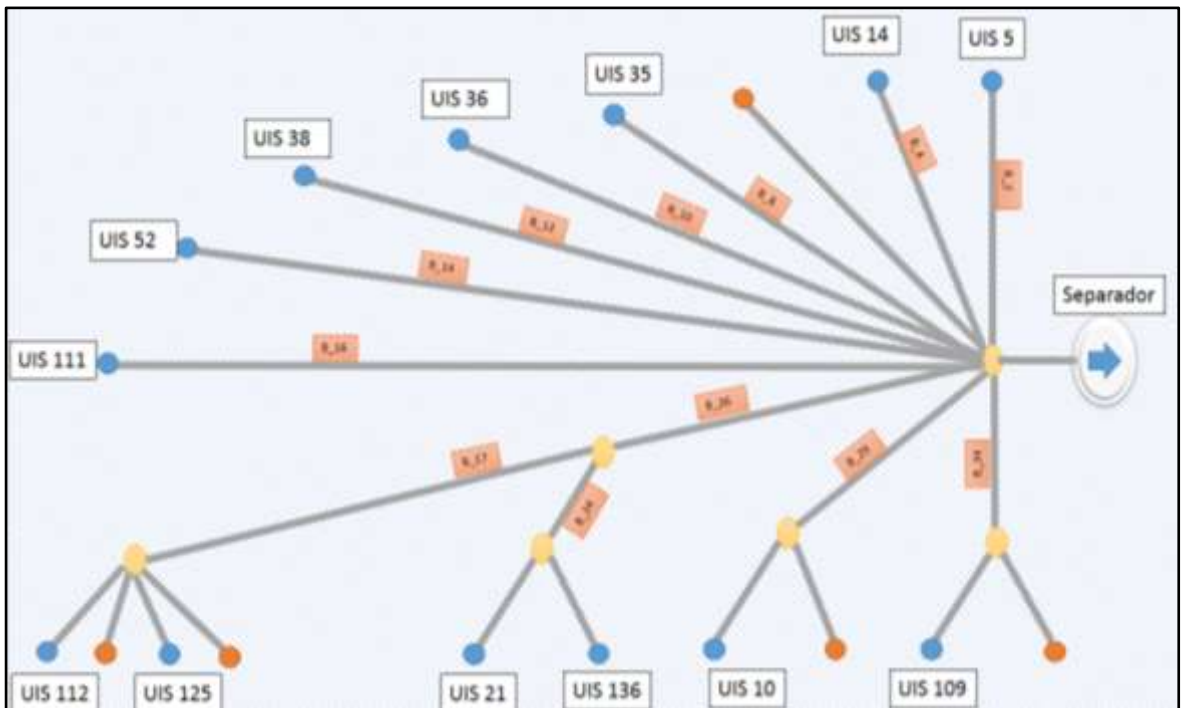
3.2.3.1 Ajuste de la red de superficie. Para realizar el ajuste de red de superficie, el primer paso consiste en la construcción del esquema de las líneas de flujo, en el cual el Software permite importar los modelos de pozos ajustados anteriormente, así a partir del esquema de distribución de líneas (figura 68), se construye la malla en el software, la cual representa la red de superficie.

Figura 68. Esquema De Pozos Y Líneas En Superficie.



Fuente: ECOPETROL S.A.

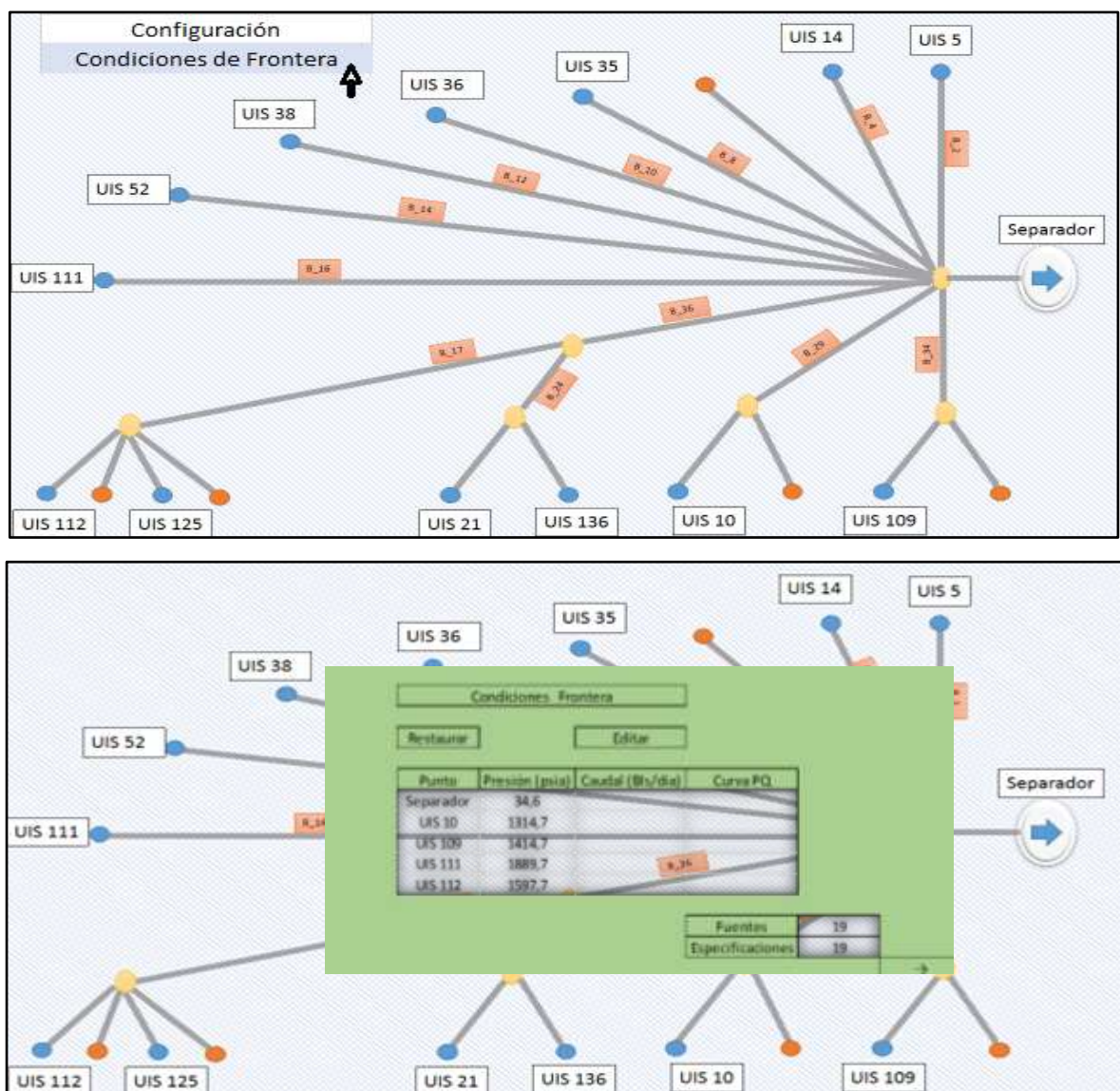
Figura 69. Construcción De La Malla.



Fuente: Software Especializado. Modificado.

El siguiente paso en el ajuste de la red de superficie, consta de ingresar una condición de frontera en cada cabeza de pozo, múltiple y colector, esta condición de frontera puede ser el valor de la presión o el caudal, de tal manera el software al seleccionar la opción “correr simulación”, mediante procesos iterativos, calcula el valor de las variables de P y Q, en los diferentes puntos de la red (cabeza de pozo, cluster, etc).

Figura 70. Ingreso De Datos Condiciones De Condiciones De Frontera.



Fuente: Software Especializado. Modificado.

Al finalizar la corrida de la simulación, se comparan los valores de caudal y presión en cabeza calculados por el software en cada uno de los puntos principales del esquema de red con los valores medidos en tiempo real en el campo en estudio; si dichos valores no coinciden, se modifica los parámetros principales de flujo: las correlaciones de flujo horizontal las cuales definen el comportamiento de flujo en la red de tubería y el factor de fricción para el cual el software tiene un rango 0,1-10; de esta manera se busca el menor porcentaje de error entre los datos simulados y los datos reales.

Figura 71. Ajuste De La Correlación De Flujo Multifásico Horizontal De La Línea B_16 Asociada Al Pozo UIS-111.

| | | | |
|------------------------|------------------|---------|---|
| Correlaciones de Flujo | | | |
| Flujo Vertical | | | |
| Correlación | Hagedorn & Brown | | |
| Factor Fricción | 1 | Hold Up | 1 |
| Flujo Horizontal | | | |
| Correlación | Beggs & Brill | | |
| Factor Fricción | 1 | Hold Up | 1 |
| → | | | |

Fuente: Software Especializado. Modificado.

Para simplificar el proceso de ajuste del modelo en superficie y encontrar la correlación de flujo horizontal, que represente de manera más precisa el comportamiento del flujo en las tuberías horizontales de la red de superficie, se realizó una comparación entre las principales características de las correlaciones y las condiciones del campo en estudio, con la finalidad de analizar la aplicabilidad

en base a las condiciones reales. En la tabla 30 se puede apreciar el screening de selección.

Tabla 30. Screening Para Selección Adecuada De La Correlación De Flujo Horizontal Para La Línea B_16 Asociada Al Pozo UIS-111.

| Correlaciones De Flujo Multifásico Horizontal | | | |
|---|-----------|---------------------------------------|---|
| Correlación De Flujo | ID (inch) | Patrón De Flujo | Características |
| Baker Jardin Revised | > 6 | Bache/Anular. | Desarrollada en tuberías de 8"-10". |
| Beggs & Brill | > 3 | Intermitente/Segregado/Estratificado. | Modificación del factor de fricción en tuberías lisas, regido por la velocidad. |
| Dukler, Aga & Flanigan | 2-4 | Estratificado/Intermit./Disperso. | Fluido de prueba: agua y gas natural/Hold $U_p=0,006-0,732$. |
| Govier, Aziz & Fogarasi | 2-3 | Burbuja/Tapón. | |
| Lockhart & Martineli | < 1 | N/A. | Bajas tasas de líquido y gas, aplica a presiones cercanas a la atmosférica. |
| Mukherjee & Brill | > 2 | N/A. | Tubería inclinada. |
| Oliemans | < 30 | | Flujo de gas condensado y gas-petróleo, presiones de sistema aprox 1.500 psi. |

Fuente: Software Especializado. Modificado.

A continuación, en la tabla 31 se muestra la comparación entre las presiones de cabeza y caudales reales versus los simulados con su respectivo porcentaje de error.

Tabla 31. Comparación Caudales/Presiones Reales Vs. Caudales/Presiones Simuladas.

| Pozo | Q real (Bls/día) | Q sim (Bls/día) | %Error | WHP real (psia) | WHP sim (psia) | %Error |
|---------|------------------|-----------------|--------|-----------------|----------------|--------|
| UIS-5 | 212 | 211,99 | 0,01 | 350 | 350 | 0,0 |
| UIS-10 | 23 | 22,85 | 0,66 | 350 | 350 | 0,0 |
| UIS-14 | 93 | 92,98 | 0,02 | 390 | 390 | 0,0 |
| UIS-21 | 1.567 | 1.567,17 | 0,01 | 130 | 130 | 0,0 |
| UIS-35 | 1.400 | 1.399,65 | 0,02 | 141 | 141 | 0,0 |
| UIS-36 | 132 | 131,98 | 0,01 | 90 | 89 | 1,11 |
| UIS-38 | 968 | 968,07 | 0,01 | 90 | 88 | 2,22 |
| UIS-52 | 4 | 4,00 | 0,05 | 90 | 91 | 1,11 |
| UIS-109 | 479 | 478,98 | 0,00 | 145 | 146 | 0,69 |
| UIS-111 | 771 | 770,98 | 0,00 | 120 | 120 | 0,00 |
| UIS-112 | 93 | 93,75 | 0,80 | 205 | 209 | 1,95 |
| UIS-125 | 2.543 | 2.543,01 | 0,00 | 210 | 213 | 1,43 |
| UIS-136 | 75 | 75,01 | 0,02 | 420 | 420 | 0,00 |

Figura 72. Qreal Vs. Qsim.

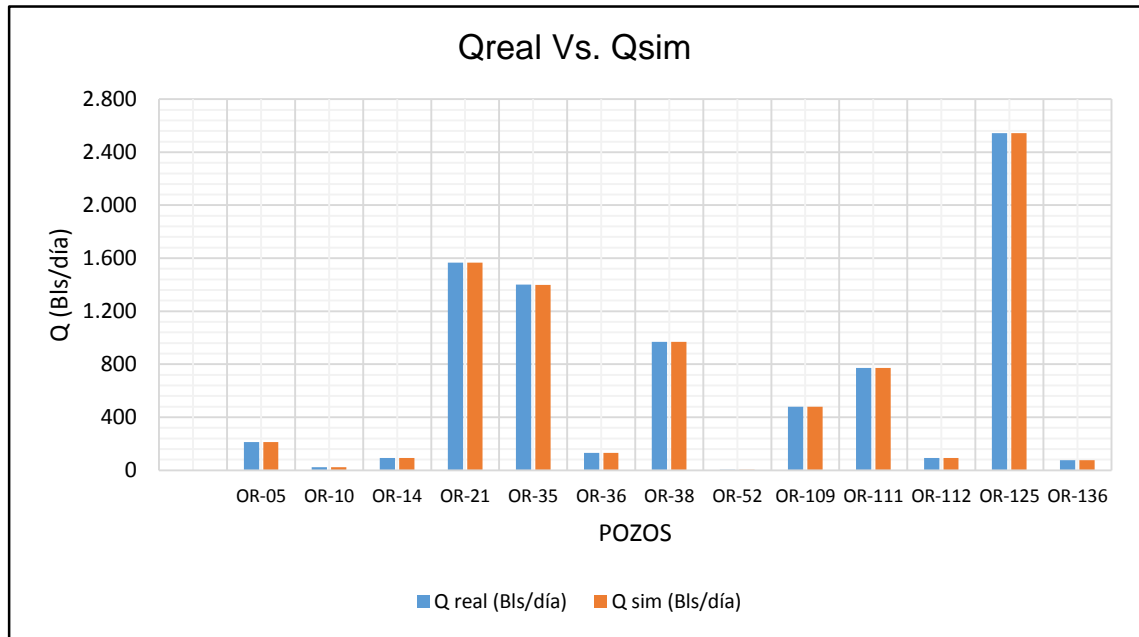
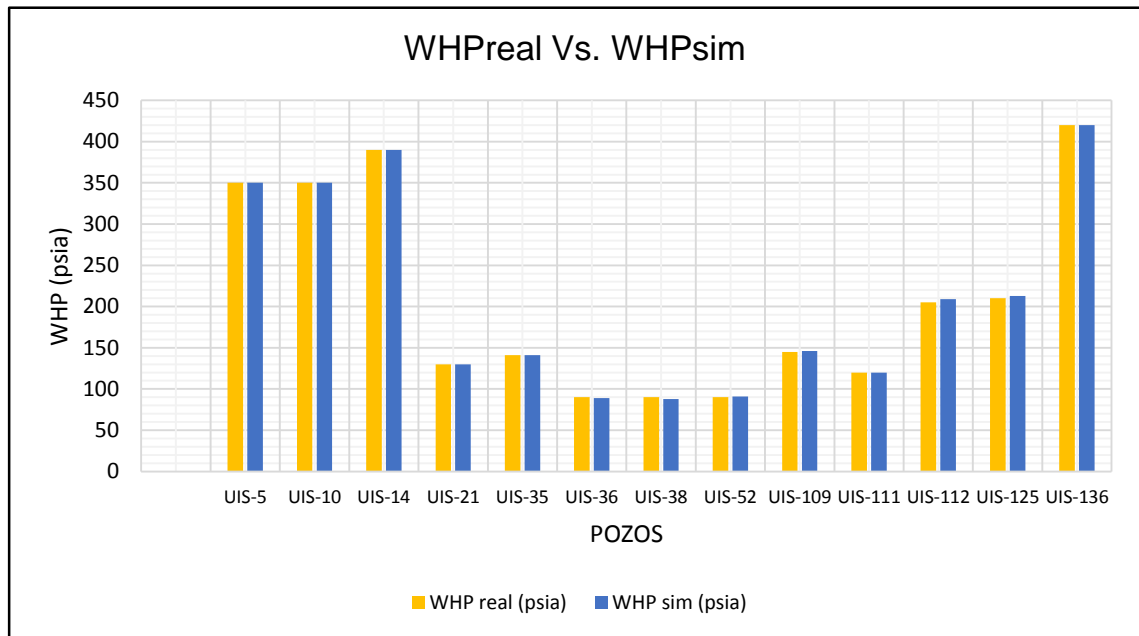


Figura 73. WHPreal Vs. WHPsim.



4. EVALUACIÓN Y ANALISIS DE RESULTADOS

4.1 EVALUACIÓN DE LAS CONDICIONES OPERACIONALES DEL SLA

Puesto que los pozos del campo cuentan con sistemas de levantamiento artificial correspondientes a Bombeo Mecánico y Bombeo Electrosumergible, se realizó una evaluación de las condiciones operacionales actuales, con la finalidad de verificar su óptimo funcionamiento.

4.1.1 Sumergencia. Para lograr el propósito anteriormente mencionado, los parámetros que se tuvieron en cuenta, fue la sumergencia de cada una de las bombas y la PIP (presión de entrada a la bomba), los cuales por recomendación de la empresa ECOPETROL S.A debe de ser 500 ft y/o 200psia como mínimo respectivamente. Para calcular la sumergencia de las bombas de cada SLA en cada pozo, se parte de la presión de fondo actual (P_{wf}), la cual por definición es igual a la presión de cabeza en el casing más la presión que ejerce la columna hidrostática.

$$P_{wf} = 0,433 \cdot h \cdot SG_m + CHP$$

Donde:

- h : *Altura de la columna del líquido (ft).*
- SG_m : *Gravedad especifica de la mezcla.*
- CHP : *Presion en la cabeza del casing (psia).*

Tomando como ejemplo el pozo UIS-35, se explicará la metodología desarrollada para hallar la sumergencia de la bomba.

Los datos requeridos para dicho procedimiento, fueron suministrados por ECOPETROL S.A, los cuales para el pozo UIS-35 son los siguientes.

Tabla 32. Datos Técnicos Del Pozo UIS-35.

| DATOS TÉCNICOS UIS-35 | |
|-----------------------|-------|
| Pwf (psia) | 497,5 |
| PMP (ft) | 6.546 |
| INTAKE (ft) | 6.330 |
| Cw (fracción) | 0,9 |
| API | 34 |
| SGwater | 1,02 |
| CHP (psia) | 15 |

Fuente: ECOPETROL S.A. Modificado.

El primer paso consiste en calcular la gravedad específica de la mezcla de la siguiente manera:

$$SG_m = (SG_w \cdot C_w) + (SG_o(1 - C_w))$$

Donde:

- $SG_m =$ Gravedad específica de la mezcla.
- $SG_w =$ Gravedad específica del agua.
- $C_w =$ Corte de agua (fracción).
- $SG_o =$ Gravedad específica del aceite.

Una vez calculada la gravedad específica de la mezcla, la cual para el pozo UIS-35 fue de 1,006, se halla la altura de la columna de fluido.

$$h = \frac{P_{wf} - CHP}{0,433 \cdot SG_m}$$

A continuación, a la PMP se le resta el valor de la altura de la columna del fluido calculado, hallando de esta manera el nivel dinámico de fluido (NDF); finalmente al valor de la profundidad del INTAKE se le resta el valor del NDF, obteniéndose de esta manera la sumergencia de la bomba.

Tabla 33. Resultados Para El Cálculo De La Sumergencia Del Pozo UIS-35.

| POZO UIS-35 | |
|------------------|---------|
| h (ft) | 1.107,7 |
| PMP (ft) | 6.546 |
| NDF (ft) | 5.438,3 |
| Sumergencia (ft) | 891,7 |

A continuación, se muestra los resultados obtenidos para cada uno de los pozos:

Tabla 34. Sumergencia De Las Bombas De Los Pozos Del Campo ARGPAZ.

| POZO | SLA | PWF (psia) | PMP (ft) | INTAKE (ft) | SUMERGENCIA (ft) |
|---------|-----|------------|----------|-------------|------------------|
| UIS-5 | BM | 863,1 | 5.011 | 3.153 | 118,7 |
| UIS-10 | BM | 362,7 | 5.074 | 4.709 | 426,8 |
| UIS-14 | BM | 440,2 | 6.390 | 6.186 | 827,8 |
| UIS-21 | BES | 595,2 | 7.042 | 6.592,1 | 896,6 |
| UIS-35 | BES | 497,5 | 6.546 | 6.330 | 891,7 |
| UIS-36 | BM | 709,4 | 6.730 | 6.544 | 1.105,8 |
| UIS-38 | BES | 780,9 | 7.037 | 6.795 | 1.511,6 |
| UIS-52 | BM | 96 | 1.665 | 1.618 | 153,4 |
| UIS-109 | BM | 555,1 | 6.386 | 5.694,4 | 439,8 |
| UIS-111 | BES | 422,3 | 6.450 | 5.862 | 321,4 |
| UIS-112 | BM | 293,6 | 6.930 | 6.479 | 205,7 |
| UIS-125 | BES | 917 | 7.000 | 6.582 | 1.672,7 |
| UIS-136 | BM | 621 | 7.532 | 6.907,1 | 872,4 |

Nótese en la tabla, que la mayoría de los pozos tienen una sumergencia dentro del parámetro operacional establecido por ECOPETROL S.A el cual debe de ser como mínima 500 ft. Los pozos UIS-5, UIS-10, UIS-52, UIS-109, UIS-111 y UIS-112 no tienen la sumergencia adecuada, por ello se recomienda aumentar la profundidad de la bomba con la precaución de que esta puede ser afectada por los

sólidos en suspensión, o disminuir la frecuencia de esta teniendo en cuenta que el caudal podría disminuir por dicha acción.

4.1.2 Patrón de flujo vertical. Una vez el modelo de subsuelo es calibrado como se explicó en el capítulo anterior, es posible reproducir las condiciones de operación por medio del Software Especializado. Al correr el modelo se genera un archivo de reporte en el cual se puede constatar si hay entrada de gas a la bomba y el tipo de patrón de flujo a través de la tubería de producción.

Tabla 35. Regímenes De Flujo A Través Del Tubing.

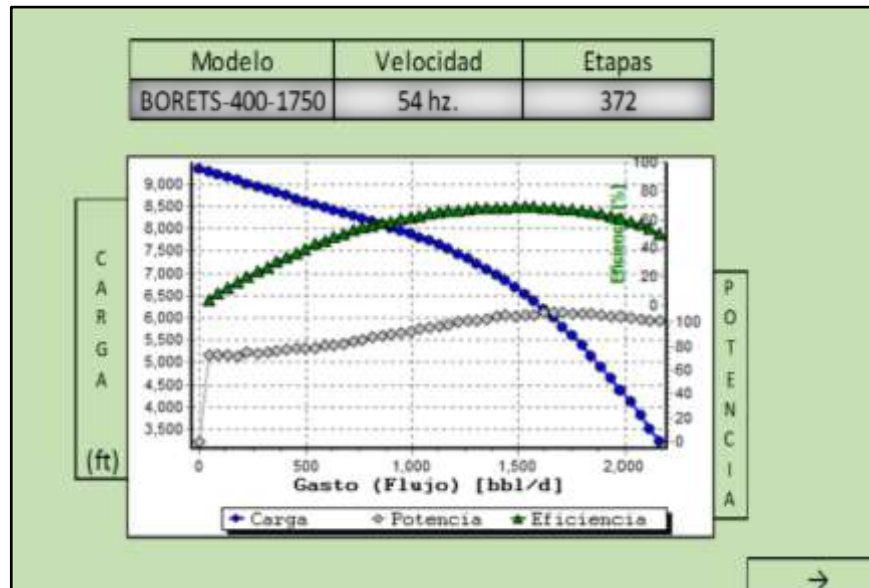
| POZO | EFICIENCIA DE LA BOMBA (%) | INTRUSIÓN DE GAS A LA BOMBA | TIPOS DE PATRÓN DE FLUJO PRESENTES |
|---------|----------------------------|-----------------------------|------------------------------------|
| UIS-5 | 70 | NO | LÍQUIDO |
| UIS-10 | 70 | NO | LÍQUIDO |
| UIS-14 | 70 | NO | LÍQUIDO |
| UIS-21 | 61,72 | SI | LÍQUIDO - BURBUJA - TAPÓN |
| UIS-35 | 64,86 | SI | LÍQUIDO - BURBUJA |
| UIS-36 | 70 | NO | BURBUJA - TAPÓN |
| UIS-38 | 59,98 | SI | LÍQUIDO - DISTRIBU. - INTERMITEN. |
| UIS-52 | 70 | NO | LÍQUIDO - SEGREGADO |
| UIS-109 | 70 | NO | LÍQUIDO |
| UIS-111 | 68,14 | NO | LÍQUIDO - BURBUJA |
| UIS-112 | 70 | NO | SEGREGADO - LÍQUIDO - BURBUJA |
| UIS-125 | 15,14 | NO | LÍQUIDO - BURBUJA |
| UIS-136 | 70 | NO | LÍQUIDO - BURBUJA |

Fuente: Software Especializado. Modificado.

Como se puede observar en la tabla los pozos que presentan un patrón de flujo indeseado son UIS-21, UIS-36 y UIS-52. Como el pozo UIS-36 posee un choke en cabeza, se recomienda disminuir el diámetro para aumentar la presión a través del tubing y evitar la formación del patrón de flujo tapón, sin embargo, cabe resaltar que por dicho procedimiento el caudal tiende a disminuir. Al analizar las curvas de desempeño para el caudal al cual están operando, se evidencia que la eficiencia volumétrica reportada por el software para las bombas de los pozos UIS-21 y UIS-35 están por debajo de la eficiencia teórica, esto puede ser debido a la presencia de gas en la bomba, la cual tiene un efecto de disminución de la eficiencia, aunque no es un efecto crítico aún, pues el volumen de gas que ingresa a esta no supera

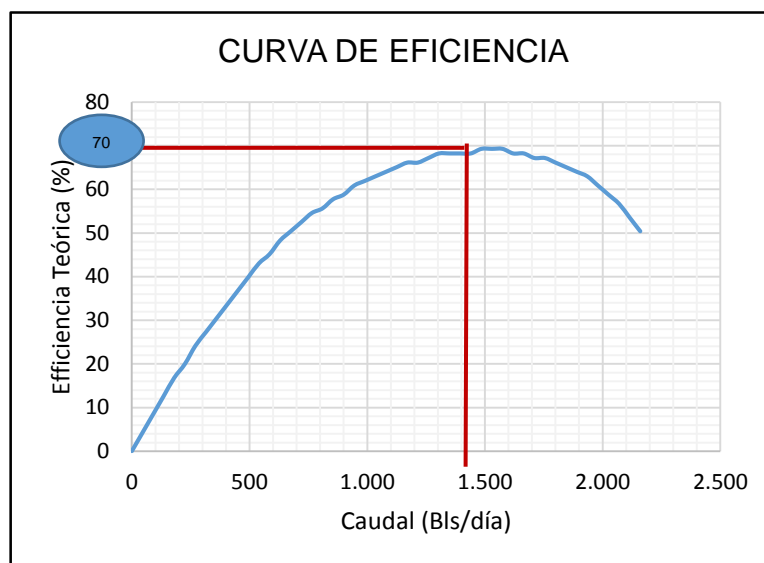
el 10%, se recomienda implementar un separador adicional si se cumpliera esta condición.

Figura 74. Curva De Desempeño De La Bomba BES Del Pozo UIS-35.



Fuente: Software Especializado. Modificado.

Figura 75. Curva De Eficiencia Teórica De La Bomba BES Del Pozo UIS-35.



Fuente: Software Especializado. Modificado.

4.1.3 Caudal óptimo de operación para los pozos con SLA por Bombeo Electrosumergible. Para los sistemas de levantamiento artificial BES se revisó las curvas de desempeño de la bomba, verificando de esta manera si el caudal actual de operación se encontraba dentro del rango de funcionamiento óptimo, evitando que la bomba opere en el estado de *Downthrust* y *Upthrust* severo, preservando de este modo la vida útil de la bomba.

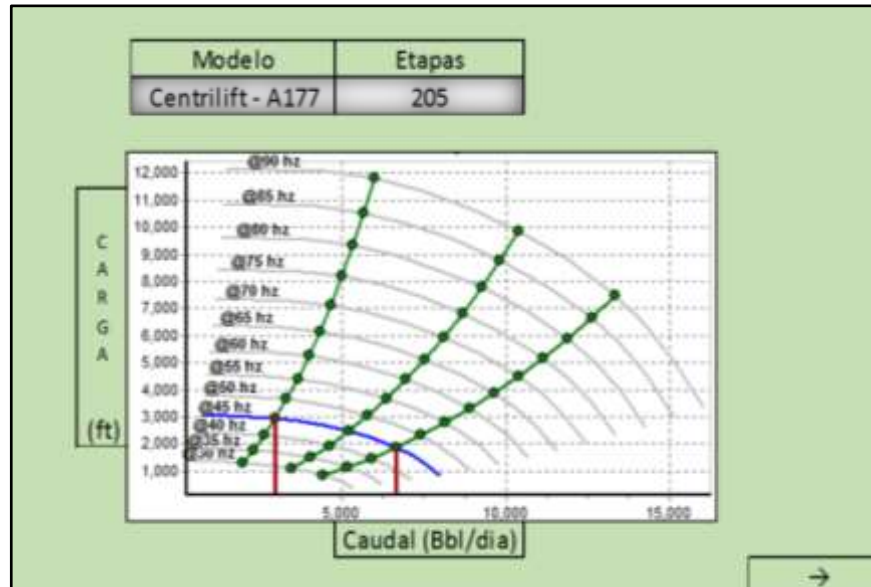
Tabla 36. Rango Óptimo De Operación De Las Bombas Para Los Pozos Con SLA BES.

| POZO | RANGO ÓPTIMO DE OPERACIÓN (Bls/día) | CAUDAL ACTUAL DE OPERACIÓN (Bls/día) |
|---------|-------------------------------------|--------------------------------------|
| UIS-21 | 1.275 - 2.925 | 1.567 |
| UIS-35 | 1.063 - 1.875 | 1.400 |
| UIS-38 | 850 - 1.725 | 968 |
| UIS-111 | 363 - 1.125 | 771 |
| UIS-125 | 3.000 - 6.750 | 2.543 |

Fuente: Software Especializado. Modificado.

Como se observa en la tabla, el pozo UIS-125 está operando a un caudal por debajo del parámetro operacional, funcionando de esta manera en la zona de *Downthrust severo*, ocasionando un desgaste del impulsor ocasionando una reducción en el tiempo de vida útil de esta, una disminución en la eficiencia volumétrica de la bomba y por ende, un consumo energético considerable; es por ello una posible solución es aumentar la frecuencia de la bomba.

Figura 76. Curvas De Desempeño Y Velocidad Para La Bombas BES Del Pozo UIS-125.

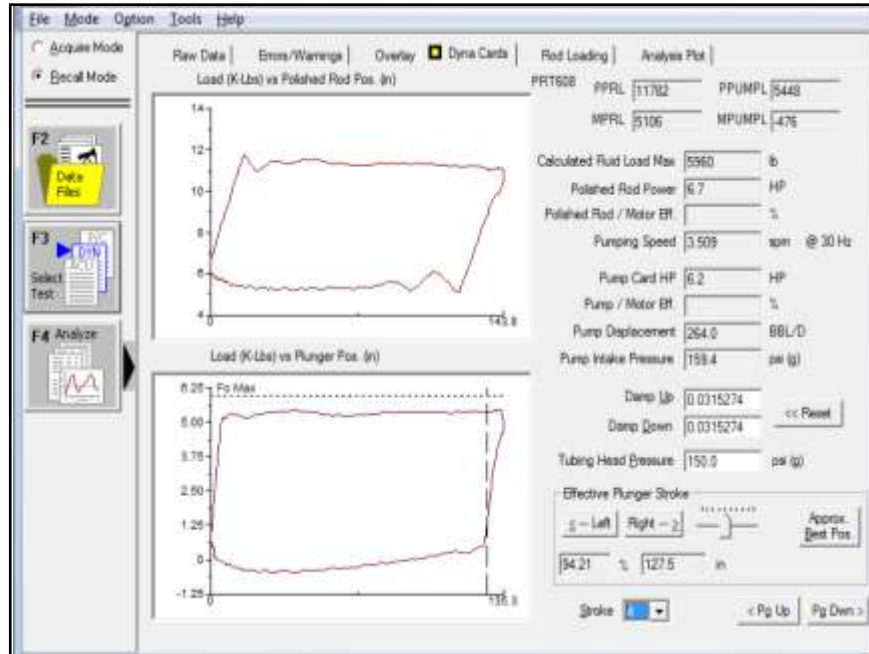


Fuente: Software Especializado. Modificado.

4.1.4 Análisis de las cartas dinagráficas para los pozos con SLA por Bombeo Mecánico. Para los sistemas de levantamiento artificial por Bombeo Mecánico, se realizó una revisión de las cartas dinagráficas para cada pozo, con la finalidad de detectar fallas en el sistema de Bombeo Mecánico actual, evaluado en el gráfico de Carga Vs. Posición.

A continuación, se muestran los análisis hechos a las cartas dinamométricas de los pozos que indicaron problemas operacionales; las cartas de los pozos restantes pueden revisarse en el ANEXO F.

Figura 77. Carta Dinamométrica Del Pozo UIS-5.

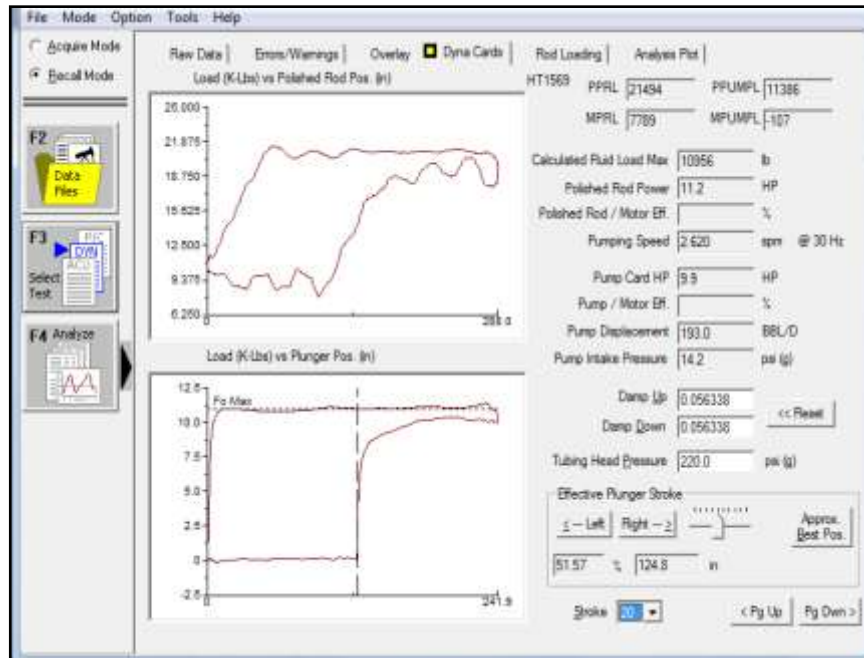


Fuente: ECOPETROL S.A. Modificado.

Análisis Carta Dinamométrica UIS-5: La carta dinamométrica indica que el pozo UIS-35 presenta un leve golpe de fluido, lo cual se evidencia en la inclinación del diagrama hacia la derecha, sin embargo, la bomba presenta un buen llenado en general.

La carga máxima calculada por la carta de superficie es de 11.782 Lbs y la capacidad que tiene la unidad de bombeo es de 30.050 Lbs, por lo tanto, la carga estructural es de 39%, lo cual indica que la bomba tiene capacidad para soportar una carga adicional en el caso que se realice alguna modificación en el diseño.

Figura 78. Carta Dinamométrica Del Pozo UIS-14.

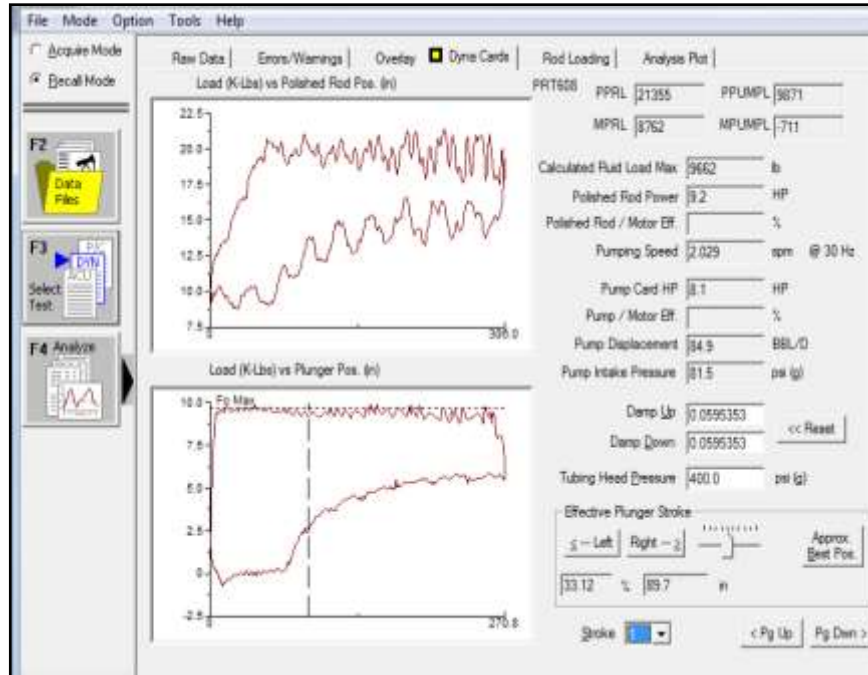


Fuente: ECOPETROL S.A. Modificado.

Análisis Carta Dinamométrica UIS-14: La carta dinamométrica indica que el pozo tiene un alto golpe de fluido, esto se evidencia en la forma particular del dinagrama. La eficiencia de llenado es de 53,7%, el bajo nivel de fluido es una posible causa del alto golpe, lo cual dependiendo de las facilidades del campo se recomienda:

- Disminución de la velocidad del Stroke.
- Reducción de la longitud del Stroke.
- Aumento de la profundidad de la bomba para darle mayor sumergencia.

Figura 79. Carta Dinamométrica Del Pozo UIS-136.



Fuente: ECOPEL S.A. Modificado.

Análisis Carta Dinamométrica UIS-136: Este pozo presenta una interferencia de gas, lo cual se explica por el alto GOR y una baja eficiencia del separador de gas, por ello se recomienda implementar un nuevo separador de gas. La bomba está desplazando 75 Bls/día con una eficiencia de llenado del 83%.

4.2 ANÁLISIS NODAL Y SENSIBILIZACIÓN DE LAS VARIABLES

Con el propósito de encontrar oportunidades de aumentar la producción mediante la ubicación del nodo funcional en el punto medio de perforados, se analizó el efecto que tendría el cambio de las variables operacionales que conforman el sistema de producción en subsuelo como lo son:

- Diámetro de tubing.
- Frecuencia de la bomba.

- Presión de cabeza.
- Tiros por pie (TPP).

Se debe tener en cuenta que los pozos cuya sumergencia de la bomba se encuentran por debajo del valor requerido (UIS-5, UIS-10, UIS-52, UIS-109, UIS-111, UIS-112), no fueron incluidos en el análisis de sensibilidad de frecuencia de la bomba, diámetro de tubing y presión de cabeza, puesto que la variación de los parámetros operacionales propuestos, generan una disminución en la presión de fondo (P_{wf}), lo cual agravaría el estado de sumergencia de la bomba de estos pozos.

4.2.1 Diámetro de tubing. Para realizar la sensibilización del diámetro de tubing se utilizó el software el cual ofrece la opción de realizar análisis nodal, en el caso particular el nodo funcional se ubicó en el punto medio de perforados. De esta manera en la pestaña de operaciones se escogió la opción de análisis nodal y una vez ingresados los rangos de sensibilización, se generó las curvas de oferta y demanda con lo cual se analizaron los puntos operacionales buscando una mejor optimización en la producción.

Para sensibilizar el diámetro de tubing se tuvo en cuenta los diámetros disponibles en el campo, los cuales son:

- 2 7/8" (2,441 ID).
- 3 1/2" (2,992 ID).
- 4" (3,476 ID).

Los resultados obtenidos se muestran en la tabla 37.

Tabla 37. Resultados Obtenidos De La Sensibilización Por Medio De Análisis Nodal Realizado Por El Software.

| POZO | SENSIBILIDAD | ID Tubing (inch) | Poper. (psia) | Qoper. (Bls/día) |
|---------|----------------|------------------|---------------|------------------|
| UIS-14 | Cond. Act. | 2,992 | 440,2 | 93 |
| | 1 Sensibilidad | 3,476 | 440,2 | 93 |
| UIS-21 | Cond. Act. | 2,441 | 595,2 | 1.567 |
| | 1 Sensibilidad | 2,992 | 585,5 | 1.571,4 |
| | 2 Sensibilidad | 3,476 | 583,7 | 1.572,2 |
| UIS-35 | Cond. Act. | 2,441 | 497,5 | 1.400 |
| | 1 Sensibilidad | 2,992 | 491,1 | 1.402,2 |
| | 2 Sensibilidad | 3,476 | 489,9 | 1.402,6 |
| UIS-36 | Cond. Act. | 2,441 | 709,4 | 132 |
| | 1 Sensibilidad | 2,992 | 709,4 | 132 |
| | 2 Sensibilidad | 3,476 | 709,4 | 132 |
| UIS-38 | Cond. Act. | 2,441 | 780,9 | 968 |
| | 1 Sensibilidad | 2,992 | 776,5 | 970,3 |
| | 2 Sensibilidad | 3,476 | 776,5 | 970,3 |
| UIS-125 | Cond. Act. | 2,992 | 917 | 2.543 |
| | 1 Sensibilidad | 3,476 | 899,7 | 2.568,8 |
| UIS-136 | Cond. Act. | 2,992 | 621 | 75 |
| | 1 Sensibilidad | 3,476 | 621 | 75 |

Debido a que la mayoría de los pozos están produciendo cerca de su AOF, un aumento en el diámetro del tubing generó un cambio en la producción poco notorio, siendo los diámetros actuales los adecuados para transportar los volúmenes de fluido aportados por el yacimiento; sin embargo, el pozo UIS-125 evidencia un aumento de la producción de 25,8 Bls/día de fluido al cambiar el diámetro de tubing a 3,476 ID, como se observa en la tabla 38 y en la curva Inflow y Outflow presentado en la figura 81.

Bajo la nueva condición de flujo la sumergencia continúa estando en un valor óptimo, por lo cual se recomienda sea considerado como una opción de optimización de producción. No obstante, se debe tener en cuenta que el caudal optimizado aún no se encuentra dentro del rango óptimo (3.000-6.600 Bls/día), por lo cual su funcionamiento sigue estando bajo el estado de *Downthrust*, provocando una disminución en el tiempo de vida útil de la bomba, una disminución en la eficiencia volumétrica de esta y, por consiguiente, un aumento en el consumo

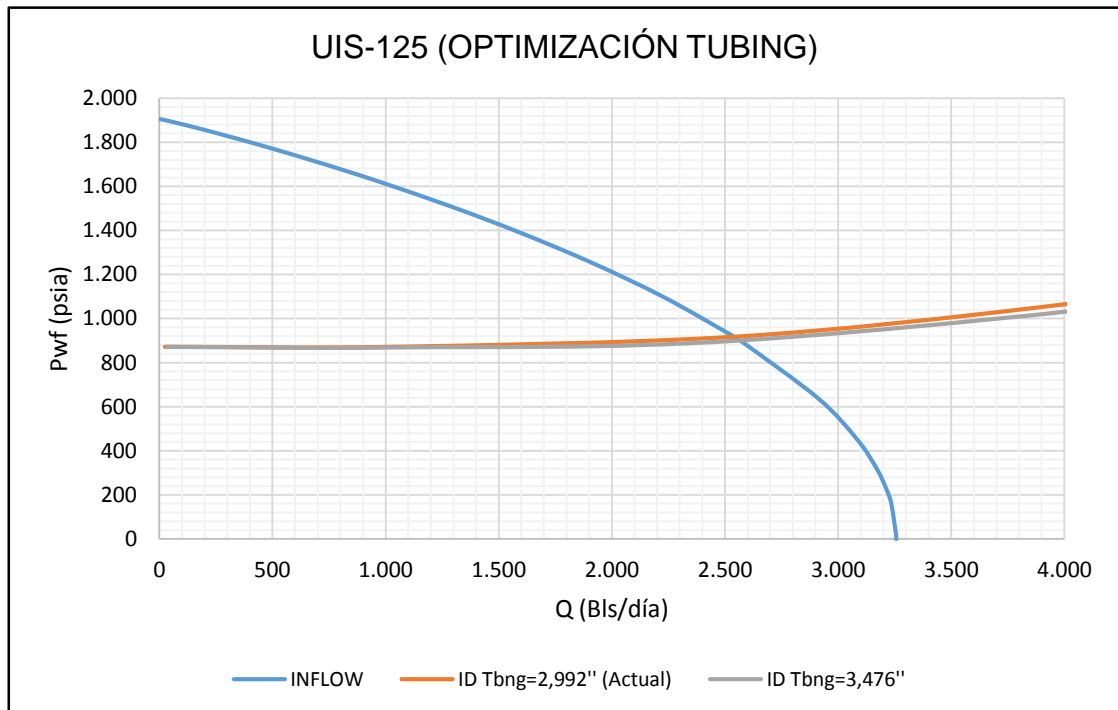
energético. Respecto al patrón de flujo a través del tubing, no se presenta algún estado de flujo que lo restrinja (patrón de flujo líquido-burbuja).

Figura 80. Reporte De Sensibilidad Del Pozo UIS-125.

| Water Cut (%) | Liquid Flow (bbl/d) | Free Gas (mmcf/d) | Flow. Temp. (psia) | Pressure Losses (psi) | Misc. Vel. (ft/s) | Liquid Holdup | Liquid Holdup Number | Slug Volume (bbl) | Flow Pattern | | | |
|--|---------------------|-------------------|--------------------|-----------------------|-------------------|---------------|----------------------|-------------------|--------------|--------|---------|----------------|
| Operating Point: IDIAMED=3.476 ins | | | | | | | | | | | | |
| CASE NO. *** CABALLOS Production: $q_w=1995.7$ psia $q_g=899.2$ psia $Q=2668.8$ bbl/day $swf=219.05$ F | | | | | | | | | | | | |
| Tubing_1 | 36.3 | 2669 | .0022977 | 900 | 219 | 0.000 | 0.000 | 1004 | 0.4 | 0.3970 | 0.00000 | LIQUID |
| pipe#1 Tubin | 36.3 | 2669 | .0039355 | 852 | 217 | 48.02 | .0035 | 48.02 | 0.3 | 0.3963 | 0.00000 | LIQUID |
| (node 4) | 36.3 | 2669 | .0039405 | 852 | 217 | 0.000 | .0010 | .0010 | 0.4 | 0.3963 | 0.00000 | LIQUID |
| (node 4) | 36.3 | 2669 | .0048739 | 814 | 215 | 37.88 | .0054 | 37.88 | 0.4 | 0.3939 | 14.2187 | N/B TRANSITION |
| ** SEPARATOR : .00482987 (lb/s) & .003901074 (mmcf/d) of Gas removed (80.00% efficiency) ** | | | | | | | | | | | | |
| Fluid handles: feed = DAST28AB discard (Gas) = ABA6CBAS keep (Liquid) = 16K22CYO | | | | | | | | | | | | |
| ** PUMP : Speed = 2625 Power = 377.49 hp DP = 1285.4 psi DT = 21.764 F Eff = 15.221% | | | | | | | | | | | | |
| (centrifugal) Curve = A177 Stages = 205 Qin = 2691.2 bbl/day Qout = 2698 bbl/day Head = 2987.4 Ft | | | | | | | | | | | | |
| Viscosity correction: CENTRELIFT SSU= 29.28 PowerF= 1.053 CapacityF= 1.000 EfficiencyF= 0.950 HeadF= 1.000 | | | | | | | | | | | | |
| *** WARNING: Fluid is 2-phase (vol % gas= 0.124) at Pump inlet *** | | | | | | | | | | | | |
| pipe#1 Tubin | 36.3 | 2669 | 0.000000 | 2069 | 227 | 0.000 | 0.000 | -1255 | 2.7 | 1.0000 | 0.00000 | LIQUID |
| (node 14) | 36.3 | 2669 | .0189084 | 200 | 112 | 1851 | 18.48 | 1849 | 2.8 | 0.9409 | 77.0092 | ORK BOBBLE |
| ----- 1937. 18.52 1704. ----- | | | | | | | | | | | | |
| 39.8415 Liquid by sphaz: 0.000 | | | | | | | | | | | | |

Fuente: Software Especializado. Modificado.

Figura 81. Sensibilización De Tubing Para El Pozo UIS-125.



Fuente: Software Especializado. Modificado.

Tabla 38. Comparación Qact. Vs. Qsim. Para La Sensibilización De Tubing Del Pozo UIS-125.

| | ID TUBING (inch) | Pwf (psia) | PIP (psia) | SUMERGENCIA (ft) | CAUDAL (Bls/día) |
|------------|------------------|------------|------------|------------------|------------------|
| ACTUAL | 2,992 | 917 | 830 | 1.672,7 | 2.543 |
| OPTIMIZADO | 3,476 | 899,7 | 814 | 1.633,2 | 2.568,8 |

4.2.2 Presión en cabeza. Al realizar el análisis de sensibilización de la presión en cabeza (P_{wh}), ningún pozo generó un aumento en la tasa de flujo significativo, es por ello que no se recomienda disminuir la presión de cabeza en ninguno de los pozos, puesto que se considera que estos están operando a la WHP adecuada. Para revisar los datos de sensibilización ir al ANEXO G.

4.2.3 Frecuencia de la bomba. Con la finalidad de buscar oportunidad de optimizar la producción, se realizó una sensibilización de la frecuencia de operación de las bombas de cada SLA, teniendo en cuenta la demanda energética y aumento del caudal generado. Mediante la ubicación de un nodo funcional en fondo de pozo se evaluó el comportamiento de las curvas de oferta y demanda de cada pozo ante los cambios de frecuencia, los cuales fueron variados desde la frecuencia de operación actual hasta 65 Hz el cual es el límite manejado en el campo para los pozos con BES, a excepción del pozo UIS-38 que su límite recomendado en campo es de 80 Hz.

Para aquellos que cuentan con un levantamiento artificial por Bombeo Mecánico, se calculó la velocidad máxima de bombeo para cada pozo (SPM), con el fin de tomar de referencia dicho valor en el momento de hacer la sensibilidad. Tomando como ejemplo el pozo UIS-36 quien cuenta con una unidad de bombeo convencional, el número de Strokes máximos se calcula de la siguiente manera.

$$N_{max} = C \cdot \left(\frac{60.000}{L_{carrera}} \right)^{0,5}$$

Donde:

N_{max} = Velocidad máxima de bombeo (SPM).

$C = 0,7$ (Convencional); $0,56$ (Mark II); $0,63$ (B. Aire).

$L_{carrera}$ = Longitud de carrera o de recorrido actual (inch).

Debido a que el pozo UIS-36 actualmente opera con una longitud de carrera de 140 pulgadas (ver tabla 8), es posible conocer a qué velocidad máxima de bombeo la unidad puede trabajar.

$$N_{max} = 0,7 \cdot \left(\frac{60.000}{140} \right)^{0,5}$$
$$N_{max} = 14,5 \text{ Strokes/minuto}$$

Para el resto de los pozos con S.L.A. por Bombeo Mecánico que serán tenidos en cuenta para optimizar la velocidad de bombeo (UIS-14 Y UIS-136), el número de Strokes máximos serán 15,3 SPM y 11,8 SPM respectivamente.

Es importante resaltar que, para cada cambio propuesto, se evaluó los parámetros operacionales de cada bomba, como lo es por ejemplo la sumergencia, garantizando de esta manera el funcionamiento óptimo de cada equipo, evitando operaciones forzadas y estados perjudiciales para las bombas BES como lo son el *Downthrust* y *Upthrust*, garantizando así la preservación de la vida útil de los componentes del SLA.

Los resultados de las sensibilizaciones se muestran a continuación organizados en la tabla 39 y 40; las curvas de Inflow y Outflow se encuentran en el ANEXO H.

Tabla 39. Resultados Obtenidos En La Variación De Frecuencias Para Los Pozos Con SLA BES.

| POZO | SENSIBILIDAD | Frec. (Hz) | Poper. (psia) | Qoper. (Bls/día) | SUMERGENCIA (ft) |
|---------|----------------|------------|---------------|------------------|------------------|
| UIS-21 | Cond. Act. | 63 | 595,2 | 1.567 | 896,6 |
| | 1 Sensibilidad | 64 | 563,3 | 1.581,2 | 823,2 |
| | 2 Sensibilidad | 65 | 532,9 | 1.594 | 753,3 |
| UIS-35 | Cond. Act. | 54 | 497,5 | 1.400 | 891,7 |
| | 1 Sensibilidad | 58 | 348,6 | 1.446,9 | 549,8 |
| | 2 Sensibilidad | 62 | 251,7 | 1.468,4 | 327,4 |
| | 3 Sensibilidad | 65 | 204 | 1.476,4 | 217,9 |
| UIS-38 | Cond. Act. | 70 | 780,9 | 968 | 1.511,6 |
| | 1 Sensibilidad | 73,5 | 634,9 | 1.044,9 | 1.179,5 |
| | 2 Sensibilidad | 77 | 495,7 | 1.103,1 | 862,8 |
| | 3 Sensibilidad | 80 | 394 | 1.136,4 | 631,5 |
| UIS-125 | Cond. Act. | 45 | 917 | 2.543 | 1.672,7 |
| | 1 Sensibilidad | 50 | 645,3 | 2.903,8 | 1.053,2 |
| | 2 Sensibilidad | 53,6 | 433,6 | 3.097,4 | 570,6 |
| | 3 Sensibilidad | 55 | 351,1 | 3.152,1 | 382,5 |

Tabla 40. Resultados Obtenidos En La Variación De SPM Para Pozos Con SLA BM.

| POZO | SENSIBILIDAD | Velocidad (SPM) | Poper (psia) | Qoper. (Bls/día) | SUMERGENCIA (ft) |
|---------|----------------|-----------------|--------------|------------------|------------------|
| UIS-14 | Cond. Act. | 2,5 | 440,2 | 93 | 827,8 |
| | 1 Sensibilidad | 2,6 | 329,6 | 96,3 | 559,4 |
| | 2 Sensibilidad | 2,7 | 258,6 | 98 | 387,1 |
| | 3 Sensibilidad | 2,8 | 211,8 | 98,8 | 273,6 |
| UIS-36 | Cond. Act. | 4 | 709,4 | 132 | 1.105,8 |
| | 1 Sensibilidad | 5,5 | 528,5 | 148 | 647,1 |
| | 2 Sensibilidad | 6 | 483,1 | 151,2 | 531,9 |
| | 3 Sensibilidad | 6,5 | 444,5 | 153,8 | 434,1 |
| UIS-136 | Cond. Act. | 2,3 | 621 | 75 | 872,4 |
| | 1 Sensibilidad | 2,8 | 519,6 | 81,3 | 621,9 |
| | 2 Sensibilidad | 3 | 485,6 | 83,1 | 537,9 |
| | 3 Sensibilidad | 3,2 | 455,1 | 84,7 | 462,5 |

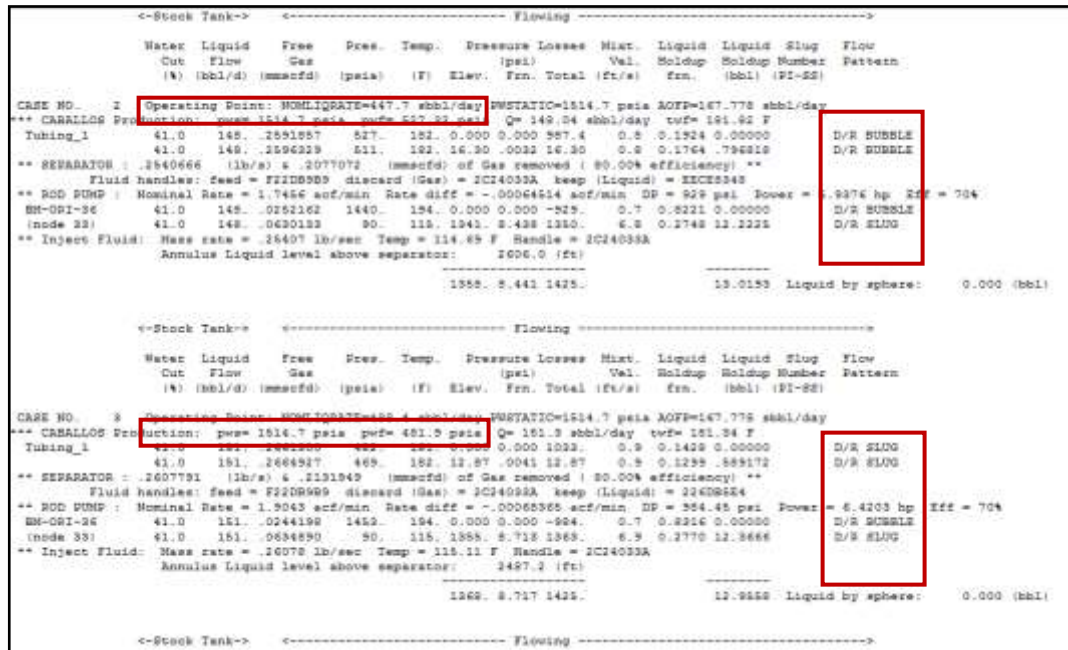
Las condiciones para la optimización seleccionadas se resaltan en las tablas anteriores; para los pozos UIS-14, UIS-35, UIS-125 y UIS-136 aunque había posibilidad de un mayor aumento en el caudal mediante una frecuencia más alta, la sumergencia de la bomba era inferior a 500 ft para dicha condición, lo cual podría ocasionar un nivel hidrostático bajo del fluido y el trabajo en seco del equipo. En el pozo UIS-36 aunque se garantizaba la sumergencia de la bomba ante los cambios de frecuencia, según el reporte del software se podría presentar

un patrón de flujo tapón (ver figura 82), por esta razón a pesar de que había oportunidad de un mayor aumento de la producción no se escogió la opción de mayor frecuencia.

Al igual que al anterior pozo en mención, el pozo UIS-21 también presenta una restricción al flujo (flujo tapón) generando grandes baches de gas que podrían obstruir el paso de fluido a través del tubing. No obstante, a pesar de que se garantizó la sumergencia en el pozo UIS-125, la nueva tasa de flujo no cumple con el rango límite de caudal operacional (3.300-7.750 Bls/día) que asegure su buen funcionamiento y el tiempo de utilidad de esta.

En conclusión, los pozos que presentaron un aumento en el caudal del fluido al aumentar la frecuencia o velocidad de bombeo fueron UIS-14, UIS-21, UIS-35, UIS-36, UIS-38, UIS-125 y UIS-136, elevando la producción a una tasa incremental de 790,8 Bls/día de fluido.

Figura 82. Reporte De Sensibilidad Del Pozo UIS-36.



Fuente: Software Especializado. Modificado.

Tabla 41. Equivalencia Tasa Nominal A SPM Para El Pozo UIS-36.

| Tasa Nominal (Bls/día) | Velocidad (SPM) |
|------------------------|-----------------|
| 447,7 | 5,5 |
| 488,4 | 6 |

Los estados de las condiciones operacionales ante los cambios propuestos se encuentran en el ANEXO I.

4.2.4 Densidad de perforados. Con el uso de la técnica de análisis nodal es posible determinar la densidad de cañoneo ideal (TPP) mediante la cual se obtiene un aumento en la producción. Debido a que el campo analizado presenta una baja productividad se realizó una sensibilidad de los TPP en la zona cañoneada, determinando así la densidad óptima de perforaciones.

Ubicando el nodo funcional en el punto medio de perforados se realizó el análisis de sensibilidad en los TPP a partir de la ecuación desarrollada por Perez & Kelkar, la cual permite ver el efecto de un recañoneo debido a que está en función de las constantes a_0, a_1 y a_2 las cuales dependen de la técnica de perforación, la densidad y radio de cañoneo, como se observó anteriormente. Para facilitar la comprensión del proceso, a continuación, se explica paso a paso la metodología desarrollada para hallar la densidad óptima de las perforaciones tomando como caso base el pozo UIS-35.

El primer paso para realizar el análisis de sensibilizaciones es la construcción de la curva IPR, teniendo en cuenta las condiciones de operación actuales del pozo. Los datos necesarios se obtienen de un test point en el cual se encuentra el valor de caudal tomado de los reportes actuales de producción a un valor de presión de fondo. Para el pozo UIS-35 las condiciones de operación son las siguientes.

Tabla 42. Test Point UIS-35.

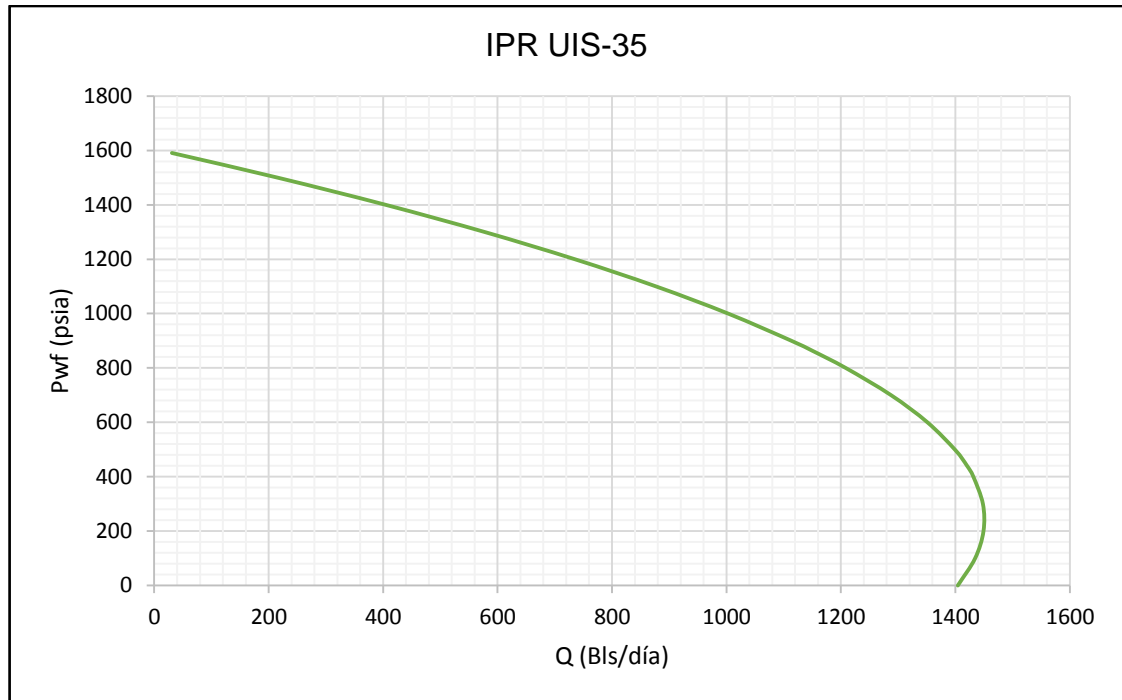
| UIS-35 | |
|-------------|---------|
| Pe (psia) | 1.590,7 |
| Pwf (psia) | 497,5 |
| Q (Bls/día) | 1.400 |

Teniendo en cuenta la densidad, radio y técnica de cañoneo, presión de yacimiento, presión de fondo fluyendo y el caudal, se genera la gráfica correspondiente a la curva de IPR para la densidad de perforaciones del pozo en estudio. Los parámetros del pozo tomado como ejemplo se pueden observar en la tabla 43 y el IPR en la figura 83.

Tabla 43. Información De Cañoneo UIS-35.

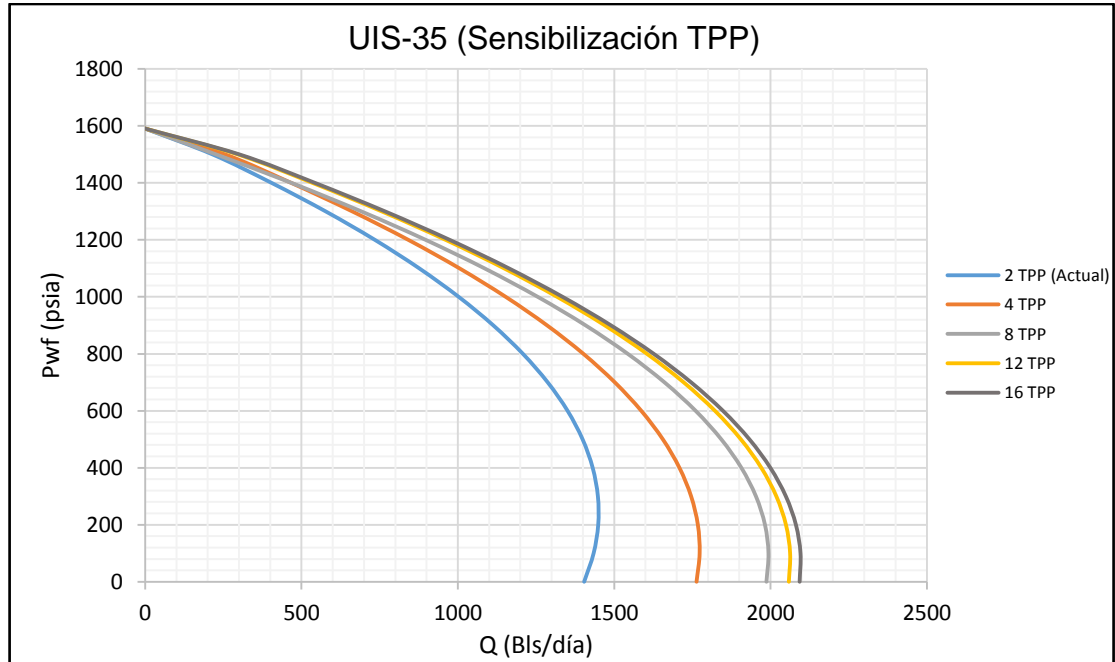
| UIS-35 | |
|--------------------|-------------|
| Pe (psia) | 1.590,7 |
| Pwf (psia) | 497,5 |
| Q (Bls/día) | 1.400 |
| TPP | 2 |
| Rp (inch) | > 0.3 |
| Tecnica De Cañoneo | Overbalance |
| a0 | 0,6171 |
| a1 | 0,26632 |
| a2 | -0,86983 |

Figura 83. IPR UIS-35 A 2 TPP (Actual).



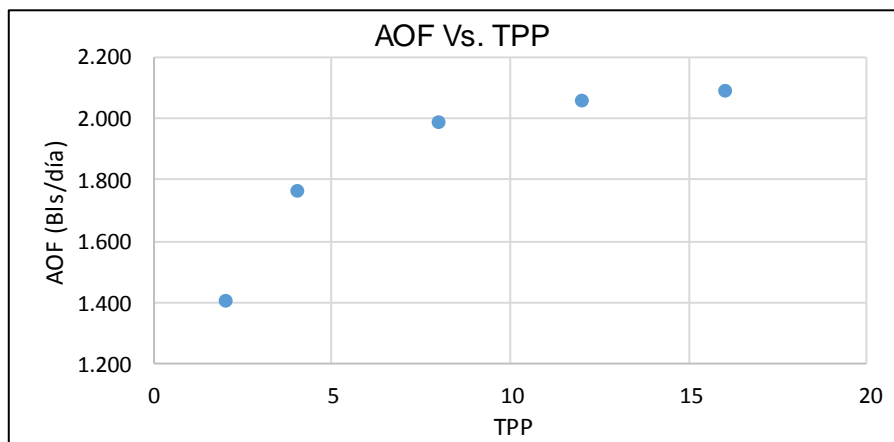
Para obtener las curvas IPR para diferentes densidades de cañoneo se modifica el número de TPP, los valores utilizados fueron de 2, 4, 8, 12 y 16 tiros por pie, puesto que son los rangos más utilizados comúnmente en la industria. En la figura 84 se puede observar el efecto del aumento de los TPP.

Figura 84. Sensibilización UIS-35 TPP.



De esta manera se obtiene los AOF para cada TPP haciendo posible observar el comportamiento del aumento de la producción en función de la densidad de perforaciones, mediante una gráfica de AOF Vs. TPP.

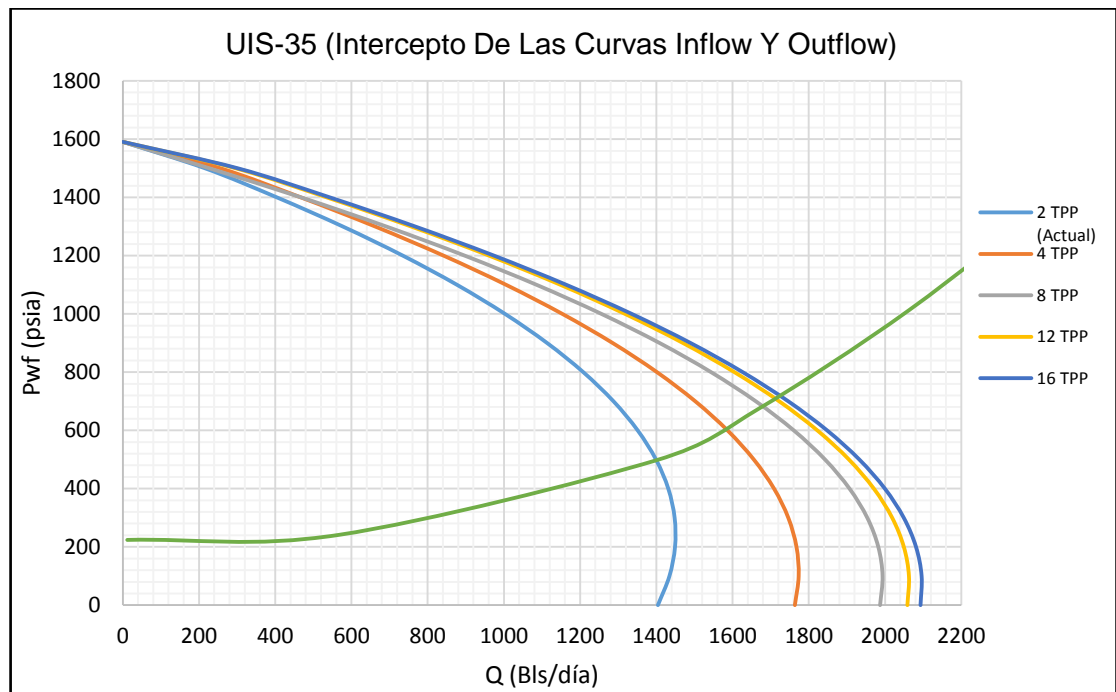
Figura 85. AOF Vs. TPP



Al analizar detenidamente el comportamiento del incremento del caudal en función de la densidad de perforaciones, es evidente que a partir de determinado punto el incremento de la producción no es tan notorio, presentándose una tendencia casi constante. En base a ello para el caso del pozo UIS-35 desde el punto de vista técnico (no operacional) la densidad óptima de perforación es de 8 TPP.

A partir de las condiciones actuales de los TPP, se calculó los coeficientes C y n correspondientes al modelo de Fetkovich, y una vez realizado la respectiva corrección como se describió anteriormente, se ingresa los valores al simulador, de esta manera al interceptar la curva de Outflow con las curvas de IPR pertenecientes a cada TPP, se halla el punto operacional para cada condición planteada. A continuación, se muestra los resultados obtenidos para el pozo en estudio.

Figura 86. Intercepción De Las Curvas Inflow Y Outflow Del Pozo UIS-35.



Al observar la figura 86 puede notarse un aumento de la producción considerable para el pozo UIS-35 teniendo en cuenta sus condiciones operacionales actuales, las cuales son una $P_{wf} = 497,5$ psia y un $Q = 1.400$ Bls/día, de esta manera al incrementar la densidad de perforaciones a 12 TPP se obtendría un $Q = 1.713,6$ Bls/día a una $P_{wf} = 706,7$ psia, por lo cual se recomienda que sea tenido en cuenta para una campaña de recañoneo.

En la tabla 44 se muestran los resultados de la sensibilidad de TPP para cada pozo, mientras que en el ANEXO J se podrá observar las gráficas de Inflow y Outflow, y en el ANEXO K los estados de las condiciones operacionales ante el aumento de los TPP de cada pozo.

Tabla 44. Resultados De Sensibilización De Los TPP.

| | | TPP | Poper (psia) | Qoper (Bls/día) | SUMERGENCIA (ft) |
|---------|------------|-----|--------------|-----------------|------------------|
| UIS 5 | ACTUAL | 6 | 863,1 | 212 | 118,7 |
| | OPTIMIZADO | 16 | 964,9 | 212,7 | 357,3 |
| UIS-10 | ACTUAL | 4 | 362,7 | 23 | 426,8 |
| | OPTIMIZADO | 16 | 598,1 | 23,5 | 978,8 |
| UIS-14 | ACTUAL | 3 | 440,2 | 93 | 827,8 |
| | OPTIMIZADO | 16 | 740,3 | 95 | 1.556 |
| UIS-21 | ACTUAL | 5 | 595,2 | 1.567 | 896,6 |
| | OPTIMIZADO | 12 | 652,7 | 1.707,8 | 1.028,9 |
| UIS-35 | ACTUAL | 2 | 497,5 | 1.400 | 891,7 |
| | OPTIMIZADO | 12 | 706,7 | 1.713,6 | 1.372 |
| UIS-36 | ACTUAL | 6 | 709,4 | 132 | 1.105,8 |
| | OPTIMIZADO | 16 | 764,2 | 138,7 | 1.244,7 |
| UIS-38 | ACTUAL | 3 | 780,9 | 968 | 1.511,6 |
| | OPTIMIZADO | 8 | 872,2 | 1.064,5 | 1.719,3 |
| UIS-52 | ACTUAL | 2 | 96 | 4 | 153,4 |
| | OPTIMIZADO | 16 | 181,5 | 5,8 | 352,6 |
| UIS-109 | ACTUAL | 3 | 555,1 | 479 | 439,8 |
| | OPTIMIZADO | 16 | 560,1 | 484 | 451,4 |
| UIS-111 | ACTUAL | 6 | 422,3 | 771 | 321,4 |
| | OPTIMIZADO | 12 | 492,7 | 818,5 | 482,6 |
| UIS-112 | ACTUAL | 2 | 293,6 | 93 | 205,7 |
| | OPTIMIZADO | 8 | 468,4 | 119,9 | 616,2 |
| UIS-125 | ACTUAL | 5 | 917 | 2.543 | 1.672,7 |
| | OPTIMIZADO | 16 | 936,2 | 2.832,2 | 1.716,5 |
| UIS-136 | ACTUAL | 6 | 621 | 75 | 872,4 |
| | OPTIMIZADO | 16 | 673,2 | 78,2 | 1.001,4 |

De la tabla anterior se puede apreciar que la sumergencia de los pozos resaltados y seleccionados para la optimización, se encuentran por encima de la que recomienda ECOPETROL S.A. como mínima (500 ft), a excepción del pozo UIS-111. Sin embargo, de los reportes generados por el software se puede observar que, a pesar del incremento de la presión de fondo generado por el aumento de la columna hidrostática, en los pozos UIS-21 y UIS-36 aún se presenta un patrón de flujo tapón (ver figura 87), el cual es indeseado para el flujo adecuado de líquido a través de la tubería. Además de ello cabe resaltar que, bajo esta nueva propuesta de optimización, el caudal de fluido generado en el pozo UIS-125 aún no se encuentra dentro del rango de caudal óptimo de operación (3.000-6.750 Bls/día).

De manera general, los pozos que presentaron un incremento considerable de producción fueron UIS-21, UIS-35, UIS-36, UIS-38, UIS-111, UIS-112 y UIS-125, elevando la producción del campo en 921,2 Bls/día de fluido incremental, es por ellos que estos serán tenidos en cuenta como una opción de sensibilización mediante un recañoneo. Se infiere que los demás pozos operan a la densidad de cañoneo adecuada, puesto que no presenta cambios notorios ante el aumento de tiros por pie en la zona productora.

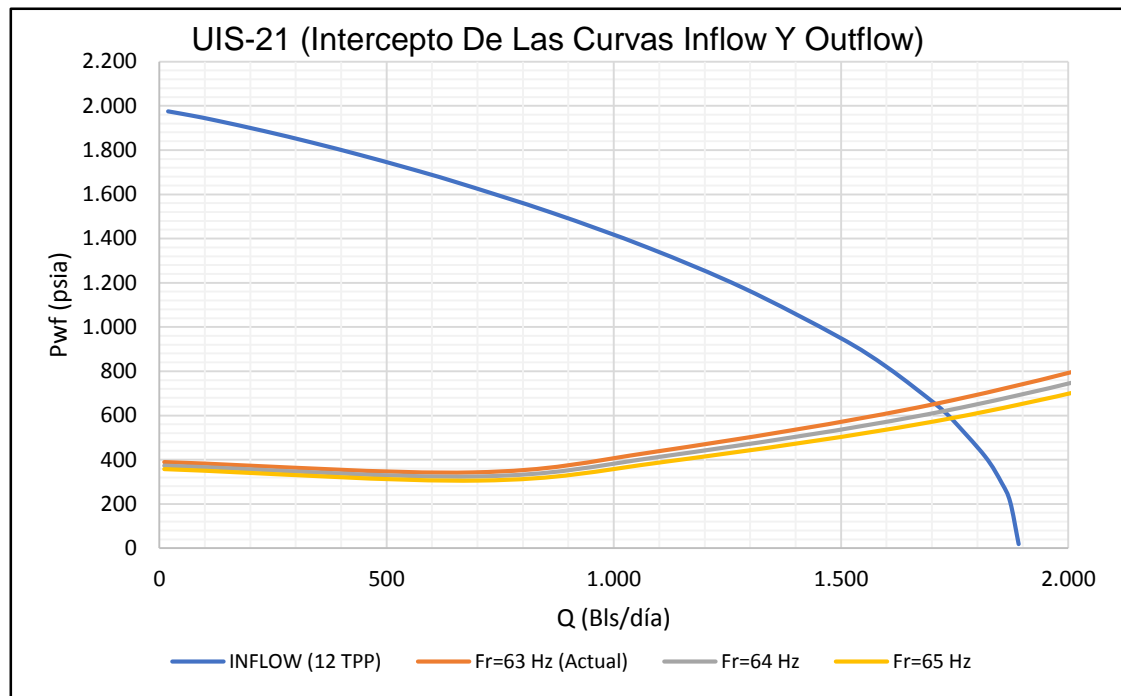
Figura 87. Reporte De Sensibilidad Del Pozo UIS-36.

| | Water Cut (%) | Liquid Flow (bbl/d) | Free Gas (mmscfd) | Pres. (psia) | Temp. (F) | Pressure Losses (psi) | Mixt. Vel. (ft/s) | Liquid Holdup (frn.) | Liquid Holdup (bbl) | Slug Number (PI-SS) | Flow Pattern |
|--|----------------------------|---------------------|-------------------|--------------|-----------|-----------------------|-------------------|----------------------|---------------------|---------------------|-------------------------------|
| CASE NO. 1 | Flowrate=138.7463 sbbl/day | | | | | | | | | | |
| ** CABALLOS PRODUCTION: pws= 1514.7 psia pwf= 764.19 psia Q= 138.75 sbbl/day twf= 184.86 F | | | | | | | | | | | |
| Tubing_1 | 41.0 | 139. | .2382517 | 764. | 185. | 0.000 0.000 750.5 | 0.5 | 0.4064 | 0.00000 | | ORK BUBBLE |
| | 41.0 | 139. | .2390407 | 733. | 185. | 31.09 .0018 31.10 | 0.5 | 0.3837 | 1.70801 | | ORK BUBBLE |
| ** SEPARATOR : .2339169 (lb/s) & .1912342 (mmscfd) of Gas removed (80.00% efficiency) ** | | | | | | | | | | | |
| Fluid handles: feed = DC3B961A discard (Gas) = 02322C99 keep (Liquid) = 75D429C6 | | | | | | | | | | | |
| ** ROD PUMP : Nominal Rate = 1.2716 acf/min Rate diff = -.00044601 acf/min DP = 642.25 psi Power = 3.8736 hp Eff = 70% | | | | | | | | | | | |
| BM-ORI-36 | 41.0 | 139. | .0315680 | 1375. | 193. | 0.000 0.000 -642. | 0.7 | 0.7634 | 0.00000 | | ORK SLUG |
| (node 33) | 41.0 | 139. | .0627477 | 90. | 114. | 1278. 7.714 1285. | 6.7 | 0.2657 | 11.5069 | | ORK SLUG |
| ** Inject Fluid: Mass rate = .23392 lb/sec Temp = 113.74 F Handle = 02322C99 | | | | | | | | | | | |
| Annulus Liquid level above separator: 3156.2 (ft) | | | | | | | | | | | |
| ----- | | | | | | | | | | | |
| | | | | | | 1309. 7.716 1425. | | | | 13.2149 | Liquid by sphere: 0.000 (bbl) |

Fuente: Software Especializado. Modificado.

4.2.5 Densidad de perforados y frecuencia de bomba. Se planteó un escenario en el que se tuvo en cuenta un aumento de la densidad de perforaciones y un incremento de la frecuencia de la bomba del S.L.A., para ello se tomó como base el análisis de sensibilización de TPP hecho anteriormente, en el cual se determinó cuales pozos generarían un aumento de la producción notorio ante un recañoneo (ver tabla 44), de esta manera mediante el uso del Software Especializado, se realizó una sensibilización de la frecuencia a dichos pozos incluyendo el aumento de TPP. A continuación, en la figura 88 se puede visualizar el intercepto de las curvas Inflow y Outflow correspondiente al pozo UIS-21, considerando una densidad de perforados de 12 TPP y unas frecuencias de 63 (Actual), 64 y 65 Hz.

Figura 88. Intercepto De Las Curvas Inflow Y Outflow Del Pozo UIS-21.



Fuete: Software Especializado. Modificado.

Al analizar la anterior figura, puede observarse que es posible obtener un aumento de la producción considerable para el pozo UIS-21, con una densidad de

perforados de 12 TPP y una frecuencia de 65 Hz, bajo estos parámetros operacionales se generaría un caudal incremental de 175,9 Bls/día.

A continuación, en la tabla 45 se encuentran los resultados para la totalidad de los pozos analizados, en el ANEXO L es posible consultar sus respectivas graficas de las curvas Inflow y Outflow, y en el ANEXO M se reportan las condiciones operacionales ante la sensibilidad propuesta.

Tabla 45. Resultados Obtenidos Ante La Sensibilización De Los TPP Y Aumento De Frecuencia.

| | SENSIBILIDAD | Frec. (Hz) | Poper (psia) | Qoper (Bls/día) | SUMERGENCIA (ft) |
|---------|-------------------------|------------|--------------|-----------------|------------------|
| UIS-21 | ACTUAL | 63 | 595,2 | 1.567 | 896,6 |
| | 1 Sensibilidad @ 12 TPP | 64 | 619,2 | 1.726,3 | 951,8 |
| | 2 Sensibilidad @ 12 TPP | 65 | 587,4 | 1.742,9 | 878,7 |
| UIS-35 | ACTUAL | 54 | 497,5 | 1.400 | 892 |
| | 1 Sensibilidad @ 12 TPP | 59 | 520,2 | 1.892,7 | 944 |
| | 2 Sensibilidad @ 12 TPP | 65 | 341,1 | 2.012,7 | 533 |
| UIS-36 | ACTUAL | 4 | 709,4 | 132 | 680 |
| | 1 Sensibilidad @ 16 TPP | 5,5 | 575,9 | 157,6 | 767,2 |
| | 2 Sensibilidad @ 16 TPP | 6,5 | 485,6 | 164,8 | 538,2 |
| UIS-38 | ACTUAL | 70 | 780,9 | 968 | 1.511,6 |
| | 1 Sensibilidad @ 8 TPP | 75 | 697 | 1.194,1 | 1.320,7 |
| | 2 Sensibilidad @ 8 TPP | 80 | 529 | 1.290,3 | 938,6 |
| UIS-112 | ACTUAL | 5,2 | 293,6 | 93 | 205,67 |
| | 1 Sensibilidad @ 8 TPP | 5,5 | 427,4 | 121,6 | 519,9 |
| | 2 Sensibilidad @ 8 TPP | 5,8 | 391,8 | 122,9 | 436,1 |
| UIS-125 | ACTUAL | 45 | 917 | 2.543 | 1.672,7 |
| | 1 Sensibilidad @ 16 TPP | 50 | 672,1 | 3.235,3 | 1.114,3 |
| | 2 Sensibilidad @ 16 TPP | 54 | 440,1 | 3.478,1 | 585,4 |

Al analizar el reporte de sensibilización, puede notarse un aumento de la producción significativo en cada uno de los pozos, operando dentro del límite de sumergencia establecido en el campo, en el cual se recomienda que dicho parámetro no sea inferior a 500 ft; el pozo UIS-111 que había presentado un incremento de la producción en la sensibilización de los TPP, no se tuvo en cuenta en este escenario, porque el valor de la sumergencia a 12 TPP para dicho pozo fue de 482,6 ft, lo cual está por fuera del límite, de esta manera un aumento de la frecuencia agravaría el estado de sumergencia.

En cuanto al patrón de flujo, en los pozos UIS-21 y UIS-36 se siguen presentando tapones o baches de gas a través del tubing que pueden taponar o impedir el flujo de líquido. Bajo esta nueva sensibilidad propuesta, es importante mencionar que el nuevo caudal optimizado del pozo UIS-125 entra dentro del rango óptimo de operación (3.450-7.900 Bls/día), lo cual garantiza un óptimo funcionamiento de la bomba y preservación del tiempo de vida útil del equipo.

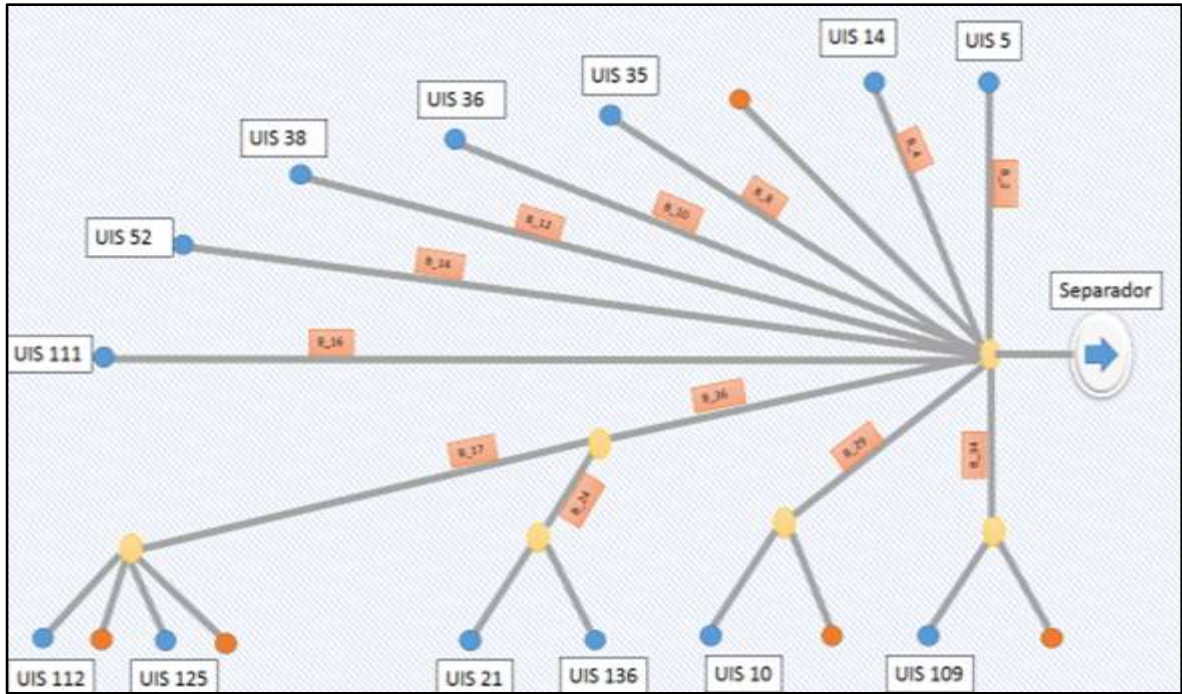
En conclusión, el caudal incremental que se logra al implementar este escenario de optimización es de 2.107,4 Bls/día de fluido.

4.3 EVALUACIÓN DE LAS CONDICIONES DE LA RED DE SUPERFICIE

4.3.1 Escenario No. 1: Red de superficie actual. Teniendo en cuenta los criterios establecidos en el Manual de Ingeniería de Diseño, (MID), NORMA API RP-14E, se evaluaron las condiciones actuales de la red de recolección, siendo los criterios más importantes:

- Velocidad de la mezcla bifásica menor que el 65% de la velocidad de erosión, evitando de esta manera la erosión y el desgaste interno de la tubería.
- Un gradiente de presión por fricción en la tubería, con una caída de presión no mayor a 1 psi cada 100 ft.
- Evitar el régimen de flujo tapón, puesto que este produce altas velocidades de la mezcla, favoreciendo de esta manera el desgaste interno de la tubería.

Figura 89. Modelo De La Red De Superficie Del Campo ARGPAZ.



Fuente: Software Especializado. Modificado.

A continuación, se muestra el análisis a las condiciones operacionales actuales de la red de recolección.

Tabla 46. Reporte Para El Análisis De Las Líneas Pertenecientes A La Red De Recolección.

| LÍNEA | LONGITUD (FT) | CAÍDA DE PRESIÓN (psi/100ft) | | VEL. MEZCLA (ft/seg.) | | VEL. EROSIÓN (ft/seg) | PATRÓN DE FLUJO |
|-------|---------------|------------------------------|--------|-----------------------|--------|-----------------------|-----------------|
| | | LÍMITE | ACTUAL | LÍMITE | ACTUAL | | |
| B_2 | 10.261,54 | < 1 | 0,0460 | 9,165 | 0,3 | 14,1 | LIQUID |
| B_4 | 1.428,19 | < 1 | 0,0012 | 13,78 | 0,2 | 21,2 | SEGREGATED |
| B_8 | 3.901,17 | < 1 | 2,7000 | 14,885 | 4,7 | 22,9 | INTERMITTENT |
| B_10 | 7.284,35 | < 1 | 0,2600 | 81,64 | 24,1 | 125,6 | STRAT. WAVY |
| B_12 | 15.376,21 | < 1 | 0,2640 | 16,835 | 5,2 | 25,9 | INTERMITTENT |
| B_14 | 4.148,66 | < 1 | 0,0015 | 34,515 | 0,1 | 53,1 | INTERMITTENT |
| B_16 | 7.692,33 | < 1 | 1,2000 | 9,1 | 1,2 | 14 | INTERMITTENT |
| B_17 | 11.170,66 | < 1 | 0,4700 | 11,57 | 1,6 | 17,8 | STRAT WAVY |
| B_24 | 4.345,01 | < 1 | 1,2000 | 23,595 | 17,6 | 36,3 | INTERMITTENT |
| B_36 | 9.212,51 | < 1 | 0,4350 | 17,42 | 6,1 | 26,8 | INTERMITTENT |
| B_29 | 5.686,67 | < 1 | 0,0220 | 22,49 | 0,1 | 34,6 | SEGREGATED |
| B_34 | 7.806,18 | < 1 | 0,0012 | 9,425 | 0,2 | 14,5 | INTERMITTENT |

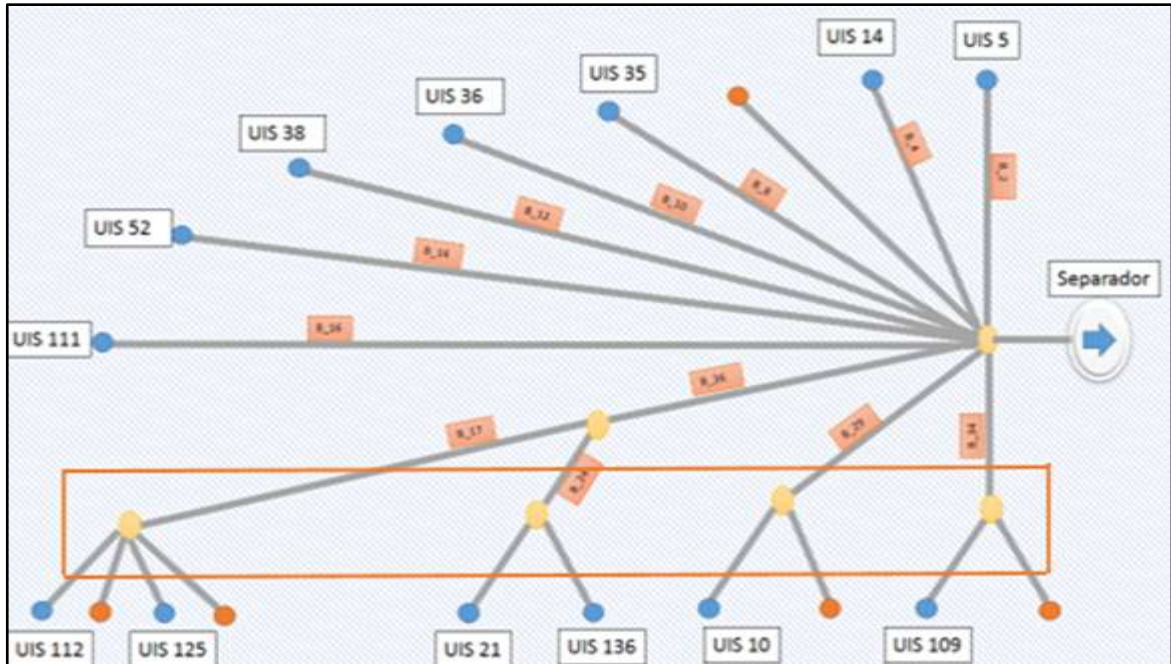
Como puede notarse en la tabla de resultados, la velocidad de la mezcla se encuentra dentro de los parámetros establecidos, sin embargo, en las líneas de flujo B_8, B_12, B_14, B_16, B_24, B_34 y B_36, se presenta un régimen de flujo intermitente, lo cual representa una limitante, ya que este tipo de patrón, puede ser del tipo bache o tapón, este último se caracteriza por la presencia de grandes burbujas de gas, debido a que los pozos presentan un alto GOR.

Es importante para identificar las limitantes hidráulicas evaluar el impacto sobre el rendimiento de las líneas de flujo de las siguientes variables:

- Densidad de pozos en un cluster
- Perfil de presión.
- Topografía de las zonas.
- Diferencia de diámetros de la troncal.
- Longitud de la troncal.

4.3.1.1. Densidad de pozos. Cada línea tiene una capacidad máxima de flujo la cual si es excedida se presentará contraflujo, es por ello que cuando hay un crecimiento en la producción se debe evaluar si el aumento de la presión provoca restricciones de unos pozos con otros, en un determinado cluster. En la red en particular existen cuatro clusters de los cuales de los 10 pozos asociados 4 están inactivos, como se observa en la figura 90. Los cluster Monserrate y Manifold-1, manejan el caudal de 2 pozos cada uno, mientras que el Manifold-Rio y Manifold-2 solamente el de 1 pozo, por lo cual se infiere que la capacidad de flujo no es afectada por los caudales asociados.

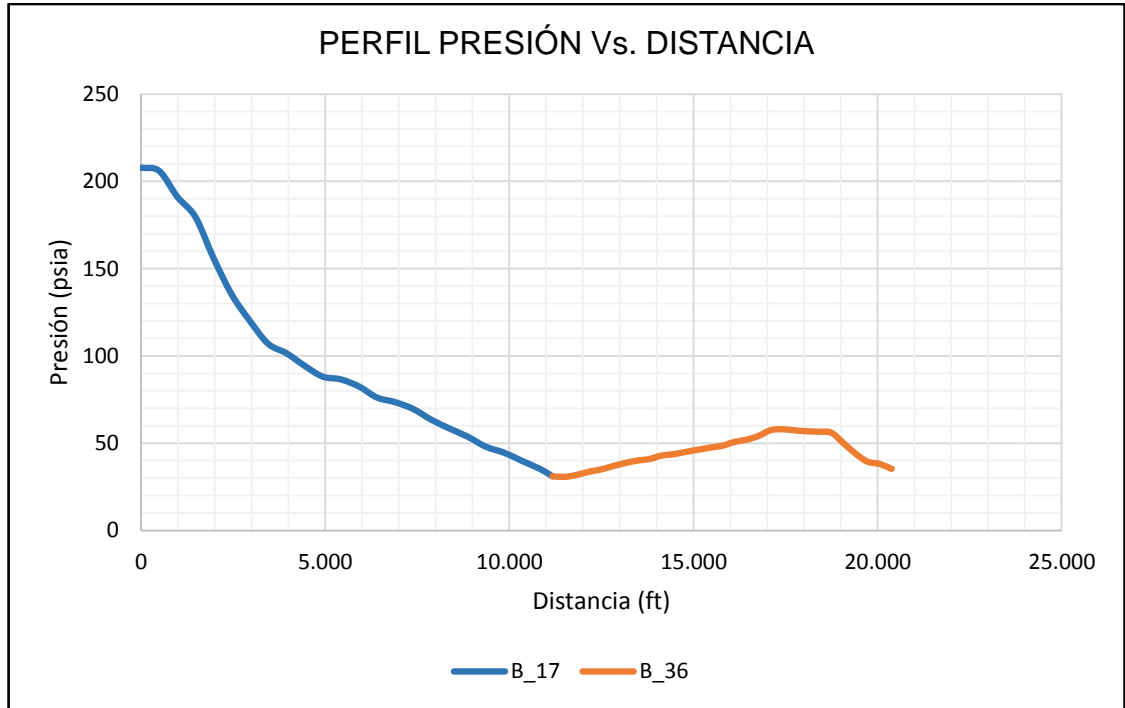
Figura 90. Clusters Del Campo ARGPAZ.



Fuente: Software Especializado. Modificado.

4.3.1.2 Perfil de presión. Para que un proceso de transporte sea eficiente los fluidos que fluyen a través del sistema deben de ir de un punto de mayor presión a uno de menor presión como lo enuncia la mecánica de fluidos básica, de esta manera los perfiles de presión de las líneas indican una buena eficiencia de transporte si la presión desciende proporcionalmente a la longitud, de no ser así podría existir una restricción al flujo.

Figura 91. Perfil De Presión De Las Líneas B_17 y B_36.



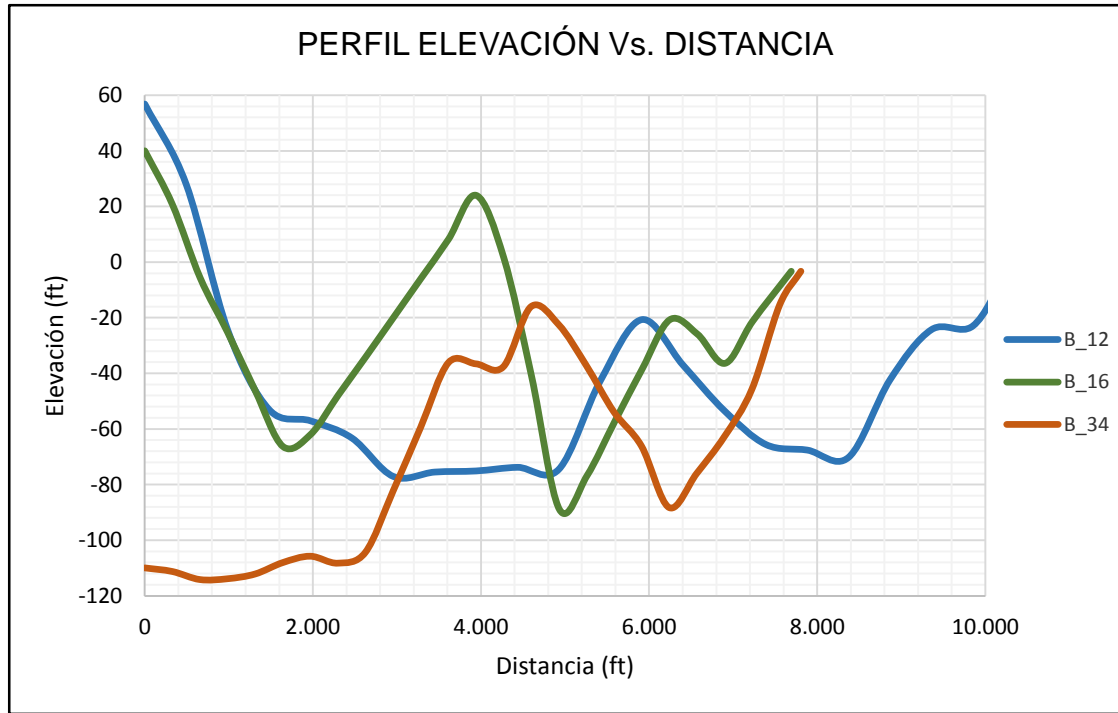
Fuente: Software Especializado. Modificado.

En la figura 91 se puede observar el perfil de presión para las dos líneas principales (B_17, B_36), para la línea B_17 el descenso de la presión es paulatino, sin embargo en la línea B_36 podría inferirse la existencia de una limitación hidráulica, puesto que existe un punto de mayor presión hacia el final del tramo, consultando la topografía de dicha línea se puede asociar este aumento de la presión a la inclinación en descenso del terreno. En el ANEXO N se pueden encontrar los perfiles de presión y elevación para las líneas individuales.

4.3.1.3 Topografía de la zona. Como se observa en el perfil topográfico de las líneas en la figura 92, los cambios de elevación e irregularidad del terreno muestran que el diseño de la tubería no es uniforme, puesto que debe adaptarse a la zona la cual tiene diferentes alturas, por ello tiene implementado diferentes conexiones con diferentes ángulos, estos cambios en el diseño de la tubería,

generan variaciones de presión y crean resistencia al flujo, como es el caso de las líneas B_12, B_16 y B_34 .

Figura 92. Perfil Topográfico De Las Líneas Del Campo ARGPAZ.



Fuente: Software Especializado. Modificado.

4.3.2 Escenario No. 2: Red de superficie con el aumento en la frecuencia de las bombas. En esta sección se evalúan las condiciones operacionales de la red de superficie, ante el aumento de producción, generado por los cambios propuestos, resultado de la sensibilización de variables; dichos cambios fueron evaluados financieramente con el propósito de analizar la viabilidad técnica de un posible escenario de producción factible. De esta manera, el nuevo escenario de producción contempla el aumento de la frecuencia en las bombas de los pozos.

Para estudiar el comportamiento hidráulico del sistema de recolección ante la optimización propuesta, se simuló con el software la nueva red de recolección con

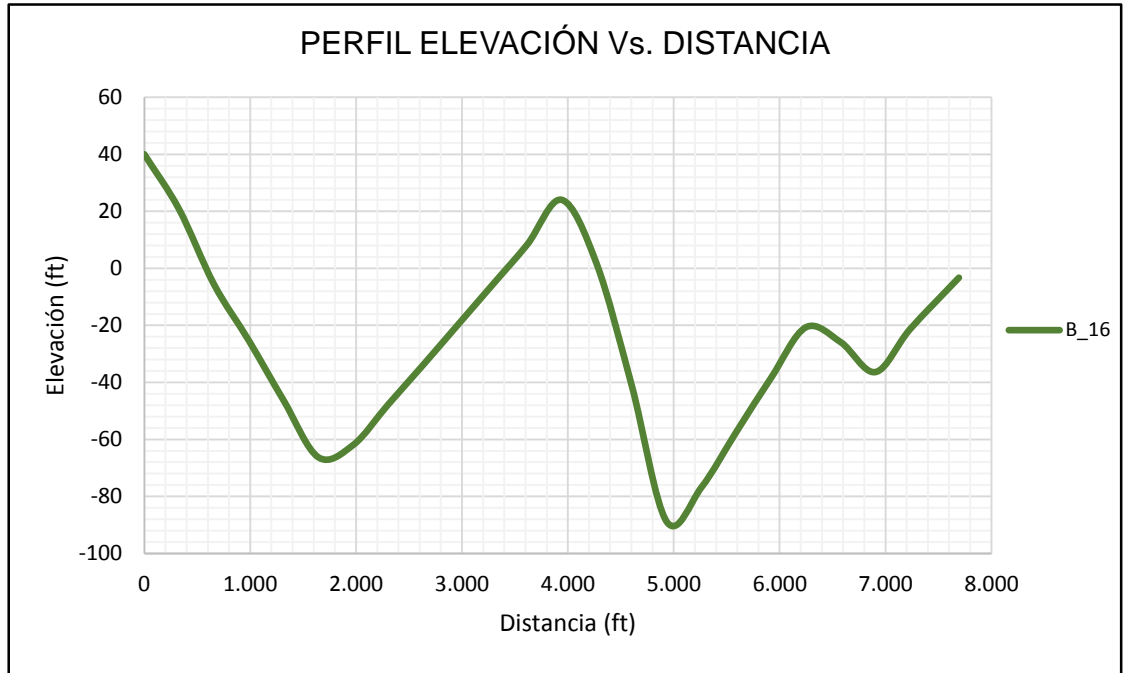
los cambios propuestos implementados, haciendo revisión de esta manera de los criterios establecidos por la norma API RP-14E. La tabla 47 muestra un resumen de los resultados obtenidos.

Tabla 47. Evaluación De Los Criterios De La Norma API RP-14E.

| LÍNEA | LONGITUD (FT) | CAÍDA DE PRESIÓN (psi/100ft) | | VEL. MEZCLA (ft/seg.) | | VEL. ERSOSIÓN (ft/seg.) | PATRÓN DE FLUJO |
|-------|---------------|------------------------------|--------|-----------------------|--------|-------------------------|-----------------|
| | | LÍMITE | ACTUAL | LÍMITE | ACTUAL | | |
| B_2 | 10.261,54 | < 1 | 0,0464 | 9,165 | 0,3 | 14,1 | LIQUID |
| B_4 | 1.428,19 | < 1 | 0,0013 | 13,78 | 0,2 | 21,2 | SEGREGATED |
| B_8 | 3.901,17 | < 1 | 2,7000 | 14,365 | 4,5 | 22,1 | INTERMITTENT |
| B_10 | 7.284,35 | < 1 | 0,2990 | 81,38 | 26,9 | 125,2 | STRAT.WAVY |
| B_12 | 15.376,21 | < 1 | 0,3140 | 15,925 | 5,3 | 24,5 | INTERMITTENT |
| B_14 | 4.148,66 | < 1 | 0,0015 | 34,515 | 0,1 | 53,1 | INTERMITTENT |
| B_16 | 7.692,33 | < 1 | 1,2000 | 9,1 | 1,2 | 14 | INTERMITTENT |
| B_17 | 11.170,66 | < 1 | 0,5500 | 10,4 | 1,6 | 16 | STRAT.WAVY |
| B_24 | 4.345,01 | < 1 | 1,3150 | 23,465 | 17,7 | 36,1 | INTERMITTENT |
| B_36 | 9.212,51 | < 1 | 0,4914 | 16,38 | 6 | 25,2 | INTERMITTENT |
| B_29 | 5.686,67 | < 1 | 0,0222 | 22,49 | 0,1 | 34,6 | SEGREGATED |
| B_34 | 7.806,18 | < 1 | 0,0012 | 9,425 | 0,2 | 14,5 | INTERMITTENT |

Las líneas B_10, B_12 y B_17 aumentaron su velocidad de mezcla, sin embargo, aún se encuentran dentro del límite establecido por la norma. El régimen de flujo presentes en las líneas B_8, B_12, B_14, B_16, B_24, B_36 y B_34 es intermitente, por consiguiente, se considera una puesto que este patrón de flujo se caracteriza por la presencia de volúmenes de gas acumulados, los cuales ocasionarían una obstrucción en el transporte del fluido hacia los sistemas de recolección. La línea B_8, B_16 y B_24 reportan caídas de presión de 2,7, 1,2 y 1,3 (psi/100 ft) respectivamente, dichos valores sobrepasan el límite recomendado el cual es de 1 psi/100 ft; dichas caídas de presión pueden estar asociadas a la topografía del terreno, esto puede inferirse analizando los perfiles topográficos de las líneas.

Figura 93. Perfil Topográfico De La Línea B_16.



Fuente: Software Especializado. Modificado.

Con la finalidad de evaluar el comportamiento de las líneas bajo las nuevas condiciones de flujo, se compara el caudal esperado por la optimización con el caudal calculado por el simulador en los diferentes puntos principales de la red de recolección. Si la diferencia entre estos dos valores es negativa, indica que la capacidad de transporte de la línea no soporta las nuevas condiciones de flujo.

A continuación, en la tabla 48 se muestra el caudal optimizado, el caudal calculado por el simulador y el ΔQ correspondiente:

Tabla 48. Análisis ΔQ del escenario No. 2.

| LÍNEA | CAUDAL | | ΔQ |
|-------|-----------------------|----------------------|------------|
| | Qoptimizado (Bls/día) | Qcalculado (Bls/día) | |
| B_2 | 212 | 212 | 0 |
| B_4 | 96,3 | 96,27 | 0,03 |
| B_8 | 1.446,9 | 1.446,90 | 0 |
| B_10 | 148 | 147,96 | 0,04 |
| B_12 | 1.103,1 | 1.101,35 | 1,75 |
| B_14 | 4 | 4 | 0 |
| B_16 | 771 | 771 | 0 |
| B_17 | 3.190,4 | 3.168,69 | 21,71 |
| B_24 | 1.677,1 | 1.676,68 | 0,42 |
| B_36 | 4.867,5 | 4.845,38 | 22,12 |
| B_29 | 23 | 22,7 | 0,3 |
| B_34 | 479 | 478,96 | 0,04 |

Analizando los resultados se puede observar que las líneas B_12, B_17 y B_36 son las únicas que presentan una restricción al flujo considerable en las nuevas condiciones, en las cuales el caudal incremental de fluido es de 135,1 Bls/día para la línea B_12 y más de 500 Bls/día de fluido para las líneas B_17 y B_36, por ello, un aumento en el diámetro de la línea podría ser conveniente con la finalidad de aumentar su capacidad de transporte, aunque debe analizarse la relación entre el costo por el cambio de diámetro y el caudal adicional. Las demás líneas no reflejan restricción al flujo indicando de esta manera que la red de recolección es eficiente ante la nueva condición de caudal del escenario optimizado mediante el aumento de la frecuencia de las bombas de cada S.LA.

4.3.3 Escenario No. 3: Red de superficie con el aumento en la densidad de perforaciones. Con el propósito de analizar técnicamente la capacidad de transporte de la red de superficie ante los cambios propuestos referentes a un aumento en la densidad de cañoneo, mediante el uso del Software Especializado, se evaluó los criterios de la norma API RP-14E, con el objetivo de hallar limitantes hidráulicas en la red de flujo, determinando así la viabilidad técnica de la implementación del aumento de los TPP en los pozos considerados para dicha optimización.

Tabla 49. Evaluación De Los Criterios De La Norma API RP-14E.

| LÍNEA | LONGITUD (FT) | CAÍDA DE PRESIÓN (psi/100ft) | | VEL. MEZCLA (ft/seg.) | | VEL. ERSOSIÓN (ft/seg.) | PATRÓN DE FLUJO |
|-------|---------------|------------------------------|--------|-----------------------|--------|-------------------------|-----------------|
| | | LÍMITE | ACTUAL | LÍMITE | ACTUAL | | |
| B_2 | 10.261,54 | < 1 | 0,0465 | 9,165 | 0,3 | 14,1 | LIQUID |
| B_4 | 1.428,19 | < 1 | 0,0012 | 13,78 | 0,2 | 21,2 | SEGREGATED |
| B_8 | 3.901,17 | < 1 | 3,0100 | 15,6 | 6,3 | 24 | INTERMITTENT |
| B_10 | 7.284,35 | < 1 | 0,2700 | 81,38 | 25,2 | 125,2 | STRAT.WAVY |
| B_12 | 15.376,21 | < 1 | 0,3190 | 16,185 | 5,3 | 24,9 | INTERMITTENT |
| B_14 | 4.148,66 | < 1 | 0,0015 | 34,515 | 0,1 | 53,1 | INTERMITTENT |
| B_16 | 7.692,33 | < 1 | 1,4000 | 9,165 | 1,3 | 14,1 | INTERMITTENT |
| B_17 | 11.170,66 | < 1 | 0,5170 | 11,505 | 1,8 | 17,7 | STRAT.WAVY |
| B_24 | 4.345,01 | < 1 | 1,3900 | 22,49 | 17,3 | 34,6 | INTERMITTENT |
| B_36 | 9.212,51 | < 1 | 0,4890 | 16,705 | 6,2 | 25,7 | INTERMITTENT |
| B_29 | 5.686,67 | < 1 | 0,0223 | 22,49 | 0,1 | 34,6 | SEGREGATED |
| B_34 | 7.806,18 | < 1 | 0,0012 | 9,425 | 0,2 | 14,5 | INTERMITTENT |

Como puede notarse en la tabla 49 ante las nuevas condiciones de flujo, la mayoría de las líneas presentan caídas de presión por cada 100 ft de tubería dentro del límite establecido por la norma, sin embargo, la línea B_8, B_16 y B_24 no están dentro del parámetro establecido. Debe tenerse en cuenta la topografía irregular del terreno asociada a estas líneas, lo cual explica el valor del gradiente de caída de presión por fricción.

Al analizar las velocidades de erosión, puede notarse que, ante las nuevas condiciones de flujo, la velocidad en cada una de las líneas no sobrepasa la velocidad de erosión límite, indicando de esta manera que las líneas tienen la capacidad para transportar el volumen de fluido asociado al nuevo escenario, sin embargo, nótese que la línea B_24 se encuentra cerca del límite de velocidad de erosión.

Con respecto a los patrones de flujo se siguen presentando limitantes debido a la presencia del régimen intermitente, causado por la producción de gas asociada a los pozos de dichas líneas.

De igual forma que se evaluó el escenario anterior, se realizó un análisis del caudal esperado y el caudal calculado por el simulador, con el propósito de

determinar si la capacidad de transporte actual de las líneas de flujo soporta el caudal asociado a la optimización de la producción mediante el aumento de los TPP en los pozos considerados para optimizarse.

A continuación, en la tabla 50 se presenta los resultados.

Tabla 50. Análisis ΔQ del escenario No. 3.

| LÍNEA | CAUDAL | | ΔQ |
|-------|---------------------|----------------------|------------|
| | Qesperado (Bls/día) | Qcalculado (Bls/día) | |
| B_2 | 212 | 212 | 0 |
| B_4 | 93 | 93 | 0 |
| B_8 | 1.713,6 | 1.712,2 | 1,4 |
| B_10 | 138,7 | 138,7 | 0 |
| B_12 | 1.064,5 | 1.061,6 | 2,94 |
| B_14 | 4 | 4 | 0 |
| B_16 | 818,5 | 815,8 | 2,7 |
| B_17 | 2.952,1 | 2.951,0 | 1,1 |
| B_24 | 1.782,8 | 1.776,7 | 6,1 |
| B_36 | 4.734,9 | 4.728,6 | 6,3 |
| B_29 | 23 | 23 | 0 |
| B_34 | 479 | 478,9 | 0,1 |

Como puede observarse en la anterior tabla, las líneas que presentan limitaciones al flujo son las líneas B_8, B_12, B_16, B_17, B_24 y B_36, restringiendo así el flujo a través de estas y de esta manera, reduciendo la capacidad de transporte de cada línea nombrada anteriormente con las nuevas condiciones de caudal. Es por ello, un aumento en el diámetro de la línea podría ser conveniente con la finalidad de aumentar su capacidad de transporte, sin embargo, debe analizarse si los costos asociados al cambio de diámetro, no son considerables para realizar dicha operación, y el caudal adicional es factible para su realización.

4.3.4 Escenario No. 4: Red de superficie con el aumento en la densidad de perforaciones e incremento de frecuencia. Del mismo modo que en los escenarios anteriormente planteados, se analizó el comportamiento hidráulico de la red ante las nuevas condiciones de caudal, para ello se realizó una revisión de

los criterios establecidos en la norma API RP-14E del Manual de Ingeniería de Diseño, en la tabla 51 se encuentran los resultados obtenidos en el modelo de simulación.

Tabla 51. Evaluación De Los Criterios De La Norma API RP-14E.

| LÍNEA | LONGITUD (FT) | CAÍDA DE PRESIÓN (psi/100ft) | | VEL. MEZCLA (ft/seg.) | | VEL. EROSIÓN (ft/seg) | PATRÓN DE FLUJO |
|-------|---------------|------------------------------|--------|-----------------------|--------|-----------------------|-----------------|
| | | LÍMITE | ACTUAL | LÍMITE | ACTUAL | | |
| B_2 | 10.261,54 | < 1 | 0,0464 | 9,165 | 0,3 | 14,1 | LIQUID |
| B_4 | 1.428,19 | < 1 | 0,0012 | 13,78 | 0,2 | 21,2 | SEGREGATED |
| B_8 | 3.901,17 | < 1 | 1,940 | 14,495 | 6,3 | 22,3 | INTERMITTENT |
| B_10 | 7.284,35 | < 1 | 0,344 | 81,38 | 29,9 | 125,2 | STRAT. WAVY |
| B_12 | 15.376,21 | < 1 | 0,4260 | 14,755 | 5,4 | 22,7 | INTERMITTENT |
| B_14 | 4.148,66 | < 1 | 0,0015 | 34,515 | 0,1 | 53,1 | INTERMITTENT |
| B_16 | 7.692,33 | < 1 | 1,255 | 9,1 | 1,2 | 14 | INTERMITTENT |
| B_17 | 11.170,66 | < 1 | 0,604 | 10,335 | 1,8 | 15,9 | INTERMITTENT |
| B_24 | 4.345,01 | < 1 | 1,406 | 22,165 | 17,1 | 34,1 | INTERMITTENT |
| B_36 | 9.212,51 | < 1 | 0,550 | 15,6 | 6,1 | 24 | INTERMITTENT |
| B_29 | 5.686,67 | < 1 | 0,022 | 22,49 | 0,1 | 34,6 | SEGREGATED |
| B_34 | 7.806,18 | < 1 | 0,0012 | 9,425 | 0,2 | 14,5 | INTERMITTENT |

Las líneas presentan una velocidad de mezcla dentro del límite establecido, sin embargo, en las líneas B_8, B_12, B_14, B_16, B_17, B_24, B_36 y B_34 se presenta un régimen de flujo intermitente considerado como limitante hidráulica, puesto que se podrían generar baches de gas, impidiendo el flujo del líquido hacia los colectores. Analizando la caída de presión se observa que en las líneas B_8, B_16 y B_24 se reportan valores de 1,9, 1,25 y 1,4 psi/100ft respectivamente, los cuales están por fuera del límite, al consultar los perfiles topográficos de dichas líneas (ver Anexo N) se puede inferir que dichas caídas de presión están asociadas a la irregularidad del terreno.

Con el propósito de analizar la capacidad de transporte de la red de superficie ante el aumento de producción generado por el incremento de los TPP y la frecuencia, se comparó el caudal esperado y el simulado, con tal fin de constatar si las líneas actuales son adecuadas para transportar la tasa de producción esperada.

A continuación, en la tabla 52 se muestran los resultados obtenidos.

Tabla 52. Análisis ΔQ del escenario No. 4.

| LÍNEA | CAUDAL | | ΔQ |
|-------|---------------------|----------------------|------------|
| | Qesperado (Bls/día) | Qcalculado (Bls/día) | |
| B_2 | 212 | 212 | 0 |
| B_4 | 93 | 93 | 0 |
| B_8 | 2.012,7 | 1.982,3 | 14,04 |
| B_10 | 164,8 | 164,87 | 0 |
| B_12 | 1.290,3 | 1.290 | 5,28 |
| B_14 | 4 | 4 | 0 |
| B_16 | 771 | 771 | 0 |
| B_17 | 3.599,7 | 3.585,5 | 31,27 |
| B_24 | 1.817,9 | 1.809,3 | 4,64 |
| B_36 | 5.417,6 | 5.394,8 | 35,91 |
| B_29 | 23 | 22,6 | 0,4 |
| B_34 | 479 | 478,9 | 0,1 |

Al analizar los resultados es posible observar restricción al flujo considerable en las líneas B_8, B_17 y B_36, en las cuales el caudal incremental de fluido es de 612,7 Bls/día para la línea B_8, 963,7 Bls/día para la línea B_17 y 1.139,6 Bls/día para la línea B_36. Es recomendable implementar tuberías de mayor diámetro al actual, para mejorar la capacidad de transporte de la red, sin embargo, debe analizarse la relación entre el costo generado por el cambio de tubería y el caudal incremental. Las demás líneas son adecuadas para transportar los fluidos asociados a la nueva producción del escenario # 4.

4.4 SET DE BOMBAS.

4.4.1 Propuesta set de bombas para pozos con levantamiento artificial BES.

Teniendo en cuenta los parámetros de operación del pozo y del sistema de levantamiento artificial BES, se propuso un set de bombas en el cual, para cada pozo, se analizó la posibilidad de implementar una bomba alterna, la cual bajo las mismas condiciones de operación actuales (Q, Pwf, profundidad de bomba,

sumergencia, etc.), disminuya la potencia requerida y por lo tanto, se reduzca los costos energéticos de operación. Para tal fin, se tuvo en cuenta que la bomba alterna seleccionada, estuviese en el rango óptimo de operación, para un determinado caudal de flujo y a su vez esté operando a una frecuencia cercana a su máxima eficiencia volumétrica, además, que cuente con la capacidad de levantar la carga dinámica total del fluido (TDH) hasta superficie, superando todas aquellas pérdidas de presión que intervienen en el levantamiento (elevación y fricción).

A partir de los reportes generados por el software, es posible conocer el valor de la TDH, las pérdidas generadas por elevación y fricción a través del tubing, la potencia consumida por la bomba y la eficiencia volumétrica de ésta. Tomando como ejemplo la bomba BES Centrilift A177 del pozo UIS-125, con las condiciones de operación de frecuencia de 45Hz y 205 etapas, se obtiene el siguiente reporte y parámetros actuales.

Figura 94. Reporte Para El Pozo UIS-125.

| Water Cut (%) | Liquid Flow (bbl/d) | Free Gas (mmscfd) | Pres. (psia) | Temp. (F) | Pressure Losses (psi) | | | Mixt. Vel. (ft/s) | Liquid Holdup | Liquid Holdup (bbl) | Slug Number (PI-SS) | Flow Pattern | |
|--|---------------------|-------------------|--------------|-----------|-----------------------|-------|-------|-------------------|---------------|---------------------|---------------------|--------------|--|
| | | | | | Elev. | Frn. | Total | | | | | | |
| ** PUMP : Speed = 2625 Power = 375.96 hp OP = 1254.1 psi DI = 21.934 F Eff = 15.105% | | | | | | | | | | | | | |
| (centrifugal) Curve = A177 Stages = 205 Qin = 2662.6 bbl/day Qout = 2675.2 bbl/day Head = 2983 ft | | | | | | | | | | | | | |
| Viscosity correction: CENTRILIFT SSU= 29.28 PowerF= 1.053 CapacityF= 1.000 EfficiencyF= 0.990 HeadF= 1.000 | | | | | | | | | | | | | |
| pipe#1_Tubin | 96.3 | 2542.0 | 0.000000 | 2085. | 237. | 0.000 | 0.000 | -1254 | 3.6 | 1.0000 | 0.00000 | LIQUID | |
| (node 14) | 96.3 | 2542. | .0170308 | 200. | 115. | 1847. | 38.31 | 1885. | 3.7 | 0.9319 | 57.0183 | ORK BUBBLE | |
| | | | | | | | | | | ----- | | | |
| | | | | | | | | | | 1933. | 38.35 | 1706. | |
| | | | | | | | | | | 79.9207 | Liquid by sphere: | | |

Fuente: Software Especializado. Modificado.

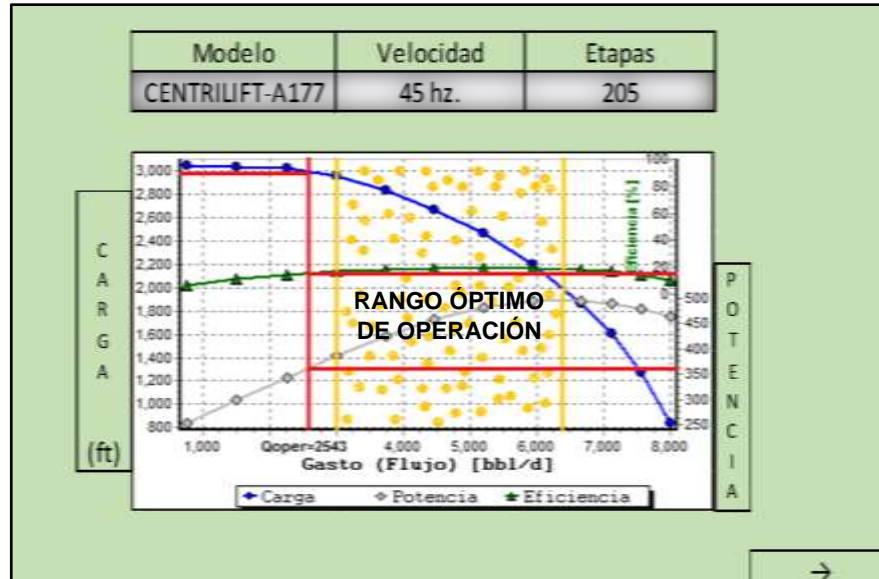
Tabla 53. Condiciones De Operación Actual De La Bombas BES Del Pozo UIS-125.

| PARAMETROS DE OPERACIÓN ACTUAL DE LA BES CENTRILIFT A177 | |
|---|---------|
| Q (Bls/día) | 2.543 |
| Pwf (psia) | 917 |
| PIP | 830 |
| CHP (psia) | 0 |
| API | 39 |
| BSW (fracción) | 0,963 |
| SGo | 0,830 |
| SGw | 1,02 |
| PMP (ft) | 7.000 |
| h (ft) | 2.090,7 |
| NDF (ft) | 4.909,3 |
| Profun. De La Bomba (ft) | 6.582 |
| Sumergencia (ft) | 1.672,7 |
| ID Casing (inch) | 8,755 |
| Diametro De Bomba (inch) | 6,75 |
| TDH (ft) | 2.983 |
| POTENCIA (HP) | 375,96 |
| EFICIENCIA (%) | 15,105 |

Como se puede observar en la tabla 53, la potencia requerida es elevada, ya que esta bomba se encuentra operando por fuera de sus límites óptimos (3.000 Bls/día-6.750 Bls/día), lo cual puede visualizarse en la figura 95.

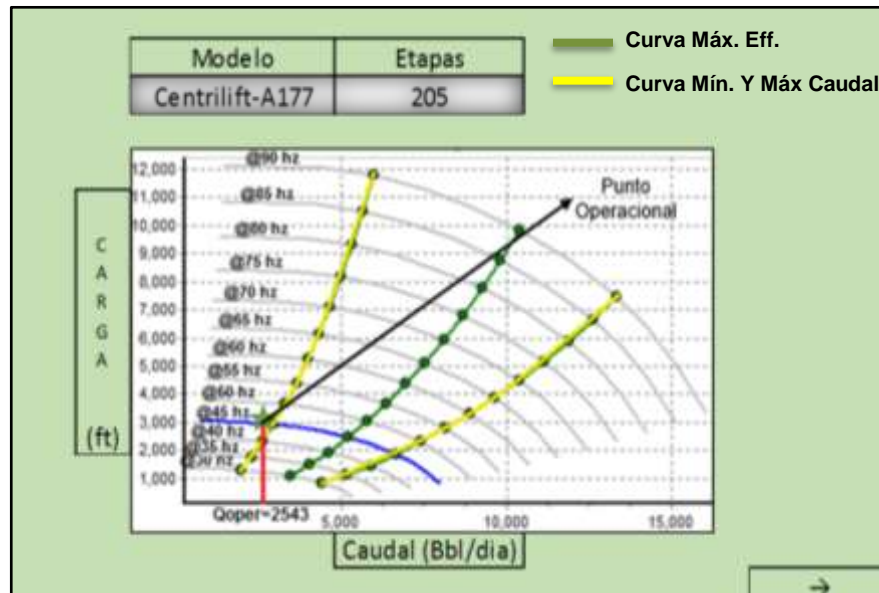
Adicionalmente, al analizar las curvas de velocidades variables, puede inferirse que dicha bomba opera lejos de la curva de máxima eficiencia, generando un bajo rendimiento, un alto requerimiento de potencia y por consiguiente un alto consumo energético (ver figura 96).

Figura 95. Curva De Desempeño De La Bomba Del Pozo UIS-125.



Fuente: Software Especializado. Modificado.

Figura 96. Curvas De Velocidades Variables De La Bomba Del Pozo UIS-125.



Fuente: Software Especializado. Modificado.

Con el objetivo de proponer una bomba alterna, que bajo las mismas condiciones operacionales, pueda garantizar un óptimo funcionamiento, baja potencia, bajo consumo eléctrico y alta eficiencia volumétrica, mediante el software, es posible analizar dichos factores, en diferentes modelos de bombas, de la siguiente manera: en la opción “Propiedades”, dentro de la pestaña “Equipo De Fondo”, se selecciona la opción “Selección Avanzada” y se ingresa los valores correspondientes de los parámetros requeridos, para este caso, el ID del casing instalado en el completamiento, teniendo en cuenta que éste debe ser mayor al diámetro de la bomba, el valor del caudal de producción correspondiente a 2.543 Bls/día y una frecuencia base de 60Hz inicialmente. Finalmente, al seleccionar la opción “Update Data”, se generan los parámetros operacionales principales para los diferentes modelos de bombas que hay en la base de datos del software.

Figura 97. Selección De La Bomba Alterna Más Eficiente Para El Pozo UIS-125.

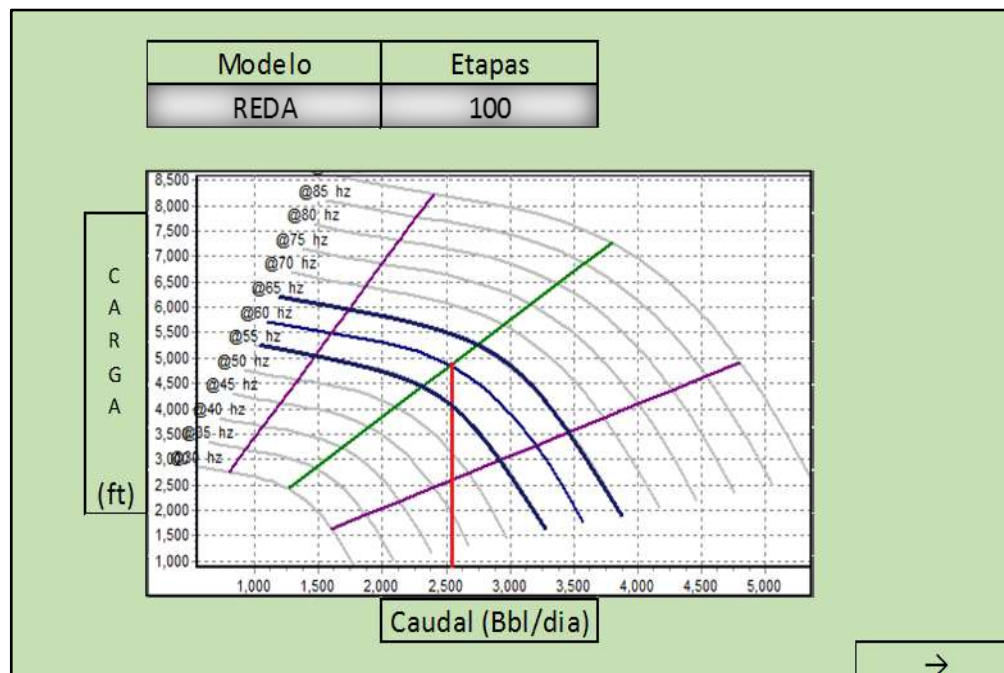
| <table border="1"> <tr><td>Manufactura</td></tr> <tr><td>TODAS</td></tr> </table> | | Manufactura | TODAS | <table border="1"> <tr><td>Caudal de Diseño</td><td>2543</td><td>Bls/día</td></tr> </table> | | Caudal de Diseño | 2543 | Bls/día | |
|---|--------|------------------|-----------------------|---|----------------|------------------|------|---------|--|
| Manufactura | | | | | | | | | |
| TODAS | | | | | | | | | |
| Caudal de Diseño | 2543 | Bls/día | | | | | | | |
| <table border="1"> <tr><td>Frec. De Diseño</td><td>8,755</td><td>Inch.</td></tr> <tr><td>ID Casing</td><td>60</td><td>hz</td></tr> </table> | | Frec. De Diseño | 8,755 | Inch. | ID Casing | 60 | hz | | |
| Frec. De Diseño | 8,755 | Inch. | | | | | | | |
| ID Casing | 60 | hz | | | | | | | |
| Manufactura | Modelo | Diámetro (Inch.) | Caudal Mín. (Bls/día) | Caudal Mín. (Bls/día) | Eficiencia (%) | | | | |
| Reda | SN2600 | 5,38 | 1600 | 3200 | 72,18 | | | | |
| Centrilift | GC2200 | 5,13 | 1500 | 3000 | 68,56 | | | | |
| GE | TE2700 | 5,38 | 1500 | 3300 | 67,67 | | | | |
| Reda | D2400N | 4 | 1500 | 3200 | 67,51 | | | | |
| Centrilift | KA100 | 5,13 | 2000 | 4600 | 67,17 | | | | |
| Centrilift | GC3500 | 5,13 | 2200 | 4700 | 66,69 | | | | |

Fuente: Software Especializado. Modificado.

Al ver la figura 97, se observa que la bomba del fabricante REDA modelo SN2600 presenta la mayor eficiencia volumétrica bajo las condiciones de ID del casing y tasa de producción propuesto. Nótese que el caudal de diseño (2.543 Bls/día) se encuentra dentro del rango óptimo de operación propuesto por el fabricante (1.600 Bls/día-3.200 Bls/día).

En la opción “Plot Curves”, se generan las curvas de velocidades variables, mediante las cuales se determina el rango de frecuencia, en el cual idealmente se opere lo más cercano posible a la línea de máxima eficiencia. De igual forma, a través de la curva de desempeño, se obtiene la carga total dinámica (TDH), que dicha bomba puede garantizar a 1 o 100 etapas por default; para este caso el software suministra las curvas tomando como base 100 etapas.

Figura 98. Curvas De Velocidades Variables De La Bomba Alterna.

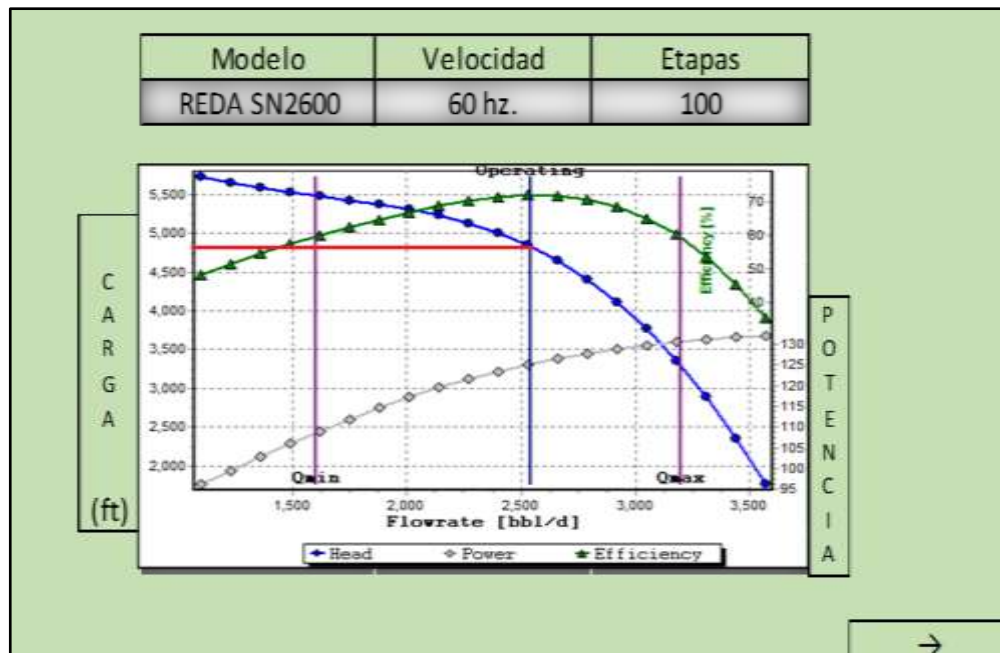


Fuente: Software Especializado. Modificada.

Al analizar la figura 98, puede inferirse que el rango de frecuencia, en donde la bomba REDA SN2600 con 100 etapas, opera cerca de la línea de máxima eficiencia, es de 55Hz a 65Hz, sin embargo, la frecuencia más adecuada y con la mayor eficiencia volumétrica es la de 60Hz.

De igual forma, mediante la figura 99, se puede observar que a 100 etapas el TDH de la bomba supera al TDH requerido actual (2.983 ft), lo cual genera un sobredimensionamiento, reflejándose en un aumento de la potencia y del consumo energético, por lo tanto, se reduce el número de etapas, hasta encontrar las apropiadas, para levantar un TDH mínimo de 2.983ft. En este caso el número de etapas adecuadas para suplir el TDH requerido son 61 etapas.

Figura 99. Curva De Desempeño De La Bomba Alterna.



Fuente: Software Especializado. Modificado.

Figura 100. Selección De Etapas Apropriadas Para El TDH Requerido.

Propiedades Generales

| | | | |
|--------------|--------|----------------|----|
| Tipo | BES | DISEÑO | |
| Fabricante | Reda | Velocidad (hz) | 60 |
| Modelo | SN2600 | Etapas | 61 |
| | | Factor Carga | 1 |
| Diámetro | 5,38 | Inch. | |
| Gasto | 1600 | bls/dia | |
| Gasto Maximo | 3200 | bls/dia | |
| Vel. Base | 60 | Hz | |

Fuente: Software Especializado. Modificado.

Finalmente, se ajusta la nueva bomba a las condiciones de subsuelo variando el factor de carga como único parámetro de calibración, con el fin de corroborar que la PIP y el caudal de flujo actual sean iguales al arrojado por el perfil Elevación Vs. Presión (ver figura 101 y 102). Por último, se visualiza el reporte generado por el software, obteniendo así los parámetros de interés que se requieren para la respectiva comparación (ver figura 103).

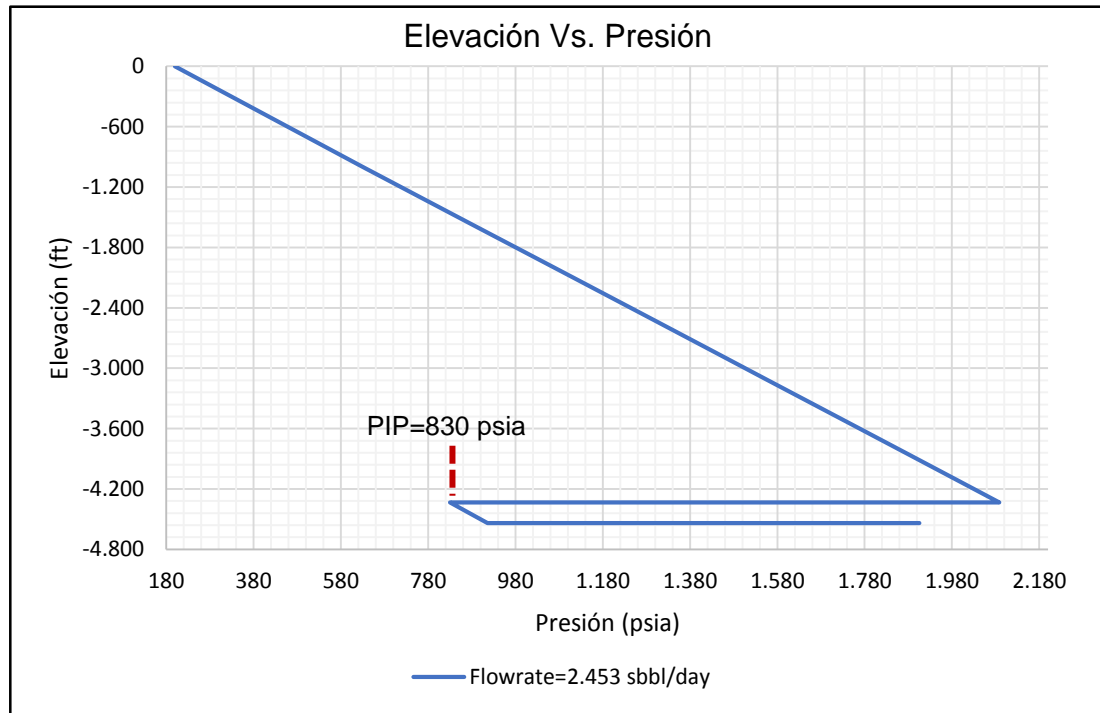
Figura 101. Calibración Del Factor De Carga De La Bomba Alterna.

Propiedades Generales

| | | | |
|--------------|--------|----------------|----------|
| Tipo | BES | DISEÑO | |
| Fabricante | Reda | Velocidad (hz) | 60 |
| Modelo | SN2600 | Etapas | 61 |
| | | Factor Carga | 1,057222 |
| Diámetro | 5,38 | Inch. | |
| Gasto | 1600 | bls/dia | |
| Gasto Maximo | 3200 | bls/dia | |
| Vel. Base | 60 | Hz | |

Fuente: Software Especializado. Modificado.

Figura 102. Perfil Elevación Vs. Presión De La Bomba Alterna Propuesta.



Fuente: Software Especializado. Modificado.

Figura 103. Reporte Del Pozo UIS-125 Con La Nueva BES Propuesta.

```

** PUMP : Speed = 3500 Power = 78.907 hp DP = 1256.4 psi DT = 1.5105 F Eff = 72.134%
(centrifugal) Curve = SN2600 Stages = 61 Qin = 2663.7 bbl/day Qout = 2652.1 bbl/day Head = 2988.6 ft
Viscosity correction: CENTRILIFT SSU= 29.28 PowerF= 1.053 CapacityF= 1.000 EfficiencyF= 0.950 HeadF= 1.000
pipe#1_Tubin 96.3 2543. 0.000000 2087. 216. 0.000 0.000 -1256 3.5 1.0000 0.00000 LIQUID
(node 14) 96.3 2543. .0170252 200. 115. 1848. 38.36 1887. 3.7 0.9319 57.0185 ORK BUBBLE
-----
1934. 38.40 1706. 79.9203 Liquid by sphere:
    
```

Fuente: Software Especializado. Modificado.

En la siguiente tabla, se podrá visualizar la comparación de los parámetros operacionales de la bomba actual del pozo UIS-125 y de la bomba alterna que se propone la cual, bajo las mismas condiciones de operación de la actual, puede generar una disminución en el consumo energético y mayor eficiencia volumétrica operacional. En el ANEXO O se encuentra las demás comparaciones para los pozos con levantamiento artificial BES.

Tabla 54. Comparación De La Bomba Actual Vs. Bomba Propuesta Para El Pozo UIS-125.

| DESCRIPCIÓN | ACTUAL | PROPUESTA |
|-----------------------------------|-----------------|-------------|
| CONDICIONES DEL POZO | CENTRILIFT A177 | REDA SN2600 |
| Presión Estática (psia) | 1.905,7 | 1.905,7 |
| Presion De Fondo (psia) | 917 | 917 |
| Presion De Cabeza (psia) | 200 | 200 |
| Temperatura De Yacimiento (°F) | 216 | 216 |
| ID Casing (inch) | 8,755 | 8,755 |
| PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS | | |
| Gravedad API | 39 | 39 |
| Corte De Agua (%) | 96,3 | 96,3 |
| Relación Gas-Aceite (SCF/STB) | 268,82 | 268,82 |
| CONDICIONES DE LA BOMBA | | |
| Profundidad De Asentamiento (ft) | 6.582 | 6.582 |
| Sumergencia (Ft) | 1.672,7 | 1.672,7 |
| Presion De Succión (psia) | 830 | 830 |
| Caudal De Operación (Bls/día) | 2.543 | 2.543 |
| Levantamiento Dinámico Total (ft) | 2.983 | 2.988,6 |
| Frecuencia De Operación (Hz) | 45 | 60 |
| INFORMACIÓN DE LA BOMBA | | |
| Potencia Requerida (HP) | 375,95 | 78,91 |
| Eficiencia (%) | 15,14 | 72,13 |
| Numero De Etapas | 205 | 61 |

4.4.2 Propuesta de set de bombas para pozos con levantamiento artificial por BM. Con la finalidad de proponer una alternativa operacional en los actuales equipos de Bombeo Mecánico, se estudió la variación de parámetros modificables, buscando así una opción que generara un aumento del caudal, para ello se planteó analizar el comportamiento de la producción ante la variación de la longitud de carrera y el diámetro del pistón de cada sistema de levantamiento artificial por Bombeo Mecánico.

4.4.2.1 Variación de la longitud de carrera. Los equipos del sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico, permiten variar la longitud del recorrido que realiza el vástago desde el fondo hasta el tope, controlando de esta manera la tasa de producción, por lo cual al aumentar la longitud de carrera se espera un incremento del caudal desplazado por la bomba. En base en lo anterior,

se analizó el efecto que tendría el aumentar dicho parámetro, teniendo en cuenta la longitud máxima de carrera de cada equipo, para ello se utilizó el software, el cual permite variar la tasa nominal la cual está en función de la longitud de carrera.

Figura 104. Opción De Variación De La Tasa Nominal Para El Pozo UIS-136.

| | | |
|-----------------------|-------------|---------|
| Propiedades Generales | | |
| Tipo | Bombeo Mec. | |
| Tasa Nominal | 143,3224 | bls/dia |
| DP Máximo | | psia |
| Potencia | | hp |
| Eficiencia sep. | 80 | % |

Fuente: Software Especializado. Modificado.

Tomando como ejemplo el pozo UIS-136, se explicará la metodología desarrollada para hallar los parámetros operacionales de caudal y presión, a diferentes longitudes de carrera. Puesto que el software, no permite variar directamente la longitud de carrera, se debe hallar la tasa nominal correspondiente a cada longitud, dicha tasa está definida mediante la siguiente ecuación.

$$Q_n = 0,1166 \cdot L \cdot N \cdot d_p^2 \cdot \eta$$

Donde:

Q_n: Tasa nominal (Bls/día).

L: Longitud de carrera (inch).

N : Velocidad de bombeo (SPM).

d_p : Diámetro del pistón (inch).

η : Llenado de la bomba (Fracción).

Para el caso del pozo UIS-136, los parámetros técnicos se pueden observar en la tabla 55, para los demás pozos consultar ANEXO P.

Tabla 55. Parámetros Técnicos Del Pozo UIS-136.

| | |
|-----------------------------------|-------|
| Longitud de carrera actual (inch) | 210,7 |
| Longitud de carrera máxima (inch) | 306 |
| N (SPM) | 2,3 |
| d_p (inch) | 1,75 |
| η (Fracción) | 0,828 |

Reemplazando las variables en la ecuación de tasa nominal, se obtiene una expresión en función de la longitud de carrera, para el caso del pozo UIS-136 sería la siguiente.

$$Q_n = 0,1166 \cdot L \cdot N \cdot d_p^2 \cdot \eta$$
$$Q_n = 0,1166 \cdot L \cdot (2,3) \cdot (1,75)^2 \cdot (0,828)$$
$$Q_n = (0,6802202) \cdot L$$

Teniendo en cuenta la longitud de carrera actual y la máxima, se halla la tasa nominal para un rango de carrera de longitud utilizando la expresión hallada en el anterior paso.

Tabla 56. Tasa Nominal A Determinada Longitud De Carrera (Pozos UIS-136).

| Long. De Carrera (inch) | Tasa Nominal (Bls/día) |
|-------------------------|------------------------|
| 210,7 | 143,3224 |
| 240 | 163,252852 |
| 270 | 183,659459 |
| 300 | 204,066065 |

Una vez hallado los valores de las tasas nominales correspondientes al rango propuesto de longitud de carrera, en el software se selecciona la opción “Nominal Flowrate” en la ventana de sensibilización de capacidad de transporte, en el caso de haber ubicado el nodo funcional en el fondo del pozo, para proceder a ingresar el rango de valores de tasas nominales.

Figura 105. Ingreso De Los Valores De Las Tasas Nominales UIS-136.

The screenshot shows a software interface with a light green background. At the top, there is a field labeled 'Presión Salida' with the value '420' and the unit 'psia'. Below this are two sections for 'Sensibilidad'. The left section is 'Sensibilidad Influjo' with empty 'Objeto' and 'Parámetro' fields. The right section is 'Sensibilidad Cap. Trans.' with 'Objeto' set to 'Tubing' and 'Parámetro' set to 'Caudal Nom.'. Below the right section is a table titled 'RANGO' with the following values: 'Bls/día', '143,32', '163,25', '183,65', and '204,06'. A right-pointing arrow is visible at the bottom right of the interface.

Fuente: Software Especializado. Modificado.

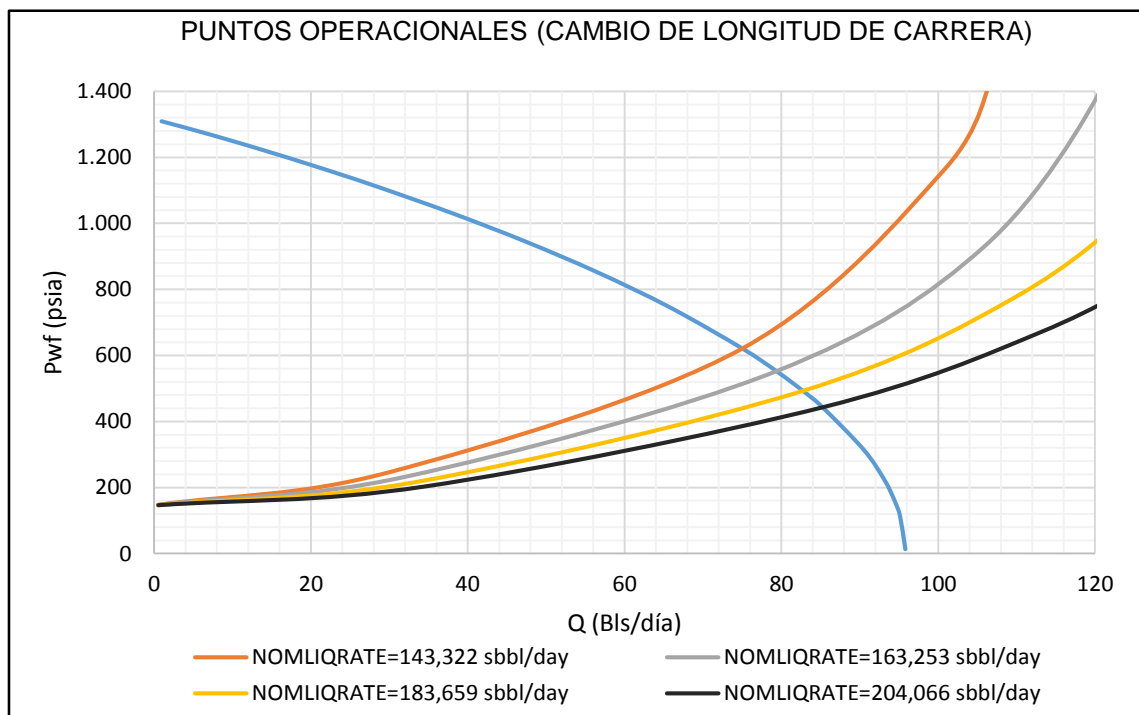
Finalmente se corre el modelo en el software, el cual genera un reporte indicando las condiciones de presión y caudal para cada una de las tasas nominales definidas, estableciéndose de esta manera una relación entre la longitud de carrera y el caudal producido.

Tabla 57. Reporte Del Aumento De Longitud De Recorrido Para El Pozo UIS-136.

| Q (Bls/día) | Pwf (psia) |
|-------------|------------|
| 75 | 621 |
| 79,33 | 553,08 |
| 82,63 | 494,73 |
| 85,23 | 443,41 |

A continuación, en la figura 106 se muestra las curvas Inflow y Outflow correspondiente a la sensibilidad y en la tabla 58 se puede visualizar los resultados obtenidos para la totalidad de los pozos; en el ANEXO Q se puede consultar el reporte individual de cada pozo (curvas Inflow y Outflow) generado por el software.

Figura 106. Curvas Inflow Y Outflow Ante El Cambio De Longitud De Carrera Para El Pozo UIS-136.



Fuente: Software Especializado. Modificado.

Tabla 58. Reporte De Resultados Cambio De Long. De Carrera.

| POZO | LONG. CARRERA MÁXIMA (inch) | SENSIBILIZACIÓN LONG. DE CARRERA (inch) | | Caudal (Bls/dia) | Pwf (Psia) |
|---------|-----------------------------|---|-------|------------------|------------|
| UIS-5 | 192 | Actual | 127,5 | 212 | 863,1 |
| | | 1 | 155 | 232,5 | 783,3 |
| | | 2 | 165 | 233,8 | 777,7 |
| | | 3 | 180 | 234,7 | 774,1 |
| UIS 10 | 144 | Actual | 105 | 23 | 362,7 |
| | | 1 | 115 | 24,1 | 174,0 |
| | | 2 | 125 | 24,2 | 164,2 |
| | | 3 | 135 | 24,2 | 154,1 |
| UIS 14 | 288 | Actual | 124,8 | 93 | 440,2 |
| | | 1 | 170 | 99,9 | 124,4 |
| | | 2 | 210 | 100,2 | 99,2 |
| | | 3 | 250 | 100,2 | 87,9 |
| UIS 36 | 192 | Actual | 140 | 132 | 709,4 |
| | | 1 | 155 | 137,8 | 649,4 |
| | | 2 | 170 | 142,5 | 596,1 |
| | | 3 | 185 | 146,4 | 548,9 |
| UIS-112 | 288 | Actual | 271,9 | 93 | 293,6 |
| | | 1 | 273,9 | 93,04 | 290,1 |
| | | 2 | 275,9 | 93,05 | 286,8 |
| | | 3 | 278 | 93,05 | 283,3 |
| UIS 136 | 306 | Actual | 210,7 | 75 | 621 |
| | | 1 | 240 | 79,3 | 553,08 |
| | | 2 | 270 | 82,6 | 494,73 |
| | | 3 | 300 | 85,2 | 443,40 |

Al analizar el reporte de resultados, se puede observar que es posible incrementar el caudal mediante el aumento de la longitud de carrera en los pozos UIS-5, UIS-14, UIS-36 y UIS-136, sin embargo ,debe tenerse en cuenta que al aumentar la longitud de carrera el esfuerzo mecánico del vástago y los cojinetes es más grande y existe la posibilidad de que se presente “pandeo”, en tal caso, se debe considerar la opción de implementar un vástago de mayor diámetro si la longitud de carrera es grande.

El pozo UIS-109 no fue tenido en cuenta para sensibilizar la longitud de carrera ya que se encuentra operando a una longitud de 306” la cual es igual a la longitud máxima de recorrido, mientras que el pozo UIS-52 no genero ningún resultado positivo ya que se encuentra operando cerca al AOF.

4.4.2.2 Variación del diámetro del pistón de la bomba. Además de la longitud de carrera, otra variable que los equipos de sistema de levantamiento artificial por bombeo mecánico permiten variar es el diámetro del pistón, por lo cual, al aumentar este parámetro, se espera un incremento del caudal desplazado por la bomba. En base en lo anterior, se analizó el efecto que tendría el aumentar dicho parámetro, teniendo en cuenta el diámetro interno del tubing y las diferentes dimensiones de diámetro interno de pistón que hay en la industria. Para tal fin se utilizó el Software Especializado, el cual permite variar la tasa nominal en función del diámetro interno del pistón.

Tabla 59. Diámetros ID De Pistón Presentes En El Mercado.

| Diámetros ID De Pistón (inch) |
|-------------------------------|
| 2,75 |
| 2,5 |
| 2,25 |
| 2 |
| 1,75 |
| 1,5 |
| 1,25 |

Tomando como ejemplo el pozo UIS-112, se explicará la metodología desarrollada para hallar los parámetros operacionales de caudal y presión, a diferentes diámetros de pistón. Debido a que el software no permite variar directamente el diámetro de pistón, se debe hallar la tasa nominal correspondiente a cada diámetro propuesto, dicha tasa está definida mediante la siguiente ecuación:

$$Q_n = 0,1166 \cdot L \cdot N \cdot d_p^2 \cdot \eta$$

Donde:

Q_n: Tasa nominal (Bls/día).

L: Longitud de carrera (inch).

N : Velocidad de bombeo (SPM).

d_p : Diámetro del pistón (inch).

η : Llenado de la bomba (Fracción).

Los parámetros técnicos para el pozo UIS-112 fueron extraídos del ANEXO P previamente mencionado anteriormente.

Tabla 60. Parámetros Técnicos Del Pozo UIS-112.

| | |
|-----------------------------------|-------|
| Longitud de carrera actual (inch) | 271,9 |
| N (SPM) | 5,2 |
| ID Tubing (inch) | 2,992 |
| dp (inch) | 2 |
| η (Fracción) | 0,33 |

Reemplazando las variables en la ecuación de tasa nominal, se obtiene una expresión en función del diámetro del pistón, para el caso del pozo UIS-136 sería la siguiente.

$$Q_n = 0,1166 \cdot L \cdot N \cdot d_p^2 \cdot \eta$$
$$Q_n = 0,1166 \cdot 271,9 \cdot 5,2 \cdot d_p^2 \cdot 0,33$$
$$Q_n = (54,403) \cdot d_p^2$$

Teniendo en cuenta el ID del tubing y el diámetro interno actual del pistón de la bomba el cual no debe ser mayor al ID de la tubería, se halla la tasa nominal para un rango de diámetros de pistón utilizando la expresión anterior.

Tabla 61. Tasa Nominal A Determinado Diámetro De Pistón Para El Pozo UIS-112.

| Diámetro De Pistón (inch) | Tasa Nominal (Bls/día) |
|---------------------------|------------------------|
| 2 | 193,5559 |
| 2,25 | 244,9692 |
| 2,5 | 302,4312 |
| 2,75 | 365,9417 |

Una vez hallado los valores de las tasas nominales correspondientes al rango propuesto, en el software se selecciona la opción “Nominal Flowrate” en la ventana de sensibilización de capacidad de transporte, en el caso de haber ubicado el nodo funcional en el fondo del pozo, para proceder a ingresar el rango de valores de tasas nominales.

Figura 107. Ingreso De Los Valores De Las Tasas Nominales UIS-112.

Presión Salida 200 psia

Sensibilidad Influjo

Sensibilidad Cap. Trans.

Objeto Tubing

Parámetro Caudal Nom.

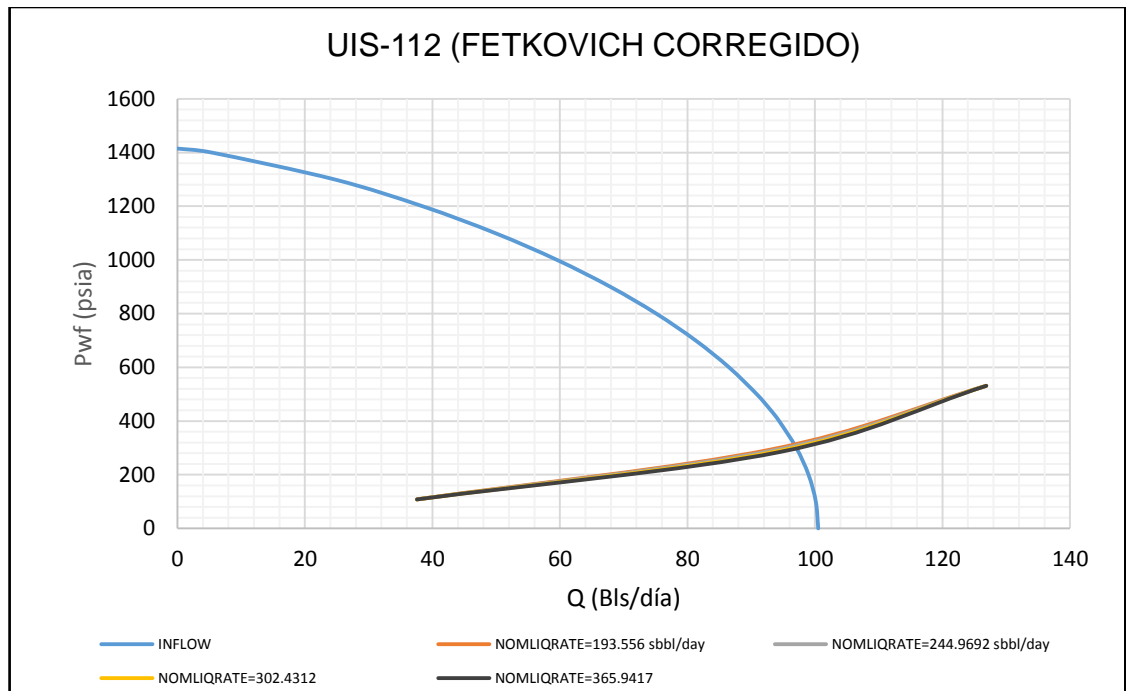
| RANGO |
|---------|
| Bls/día |
| 193,55 |
| 244,96 |
| 302,43 |
| 365,94 |

→

Fuente: Software Especializado. Modificado.

Por último, se corre el modelo en el software, el cual genera un reporte indicando las condiciones de presión y caudal para cada una de las tasas nominales definidas relacionadas con el diámetro de pistón.

Figura 108. Curvas Inflow Y Outflow Ante El Cambio De Diámetro De Pistón Para El Pozo UIS-112.



Fuente: Software Especializado. Modificado

Como se observa en la gráfica 108 no se genera un aumento de caudal significativo, por lo cual se concluye que un cambio de diámetro de pistón no sería una opción significativa de optimización.

En la tabla 62 se puede visualizar los resultados obtenidos para la totalidad de los pozos y en el ANEXO R se puede consultar el reporte individual de cada pozo, generado por el software.

Tabla 62. Reporte De Resultados Cambio De Diámetro De Pistón.

| POZO | ID DE TUBING (inch) | SENSIBILIZACIÓN DIAMETRO DE PISTÓN (inch) | | Caudal (Bls/día) | Pwf (Psia) |
|---------|---------------------|---|------|------------------|------------|
| | | | | | |
| UIS 10 | 2,441 | Actual | 1,5 | 23 | 362,7 |
| | | 1 | 2 | 24,28 | 130,96 |
| | | 2 | 2,25 | 24,31 | 123,3 |
| UIS 14 | 2,992 | Actual | 1,5 | 93 | 440,2 |
| | | 1 | 2,5 | 99,68 | 149,9 |
| | | 2 | 2,75 | 100,07 | 111,2 |
| UIS-112 | 2,992 | Actual | 2 | 93 | 293,6 |
| | | 1 | 2,25 | 93,70 | 291,5 |
| | | 2 | 2,5 | 94,10 | 287,4 |
| | | 3 | 2,75 | 94,50 | 284,7 |
| UIS 136 | 2,992 | Actual | 1,75 | 75 | 621 |
| | | 1 | 2 | 83,19 | 484,2 |
| | | 2 | 2,25 | 88,02 | 380,6 |
| | | 3 | 2,5 | 90,96 | 300,4 |

Al analizar el reporte de resultados, se puede observar que es posible incrementar el caudal mediante el aumento de diámetro de pistón en los pozos UIS-14 y UIS-136, sin embargo en los pozos UIS-5, UIS-109 y UIS-36 no fue posible realizar el estudio ya que el diámetro interno de tubing y diámetro interno del pistón de la bomba para estos tres pozos es de 2,441" y 2,25" respectivamente, por lo tanto si se desearía incrementar el diámetro del pistón se tuviera que implementar uno de 2,5", el cual sería mayor al diámetro interno del tubing y no cabría dentro de la tubería.

5. EVALUACIÓN FINANCIERA

Una evaluación financiera es el estudio de todos los factores que afectan la economía de un proyecto, medidos en unidades monetarias. Este tipo de análisis implica un estudio detallado de los costos para la inicialización de un proyecto y mantenerlo en condiciones óptimas de operación, además de determinar cuál sería la posible ganancia que se obtendría del mismo y si es conveniente o no el desarrollo de este. Existen dos términos relevantes en la industria de petróleo, los cuales son de gran ayuda a la hora de la realización de un proyecto en la evaluación financiera de este, a su vez, términos o parámetros que permiten determinar la viabilidad de este y, por consiguiente, su aplicación; estos son llamados INDICADORES FINANCIEROS.

- **Costos De Capital (CAPEX).**

Los costos o gastos capitales, son los costos asociados con exploración, perforación, completamiento y en general de los procesos de instalación de infraestructuras; normalmente los gastos capitales comprenden los costos de instalación de facilidades de producción, de sistemas de levantamiento artificial, los gastos de instalaciones adicionales para manejos de agua de producción, equipos y pozos de inyección.

- **Costos De Operación (OPEX).**

Los costos operacionales están asociados con costos de energía químicos, servicios de reacondicionamiento de pozos productores e inyectores personal de

mantenimiento entre otros. Adicionalmente a esto existen indicadores económicos los cuales sirven como criterios de evaluación para diferentes análisis financieros.

- **Flujo De Caja.**

Es la secuencia de entradas y salidas de capital durante el tiempo de ejecución del proyecto. En la estimación del flujo de caja se deben considerar factores como los ingresos, los costos generados por inversión, los costos de operación, el beneficio fiscal asociado a la depreciación y los impuestos asociados al desarrollo del proyecto.¹⁶

- **Pay-Back (PB).**

Es el periodo de tiempo de recuperación, es una idea aproximada del tiempo que se tendrá para recuperar el desembolso inicial en una inversión.

$$PB = \frac{\text{Inversión Requerida}}{\text{Flujo De Dinero Acumulado}}$$

- **Valor Presente Neto (VPN).**

Es obtenido descontando a una tasa de interés constante y separadamente para cada periodo de tiempo, la diferencia de todas las salidas y entradas de efectivo acumuladas través de la vida del proyecto. Cuando una cantidad futura se lleva a valor presente la magnitud es siempre menor, por esta razón los cálculos de valor presente se denominan métodos de flujo de caja descontado y a la tasa de interés para realizar estos cálculos se le denomina tasa de descuento. El valor presente

¹⁶ ORTIZ, Tatiana y JIMENEZ, Edith. Optimización De La Producción De Un Cluster De Crudo Extra Pesado Del Campo Chichimene Utilizando La Técnica De Análisis Nodal. Bucaramanga, Colombia. Tesis De Ingeniería De Petróleos. Universidad Industrial De Santander, 2011. p.166.

neto compara todos los ingresos y egresos del proyecto en un solo momento del tiempo.

$$VPN = -I + \sum_{i=1}^n \left(\frac{V_t}{(1+i)^t} \right)$$

Donde:

V_t : Flujos de cada en cada periodo t .

I_0 : Inversión inicial.

n : Número de periodos considerados.

i : tasa de oportunidad.

Este método de evaluación proporciona un criterio de selección preciso y efectivo por ello el VPN de cualquier proyecto se evalúa bajo la siguiente premisa:

Si $VPN > 0$, el proyecto es atractivo y rentable.

Si $VPN = 0$, es indiferente seleccionar esa propuesta o alguna otra.

Si $VPN < 0$, el proyecto no resulta rentable.¹⁷

- **Tasa Interna De Retorno (TIR).**

La tasa interna de retorno está definida como la tasa de interés con la cual el VPN es igual cero. El VPN es calculado a partir del flujo de caja, trasladando todas las cantidades futuras al presente. Es un indicador de la rentabilidad de un proyecto a mayor TIR mayor rentabilidad. Se utiliza para decidir la aceptación o rechazo de un proyecto de inversión, para ello la TIR se compara con una tasa mínima o tasa de corte, el costo de oportunidad de la inversión. Si la tasa de rendimiento del

¹⁷ Ibíd., p. 167.

proyecto (expresada por la TIR) supere la tasa de corte, se acepta la inversión en caso contrario se rechaza.

$$VPN = -I + \sum_{i=1}^n \left(\frac{V_t}{(1+i)^t} \right)$$

Por esta razón para evaluar un proyecto es importante tener en cuenta que:

Si $TIR > TIO$, el proyecto es rentable.

Si $TIR = TIO$, es indiferente seleccionar esa propuesta o alguna otra.

Si $TIR < TIO$, el proyecto no resulta rentable.

- **Relación Beneficio Costo (RBC).**

Es un indicador económico adimensional, que relación el VPN de los ingresos con el VPN de los egresos. Se calcula por medio de la siguiente ecuación.¹⁸

$$RCB = \frac{VPN_{Ingresos}}{VPN_{Egresos}}$$

Donde:

RBC: Relacion Beneficio – Costo.

VPN_{Ingresos}: Valor Presente Neto de los ingresos.

VPN_{Egresos} : Valor Presente Neto de los egresos.

¹⁸ *Ibíd.*, p. 168.

Para evaluar este indicador es necesario tener las siguientes consideraciones.

Si $\frac{B}{C} = 1$, Indiferente seleccionar la propuesta u otra, porque Ingresos = Egresos

Si $\frac{B}{C} < 1$, el proyecto no es rentable. Indica que los Ingresos < los egresos.

Si $\frac{B}{C} > 1$, el proyecto es rentable. Indica que los Ingresos > los Egresos.

- **Eficiencia Sobre La Inversión (J).**

La eficiencia sobre la inversión (J) es utilizada por Ecopetrol S. A. durante la realización de un análisis financiero. Para garantizar la viabilidad del proyecto este valor de no debe superar el valor de 1. Lo que indicaría que el proyecto no sería realizado.

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

- **Tasa De Interés De Oportunidad (TIO).**

Proyecto estudiado. La tasa de interés oportuno es fijada a partir Es la tasa de interés a la cual una empresa o grupo de inversionistas están dispuestos a realizar la inversión que representa la implementación del margen de utilidades que se desee obtener y sirve principalmente para la elección de la viabilidad de varios proyectos como patrón de comparación.¹⁹ Para el caso de Ecopetrol S.A. la tasa de interés de oportunidad está fijada en 12% efectivo anual

En base a la siguiente información disponible referente a los costos estimados de las variables que más influyen en la ejecución del proyecto para así evaluar

¹⁹ *Ibíd.*, p. 169.

objetivamente la rentabilidad del mismo, se estudió la viabilidad financiera para cada escenario propuesto (ver tabla 63).

Tabla 63. Costos Estimados Y Datos Preliminares Para Análisis Financiero.

| DATOS PRELIMINARES PARA EVALUACIÓN FINANCIERA | |
|--|-------|
| PRECIO DEL CRUDO (USD/BL) | 50 |
| LIFTING COST (USD/BL) (Costos laborales, de supervisión, reparación, tratamientos y suministros). | 8 |
| REGALÍA MENSUAL (Fracción) | 0,08 |
| PRECIO ENERGÉTICO (USD/KW-h) | 0,133 |
| IMPUESTO DE TRANSPORTE (USD/BL) | 4 |
| TASA INTERNA DE OPORTUNIDAD (%) | 12 |
| DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN MENSUAL (Fracción) | 0,01 |
| TASA EFECTIVA ANUAL (%) | 12 |

Fuente: ECOPETROL S.A.

5.1 ANÁLISIS FINANCIERO EN CAMBIO DE FRECUENCIA

Para este análisis no se tuvo en cuenta los indicadores de evolución financiera debido a que en este tipo de sensibilidad no se necesita ninguna inversión económica inicial para obtener resultados positivos. A continuación, se muestra el reporte de la producción incremental y el consumo energético correspondiente a la sensibilidad propuesta.

Tabla 64. Producción Incremental Y Consumo Energético Por Optimización Frecuencia.

| POZO | Q actual (Bls/día) | BS&W (FRACC.) | Q sensibilizado (Bls/día) | Q incremental (Bls/día) | Qo incremental (Bls/día) | AUMENTO DE ENERGÍA CONSUMIDA POR OPTIMIZ. DE FRECUENCIA Y STROKES | | | |
|---------|--------------------|---------------|---------------------------|-------------------------|--------------------------|---|-----------|--------|-------|
| | | | | | | HPactual | HPoptimi. | ΔKW | \$/BL |
| UIS-14 | 93 | 0,608 | 96,3 | 3,3 | 1,3 | 5,96 | 6,46 | 0,37 | 0,36 |
| UIS-21 | 1567 | 0,872 | 1594 | 27,0 | 3,5 | 125,71 | 135 | 6,93 | 0,82 |
| UIS-35 | 1400 | 0,915 | 1446,9 | 46,9 | 4,0 | 101,18 | 118,48 | 12,90 | 0,88 |
| UIS-36 | 132 | 0,41 | 148 | 16,0 | 9,4 | 4,01 | 5,92 | 1,42 | 0,28 |
| UIS-38 | 668 | 0,97 | 1103,1 | 435,1 | 13,1 | 67,13 | 86,74 | 14,62 | 0,11 |
| UIS-125 | 2543 | 0,963 | 3097,4 | 554,4 | 20,5 | 375,95 | 636,99 | 194,66 | 1,12 |
| UIS-136 | 75 | 0,537 | 83,1 | 8,1 | 3,8 | 5,95 | 6,15 | 0,15 | 0,06 |

Con el propósito de justificar financieramente los gastos energéticos adicionales y factores asociados que influyen en el incremento de la producción y velocidad de bombeo, se evaluó el proyecto para cada pozo a un tiempo establecido a 3 años (36 meses). Tomando como ejemplo el pozo UIS-36, el análisis financiero se desarrolló de la siguiente manera:

Partiendo del $Q_{incremental}$ que para este caso fue de 16 Bls/día, se multiplica por 30 días para determinar la producción de fluido para el primer mes, obteniendo una producción de 480 Bls.

$$Q_{increm. mes 1} = 16 \frac{Bls}{día} \cdot 30 \text{ días}$$

$$Q_{increm. mes 1} = 480 \text{ Bls}$$

A partir del segundo mes se tiene en cuenta una tasa de declinación mensual del 1%, lo que significa que la producción a partir del mes 2 disminuye 0,01 veces con respecto a la producción del mes anterior. A continuación, se muestra el cálculo el procedimiento de cálculo para el mes 2.

$$Q_{increm. mes 2} = Q_{increm. mes 1} - (Q_{increm. mes 1} \cdot 0,01)$$

$$Q_{increm. mes 2} = 480 \text{ Bls} - (480 \text{ Bls} \cdot 0,01)$$

$$Q_{\text{increment. mes 2}} = 475,2 \text{ Bls}$$

Cabe resaltar que el factor clave para determinar la viabilidad del proyecto es el caudal incremental de aceite mensual ($Q_o \text{ incremental}$) producido durante el tiempo de estimación del proyecto, ya que este deberá ser suficiente para cubrir los gastos generados por el consumo energético incremental, los costos de levantamiento de fluido incremental y demás compromisos especificados en la tabla 63. Es por ello que, para cada mes se multiplica el caudal incremental calculado por la fracción de aceite producido ($1 - C_w$).

$$Q_o \text{ increm. mes 1} = Q_{\text{increment. mes 1}} \cdot (1 - 0,41)$$

$$Q_o \text{ increm. mes 1} = 480 \text{ Bls} \cdot (1 - 0,41)$$

$$Q_o \text{ increm. mes 1} = 283,2 \text{ Bls}$$

$$Q_o \text{ increm. mes 2} = Q_{\text{increment. mes 2}} \cdot (1 - 0,41)$$

$$Q_o \text{ increm. mes 2} = 475,2 \text{ Bls} \cdot (1 - 0,41)$$

$$Q_o \text{ increm. mes 2} = 280,37 \text{ Bls}$$

Los Ingresos mensuales obtenidos por la venta del crudo se obtienen a partir del producto del caudal incremental de aceite producido en cada mes y el precio de venta. Finalmente, para calcular la Ganancia Neta Mensual (Flujo De Caja), se debe conocer el Egreso Total en cada mes producidos por el consumo energético adicional, los costos de levantamiento del fluido incremental (Lifting Cost) y demás compromisos legales como impuestos o regalías; de esta manera mediante la diferencia entre el Ingreso y el Egreso Total mensual, obtenemos la Ganancia Neta o Flujo De Caja correspondiente a cada mes.

$$\text{Ingreso}_{\text{mensual}} = Q_o \text{ incre.} \cdot \$_{\text{Venta De Crudo}}$$

$$\text{Egreso } T_{\text{mensual}} = (Q_{\text{incre.}} \cdot (\text{Lifting Cost} + \$_{\text{energ./Bl}})) + (\text{Ingreso}_{\text{mensual}} \cdot \text{Regalía}) + (Q_o \text{ incre.} \cdot \text{Impuesto})$$

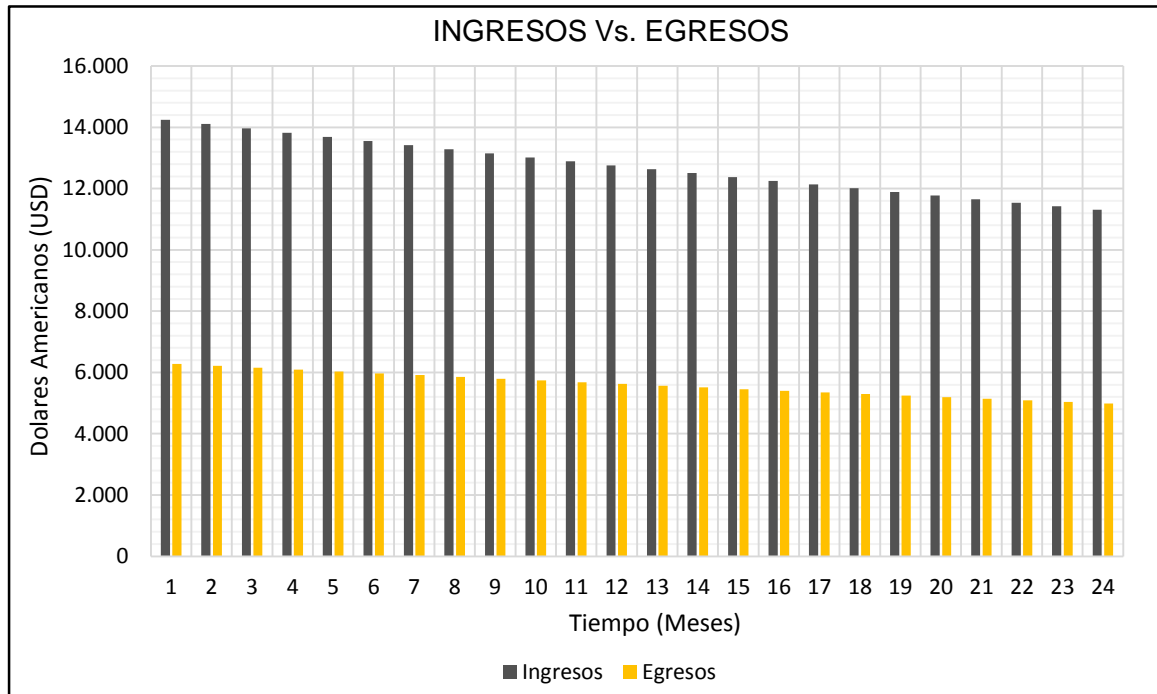
$$\text{Flujo De Caja}_{\text{mensual}} = \text{Ingreso}_{\text{mensual}} - \text{Egreso Total}_{\text{mensual}}$$

Los resultados obtenidos para el pozo UIS-36 durante los 3 años de evaluación se muestran en la tabla 65, mientras que en la figura 109 se presenta la comparación entre los ingresos y egresos para los primeros 2 años.

Tabla 65. Análisis Financiero Para El Pozo UIS-36 Ante El Aumento De Frecuencia En 3 Años De Producción.

| MES | BARRILES DE FLUIDO INCREMENTAL (Bls) | BARRILES DE ACEITE INCREMENTAL (Bls) | INGRESO MENSUAL POR VENTA DE ACEITE (USD) | EGRESOS TOTALES (USD) | FLUJO DE CAJA (USD) |
|-----|--------------------------------------|--------------------------------------|---|-----------------------|---------------------|
| 0 | | | | | |
| 1 | 480,00 | 283,20 | \$14.160,00 | \$6.241,99 | \$7.918,01 |
| 2 | 475,20 | 280,37 | \$14.018,40 | \$6.179,57 | \$7.838,83 |
| 3 | 470,45 | 277,56 | \$13.878,22 | \$6.117,77 | \$7.760,44 |
| 4 | 465,74 | 274,79 | \$13.739,43 | \$6.056,60 | \$7.682,84 |
| 5 | 461,09 | 272,04 | \$13.602,04 | \$5.996,03 | \$7.606,01 |
| 6 | 456,48 | 269,32 | \$13.466,02 | \$5.936,07 | \$7.529,95 |
| 7 | 451,91 | 266,63 | \$13.331,36 | \$5.876,71 | \$7.454,65 |
| 8 | 447,39 | 263,96 | \$13.198,05 | \$5.817,94 | \$7.380,10 |
| 9 | 442,92 | 261,32 | \$13.066,06 | \$5.759,76 | \$7.306,30 |
| 10 | 438,49 | 258,71 | \$12.935,40 | \$5.702,17 | \$7.233,24 |
| 11 | 434,10 | 256,12 | \$12.806,05 | \$5.645,14 | \$7.160,91 |
| 12 | 429,76 | 253,56 | \$12.677,99 | \$5.588,69 | \$7.089,30 |
| 13 | 425,46 | 251,02 | \$12.551,21 | \$5.532,81 | \$7.018,40 |
| 14 | 421,21 | 248,51 | \$12.425,70 | \$5.477,48 | \$6.948,22 |
| 15 | 417,00 | 246,03 | \$12.301,44 | \$5.422,70 | \$6.878,74 |
| 16 | 412,83 | 243,57 | \$12.178,43 | \$5.368,48 | \$6.809,95 |
| 17 | 408,70 | 241,13 | \$12.056,64 | \$5.314,79 | \$6.741,85 |
| 18 | 404,61 | 238,72 | \$11.936,08 | \$5.261,64 | \$6.674,43 |
| 19 | 400,57 | 236,33 | \$11.816,71 | \$5.209,03 | \$6.607,69 |
| 20 | 396,56 | 233,97 | \$11.698,55 | \$5.156,94 | \$6.541,61 |
| 21 | 392,60 | 231,63 | \$11.581,56 | \$5.105,37 | \$6.476,20 |
| 22 | 388,67 | 229,31 | \$11.465,75 | \$5.054,31 | \$6.411,43 |
| 23 | 384,78 | 227,02 | \$11.351,09 | \$5.003,77 | \$6.347,32 |
| 24 | 380,93 | 224,75 | \$11.237,58 | \$4.953,73 | \$6.283,85 |
| 25 | 377,13 | 222,50 | \$11.125,20 | \$4.904,19 | \$6.221,01 |
| 26 | 373,35 | 220,28 | \$11.013,95 | \$4.855,15 | \$6.158,80 |
| 27 | 369,62 | 218,08 | \$10.903,81 | \$4.806,60 | \$6.097,21 |
| 28 | 365,92 | 215,90 | \$10.794,77 | \$4.758,54 | \$6.036,24 |
| 29 | 362,27 | 213,74 | \$10.686,83 | \$4.710,95 | \$5.975,88 |
| 30 | 358,64 | 211,60 | \$10.579,96 | \$4.663,84 | \$5.916,12 |
| 31 | 355,06 | 209,48 | \$10.474,16 | \$4.617,20 | \$5.856,96 |
| 32 | 351,51 | 207,39 | \$10.369,42 | \$4.571,03 | \$5.798,39 |
| 33 | 347,99 | 205,31 | \$10.265,72 | \$4.525,32 | \$5.740,40 |
| 34 | 344,51 | 203,26 | \$10.163,06 | \$4.480,07 | \$5.683,00 |
| 35 | 341,07 | 201,23 | \$10.061,43 | \$4.435,27 | \$5.626,17 |
| 36 | 337,65 | 199,22 | \$9.960,82 | \$4.390,91 | \$5.569,91 |

Figura 109. Ingresos Vs. Egresos.



En la siguiente table se presenta el análisis financiero de cada pozo a un término de 3 años.

Tabla 66. Análisis Financiero De Cada Pozo Para El término De 3 Años.

| | UIS-14 | UIS-36 | UIS-136 | UIS-21 | UIS-35 | UIS-38 | UIS-125 |
|--------------------------------------|-------------|--------------|--------------|--------------|---------------|-----------------|-----------------|
| BARRILES DE FLUIDO INCREMENTAL (Bls) | 3.005,51 | 14.572,17 | 7.377,16 | 24.590,53 | 42.714,66 | 396.271,83 | 504.925,54 |
| BARRILES DE ACEITE INCREMENTAL (Bls) | 1.178,16 | 8.597,58 | 3.415,62 | 3.147,59 | 3.630,75 | 11.888,15 | 18.682,24 |
| INGRESOS POR VENTA DE CRUDO (USD) | \$58.907,98 | \$429.878,88 | \$170.781,23 | \$157.379,39 | \$181.537,31 | \$594.407,74 | \$934.112,24 |
| EGRESOS TOTALES (USD) | \$34.553,28 | \$189.498,56 | \$86.775,84 | \$242.044,35 | \$408.267,22 | \$3.307.791,58 | \$4.754.760,30 |
| GANANCIA NETA (USD) | \$24.354,70 | \$240.380,33 | \$84.005,39 | -\$84.664,96 | -\$226.729,91 | -\$2.713.383,84 | -\$3.820.648,06 |

Como se puede evidenciar en a la tabla número 66, únicamente en 3 de los pozos, la variación de la frecuencia resulta factible financieramente. La ganancia neta a los 3 años asociada a la propuesta es de **US\$ 348.741**.

Al analizar el corte de agua de los pozos, en los cuales no fue factible financieramente realizar los cambios propuestos, se puede evidenciar que el aceite producido en el escenario optimizado no justifica los costos asociados al Lifting Cost, pues el corte de agua para dichos pozos tiene un valor alto (ver tabla 67).

Tabla 67. Qw Vs. Qo.

| POZO | Qw (BWPD) | Qo (BOPD) |
|---------|-----------|-----------|
| UIS-21 | 1.389,97 | 204,03 |
| UIS-35 | 1.323,92 | 122,99 |
| UIS-38 | 1.070,01 | 33,09 |
| UIS-125 | 2.982,80 | 114,60 |

5.2 ANÁLISIS FINANCIERO EN CAMBIO DE TUBING

Como se mencionó en el capítulo IV, el cambio de diámetro de tubing genero aumento de la producción únicamente en el pozo UIS-125, sin embargo, al realizar la evolución financiera, se presentan pérdidas desde el primer mes, puesto que, aunque la producción de fluido aumenta en 25,8 Bls/día, el corte de agua del pozo es del 96,3%, siendo la tasa de aceite incremental únicamente de 1 Bls/día.

A continuación, en la tabla 68 se reportan los resultados del flujo de caja para el estudio de viabilidad financiera en el primer año (12 meses), ya que se evidencio que la inversión inicial referente a la compra del tubing y demás operaciones, no se recupera y se originan pérdidas considerables. Para dicho análisis, de los reportes de ECOPETROL S.A. se estimó que el costo para un tubing de 3,476” ID es de **6 US\$/ft**, mientras que los costos de operación e instalación del tubing para un sistema de levantamiento artificial BES esta alrededor de **US\$ 200.000**.

Tabla 68. Análisis Financiero Para El Pozo UIS-125 Ante El Cambio De Tubing En 1 Año De Producción.

| MES | BARRILES DE FLUIDO INCREMENTAL (Bls) | BARRILES DE ACEITE INCREMENTAL (Bls) | INGRESO POR VENTA DE CRUDO (USD) | EGRESOS TOTALES (USD) | FLUJO DE CAJA ACOMU. (USD) |
|-----|--------------------------------------|--------------------------------------|----------------------------------|-----------------------|----------------------------|
| 0 | | | | | -\$242.000,00 |
| 1 | 774,00 | 28,64 | \$1.431,90 | \$6.531,07 | -\$247.099,17 |
| 2 | 766,26 | 28,35 | \$1.417,58 | \$6.465,76 | -\$252.147,35 |
| 3 | 758,60 | 28,07 | \$1.403,41 | \$6.401,10 | -\$257.145,05 |
| 4 | 751,01 | 27,79 | \$1.389,37 | \$6.337,09 | -\$262.092,77 |
| 5 | 743,50 | 27,51 | \$1.375,48 | \$6.273,72 | -\$266.991,02 |
| 6 | 736,07 | 27,23 | \$1.361,72 | \$6.210,99 | -\$271.840,28 |
| 7 | 728,71 | 26,96 | \$1.348,11 | \$6.148,88 | -\$276.641,05 |
| 8 | 721,42 | 26,69 | \$1.334,62 | \$6.087,39 | -\$281.393,81 |
| 9 | 714,20 | 26,43 | \$1.321,28 | \$6.026,51 | -\$286.099,05 |
| 10 | 707,06 | 26,16 | \$1.308,07 | \$5.966,25 | -\$290.757,23 |
| 11 | 699,99 | 25,90 | \$1.294,98 | \$5.906,59 | -\$295.368,83 |
| 12 | 692,99 | 25,64 | \$1.282,03 | \$5.847,52 | -\$299.934,32 |

5.3. ANÁLISIS FINANCIERO PARA EL AUMENTO EN LOS TPP.

Para la implementación de este escenario se tuvo en cuenta el costo por el recañoneo en los pozos, el cual se encuentra aproximado a un valor de **23.000 US\$/día**; se estimó que para el desarrollo de una campaña de recañoneo a los 13 pozos pertenecientes al Campo ARGPAZ, se llevaría a cabo en 25 días, por lo cual se calculó un valor promedio del costo de la intervención para cada pozo.

$$\text{Costo De Recañoneo Por Pozo} = \frac{\frac{230.00\text{USD}}{\text{día}} \cdot 25 \text{ días}}{13 \text{ pozos}} = 44.231 \text{ US\$}$$

De esta manera teniendo en cuenta una inversión inicial de **44.231 US\$/pozo** asociados a costos de workover, movilización de equipo, personal y materiales para la intervención, se calculó los ingresos y egresos mensuales a un periodo de 3 años con el caudal incremental de aceite generado por el trabajo de recañoneo, hallando de esta manera el flujo de caja acumulado.

A continuación en la tabla 69 se muestra el reporte de producción incremental y el consumo energético de cada pozo respecto a la sensibilidad propuesta, mientras que en la tabla 70 se reportan los resultados del análisis financiero a término de 3 años, notando que no es viable la aplicación de este proyecto a 6 de los pozos, puesto que los costos asociados al Lifting Cost y demás gastos legales (regalías e impuesto), superan a los ingresos obtenidos debido a los altos cortes de agua los cuales sobrepasan el 90% (ver tabla 71).

Tabla 69. Producción Incremental Y Consumo Energético Por Optimización TPP.

| POZO | Q actual (Bls/día) | BS&W (Fracción) | Q sensibilizado (Bls/día) | Q incremental (STB/D) | Qo incremental (STB/D) | AUMENTO DE ENERGÍA CONSUMIDA POR OPTIMIZ. DE TIROS POR PIE (TPP) | | | |
|---------|-----------------------|--------------------|------------------------------|--------------------------|---------------------------|---|-----------|-------|-------|
| | | | | | | HPactual | HPoptimi. | ΔKW | \$/BL |
| UIS-21 | 1.567 | 0,872 | 1.707,8 | 140,8 | 18,0 | 125,71 | 131,21 | 4,10 | 0,09 |
| UIS-35 | 1.400 | 0,915 | 1.713,6 | 313,6 | 26,7 | 101,18 | 108,2 | 5,23 | 0,05 |
| UIS-36 | 132 | 0,41 | 138,7 | 6,7 | 4,0 | 4,01 | 4,87 | 0,64 | 0,31 |
| UIS-38 | 968 | 0,97 | 1.064,5 | 96,5 | 2,9 | 67,13 | 67,81 | 0,51 | 0,02 |
| UIS-111 | 771 | 0,93 | 818,5 | 47,5 | 3,3 | 49,41 | 50,17 | 0,57 | 0,04 |
| UIS-112 | 93 | 0,81 | 119,9 | 26,9 | 5,1 | 6,52 | 7,81 | 0,96 | 0,11 |
| UIS-125 | 2.543 | 0,963 | 2.832,2 | 289,2 | 10,7 | 375,95 | 393,89 | 13,38 | 0,15 |

Tabla 70. Análisis Financiero De Cada Pozo Para El término De 3 Años.

| | UIS-21 | UIS-35 | UIS-36 | UIS-38 | UIS-111 | UIS-112 | UIS-125 |
|-------------------------------------|----------------|-----------------|--------------|---------------|---------------|--------------|-----------------|
| BARRILES DE FLUIDO INCREMENTA (Bls) | 128.235,06 | 285.614,44 | 6.102,09 | 87.888,37 | 43.261,12 | 24.499,45 | 263.391,89 |
| BARRILES DE ACEITE INCREMENTA (Bls) | 16.414,09 | 24.277,23 | 3.600,24 | 2.636,65 | 3.028,28 | 4.654,90 | 9.745,50 |
| INGESOS POR VENTA DE CRUDO (USD) | \$820.704,36 | \$1.213.861,39 | \$180.011,78 | \$131.832,56 | \$151.413,91 | \$232.744,81 | \$487.275,00 |
| INVERSIÓN INICIAL (USD) | \$44.231,00 | \$44.231,00 | \$44.231,00 | \$44.231,00 | \$44.231,00 | \$44.231,00 | \$44.231,00 |
| EGRESOS TOTALES (USD) | \$1.169.116,38 | \$2.494.351,75 | \$79.483,00 | \$725.674,34 | \$371.962,73 | \$236.031,33 | \$2.223.990,54 |
| FLUJO DE CAJA ACUMULADO USD) | -\$392.643,02 | -\$1.324.721,36 | \$56.297,78 | -\$638.072,78 | -\$264.779,82 | -\$47.517,53 | -\$1.780.946,54 |

Tabla 71. Qw Vs. Qo.

| POZO | Qw (BWPD) | Qo (QOPD) |
|---------|-----------|-----------|
| UIS-21 | 1.489,20 | 218,6 |
| UIS-35 | 1.567,90 | 145,67 |
| UIS-38 | 1.032,57 | 31,94 |
| UIS-111 | 761,21 | 57,3 |
| UIS-112 | 97,12 | 22,78 |
| UIS-125 | 2.727,41 | 104,79 |

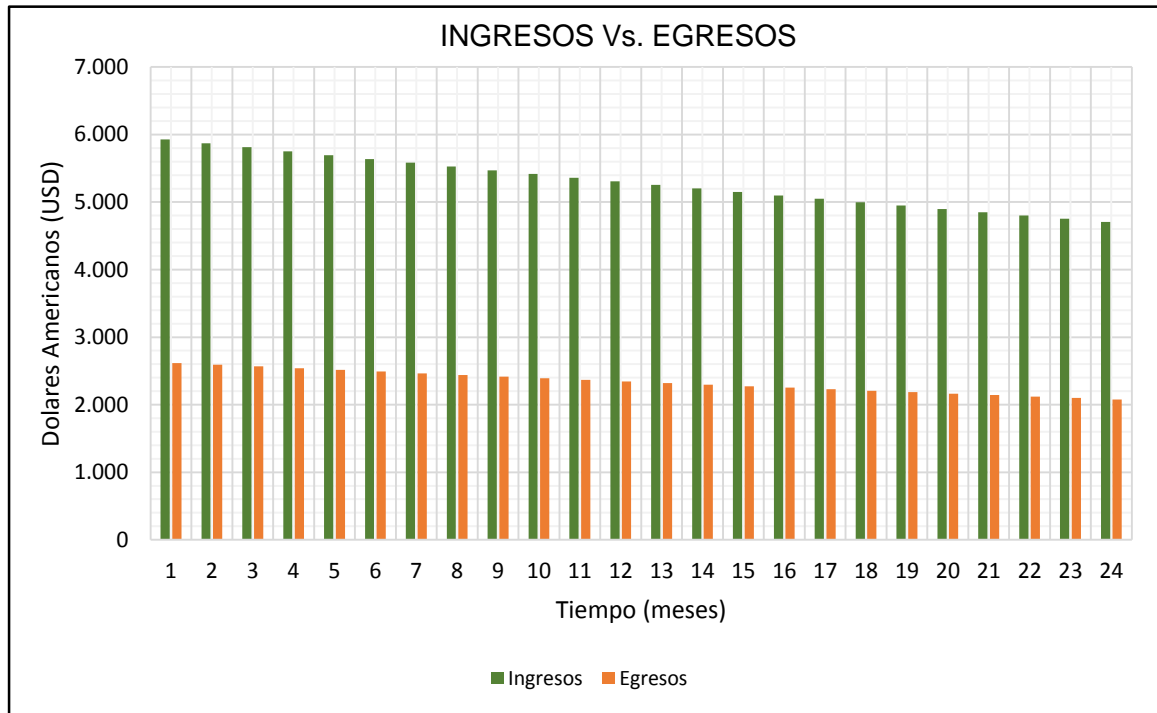
Sin embargo, el pozo UIS-36 fue favorable económicamente, ya que alcanza a recuperar el capital invertido, además de ello, genera ganancias netas de **US\$ 56.298** al finalizar el tercer año, por lo cual vuelve la aplicación del proyecto atractivo para este pozo.

En la tabla 72 se reportan los resultados obtenidos del flujo de caja para el pozo UIS-36, mientras que en la figura 110 se presenta la comparación entre los ingresos y egresos para los primeros 2 años.

Tabla 72. Análisis Financiero Del Pozo UIS-36 Ante La Campaña De Recañoneo En 3 Años De Producción.

| MES | BARRILES DE FLUIDO INCREMENTAL (Bis) | BARRILES DE ACEITE INCREMENTAL (Bis) | INGRESO MENSUAL POR VENTA DE ACEITE (USD) | EGRESOS TOTALES (USD) | FLUJO DE CAJA (USD) | FLUJO DE CAJA ACOMU. (USD) |
|-----|--------------------------------------|--------------------------------------|---|-----------------------|---------------------|----------------------------|
| 0 | | | | | | - \$44.231,00 |
| 1 | 201,00 | 118,59 | \$5.929,50 | \$2.618,13 | \$3.311,37 | -\$40.919,63 |
| 2 | 198,99 | 117,40 | \$5.870,20 | \$2.591,95 | \$3.278,26 | -\$37.641,38 |
| 3 | 197,00 | 116,23 | \$5.811,50 | \$2.566,03 | \$3.245,47 | -\$34.395,90 |
| 4 | 195,03 | 115,07 | \$5.753,39 | \$2.540,37 | \$3.213,02 | -\$31.182,89 |
| 5 | 193,08 | 113,92 | \$5.695,85 | \$2.514,97 | \$3.180,89 | -\$28.002,00 |
| 6 | 191,15 | 112,78 | \$5.638,90 | \$2.489,82 | \$3.149,08 | -\$24.852,92 |
| 7 | 189,24 | 111,65 | \$5.582,51 | \$2.464,92 | \$3.117,59 | -\$21.735,33 |
| 8 | 187,35 | 110,53 | \$5.526,68 | \$2.440,27 | \$3.086,41 | -\$18.648,92 |
| 9 | 185,47 | 109,43 | \$5.471,41 | \$2.415,87 | \$3.055,55 | -\$15.593,37 |
| 10 | 183,62 | 108,33 | \$5.416,70 | \$2.391,71 | \$3.024,99 | -\$12.568,38 |
| 11 | 181,78 | 107,25 | \$5.362,53 | \$2.367,79 | \$2.994,74 | -\$9.573,63 |
| 12 | 179,96 | 106,18 | \$5.308,91 | \$2.344,11 | \$2.964,80 | -\$6.608,84 |
| 13 | 178,16 | 105,12 | \$5.255,82 | \$2.320,67 | \$2.935,15 | -\$3.673,69 |
| 14 | 176,38 | 104,07 | \$5.203,26 | \$2.297,47 | \$2.905,80 | -\$767,90 |
| 15 | 174,62 | 103,02 | \$5.151,23 | \$2.274,49 | \$2.876,74 | \$2.108,84 |
| 16 | 172,87 | 101,99 | \$5.099,72 | \$2.251,75 | \$2.847,97 | \$4.956,81 |
| 17 | 171,14 | 100,97 | \$5.048,72 | \$2.229,23 | \$2.819,49 | \$7.776,30 |
| 18 | 169,43 | 99,96 | \$4.998,23 | \$2.206,94 | \$2.791,30 | \$10.567,60 |
| 19 | 167,74 | 98,96 | \$4.948,25 | \$2.184,87 | \$2.763,38 | \$13.330,98 |
| 20 | 166,06 | 97,98 | \$4.898,77 | \$2.163,02 | \$2.735,75 | \$16.066,73 |
| 21 | 164,40 | 97,00 | \$4.849,78 | \$2.141,39 | \$2.708,39 | \$18.775,12 |
| 22 | 162,76 | 96,03 | \$4.801,28 | \$2.119,97 | \$2.681,31 | \$21.456,43 |
| 23 | 161,13 | 95,07 | \$4.753,27 | \$2.098,77 | \$2.654,49 | \$24.110,92 |
| 24 | 159,52 | 94,11 | \$4.705,74 | \$2.077,79 | \$2.627,95 | \$26.738,87 |
| 25 | 157,92 | 93,17 | \$4.658,68 | \$2.057,01 | \$2.601,67 | \$29.340,54 |
| 26 | 156,34 | 92,24 | \$4.612,09 | \$2.036,44 | \$2.575,65 | \$31.916,20 |
| 27 | 154,78 | 91,32 | \$4.565,97 | \$2.016,07 | \$2.549,90 | \$34.466,09 |
| 28 | 153,23 | 90,41 | \$4.520,31 | \$1.995,91 | \$2.524,40 | \$36.990,49 |
| 29 | 151,70 | 89,50 | \$4.475,11 | \$1.975,95 | \$2.499,15 | \$39.489,65 |
| 30 | 150,18 | 88,61 | \$4.430,36 | \$1.956,19 | \$2.474,16 | \$41.963,81 |
| 31 | 148,68 | 87,72 | \$4.386,05 | \$1.936,63 | \$2.449,42 | \$44.413,23 |
| 32 | 147,19 | 86,84 | \$4.342,19 | \$1.917,27 | \$2.424,93 | \$46.838,16 |
| 33 | 145,72 | 85,98 | \$4.298,77 | \$1.898,09 | \$2.400,68 | \$49.238,83 |
| 34 | 144,26 | 85,12 | \$4.255,78 | \$1.879,11 | \$2.376,67 | \$51.615,50 |
| 35 | 142,82 | 84,26 | \$4.213,23 | \$1.860,32 | \$2.352,90 | \$53.968,41 |
| 36 | 141,39 | 83,42 | \$4.171,09 | \$1.841,72 | \$2.329,37 | \$56.297,78 |

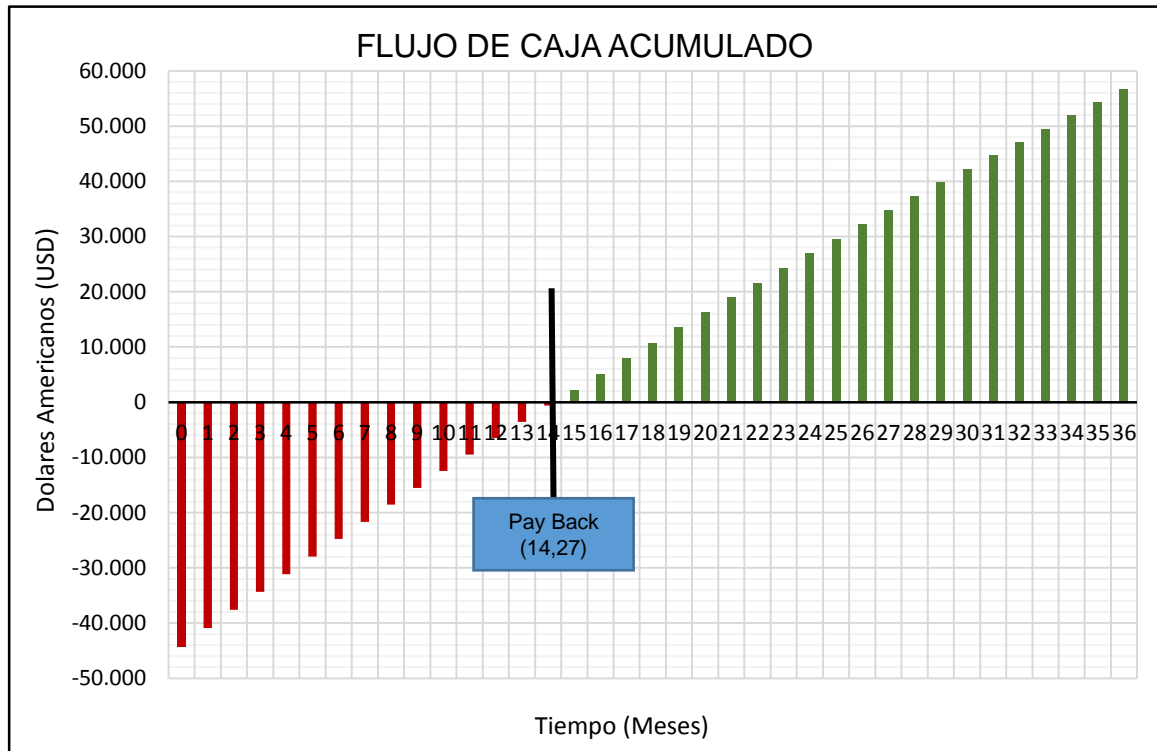
Figura 110. Ingresos Vs. Egresos.



De la gráfica anterior, se intuye que el proyecto bajo esta propuesta de sensibilización (recañoneo), es atractivo debido a que los ingresos generados cada mes, superan aproximadamente 2,2 veces a los ingresos, lo cual se vuelve a atractivo para su implementación. No obstante, es necesario realizar un estudio de viabilidad económica, con el objetivo de diagnosticar por medio de indicadores financieros su viabilidad y desarrollo de este.

A continuación, en la figura 111 a partir del flujo de caja acumulado presentado en la tabla 72, podemos observar el flujo de caja acumulado del proyecto en el cual, se determina el tiempo en el que el proyecto recupera la inversión inicial y, por consiguiente, generar ingresos netos.

Figura 111. Flujo De Caja Acumulado Del Escenario # 3 Para El Pozo UIS-36.



Para evaluar financieramente un proyecto en el cual requiere de una inversión inicial es necesario realizar un estudio de costos. En este caso particular, los indicadores financieros como VPN, TIR, PAYBACK, RB y J, definen si el escenario propuesto es viable financieramente para el tiempo estipulado (3 años).

Los indicadores financieros nombrados anteriormente, representarán la viabilidad que tiene la alternativa propuesta al momento de su ejecución. Para realizar la respectiva evaluación, los cálculos de dichos indicadores para evaluar la factibilidad del proyecto son los siguientes.

- Valor Presente Neto (VPN).

Como se mencionó en la tabla 63, ECOPETROL S.A. maneja una tasa efectiva anual del 12%, sin embargo, debido a que el estudio financiero se realizó mes a mes para ver el comportamiento de flujo de caja y así poder determinar su viabilidad, se debe convertir dicha tasa efectiva anual a una tasa periódica mensual. Para ello se usó la siguiente expresión matemática consultada de las diferentes citas bibliográficas que corresponde al tema.

$$i_p = \sqrt[p]{i_{eff} + 1} - 1 \quad (I)$$

Donde:

p = Periodos de capitalización en el año.

i_p = Tasa de interés periódica según el periodo de capitalización.

i_{eff} = Tasa efectiva anual.

Para este caso, se debe convertir la tasa efectiva anual a una tasa periódica mensual en la cual el periodo de capitalización en el año es igual a 12 meses.

$$i_{mens.} = \sqrt[12]{0,12 + 1} - 1$$

$$i_{mens.} = 0,00948$$

$$i_{mens.} = \mathbf{0,948\%}$$

Luego de haber desarrollado la conversión de la tasa de interés, proseguimos a calcular el Valor Presente Neto (VPN) del proyecto de recañoneo para el pozo UIS-36. En base a la tabla 72 y teniendo en cuenta que la inversión inicial es de US\$ 44.231, para este cálculo se utiliza la fórmula de Valor Presente Neto.

$$VPN = -I + \sum_{i=1}^n \left(\frac{V_t}{(1+i)^t} \right)$$

En efecto para nuestro caso, V_t será igual al flujo de caja generada en cada mes, t representará el periodo de tiempo o mes correspondiente a cada V_t , i será igual a la tasa periódica mensual previamente convertida e I equivaldrá a la inversión inicial estipulada. En consecuencia, el VPN será igual a:

$$VPN = -I + \sum_{i=1}^n \left(\frac{\text{Flujo de caja}_{mens.}}{(1 + 0,00948)^{\#mes}} \right)$$

$$VPN = -44.231 + \left[\frac{3.311,37}{(1 + 0,00948)^1} + \frac{3.278,26}{(1 + 0,00948)^2} + \frac{3.245,47}{(1 + 0,00948)^3} + \frac{3.213,02}{(1 + 0,00948)^4} \dots \dots \frac{2.329,37}{(1 + 0,00948)^{36}} \right]$$

$$\mathbf{VPN = 41.457 USD}$$

- Tasa Interna De Retorno (TIR).

Este parámetro de evaluación habitualmente se usa para valorar la conveniencia de las inversiones o proyectos, es decir, el TIR permite la estimación de una inversión midiendo la rentabilidad de los cobros y los pagos actualizados, generados por una inversión; cuanto mayor sea la tasa interna de retorno de un proyecto, más deseable será llevar a cabo el proyecto.

Matemáticamente se define como la tasa de interés a la cual el VPN es igual a cero; por lo anterior, igualando a cero (0) la ecuación de VPN, y despejando de la siguiente formula el termino TIR, se halla dicha tasa de interés teniendo en cuenta que este es un interés periódico mensual, el cual mediante la fórmula (I) tiene que ser convertido a interés efectivo anual para el análisis de rentabilidad del proyecto.

$$VPN = -44.231 + \left[\frac{3.311,37}{(1 + TIR)^1} + \frac{3.278,26}{(1 + TIR)^2} + \frac{3.245,47}{(1 + TIR)^3} + \frac{3.213,02}{(1 + TIR)^4} \dots \dots \frac{2.329,37}{(1 + TIR)^{36}} \right] = 0$$

$$\begin{aligned}
 TIR_{mens.} &= 0,058 \\
 TIR &= (1 + 0,058)^{12} - 1 \\
 TIR &= 0,967 \\
 \mathbf{TIR} &= \mathbf{96,7\%}
 \end{aligned}$$

- Eficiencia Sobre La Inversión (J).

Con el fin de definir si los recursos disponibles fueron utilizados de manera correcta y a su vez, hayan sido mínimos para alcanzar obtener los mayores resultados con la mínima inversión, ECOPETROL S.A. usa este indicador financiero para considerar las ganancias generadas en relación con el capital invertido. En base a la tabla 72, el valor calculado de este parámetro es el siguiente.

$$\begin{aligned}
 J &= \frac{\sum Egresos}{\sum Ingresos} \\
 J &= \frac{\$79.483}{\$180.011,78} \\
 \mathbf{J} &= \mathbf{0,4415}
 \end{aligned}$$

- Relación Beneficio Costo (RBC).

El análisis costo-beneficio es una herramienta financiera que mide la relación entre los costos y beneficios asociados a un proyecto de inversión con el fin de evaluar su rentabilidad. Tomando como referencia la tabla 72, el computo de este indicador se muestra a continuación.

$$RBC = \frac{VPN_{Ingresos}}{-I + VPN_{Egresos}}$$

$$RBC = \frac{\sum_{i=1}^n \left(\frac{Ingreso_{mens.}}{(1 + 0,00948)^{\#mes}} \right)}{-I + \sum_{i=1}^n \left(\frac{Egreso_{mens.}}{(1 + 0,00948)^{\#mes}} \right)}$$

Donde:

$VPN_{Ingresos}$ = Valor presente de los ingresos.

$VPN_{Egresos}$ = Valor presente de los egresos.

I = Inversión inicial.

Por definición de la anterior expresión, la relación beneficio costo es igual a lo siguiente.

$$RBC = \frac{\left[\frac{5.929,50}{(1 + 0,00948)^1} + \frac{5.870,20}{(1 + 0,00948)^2} + \frac{5.811,50}{(1 + 0,00948)^3} + \frac{5.753,39}{(1 + 0,00948)^4} \dots \dots \frac{4.171,09}{(1 + 0,00948)^{36}} \right]}{-44.231 + \left[\frac{2.618,13}{(1 + 0,00948)^1} + \frac{2.591,95}{(1 + 0,00948)^2} + \frac{2.566,03}{(1 + 0,00948)^3} + \frac{2.540,37}{(1 + 0,00948)^4} \dots \dots \frac{1.841,72}{(1 + 0,00948)^{36}} \right]}$$

RBC = 1,3702

A continuación, en la tabla 73 se reportan los resultados obtenidos para cada indicador.

Tabla 73. Reporte De Indicadores Financieros.

| INDICADORES FINANCIEROS | |
|-------------------------|--------|
| VPN [3 AÑOS] (USD) | 41.457 |
| PAY BACK (MESES) | 14,27 |
| TIR (%) | 96,7 |
| J (Fracción) | 0,4415 |
| RBC | 1,3702 |

Del reporte anterior se puede concluir que la inversión del capital se recupera a los 14 meses y 8 días. El valor presente neto (VPN), indicador que se calcula a partir de los valores resultantes del flujo de caja, el cual señala si un proyecto es atractivo o no, fue positivo ($VPN > 0$) con un valor de **US\$ 41.457**, indicando que el proyecto es atractivo y se podría implementar. En cuanto a la tasa interna de retorno (TIR) se obtuvo un valor del **96,7%** mayor que la tasa interna de oportunidad (TIO), demostrando que los ingresos son lo suficientemente considerables para realizar el proyecto y que la utilidad producida permitirá recuperar la inversión en poco tiempo. Con respecto a la eficiencia de la inversión, se obtuvo un valor de **0,4415**, el cual no supera a 1; esto confirma que la viabilidad del proyecto e indica que los ingresos superan 2,26 veces a los egresos. Finalmente, analizando la relación beneficio costo (RBC), se concluye que el proyecto y el flujo de caja es rentable ($RBC > 1$), ratificando que los ingresos son mayores que los egresos.

5.4 ANÁLISIS FINANCIERO PARA EL AUMENTO EN LOS TPP E INCREMENTO DE FRECUENCIA.

Tomando como referencia los costos operacionales del escenario anterior (**44.231 US\$/pozo** por recañoneo), se realizó un estudio de viabilidad financiera para determinar la aplicabilidad del escenario propuesto # 4. En este, se calculó los ingresos y egresos mensuales al periodo de estudio establecido (3 años) con el caudal incremental de aceite generado por el trabajo de recañoneo y aumento de frecuencia, hallando de esta manera el flujo de caja acumulado. A continuación, en la tabla 74 se muestra el reporte de producción incremental y el consumo energético de cada pozo respecto a la sensibilidad propuesta.

Tabla 74. Producción Incremental Y Consumo Energético Por Optimización TPP Y Aumento De Frecuencia.

| POZO | Q actual (Bls/día) | BS&W (Fracción) | Q sensibilizado (Bls/día) | Q incremental (Bls/día) | Qo incremental (Bls/día) | AUMENTO DE ENERGÍA CONSUMIDA POR OPTIMIZ DE TIROS POR PIE (TPP) Y FRECUENCIA | | | |
|---------|-----------------------|--------------------|------------------------------|----------------------------|-----------------------------|---|-----------|--------|-------|
| | | | | | | HPactual | HPoptimi. | ΔKW | \$/BL |
| UIS-21 | 1.567 | 0,872 | 1.742,9 | 175,9 | 22,5 | 125,71 | 141,23 | 11,57 | 0,21 |
| UIS-35 | 1.400 | 0,915 | 2.012,7 | 612,7 | 52,1 | 101,18 | 167,69 | 49,60 | 0,26 |
| UIS-36 | 132 | 0,41 | 164,8 | 32,8 | 19,4 | 4,01 | 7,04 | 2,26 | 0,22 |
| UIS-38 | 968 | 0,97 | 1.290,3 | 322,3 | 9,7 | 67,13 | 97,15 | 22,39 | 0,22 |
| UIS-112 | 93 | 0,81 | 121,6 | 28,6 | 5,4 | 6,52 | 8,04 | 1,13 | 0,13 |
| UIS-125 | 2.543 | 0,963 | 3.478,1 | 935,1 | 34,6 | 375,95 | 682,93 | 228,91 | 0,78 |

Al realizar el análisis financiero a término de 3 años, se concluyó que al igual que el estudio expuesto anteriormente, solo es viable la aplicación de este proyecto al pozo UIS-36, puesto que los ingresos generados por la venta de crudo, supera los costos asociados al Lifting Cost y demás gastos legales (regalías e impuesto). Respecto a los pozos que no generaron una recuperación de la inversión inicial y por consiguiente un ingreso neto, se determinó que los altos cortes que están alrededor del 90% (ver tabla 75), fue la razón principal de la no viabilidad financiera de estos.

Tabla 75. Qw Vs. Qo.

| POZO | Qw (BWPD) | Qo (QOPD) |
|---------|-----------|-----------|
| UIS-21 | 1.519,81 | 223,09 |
| UIS-35 | 1.841,62 | 171,08 |
| UIS-38 | 1.032,57 | 31,94 |
| UIS-112 | 98,5 | 23,1 |
| UIS-125 | 3.349,41 | 128,69 |

Tabla 76. Análisis Financiero Del Pozo UIS-36 Ante La Campaña De Recañoneo Y Aumento De Frecuencia En 3 Años De Producción.

| MES | BARRILES DE FLUIDO INCREMENTAL (Bls) | BARRILES DE ACEITE INCREMENTAL (Bls) | INGRESO POR VENTA DE ACEITE (USD) | EGRESOS TOTALES(USD) | FLUJO DE CAJA (USD) | FLUJO DE CAJA ACUMJ. (USD) |
|-----|--------------------------------------|--------------------------------------|-----------------------------------|----------------------|---------------------|----------------------------|
| 0 | | | | | | -\$44.231,00 |
| 1 | 984,00 | 580,56 | \$29.028,00 | \$12.732,85 | \$16.295,15 | -\$27.935,85 |
| 2 | 974,16 | 574,75 | \$28.737,72 | \$12.605,52 | \$16.132,20 | -\$11.803,65 |
| 3 | 964,42 | 569,01 | \$28.450,34 | \$12.479,46 | \$15.970,88 | \$4.167,23 |
| 4 | 954,77 | 563,32 | \$28.165,84 | \$12.354,67 | \$15.811,17 | \$19.978,40 |
| 5 | 945,23 | 557,68 | \$27.884,18 | \$12.231,12 | \$15.653,06 | \$35.631,46 |
| 6 | 935,77 | 552,11 | \$27.605,34 | \$12.108,81 | \$15.496,53 | \$51.127,99 |
| 7 | 926,42 | 546,59 | \$27.329,29 | \$11.987,72 | \$15.341,56 | \$66.469,56 |
| 8 | 917,15 | 541,12 | \$27.055,99 | \$11.867,85 | \$15.188,15 | \$81.657,70 |
| 9 | 907,98 | 535,71 | \$26.785,43 | \$11.749,17 | \$15.036,27 | \$96.693,97 |
| 10 | 898,90 | 530,35 | \$26.517,58 | \$11.631,68 | \$14.885,90 | \$111.579,87 |
| 11 | 889,91 | 525,05 | \$26.252,40 | \$11.515,36 | \$14.737,04 | \$126.316,92 |
| 12 | 881,01 | 519,80 | \$25.989,88 | \$11.400,20 | \$14.589,67 | \$140.906,59 |
| 13 | 872,20 | 514,60 | \$25.729,98 | \$11.286,20 | \$14.443,78 | \$155.350,37 |
| 14 | 863,48 | 509,45 | \$25.472,68 | \$11.173,34 | \$14.299,34 | \$169.649,71 |
| 15 | 854,85 | 504,36 | \$25.217,95 | \$11.061,61 | \$14.156,35 | \$183.806,05 |
| 16 | 846,30 | 499,32 | \$24.965,77 | \$10.950,99 | \$14.014,78 | \$197.820,84 |
| 17 | 837,83 | 494,32 | \$24.716,12 | \$10.841,48 | \$13.874,63 | \$211.695,47 |
| 18 | 829,46 | 489,38 | \$24.468,96 | \$10.733,07 | \$13.735,89 | \$225.431,36 |
| 19 | 821,16 | 484,49 | \$24.224,27 | \$10.625,74 | \$13.598,53 | \$239.029,89 |
| 20 | 812,95 | 479,64 | \$23.982,02 | \$10.519,48 | \$13.462,54 | \$252.492,43 |
| 21 | 804,82 | 474,84 | \$23.742,20 | \$10.414,28 | \$13.327,92 | \$265.820,35 |
| 22 | 796,77 | 470,10 | \$23.504,78 | \$10.310,14 | \$13.194,64 | \$279.014,99 |
| 23 | 788,80 | 465,39 | \$23.269,73 | \$10.207,04 | \$13.062,69 | \$292.077,68 |
| 24 | 780,92 | 460,74 | \$23.037,04 | \$10.104,97 | \$12.932,07 | \$305.009,75 |
| 25 | 773,11 | 456,13 | \$22.806,67 | \$10.003,92 | \$12.802,75 | \$317.812,50 |
| 26 | 765,38 | 451,57 | \$22.578,60 | \$9.903,88 | \$12.674,72 | \$330.487,21 |
| 27 | 757,72 | 447,06 | \$22.352,81 | \$9.804,84 | \$12.547,97 | \$343.035,18 |
| 28 | 750,15 | 442,59 | \$22.129,28 | \$9.706,79 | \$12.422,49 | \$355.457,68 |
| 29 | 742,64 | 438,16 | \$21.907,99 | \$9.609,73 | \$12.298,27 | \$367.755,94 |
| 30 | 735,22 | 433,78 | \$21.688,91 | \$9.513,63 | \$12.175,28 | \$379.931,23 |
| 31 | 727,87 | 429,44 | \$21.472,02 | \$9.418,49 | \$12.053,53 | \$391.984,76 |
| 32 | 720,59 | 425,15 | \$21.257,30 | \$9.324,31 | \$11.933,00 | \$403.917,75 |
| 33 | 713,38 | 420,89 | \$21.044,73 | \$9.231,06 | \$11.813,67 | \$415.731,42 |
| 34 | 706,25 | 416,69 | \$20.834,28 | \$9.138,75 | \$11.695,53 | \$427.426,95 |
| 35 | 699,18 | 412,52 | \$20.625,94 | \$9.047,37 | \$11.578,57 | \$439.005,52 |
| 36 | 692,19 | 408,39 | \$20.419,68 | \$8.956,89 | \$11.462,79 | \$450.468,31 |

Como se puede observar en la tabla 76, se reportan los resultados obtenidos del flujo de caja para el pozo UIS-36 el cual al termino del tercer año, se alcanza un ingreso neto de **US\$ 450.468**, recuperando así la inversión inicial en poco tiempo.

A continuación, en la figura 112 a partir del flujo de caja acumulado presentado en la tabla 76, se puede observar el tiempo en el que el proyecto recupera la

inversión y, por consiguiente, generar ingresos netos, mientras que en la figura 113 se presenta la comparación entre los ingresos y egresos para los primeros 2 años.

Figura 112. Flujo De Caja Acumulado Del Escenario # 4 Para El Pozo UIS-36.

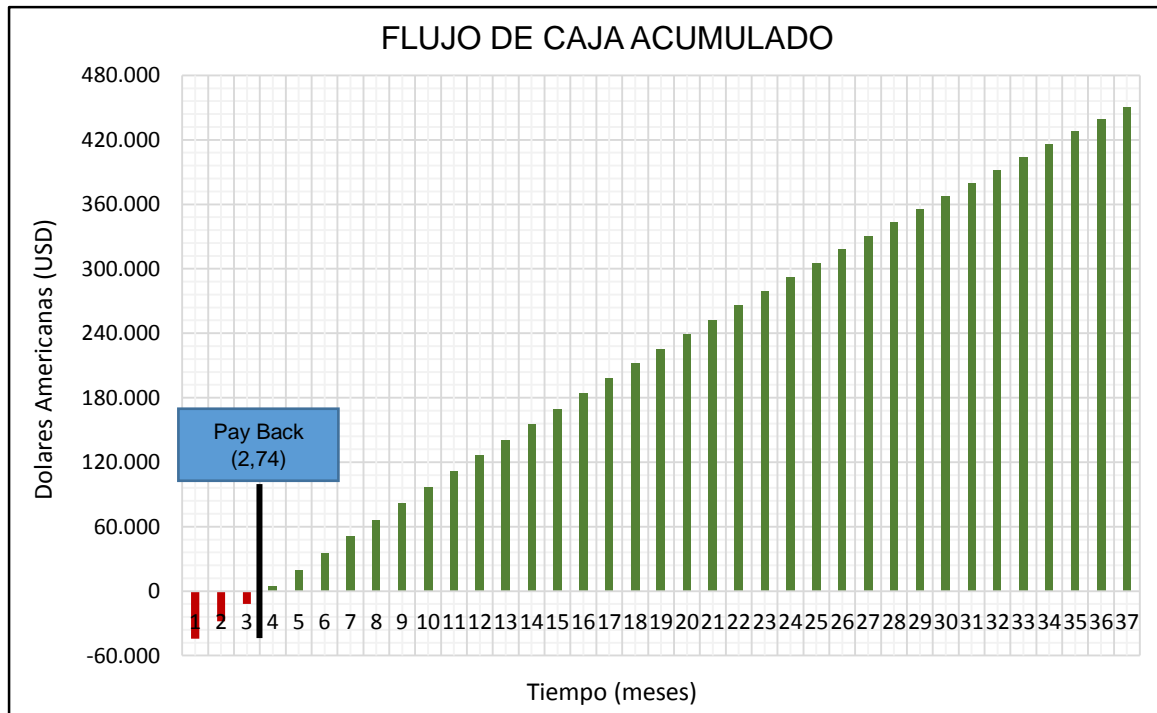
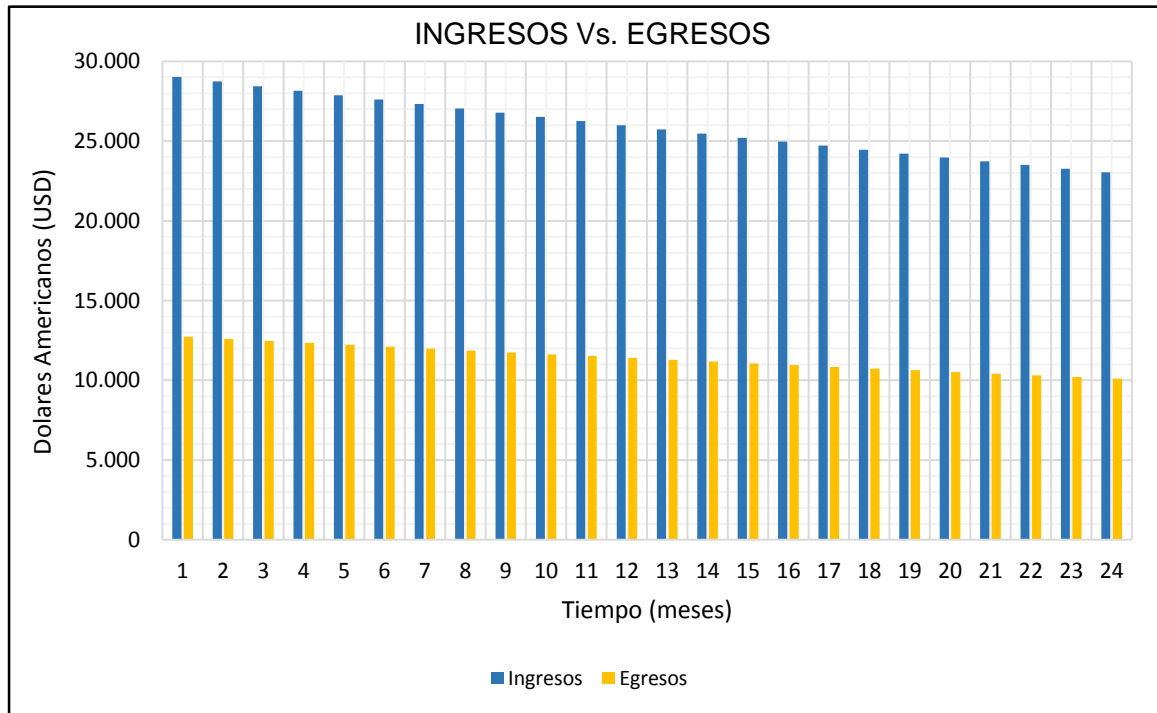


Figura 113. Ingresos Vs. Egresos.



De igual manera como en la valoración desarrollada en el escenario anterior (aumento de TPP), para evaluar financieramente esta propuesta de optimización, se realizó un estudio de costos en la cual los indicadores financieros como VPN, TIR, PAYBACK, RB y J, fueron estimados para así determinar su viabilidad financiera a un tiempo estipulado de 3 años.

Tomando en cuenta el procedimiento explicado en el escenario anterior para el cálculo de estos indicadores, en la tabla 77 se reportan los resultados obtenidos para cada indicador.

Tabla 77. Reporte De Indicadores Financieros.

| INDICADORES FINANCIEROS | |
|-------------------------|---------|
| VPN [3 AÑOS] (USD) | 377.435 |
| PAY BACK (MESES) | 2,74 |
| J (Fracción) | 0,4386 |
| R (B/C) | 2,01 |

De la tabla 77 se puede concluir que la inversión del capital se recupera en muy poco tiempo (**2 meses y 22 días**). El valor presente neto (VPN), indicador que se calcula a partir de los valores resultantes del flujo de caja, el cual señala si un proyecto es atractivo o no, fue positivo ($VPN > 0$) con un valor de **US\$ 377.435**, indicando que el proyecto es atractivo y se podría implementar.

En cuenta a la tasa interna de retorno (TIR) se obtuvo un valor mayor que al de la tasa interna de oportunidad (TIO), demostrando que los ingresos son lo suficientemente considerables para realizar el proyecto y que la utilidad producida permitirá recuperar la inversión en poco tiempo.

Con respecto a la eficiencia de la inversión, se obtuvo un valor de **0,4386**, el cual no supera a 1; esto confirma que la viabilidad del proyecto e indica que los ingresos superan 2,28 veces a los egresos.

Finalmente, analizando la relación beneficio costo (RBC), se concluye que el proyecto y el flujo de caja es rentable ($RBC > 1$), ratificando que los ingresos son mayores que los egresos.

6. CONCLUSIONES

- El modelo de simulación desarrollado para el campo en estudio, hizo posible simular las condiciones operacionales actuales, presentado un porcentaje de error menor al 3% con respecto a los valores medidos en tiempo real, indicando así que el modelo arroja resultados confiables, cuando es utilizado en el análisis de sensibilización de variables.
- En la evaluación de los parámetros operacionales de las bombas de cada SLA, se encontró que la sumergencia en los pozos UIS-5, UIS-110, UIS-52, UIS-109, UIS-111 y UIS-112, se encuentran por fuera de la condición límite establecida en campo (SUM. \geq 500 ft).
- Realizar cambios en el diámetro de tubing o la presión de cabeza genera un aumento de la producción casi nulo en todos los pozos, excepto UIS 125 que presenta un caudal incremental de 26 Bls/día, lo cual indica que las condiciones operacionales actuales de ID del tubing y presión de cabeza son las adecuadas.
- El sistema de producción del campo, presenta limitaciones hidráulicas por caída de presión en las líneas B_8, B_16 y B_24, debido a que los gradientes de presión (psi/100 ft) son 2,7, 1,2 y 1,2 respectivamente, sobrepasando el límite establecido de 1 psi/100 ft.
- Dentro de las sensibilizaciones propuestas, la variación de la frecuencia de los pozos UIS-14, UIS-36 y UIS-136, presentaron viabilidad financiera, generando una ganancia neta de US\$ 348.741 a los 3 años.

- Durante la evaluación de las bombas electrosomergible de los pozos UIS-21, UIS-35 y UIS-125 presentaron un sobredimensionamiento en el número de etapas requeridas.
- Analizando la propuesta realizada en el escenario 4 (recañoneo y aumento de frecuencia) para el pozo UIS-36, se obtendrían ganancias de US\$ 450.468 , en este caso para una inversión de US\$ 44.231, se obtuvo un VPN estimado a 3 años de US\$ 377.435, con una TIR mayor que la tasa de interés de oportunidad reportada en 12%, la recuperación de la inversión (PAY BACK) se obtiene a los 2 meses y 22 días después de haber realizado la sensibilidad, y un RBC de 2,01 demostrando la magnitud de los ingresos respecto a los egresos.

7. RECOMENDACIONES

- Realizar la variación de frecuencia en los pozos UIS-14, UIS-36 y UIS-136, ya que los estudios realizados en este proyecto indican que es una propuesta viable desde el punto de vista técnico-financiero.
- Se recomienda disminuir la frecuencia de operación o profundizar el nivel de la bomba en los pozos UIS-5, UIS-10, UIS-52, UIS-109, UIS-111 y UIS-112, debido a que el estado de la sumergencia se encuentre por debajo del valor recomendado (500 ft mínimo).
- En vista de que los pozos UIS-21, UIS-35, UIS-38, UIS-109, UIS-111, UIS-112 y UIS-125, presentan un corte de agua mayor al 85%, se recomienda hacer un estudio de la conificación en la formación, con la finalidad de generar propuestas para disminuir los efectos negativos en la producción.
- Realizar un estudio previo de la integridad del revestimiento en caso de implementar la campaña de recañoneo.
- Se debe realizar un estudio de daño de la formación, con el fin de implementar diferentes escenarios de sensibilización para los diferentes trabajos de estimulación, ya que estos podrían reflejar mejores resultados que un recañoneo debido a que el campo es maduro y los pozos se encuentran produciendo cerca del AOF.
- Implementar un separador de gas adicional en el pozo UIS-136, debido a que, según los análisis en el dinagrama, se presenta una interferencia de gas.

BIBLIOGRAFÍA

BEGGS, H. Dale. Production Optimization Using Nodal™ Analysis. Oil And Gas Consultants International Inc. Tulsa, Oklahoma 1991.

BERTUCCI, Miguel. Análisis del comportamiento hidráulico del sistema de recolección de crudo, en el campo Uracoa, unidad Monogassur, Harvest Vinccler; C.A. Maturín, Venezuela. Tesis Ingeniería de Petróleos. Universidad de Oriente, 2006

BROWN, Kermit E. And LEA, James F. Nodal™ Systems Analysis Of Oil And Gas Wells. En: Society Of Petroleum Engineers. October 1985.

CHACÍN, N. Bombeo por cavidades progresiva, Venezuela 2003.

FERNÁNDEZ, Ángel. Programa Computarizado Para El Diseño De Sistemas De Levantamiento Artificial Por Bombeo De Cavidad Progresiva. Maracaibo, Venezuela 2010.

HIRSCHFELDT, Marcelo. Oilproduction.Net Versión 2008 V1. Manual De Bombas De Cavidades Progresivas Manual De Bombas De Cavidades Progresivas. 2008.

MAGGIOLO, Ricardo. Optimización Integral De Sistemas De Producción Utilizando Análisis Nodal. Lima, Perú 2009.

MÁRQUEZ, Richard Ph.D. Análisis Nodal Del Sistema De Producción. Nivel Básico Intermedio. Tulsa, Oklahoma 2012.

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.

RODRÍGUEZ, Alfredo M.Sc. Comportamiento De Afluencia De Pozos De Petróleo Y Gas. Zulia. Módulo II. Venezuela 2012.

TAKACS, Gabor. Electrical Submersible Pumps Manual, Design, Operations And Maintenance. Abu Dabi, Emiratos Árabes Unidos 2008.

ZHANG, H., LI, J., WANG, W., COLIN, W., HOUETO, F., Schlumberger. Simulating Progressive Cavity Pump For Multiphase Flow And Production Systems Design. Ciudad De México, México 2012.

ANEXOS

ANEXO A. ESTADO MECÁNICO DE LOS POZOS.

| ESTADOS MECÁNICOS | | | | | | | |
|-------------------|----------------------------|------------------|------------------|---------------------------------|----------------------------|----------------------------|------------------------|
| POZO | Profun. Tbnng./Intake (ft) | OD Tbnng. (inch) | ID Tbnng. (inch) | Profun. Csg. De Producción (ft) | OD Csg. De Producc. (inch) | ID Csg. De Producc. (inch) | Profun. Del Liner (ft) |
| UIS-5 | 3.153 | 2 - 7/8 | 2,441 | 5.011 | 7 | 6,276 | |
| UIS-10 | 4.709 | 2 - 7/8 | 2,441 | 5.074 | 7 | 6,276 | |
| UIS-14 | 6.186 | 3 - 1/2 | 2,992 | 6.390 | 7 | 6,276 | |
| UIS-21 | 6.592,1 | 2 - 7/8 | 2,441 | 7.042 | 5 - 1/2 | 4,892 | |
| UIS-35 | 6.330 | 2 - 7/8 | 2,441 | 6.546 | 5 - 1/2 | 4,892 | |
| UIS-36 | 6.544 | 2 - 7/8 | 2,441 | 6.730 | 5 - 1/2 | 4,892 | |
| UIS-38 | 6.795 | 2 - 7/8 | 2,441 | 7.037 | 5 - 1/2 | 4,892 | |
| UIS-52 | 1.618 | 2 - 7/8 | 2,441 | 1.665 | 5 - 1/2 | 4,892 | |
| UIS-109 | 5.659,4 | 2 - 7/8 | 2,441 | 6.276 | 7 | 6,276 | 6.386 (4,276" ID) |
| UIS-111 | 5.862 | 3 - 1/2 | 2,992 | 6.048 | 7 | 6,276 | 6.450 (4,276" ID) |
| UIS-112 | 6.479 | 3 - 1/2 | 2,992 | 6.930 | 5 | 4,276 | |
| UIS-125 | 6.582 | 3 - 1/2 | 2,992 | 6.774 | 9 - 5/8 | 8,755 | 7.000 (6,276" ID) |
| UIS-136 | 6.907,1 | 3 - 1/2 | 2,992 | 7.282 | 7 | 6,276 | 7.532 (4,276" ID) |

**ANEXO B. RANGOS DE APLICABILIDAD PARA SCREENING Y SELECCIÓN
DE LA CORRELACIÓN ADECUADA PARA EL DESARROLLO DEL PVT
SINTETICO.**

Correlaciones Para Calculo De Rs y Bo

| CORRELACIÓN DE LASATER, J.A. | |
|------------------------------|-------------------|
| Presión De Burbuja (psia) | 48-5780 |
| Te (°F) | 82-272 |
| Rsi (SCF/STB) | 3-2905. |
| API | 17.9-51.1 |
| SGg | 0.574-1.233 |
| Psep (psia) | 1ra Etapa: 15-605 |
| | 2da Etapa: |
| Tsep (°F) | 34-106 |

| CORRELACIÓN DE VAZQUEZ, M.E. & BEGGS, H.D. | | |
|--|-------------|-------------|
| | API ≤ 30 | API > 30 |
| Presión De Burbuja (psia) | 15-4572 | 15-6055 |
| Te (°F) | 162 | 180 |
| Boi (RB/STB) | 1.042-1.545 | 1.028-2.226 |
| Rsi (SCF/STB) | 0-831 | 0-2199 |
| API | 5.3-30 | 30.6-59.5 |
| SGg | 0.511-1.351 | 0.53-1.259 |

| CORRELACIÓN DE GLASO, O. | |
|---------------------------|----------------|
| Presión De Burbuja (psia) | 165-7142 |
| Te (°F) | 80-280 |
| Boi (RB/STB) | 1.025-2.588 |
| Rsi (SCF/STB) | 90-2637 |
| API | 22.3-48.1 |
| SGg | 0.65-1.276 |
| Psep (psia) | 1ra Etapa: 415 |
| | 2da Etapa: 15 |
| Tsep (°F) | 125 |

| CORRELACIÓN DE STANDING, M.B. | |
|-------------------------------|--------------------|
| Presión De Burbuja (psia) | 130-7000 |
| Te (°F) | 100-258 |
| Boi (RB/STB) | 1.024-2.15 |
| Rsi (SCF/STB) | 20-1425 |
| API | 16.5-63.8 |
| SGg | 0.59-0.95 |
| Psep (psia) | 1ra Etapa: 265-465 |
| | 2da Etapa: 14.7 |
| Tsep (°F) | 100 |

| CORRELACIÓN DE AL-MARHOUN, M.A. | |
|---|-------------|
| Presión De Burbuja (psia) | 20-3573 |
| Te (°F) | 74-240 |
| Boi (RB/STB) | 1.032-1.997 |
| Bt (RB/STB) | 1.032-6.982 |
| Rsi (SCF/STB) | 26-1602 |
| API | 19.4-44.6 |
| SGg | 0.752-1.367 |
| N ₂ En Gases De Superf. (%molar) | 0-3.89 |
| CO ₂ En Gases De Superf. (%molar) | 0-16.38 |
| H ₂ S En Gases De Superf. (%molar) | 0-16.13 |

| CORRELACIÓN DE DOKLA, M.E. & OSMAN, M.E. | |
|---|--------------|
| Presión De Burbuja (psia) | 590-4640 |
| Te (°F) | 190-275 |
| Boi (RB/STB) | 1.216-2.493 |
| Rsi (SCF/STB) | 81-2266 |
| SGo | 0.8236-0.886 |
| SGg | 0.789-1.290 |
| N ₂ En Gases De Superf. (%molar) | 0.1-1.85 |
| CO ₂ En Gases De Superf. (%molar) | 0.37-8.9 |
| H ₂ S En Gases De Superf. (%molar) | 0-6.02 |

| CORRELACIÓN DE PETROSKY, G.E. & FARSHAD, F.F. | |
|---|---------------|
| Pe (psia) | 1700-10692 |
| Presión De Burbuja (psia) | 1574-6523 |
| Te (°F) | 114-288 |
| Boi (RB/STB) | 1.1178-1.6229 |
| Rsi (SCF/STB) | 217-1406 |
| SGg | 0.5781-0.8519 |
| API | 16.3-45 |
| Copresi. Del Petróleo x E-6 (1/psi) | 3.507-24.64 |
| N ₂ En Gases De Superf. (%molar) | 0-3.72 |
| CO ₂ En Gases De Superf. (%molar) | 0-0.79 |

| CORRELACIÓN DE KARTOADMODOJO, T. & SCHMIDT, Z. | |
|--|-------------|
| Presión De Burbuja (psia) | 14.7-6054.7 |
| Te (°F) | 75-320 |
| Boi (RB/STB) | 1.007-2.144 |
| Rsi (SCF/STB) | 0-2890 |
| API | 14.4-58.9 |
| SGg | 0.379-1.709 |

Correlaciones Para Calculo μ_o

| CORRELACIÓN DE BEAL, C. | |
|--------------------------|------------|
| Te (°F) | 98-250 |
| Rsi (SCF/STB) | 3-2905. |
| API | 10-52.5 |
| Visco. Crudo Muerto (cP) | 0.865-1.55 |

| CORRELACIÓN DE BEGGS, H.D. & ROBINSON, J.R. | |
|---|-------------|
| Presión Inicial Yaci. (psia) | 15-5265 |
| Te (°F) | 70-295 |
| Rsi (SCF/STB) | 20-2070 |
| API | 16-58 |
| SGg | 0.574-1.233 |

| CORRELACIÓN DE GLASO, O. | |
|--------------------------|------------|
| Te (°F) | 50-300 |
| API | 20.1-48.1 |
| Visco. Crudo Muerto (cP) | 0.616-39.1 |

| CORRELACIÓN DE KARTOADMODOJO, T. & SCHMIDT, Z. | |
|--|-------------|
| Presión Inicial Yaci. (psia) | 15-7171 |
| Te (°F) | 75-320 |
| Boi (RB/STB) | 1.007-2.144 |
| Rsi (SCF/STB) | 1.2-2044 |
| API | 14.4-58.9 |
| Visco. Crudo Muerto (cP) | 0.5062-682 |

| CORRELACIÓN DE CHEW, J.N. & CONALLY, C.A. | |
|---|----------|
| Presión De Burbuja (psia) | 132-5645 |
| Te (°F) | 72-292 |
| Rsi (SCF/STB) | 51-3544 |
| Visco. Crudo Muerto (cP) | 0.377-50 |

| CORRELACIÓN DE VAZQUEZ, M.E. & BEGGS, H.D. | |
|--|-------------|
| Presión Inicial Yaci. (psia) | 141-9515 |
| API | 15.3-59.5 |
| Rsi (SCF/STB) | 9.3-2199 |
| Visco. Crudo Muerto (cP) | 0.377-50 |
| SGg | 0.511-1.351 |

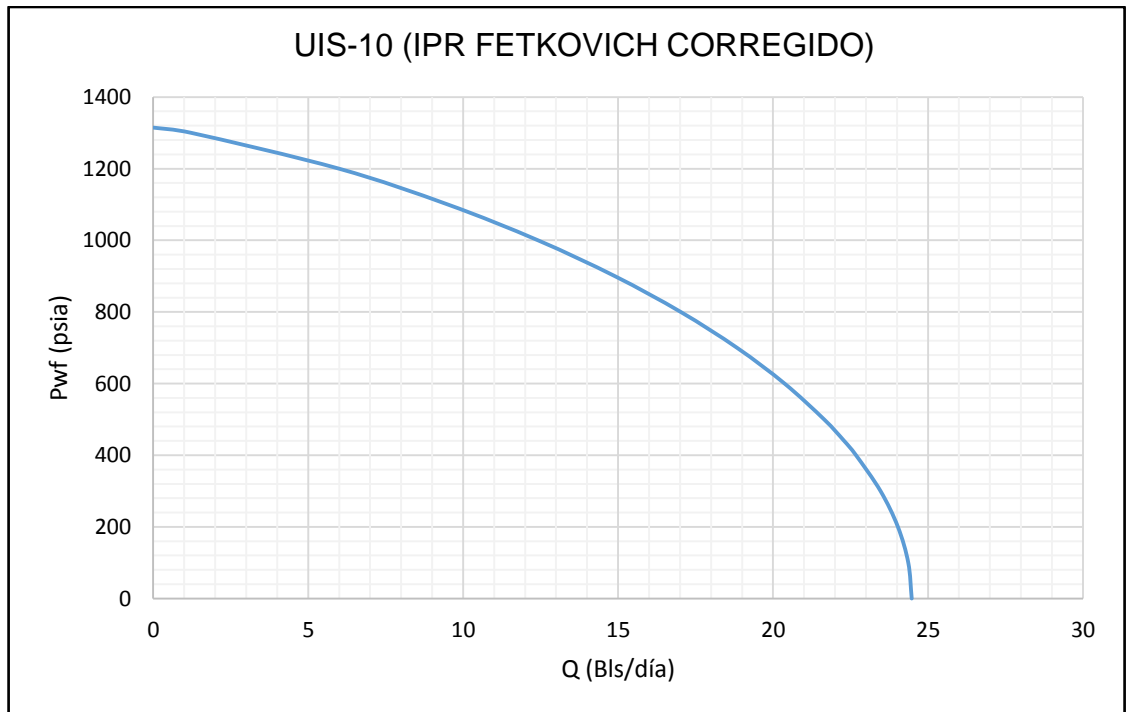
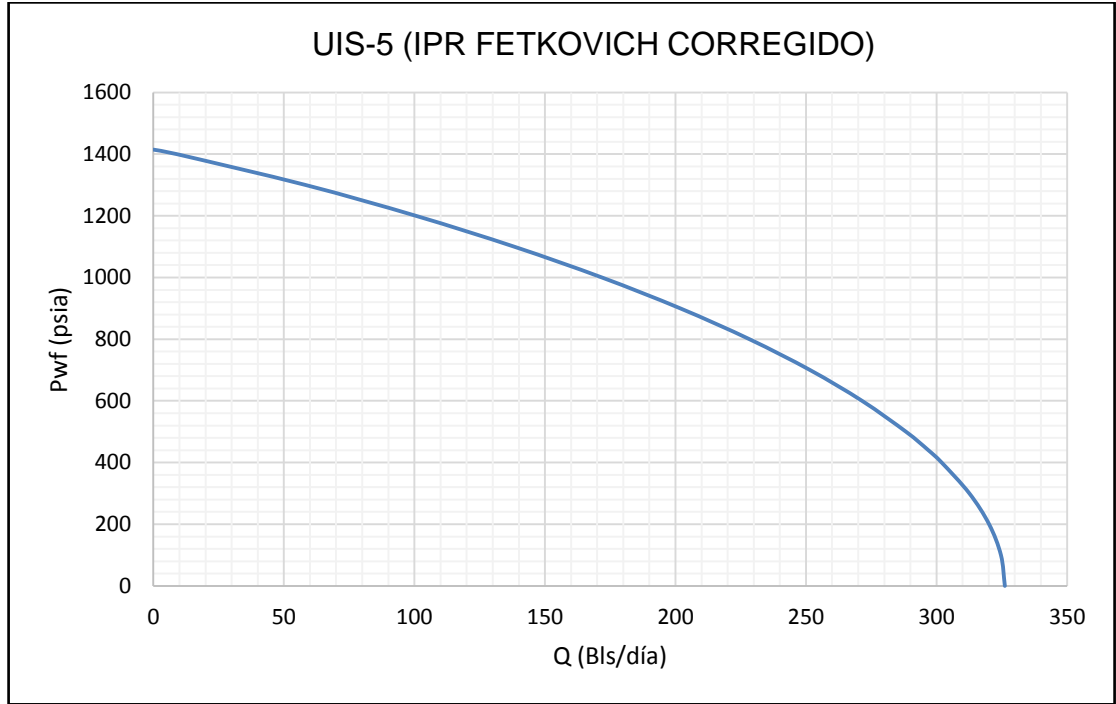
ANEXO C. INFORMACIÓN ASOCIADA A LAS LÍNEAS DE FLUJO.

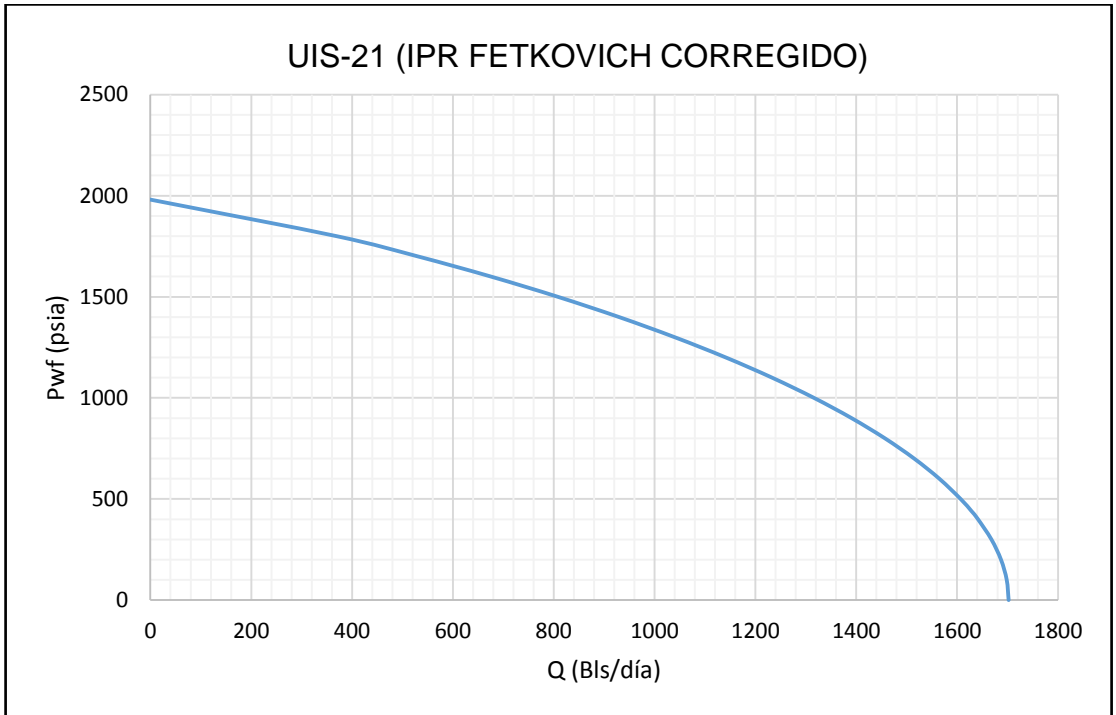
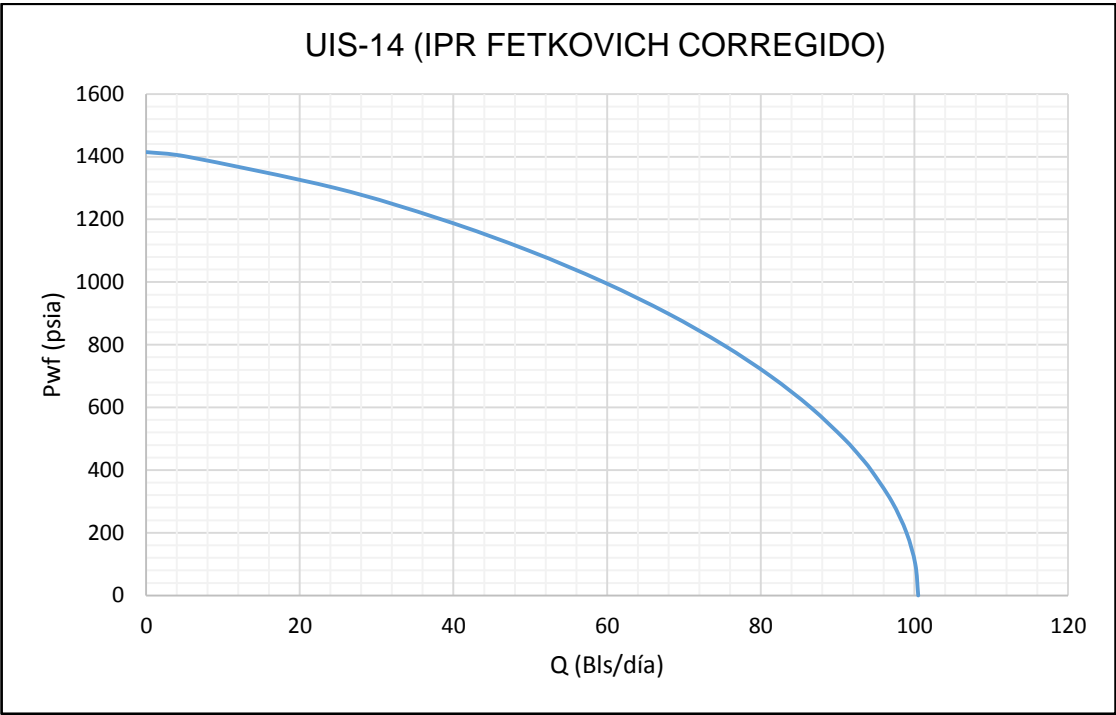
| Línea De Flujo | Distancia (ft) | Diferencia De Elevación (ft) | ID (inch) | Espesor (inch) |
|----------------|----------------|------------------------------|-----------|----------------|
| B_10 | 7.244,1 | -410,8 | 3,068 | 0,216 |
| B_11 | 321,52 | -0,98425 | 3,068 | 0,216 |
| B_12 | 9.478,3 | -543,3 | 3,068 | 0,216 |
| B_13 | 395,67 | 8,2 | 3,068 | 0,216 |
| B_14 | 4.140,4 | 27,5 | 4,026 | 0,237 |
| B_15 | 67,257 | 2,9528 | 3,068 | 0,216 |
| B_16 | 7.677,2 | -43,3 | 3,068 | 0,215 |
| B_17 | 11.155 | 71,2 | 6,211 | 0,28 |
| B_2 | 10.253 | -60,1 | 3,068 | 0,216 |
| B_22 | 262,47 | 4 | 3,068 | 0,216 |
| B_23 | 196,85 | 4 | 3,068 | 0,216 |
| B_24 | 4.330,7 | -287,1 | 3,068 | 0,216 |
| B_27 | 2.972,4 | 183,7 | 4,026 | 0,237 |
| B_28 | 1.345,1 | 152,56 | 4,026 | 0,237 |
| B_29 | 5.659,4 | -339,6 | 4,026 | 0,237 |
| B_32 | 131,23 | -1,2 | 4,026 | 0,237 |
| B_33 | 131,23 | -1,2139 | 3,086 | 0,216 |
| B_34 | 7.798,6 | 106,7 | 6,211 | 0,28 |
| B_35 | 6,5617 | 3,2808 | 6,211 | 0,28 |
| B_36 | 9.186,4 | -428,5 | 6,211 | 0,28 |
| B_4 | 1.427,2 | 16,7 | 4,026 | 0,237 |
| B_8 | 3.878,0 | -307,1 | 3,438 | 0,531 |
| B_9 | 331,36 | 1,6 | 3,068 | 0,216 |

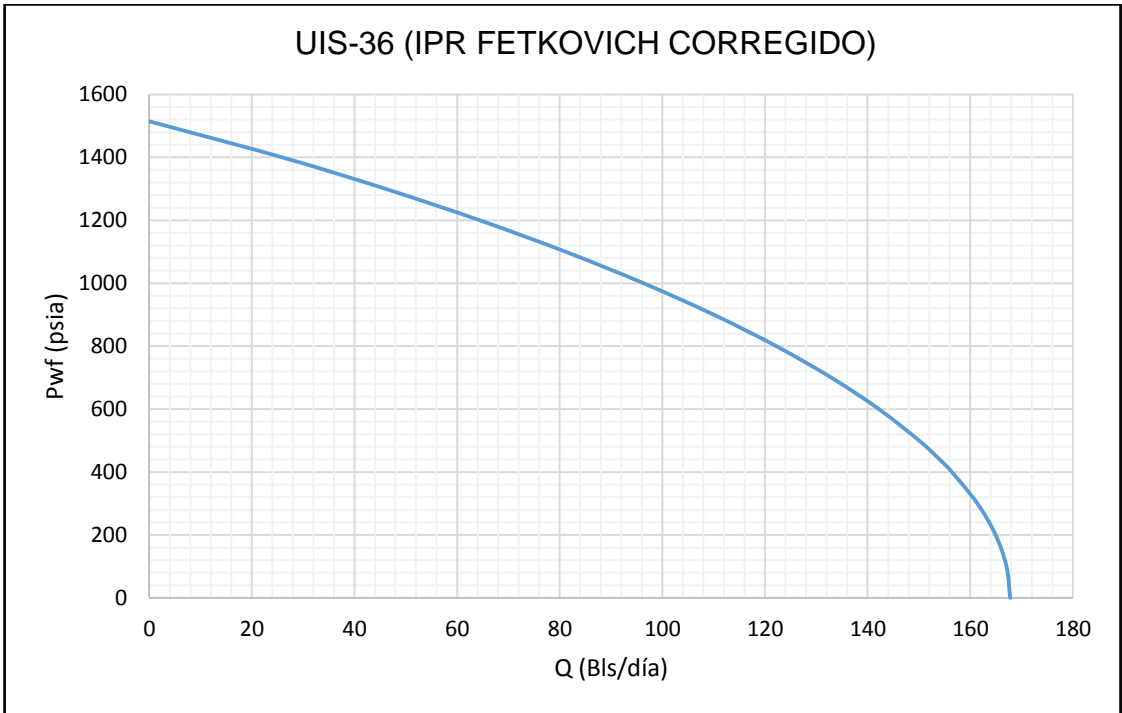
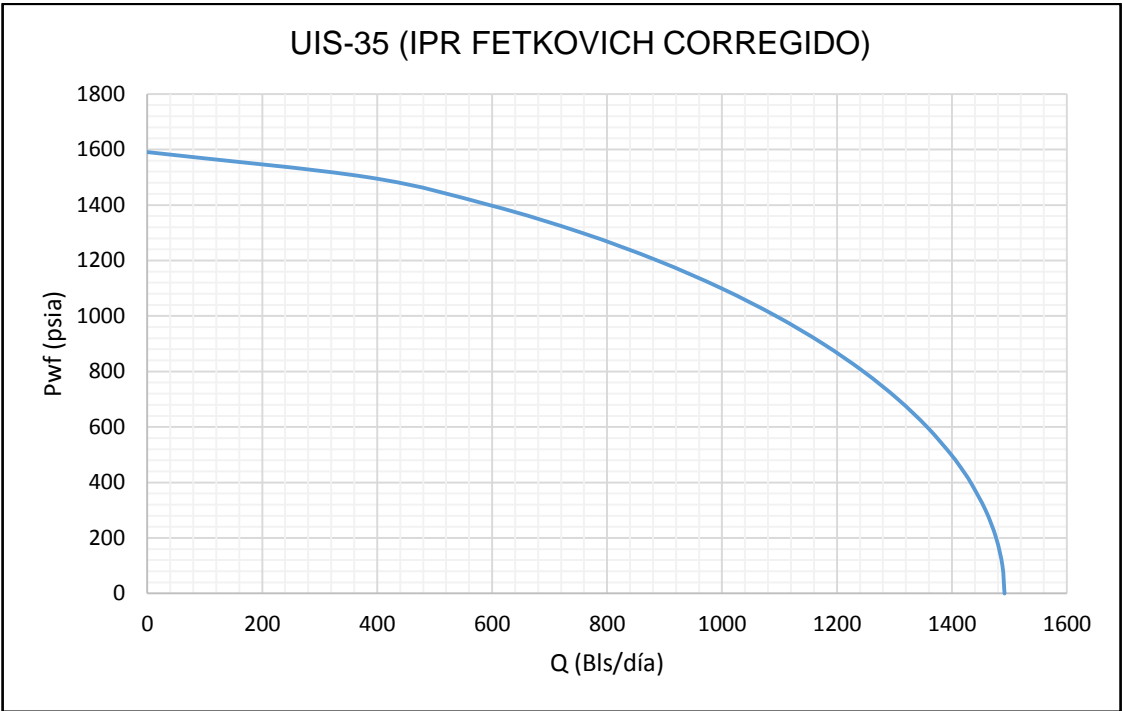
ANEXO D. DATOS DE YACIMIENTO.

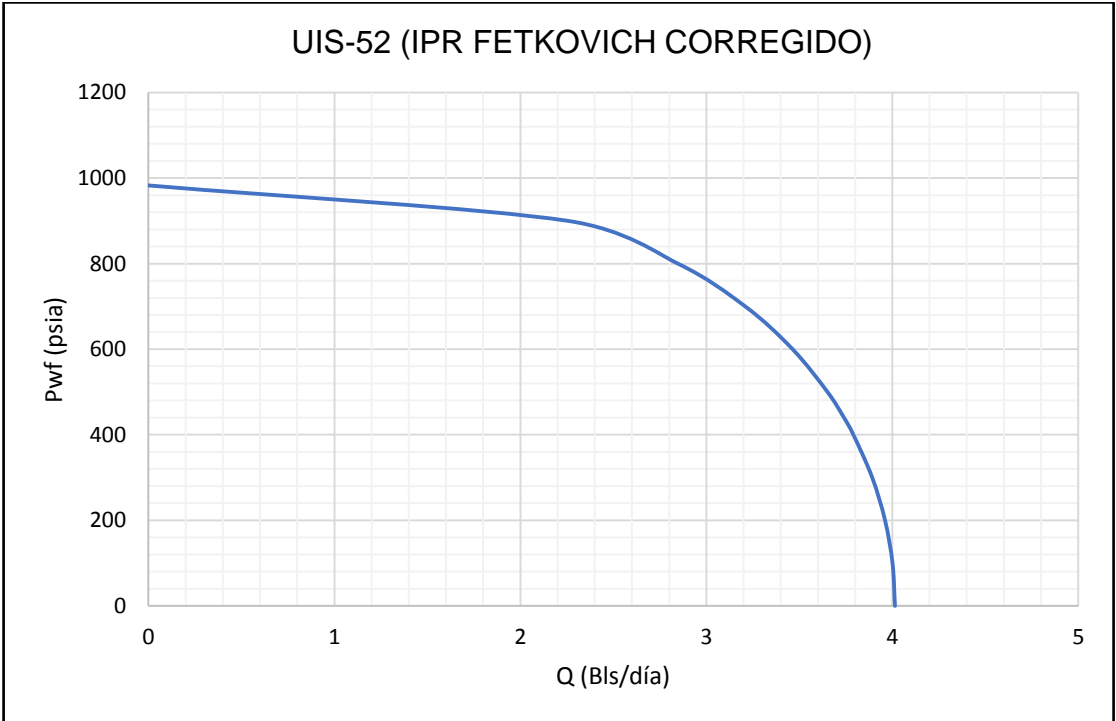
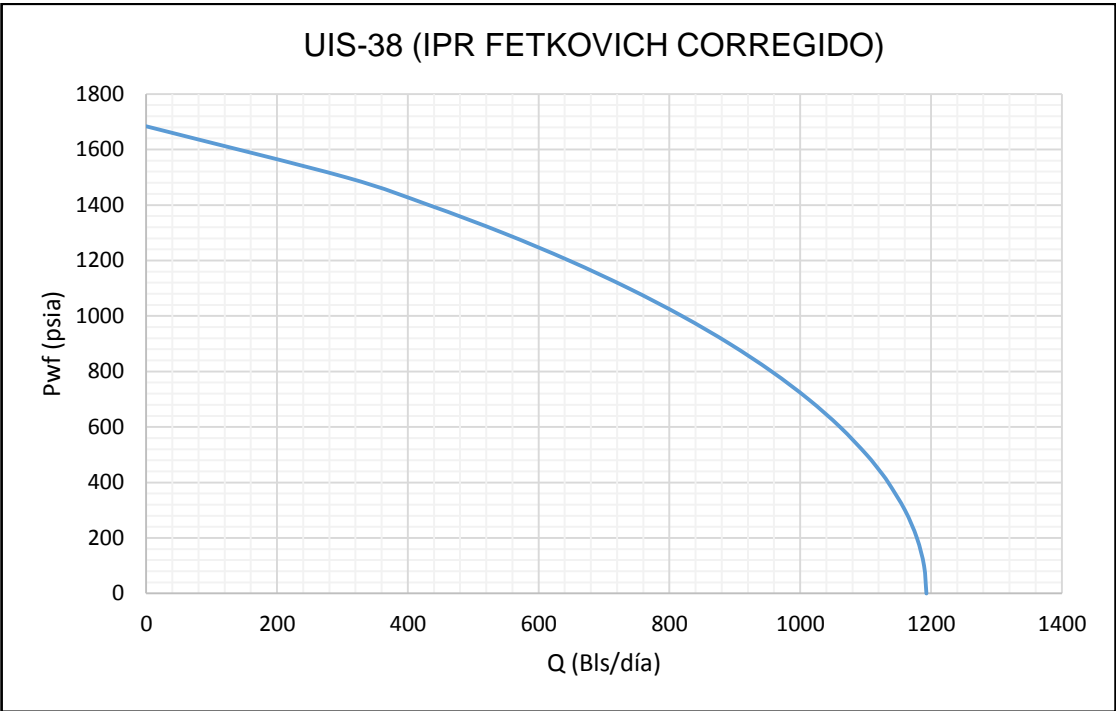
| Pozo | Formación | Ps (psia) | Te (°F) |
|---------|-----------|-----------|---------|
| UIS-5 | V | 1.414,7 | 186,0 |
| UIS-10 | V | 1.314,7 | 186,0 |
| UIS-14 | C | 1.414,7 | 192 |
| UIS-21 | C | 1.980,7 | 196 |
| UIS-35 | C | 1.590,7 | 192 |
| UIS-36 | C | 1.514,7 | 192 |
| UIS-38 | C | 1.683,7 | 198 |
| UIS-52 | V | 982,7 | 120 |
| UIS-109 | C | 1.414,7 | 192 |
| UIS-111 | C | 1.889,7 | 196 |
| UIS-112 | C | 1.597,7 | 196 |
| UIS-125 | C | 1.905,7 | 216 |
| UIS-136 | C | 1.314,7 | 198 |

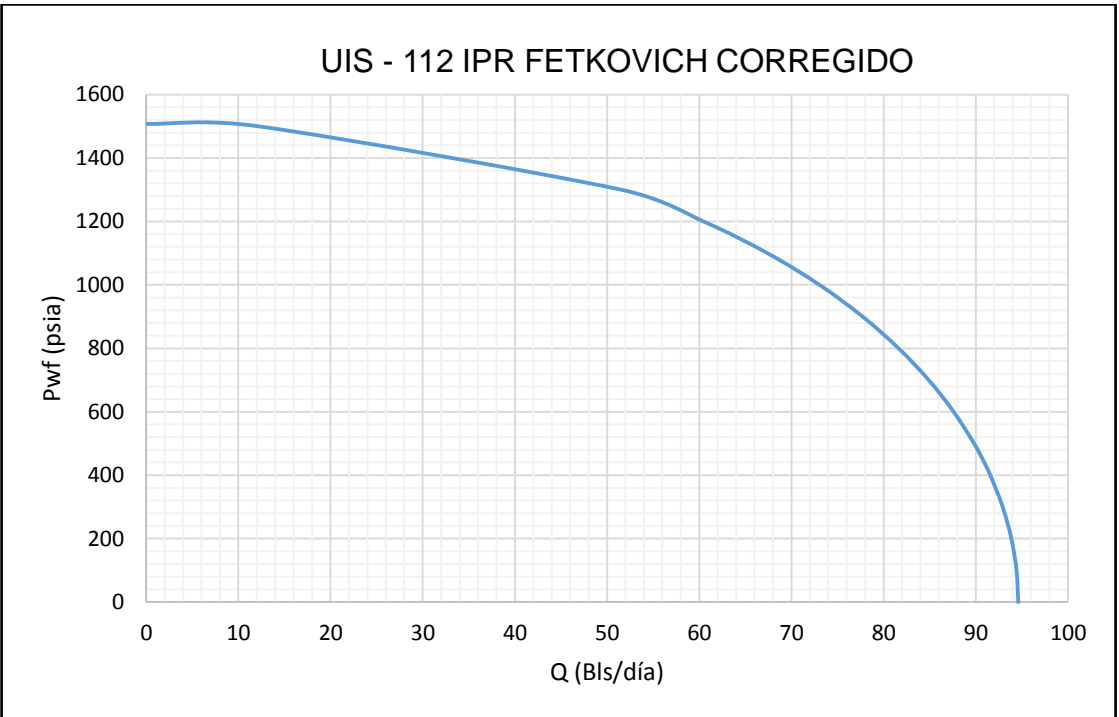
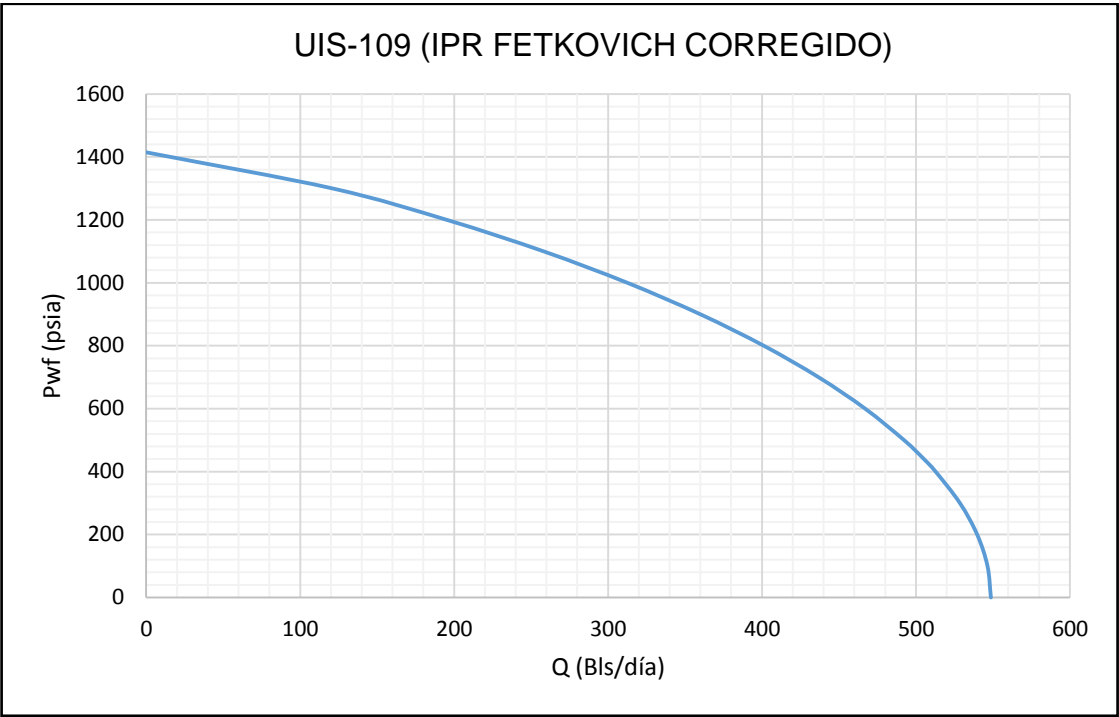
ANEXO E. IPR's MODELO FETKOVICH CORREGIDO.

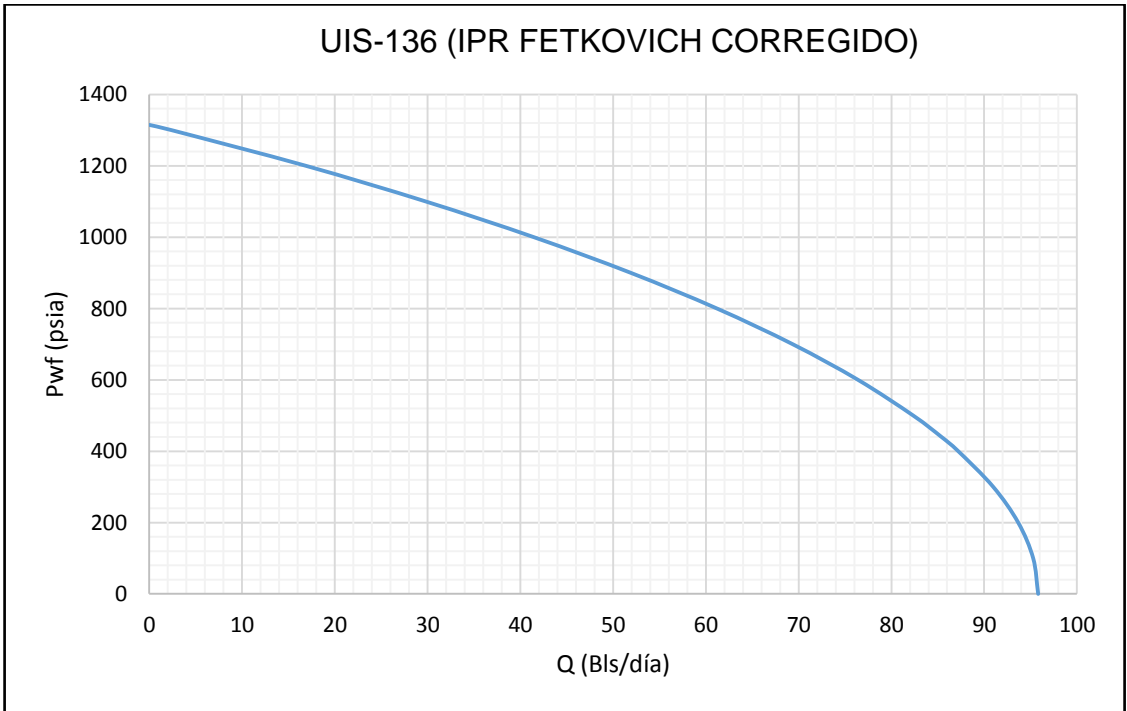
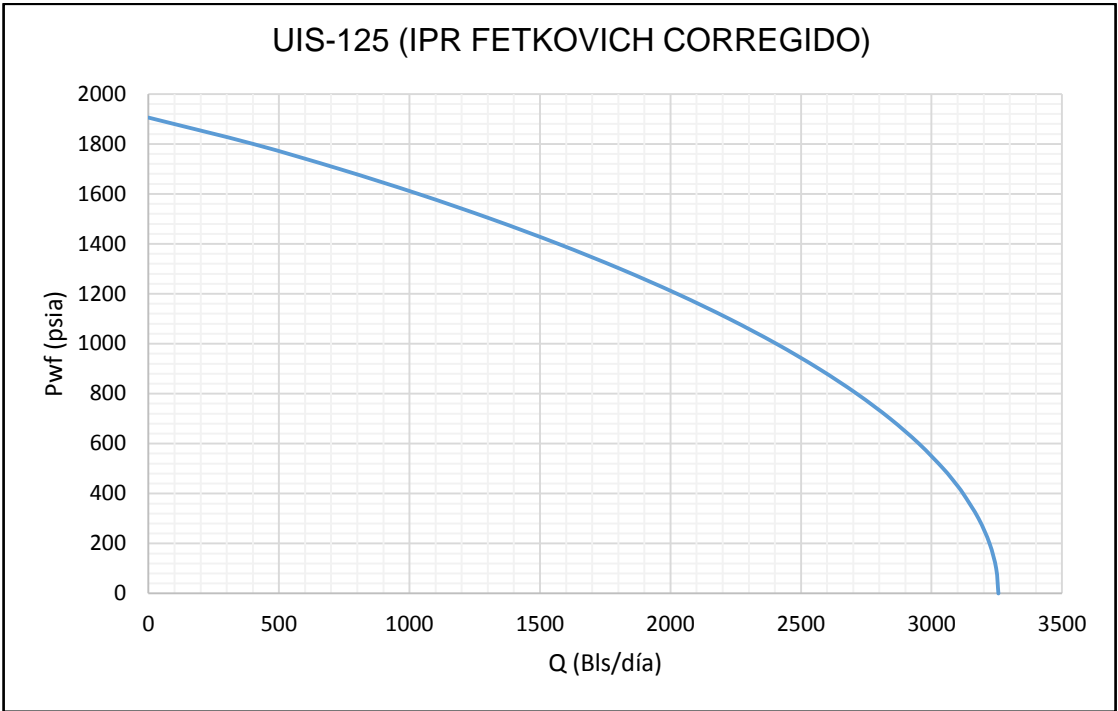






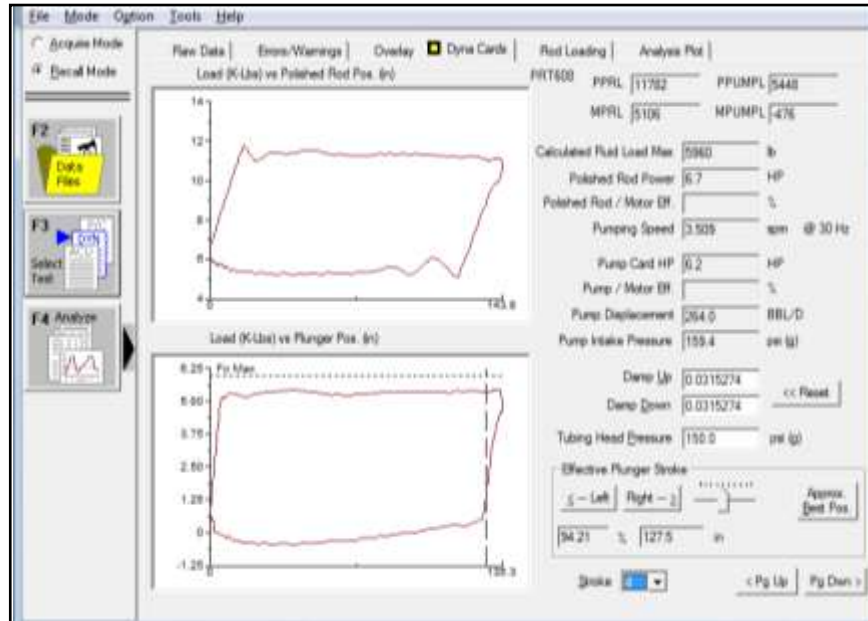




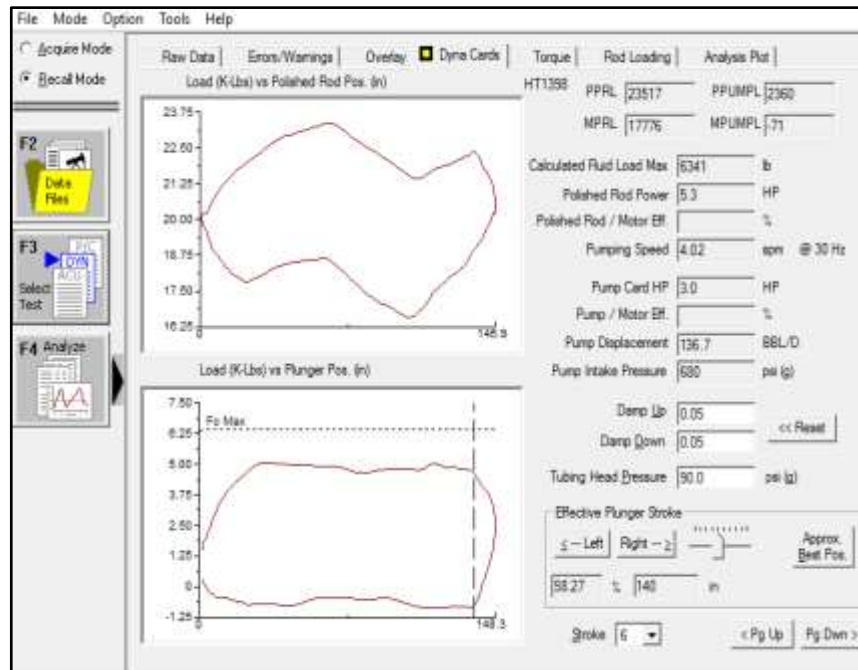


ANEXO F. CARTAS DINAGRÁFICAS PARA LOS S.L.A. BOMBEO MECÁNICO.

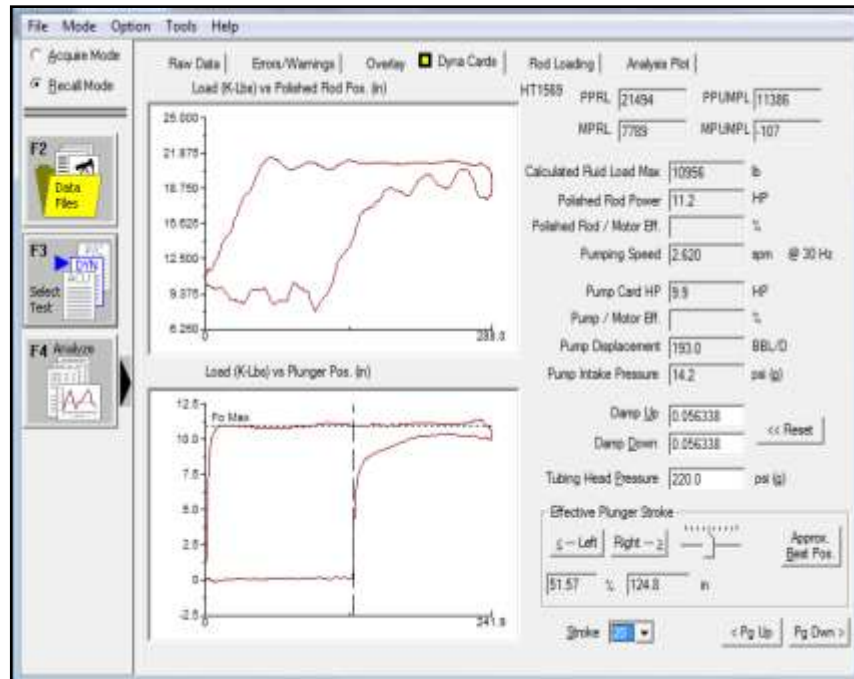
Dinagrama Del Pozo UIS-5



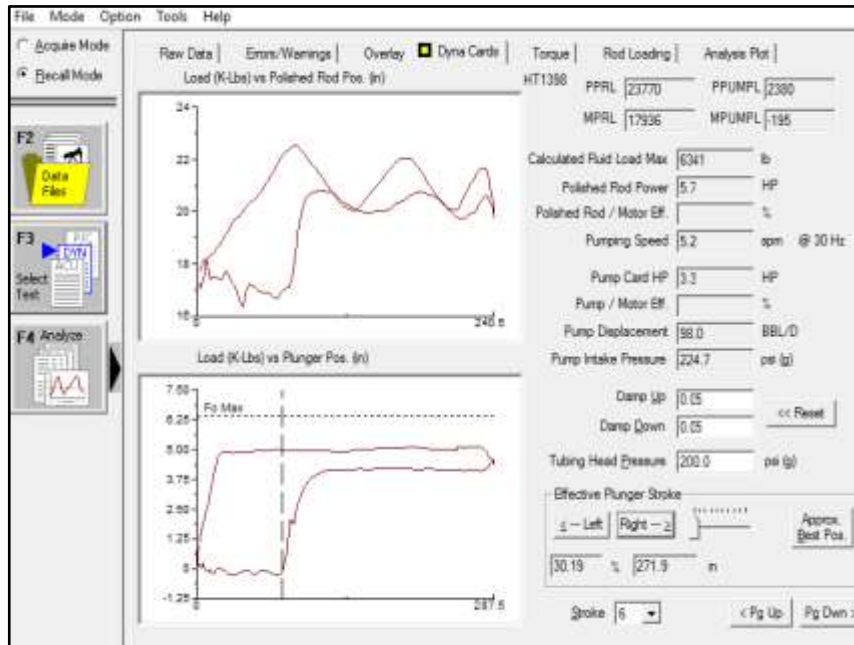
Dinagrama Del Pozo UIS-36



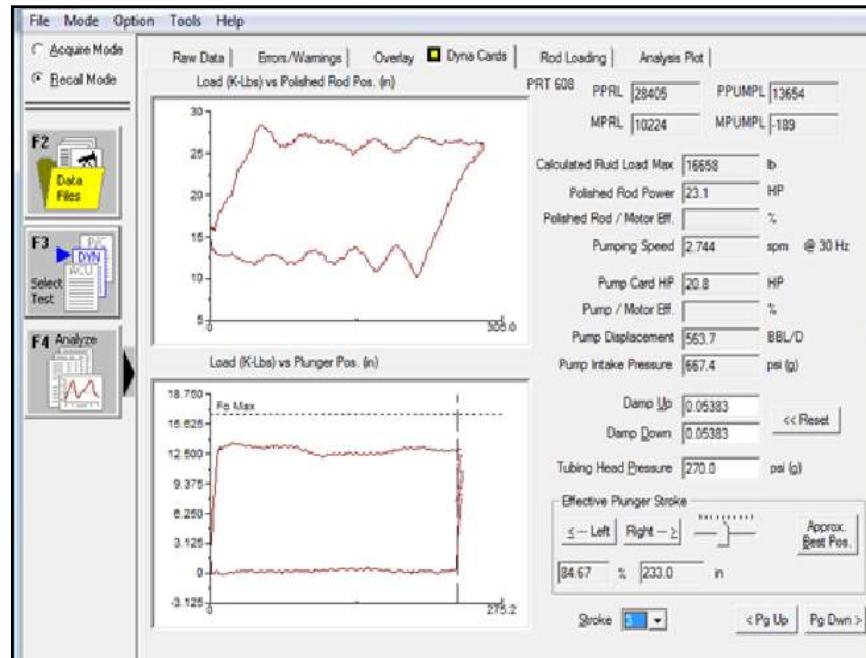
Dinagrama Del Pozo UIS-14



Dinagrama Del Pozo UIS-112



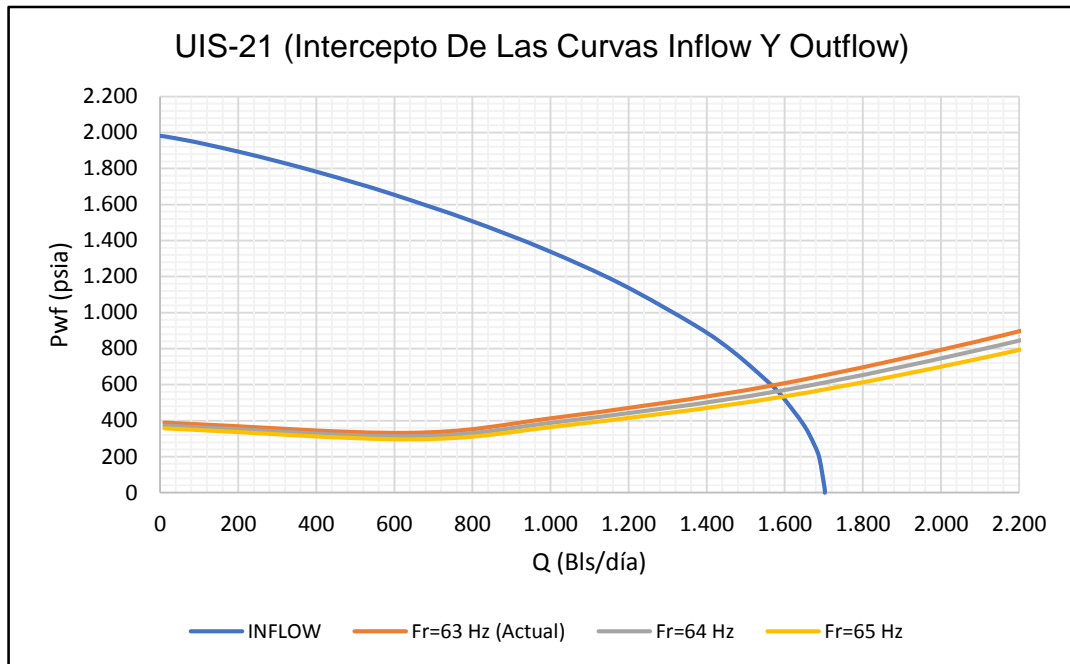
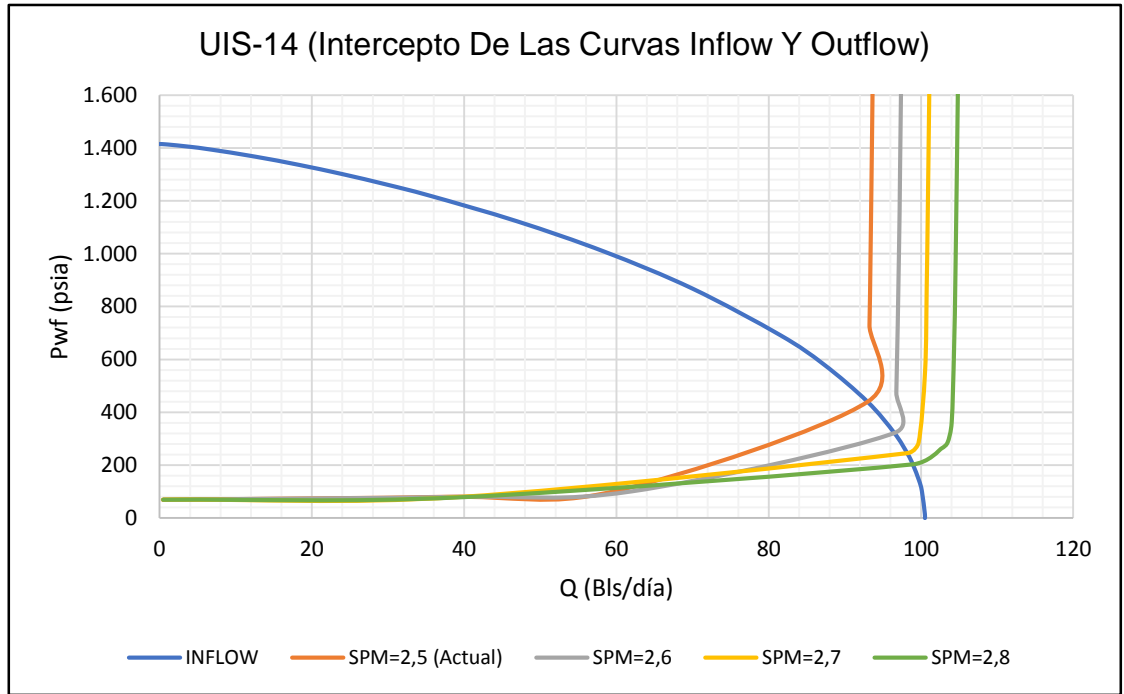
Dinagrama Del Pozo UIS-109

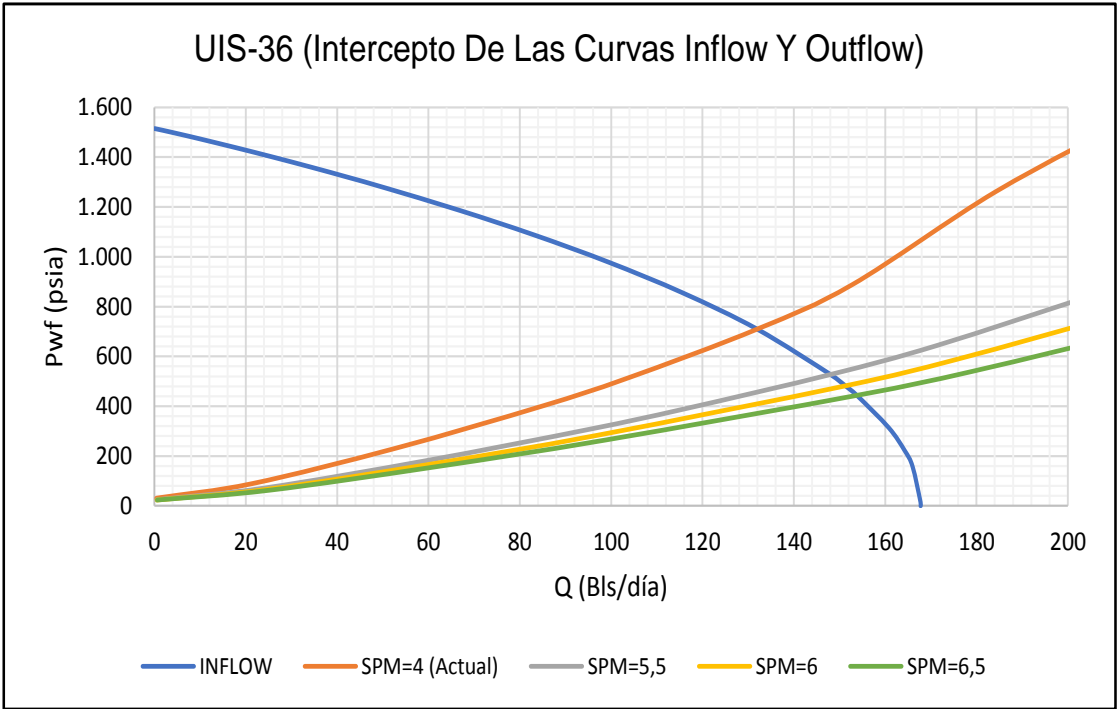
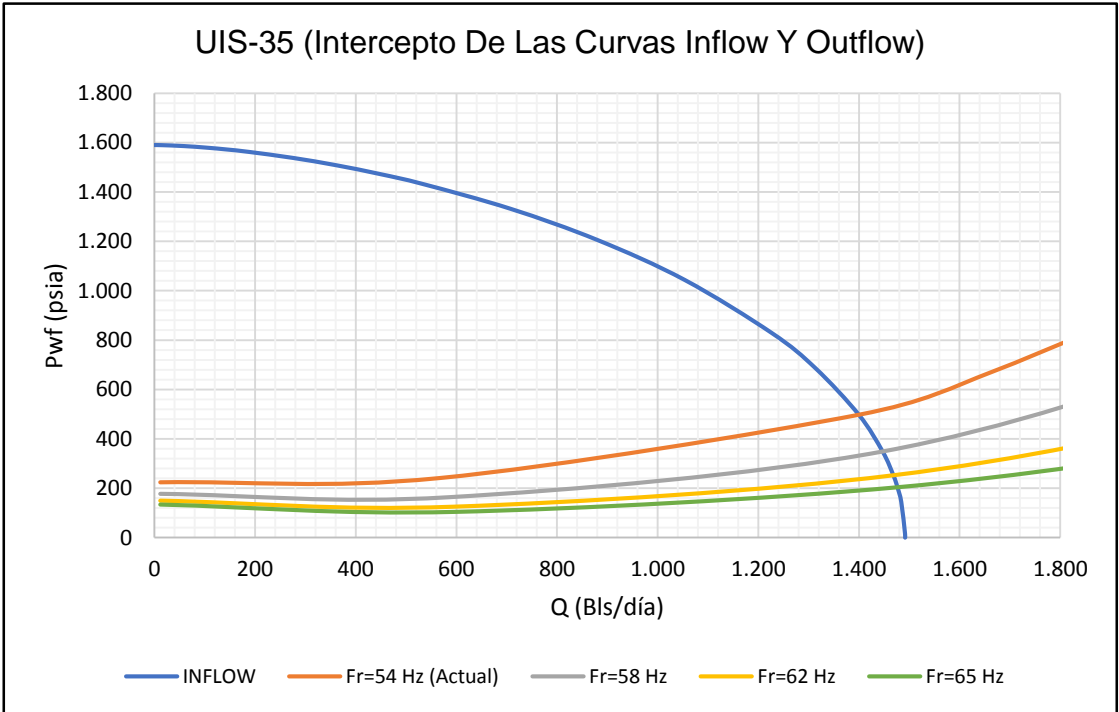


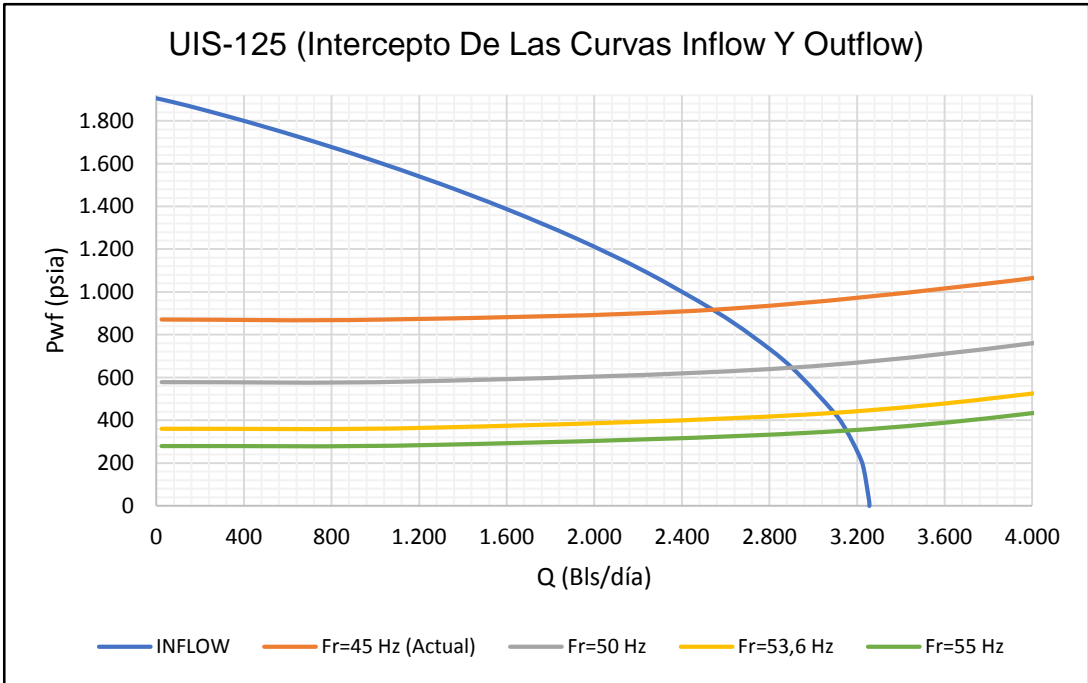
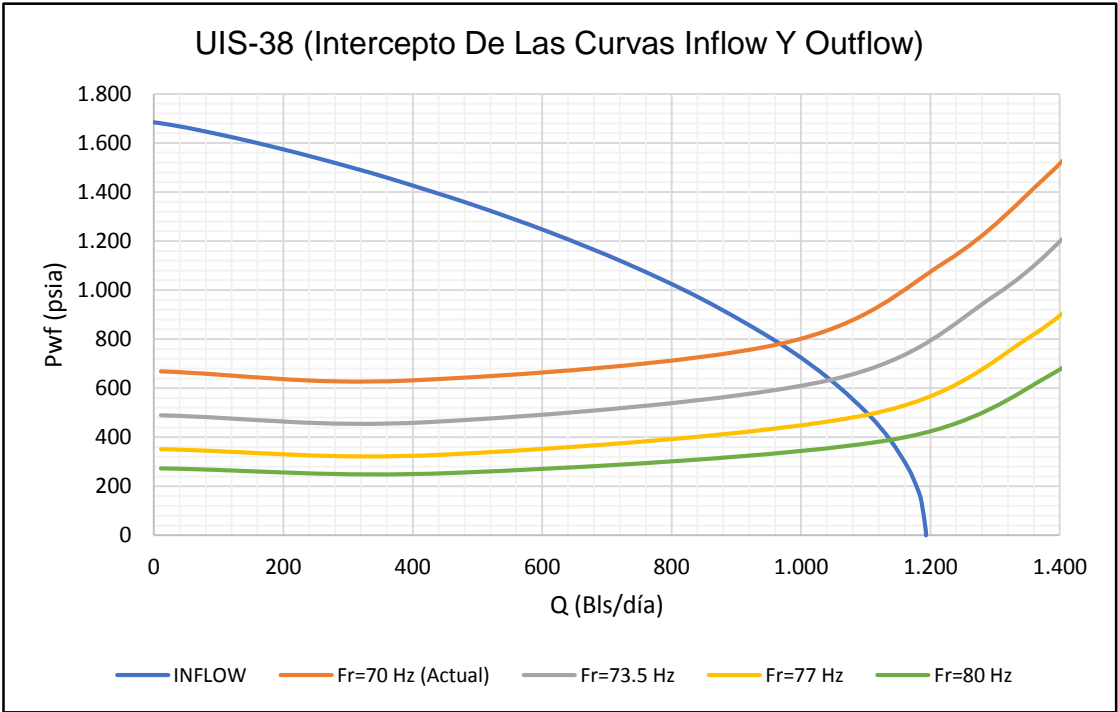
ANEXO G. REPORTE DE RESULTADOS DE LA SENSIBILIZACIÓN DE PRESIÓN DE CABEZA.

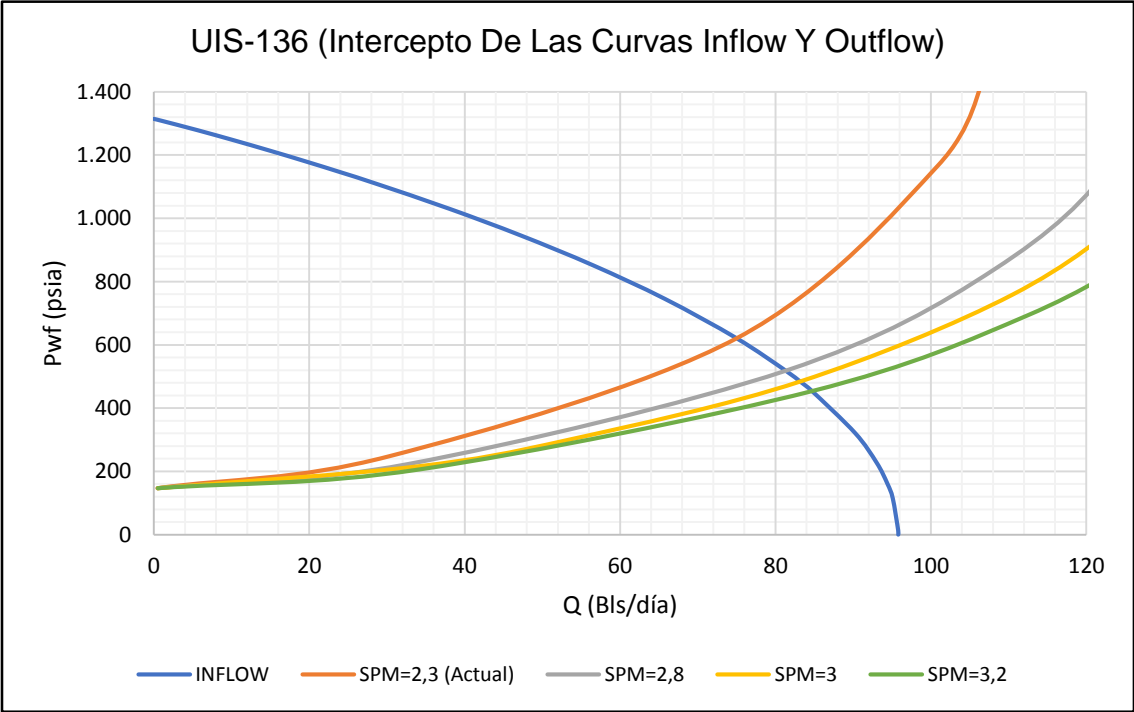
| POZO | SENSIBILIDAD | Pwh (psia) | Poper. (psia) | Qoper. (BPD) |
|---------|----------------|------------|---------------|--------------|
| UIS-14 | Cond. Act. | 390 | 440,2 | 93 |
| | 1 Sensibilidad | 380 | 440,2 | 93 |
| | 2 Sensibilidad | 370 | 440,2 | 93 |
| | 3 Sensibilidad | 360 | 440,2 | 93 |
| UIS-21 | Cond. Act. | 130 | 595,2 | 1.567 |
| | 1 Sensibilidad | 125 | 591,8 | 1.568,9 |
| | 2 Sensibilidad | 120 | 588,5 | 1.570,9 |
| UIS-35 | Cond. Act. | 141 | 497,5 | 1.400 |
| | 1 Sensibilidad | 135 | 495,23 | 1.402,1 |
| | 2 Sensibilidad | 130 | 492,7 | 1.403,8 |
| | 3 Sensibilidad | 120 | 487,32 | 1.407,6 |
| UIS-109 | Cond. Act. | 145 | 555,1 | 479 |
| | 1 Sensibilidad | 130 | 555,1 | 479 |
| | 2 Sensibilidad | 120 | 555,1 | 479 |
| | 3 Sensibilidad | 110 | 555,1 | 479 |
| 136 | Cond. Act. | 420 | 621 | 75 |
| | 1 Sensibilidad | 400 | 621 | 75 |
| | 2 Sensibilidad | 370 | 621 | 75 |
| | 3 Sensibilidad | 350 | 621 | 75 |
| UIS-112 | Cond. Act. | 200 | 293,6 | 93 |
| | 1 Sensibilidad | 180 | 293,6 | 93 |
| | 2 Sensibilidad | 160 | 293,6 | 93 |
| | 3 Sensibilidad | 140 | 293,6 | 93 |
| UIS-10 | Cond. Act. | 350 | 362,7 | 23 |
| | 1 Sensibilidad | 300 | 362,7 | 23 |
| | 2 Sensibilidad | 250 | 362,7 | 23 |
| | 3 Sensibilidad | 200 | 362,7 | 23 |

ANEXO H. CURVAS INFLOW Y OUTFLOW DE LA SENSIBILIDAD AL CAMBIO DE FRECUENCIA.









ANEXO I. TABLA DE RESULTADOS ANTE CAMBIOS PROPUESTOS DE FRECUENCIA PARA BES (TABLA 1) Y BM (TABLA 2).

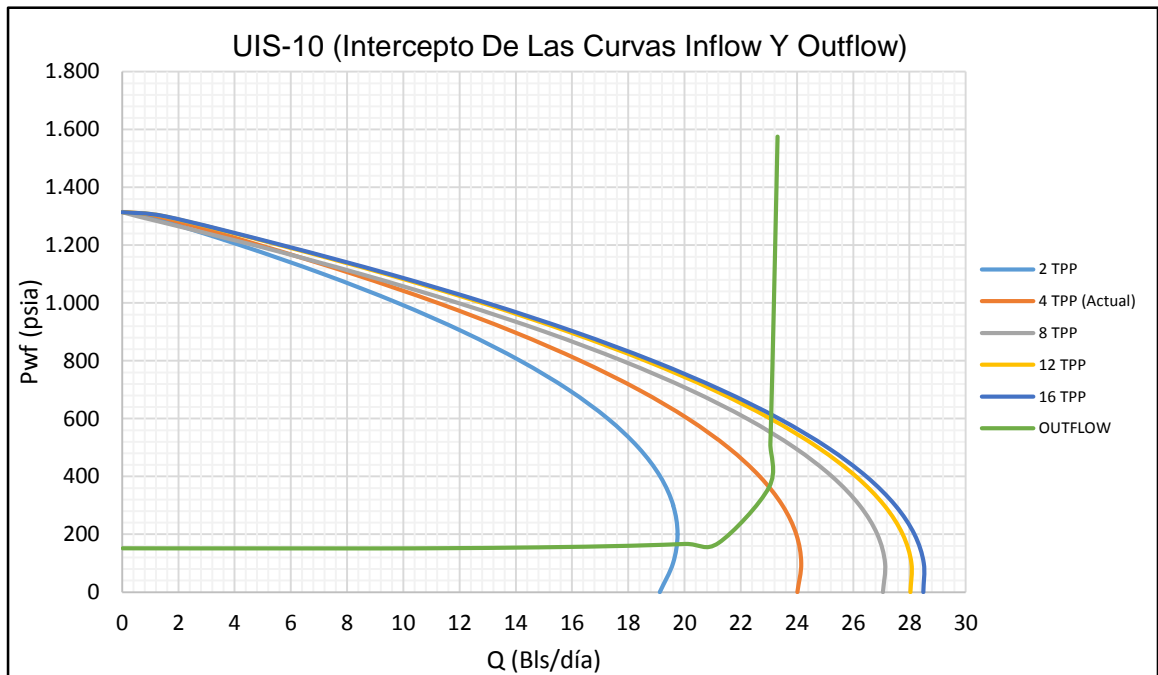
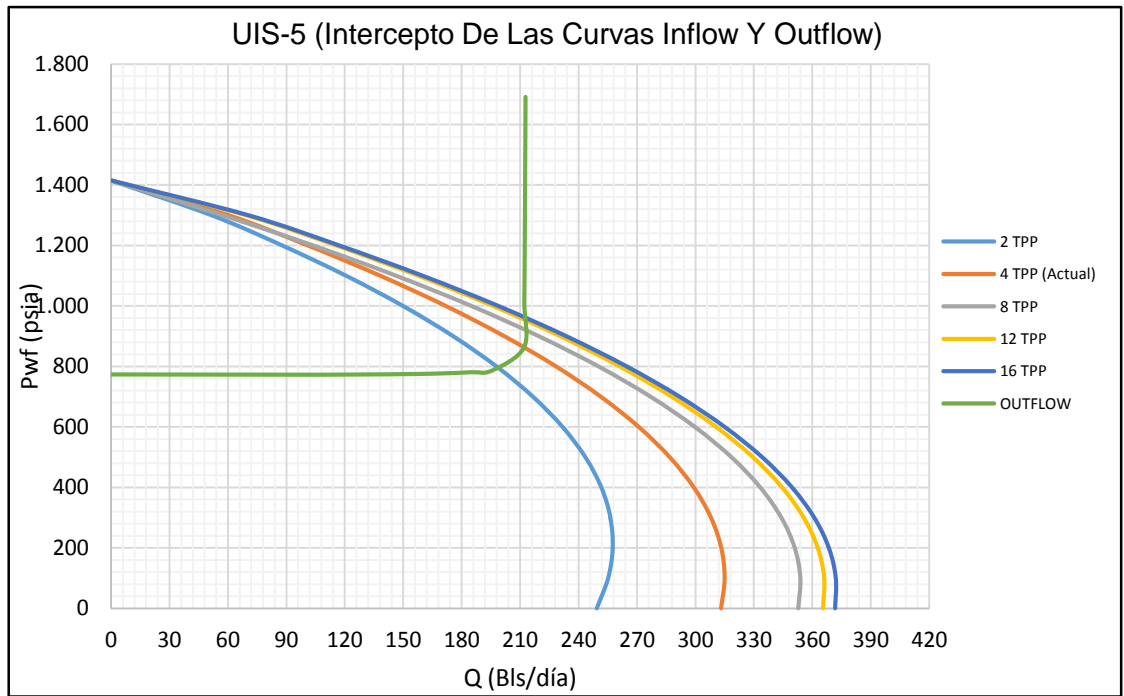
Tabla No. 1

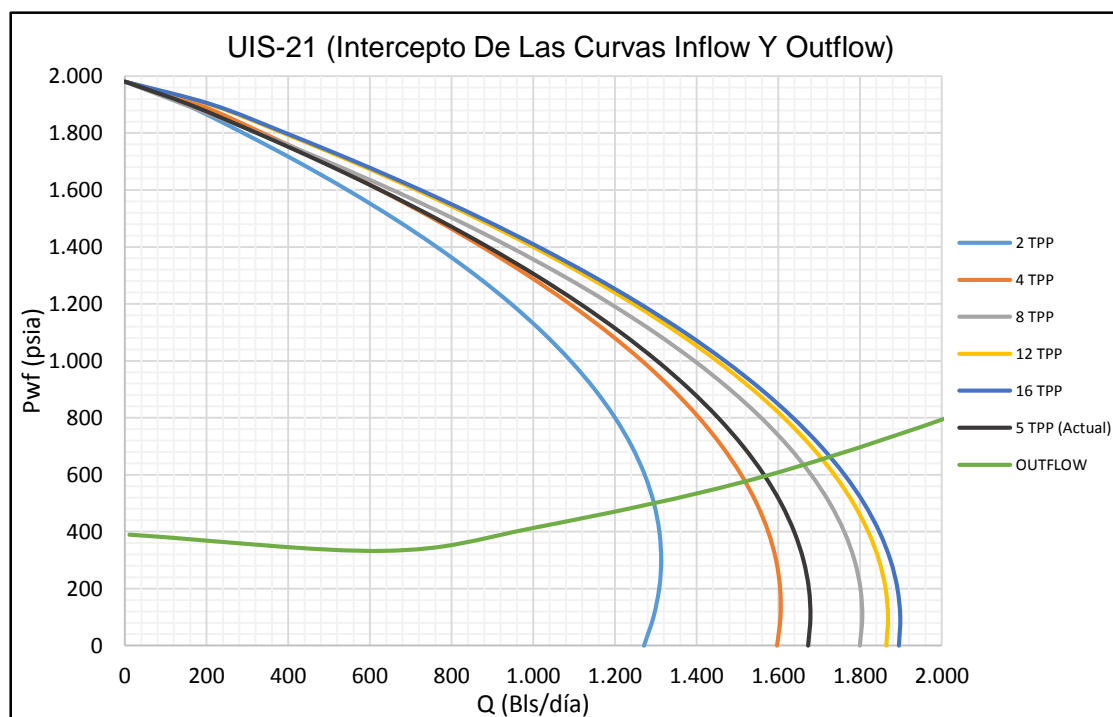
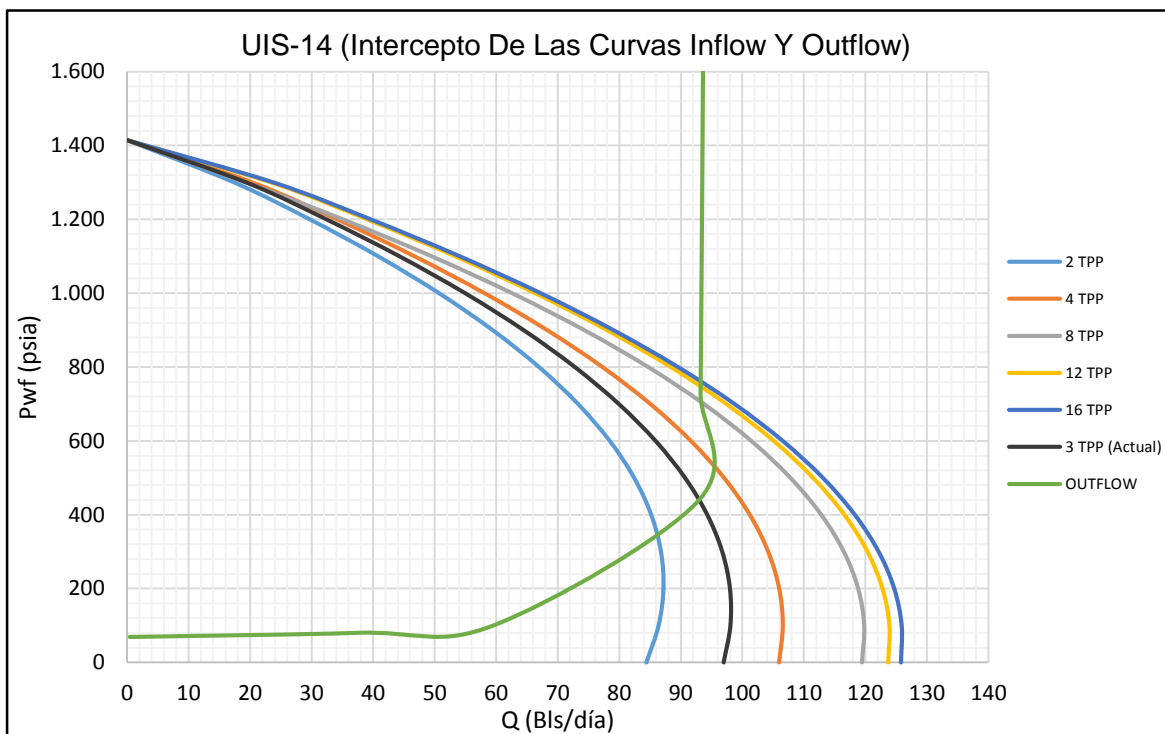
| POZO | SENSIBILIDAD | Frec. (Hz) | P oper (psia) | Q oper. (Bls/día) | PIP (psia) | Smergencia (ft) | Consumo Energético (HP) | Rango De Caudal Óptimo Operacional (Bls/día) |
|---------|----------------|------------|---------------|-------------------|------------|-----------------|-------------------------|--|
| UIS-21 | Cond. Act. | 63 | 595,2 | 1.567 | 493 | 896,6 | 125,71 | 1.275 - 2.925 |
| | 1 Sensibilidad | 64 | 563,3 | 1.581,2 | 465 | 823,2 | 130,4 | 1.350 - 2.700 |
| | 2 Sensibilidad | 65 | 532,9 | 1.594 | 438 | 753,3 | 135 | 1.375 - 3.050 |
| UIS-35 | Cond. Act. | 54 | 497,5 | 1.400 | 439 | 891,7 | 101,18 | 1.063 - 1.875 |
| | 1 Sensibilidad | 58 | 348,6 | 1.446,9 | 300 | 549,8 | 118,48 | 1.200 - 2.063 |
| | 2 Sensibilidad | 62 | 251,7 | 1.468,4 | 212 | 327,4 | 134,73 | 1.250 - 2.138 |
| | 3 Sensibilidad | 65 | 204 | 1.476,4 | 169 | 217,9 | 146,55 | 1.313 - 2.263 |
| UIS-38 | Cond. Act. | 70 | 780,9 | 968 | 692 | 1.511,6 | 67,13 | 850 - 1725 |
| | 1 Sensibilidad | 73,5 | 634,9 | 1.044,9 | 543 | 1.179,5 | 76,92 | 738 - 1688 |
| | 2 Sensibilidad | 77 | 495,7 | 1.103,1 | 405 | 862,8 | 86,74 | 775 - 1763 |
| | 3 Sensibilidad | 80 | 394 | 1.136,4 | 305 | 631,5 | 94,85 | 813 - 1813 |
| UIS-125 | Cond. Act. | 45 | 917 | 2.543 | 830 | 1.672,7 | 375,95 | 3.000 - 6.750 |
| | 1 Sensibilidad | 50 | 645,3 | 2.903,8 | 561 | 1.053,2 | 520,36 | 3.400 - 7.500 |
| | 2 Sensibilidad | 53,6 | 433,6 | 3.097,4 | 351 | 570,6 | 636,99 | 3.300 - 7.750 |
| | 3 Sensibilidad | 55 | 351,1 | 3.152,1 | 270 | 382,5 | 683,56 | 3.700 - 8.250 |

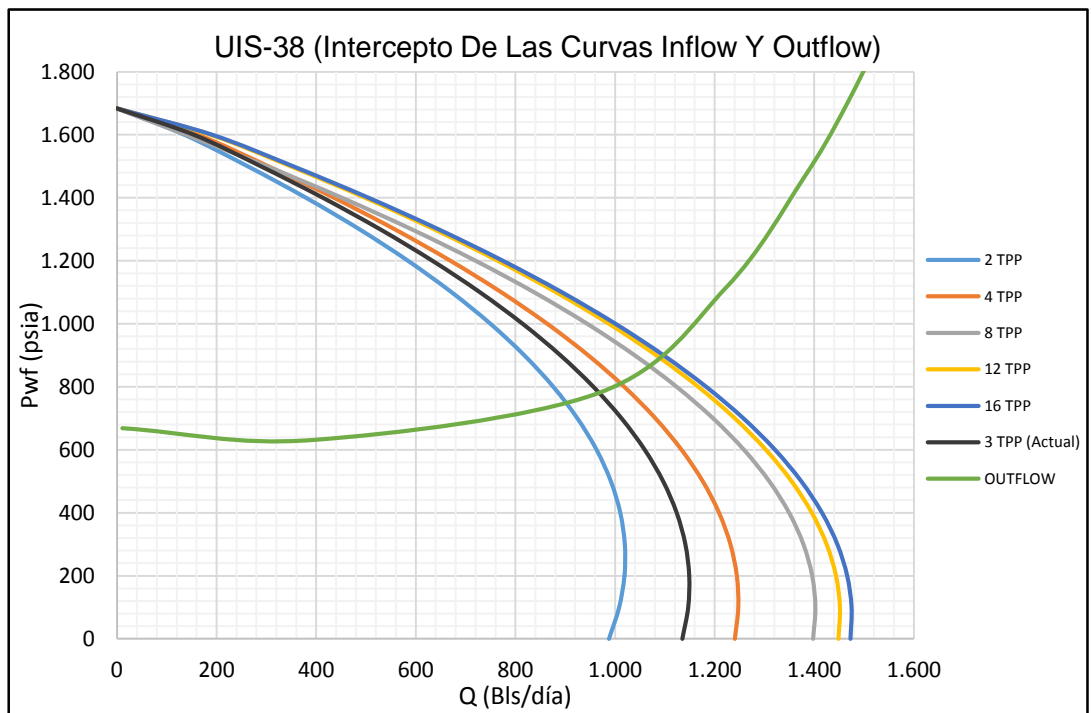
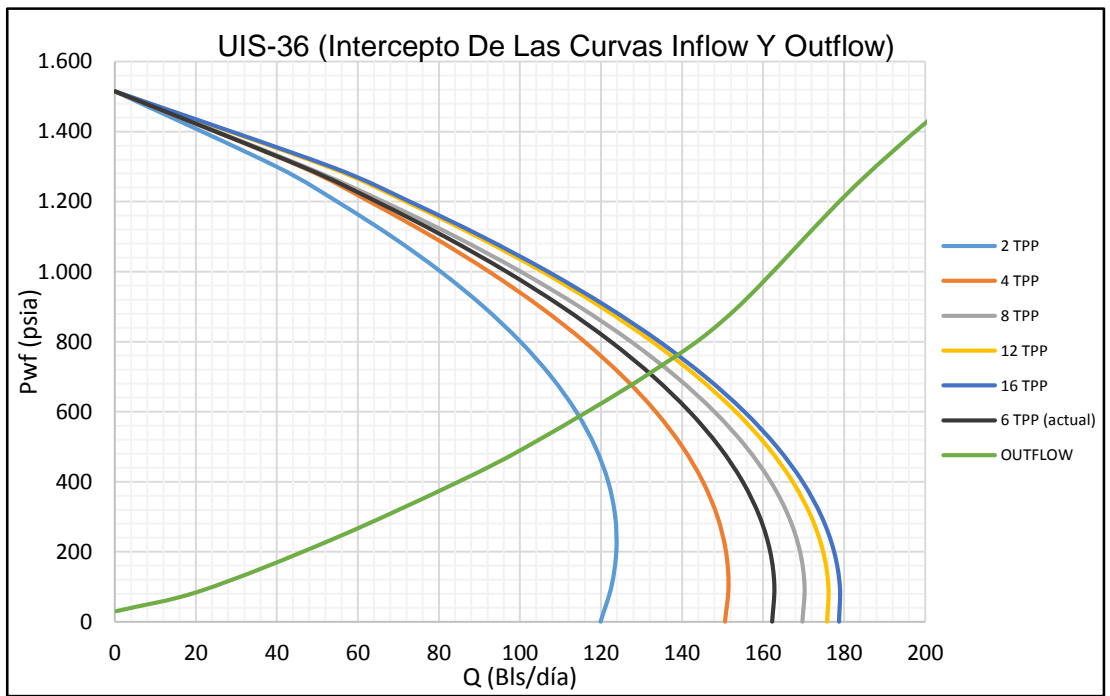
Tabla No. 2

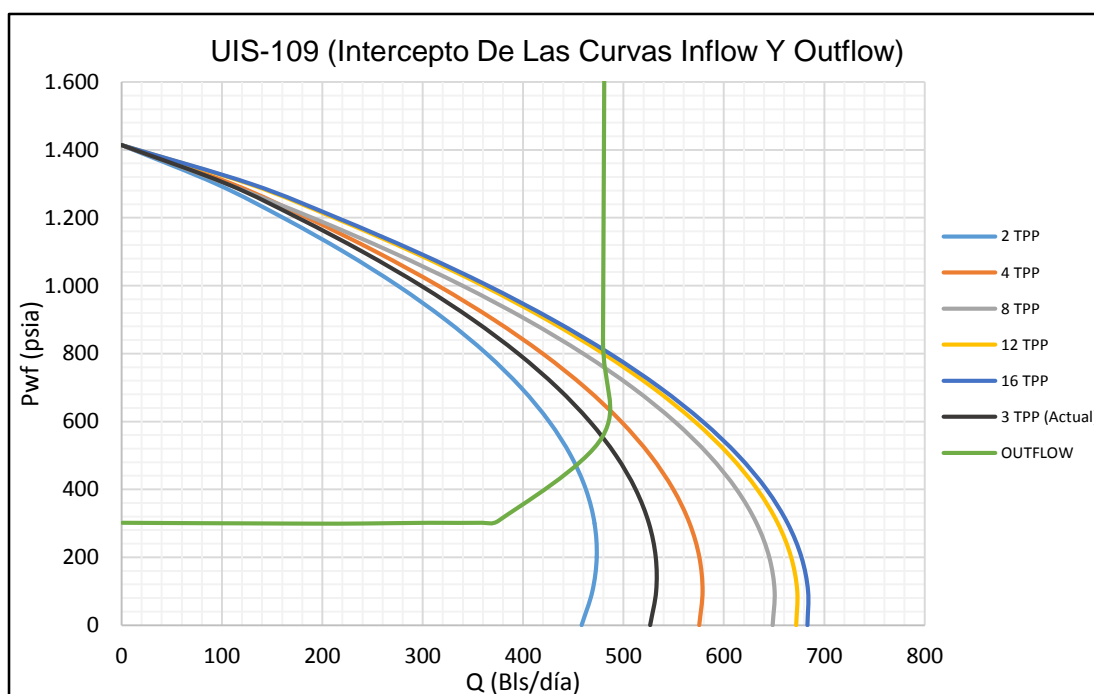
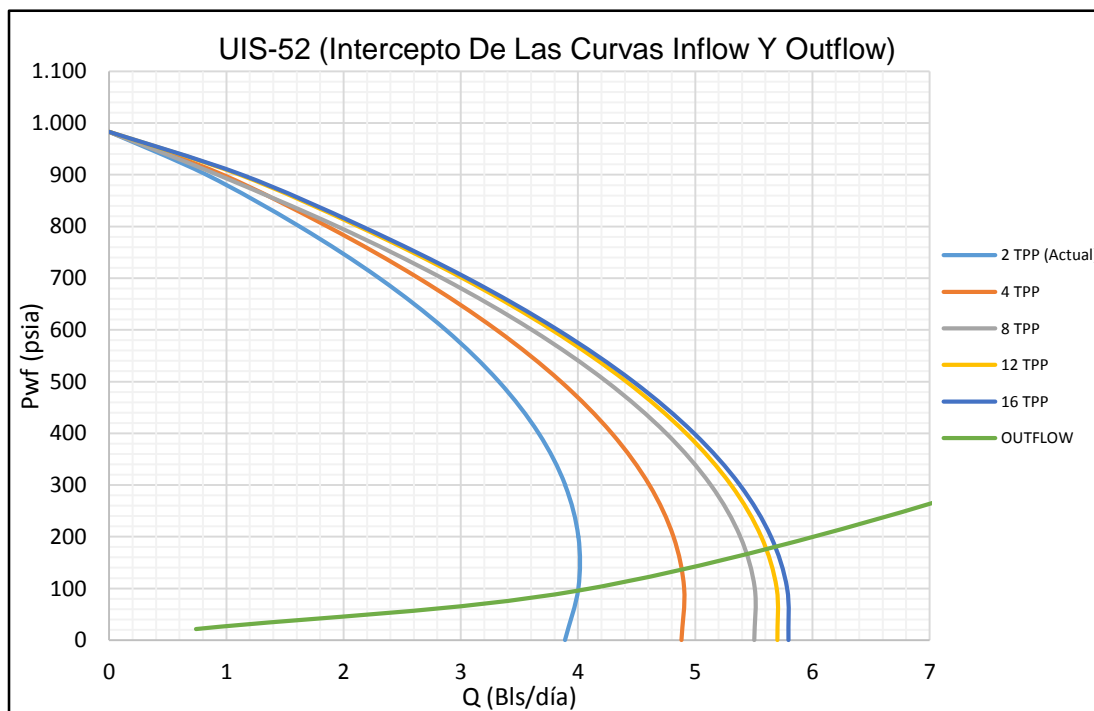
| POZO | SENSIBILIDAD | Vel. (SPM) | Poper (psia) | Qoper. (Bls/día) | PIP (psia) | Smergencia (ft) | Consumo Energético (HP) |
|---------|----------------|------------|--------------|------------------|------------|-----------------|-------------------------|
| UIS-14 | Cond. Act. | 2,5 | 440,2 | 93 | 365 | 827,81 | 5,96 |
| | 1 Sensibilidad | 2,6 | 329,6 | 96,3 | 250 | 559,44 | 6,46 |
| | 2 Sensibilidad | 2,7 | 258,6 | 98 | 179 | 387,13 | 6,74 |
| | 3 Sensibilidad | 2,8 | 211,8 | 98,8 | 133 | 273,64 | 6,91 |
| UIS-36 | Cond. Act. | 4 | 709,4 | 132 | 680 | 1.105,8 | 4,01 |
| | 1 Sensibilidad | 5,5 | 528,5 | 148 | 512 | 647,14 | 5,92 |
| | 2 Sensibilidad | 6 | 483,1 | 151,2 | 470 | 531,93 | 6,41 |
| | 3 Sensibilidad | 6,5 | 444,5 | 153,8 | 434 | 434,11 | 6,83 |
| UIS-136 | Cond. Act. | 2,3 | 621 | 75 | 447 | 872,42 | 5,31 |
| | 1 Sensibilidad | 2,8 | 519,6 | 81,3 | 363 | 621,93 | 5,95 |
| | 2 Sensibilidad | 3 | 485,6 | 83,1 | 335 | 537,91 | 6,15 |
| | 3 Sensibilidad | 3,2 | 455,1 | 84,7 | 310 | 462,5 | 6,32 |

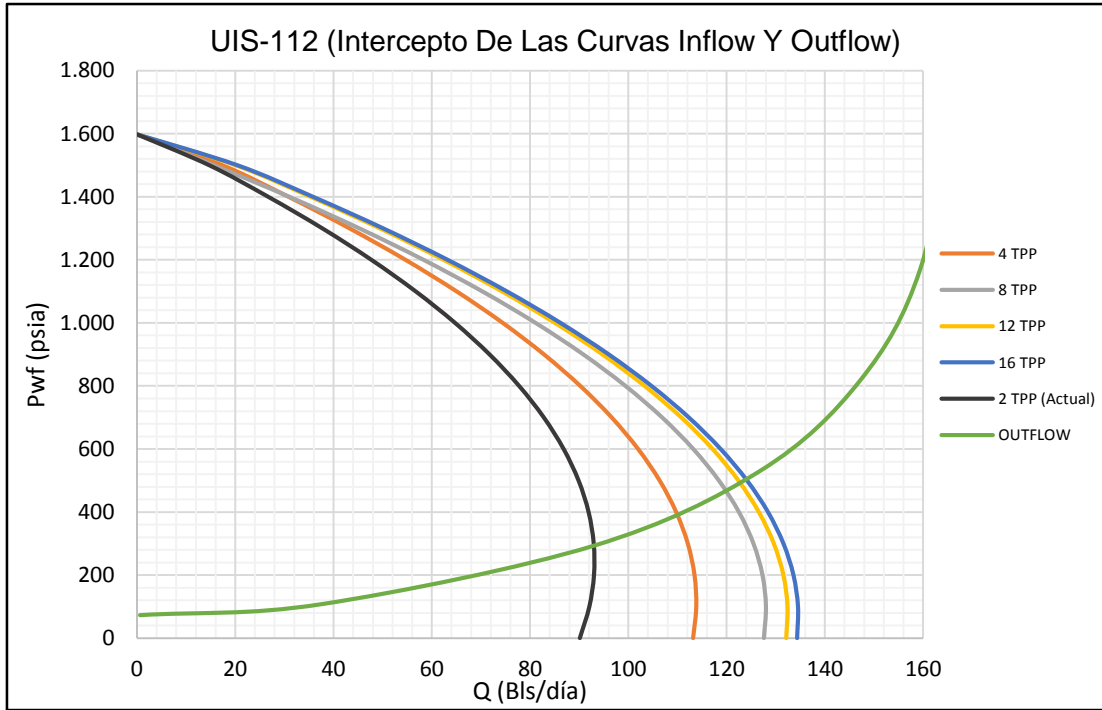
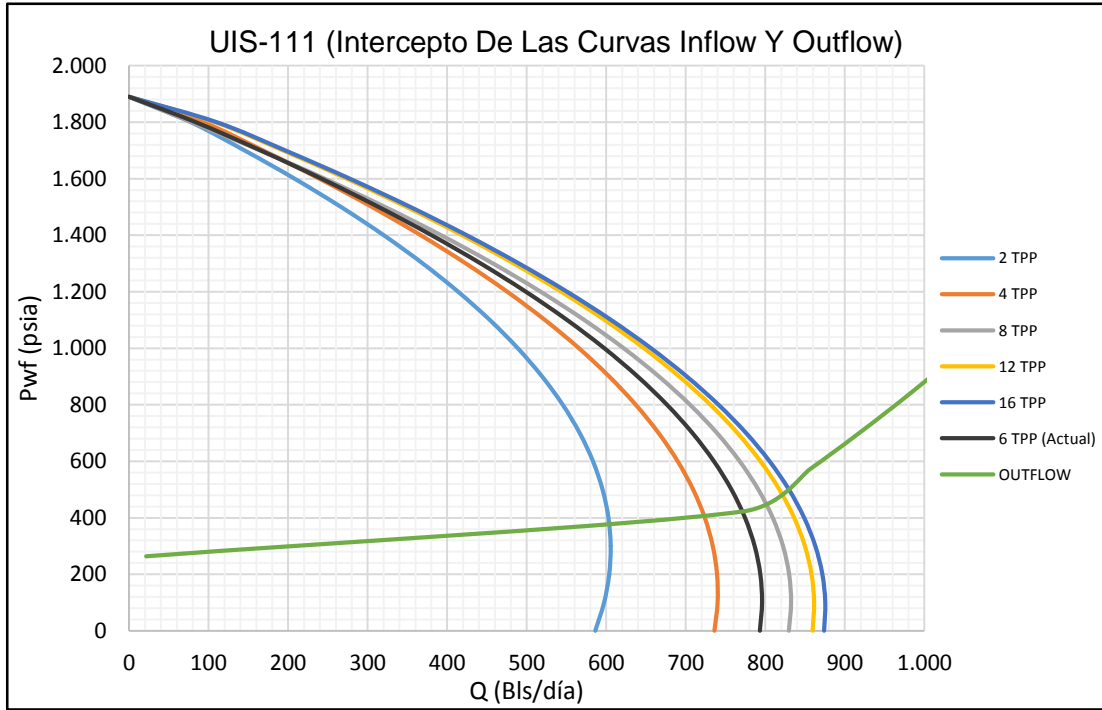
ANEXO J. CURVAS DE INFLOW Y OUTFLOW PARA LA SENSIBILIZACIÓN DE LOS TPP.

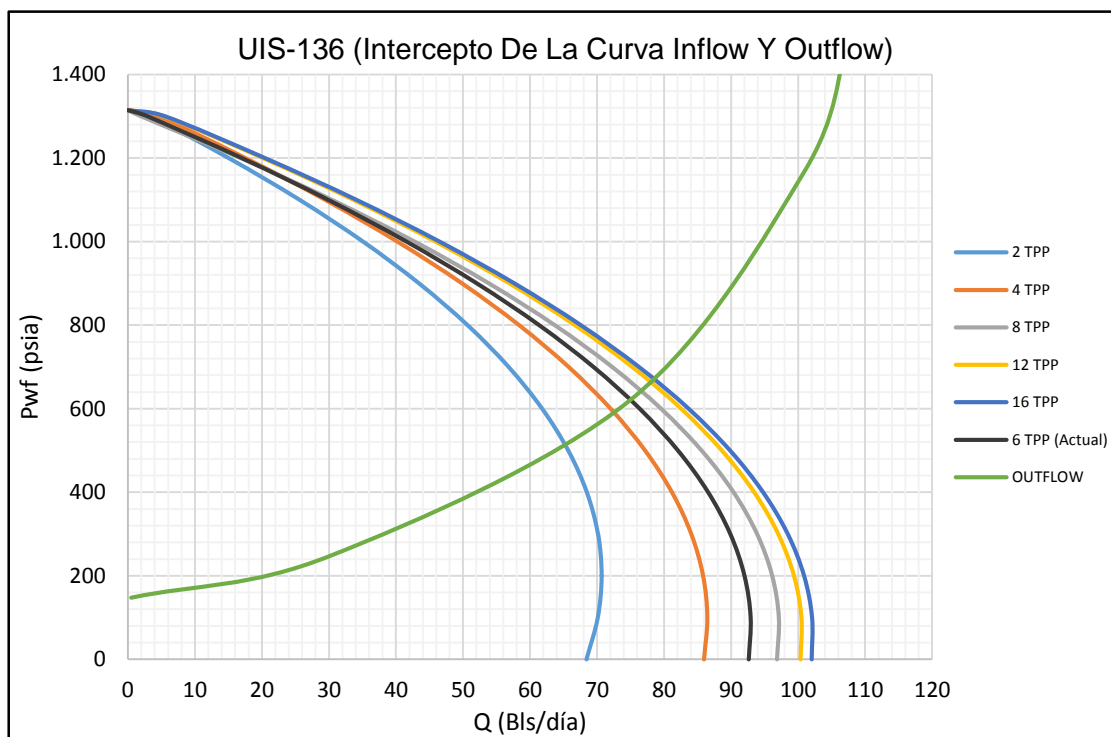
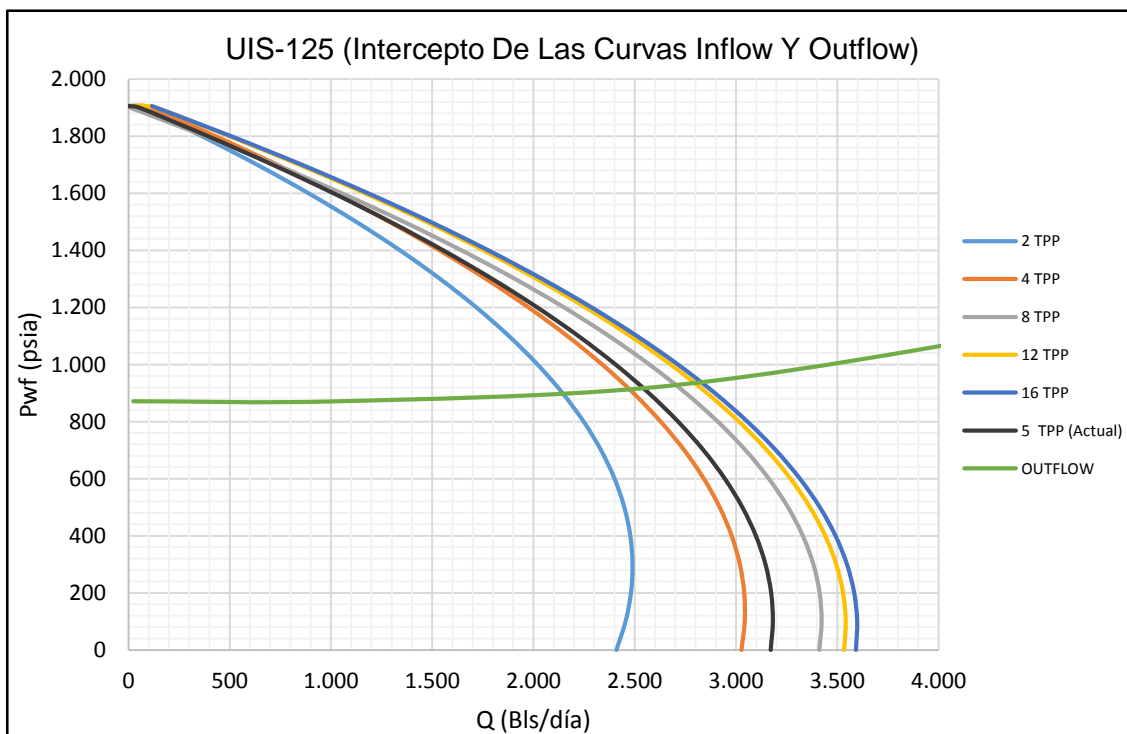








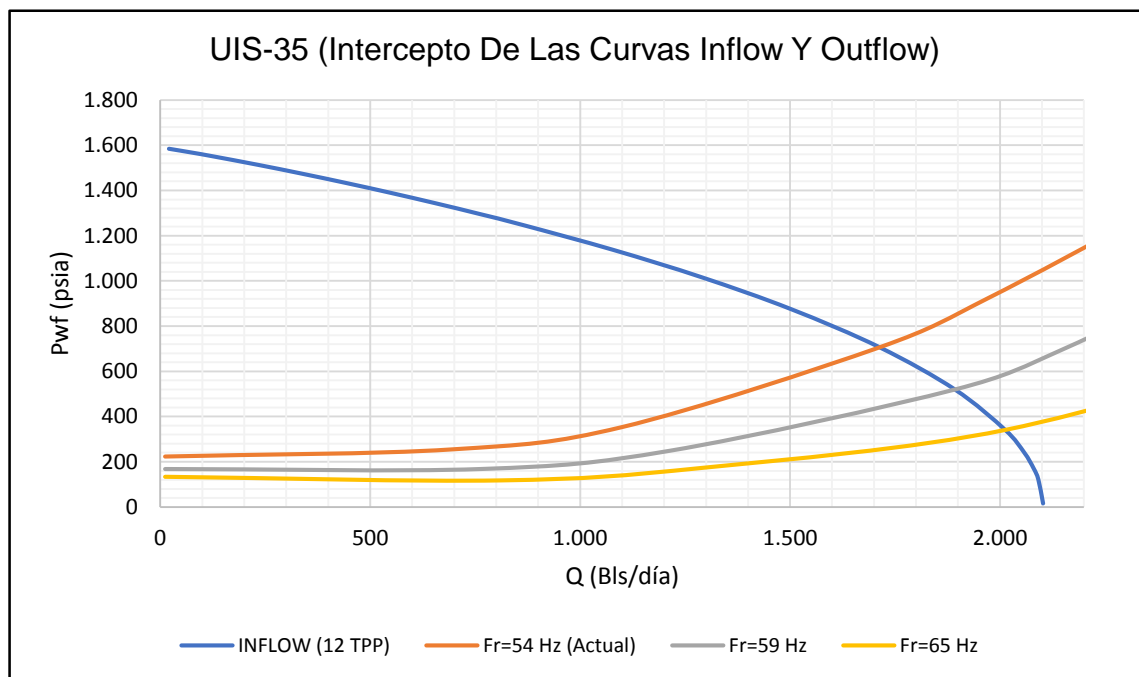
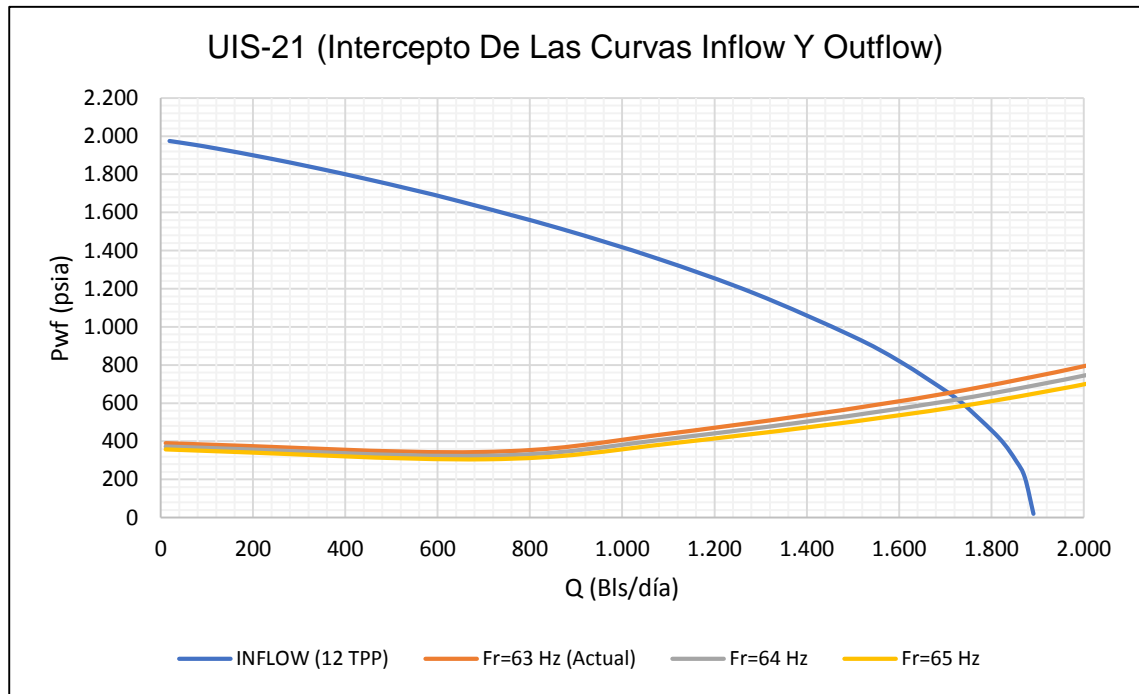


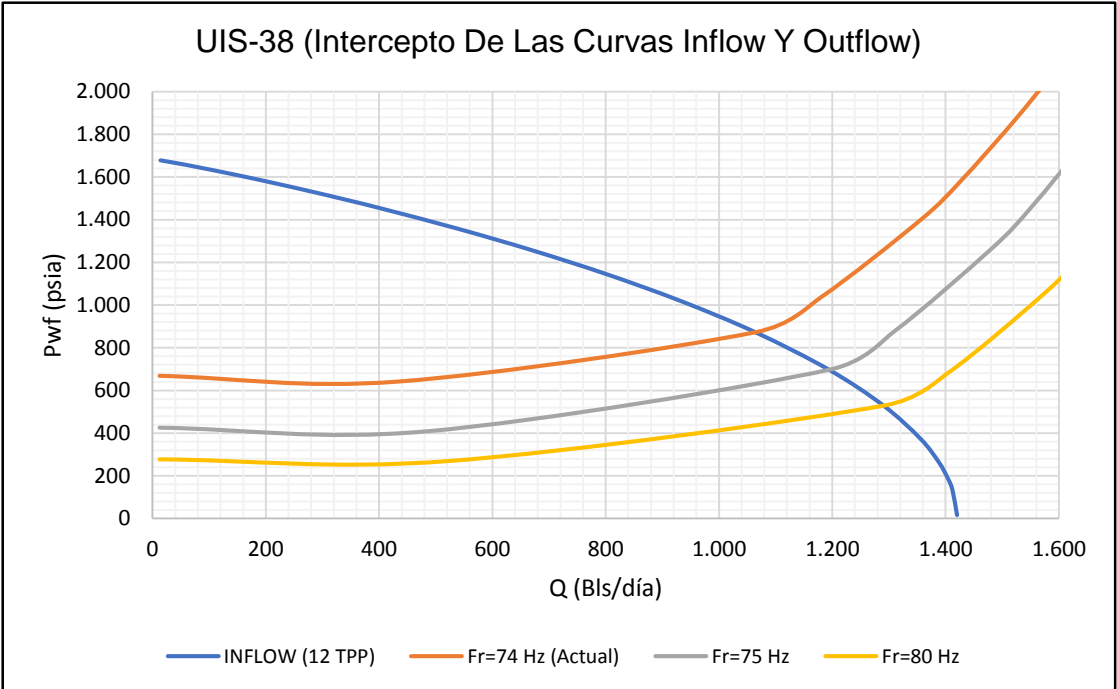
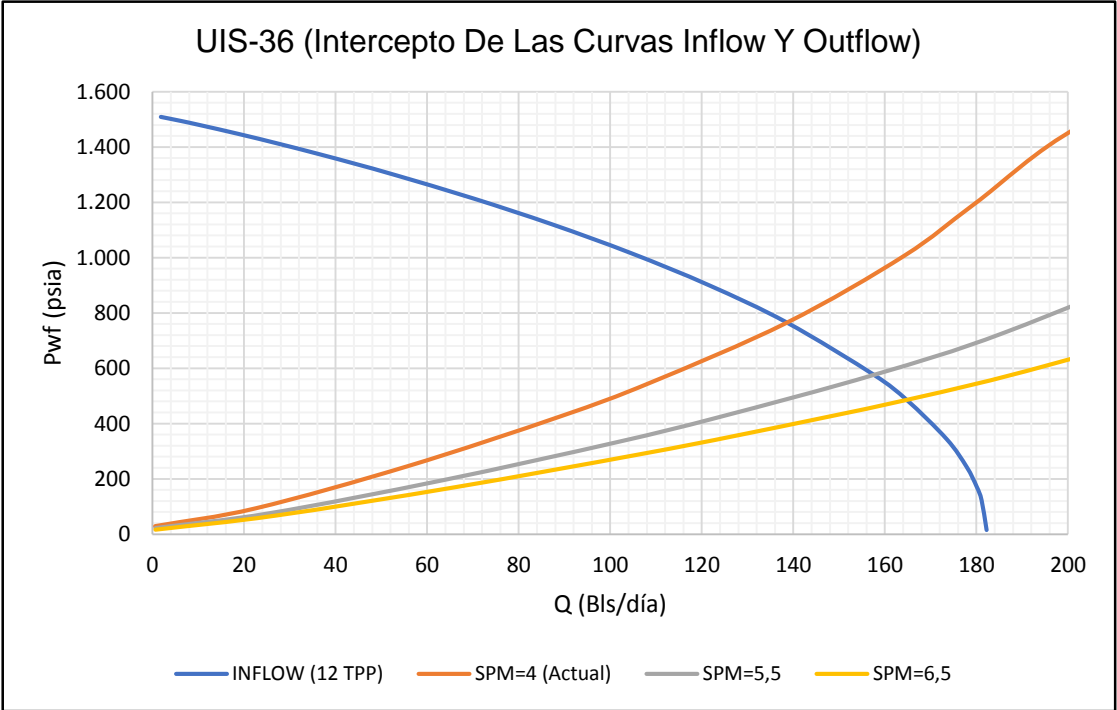


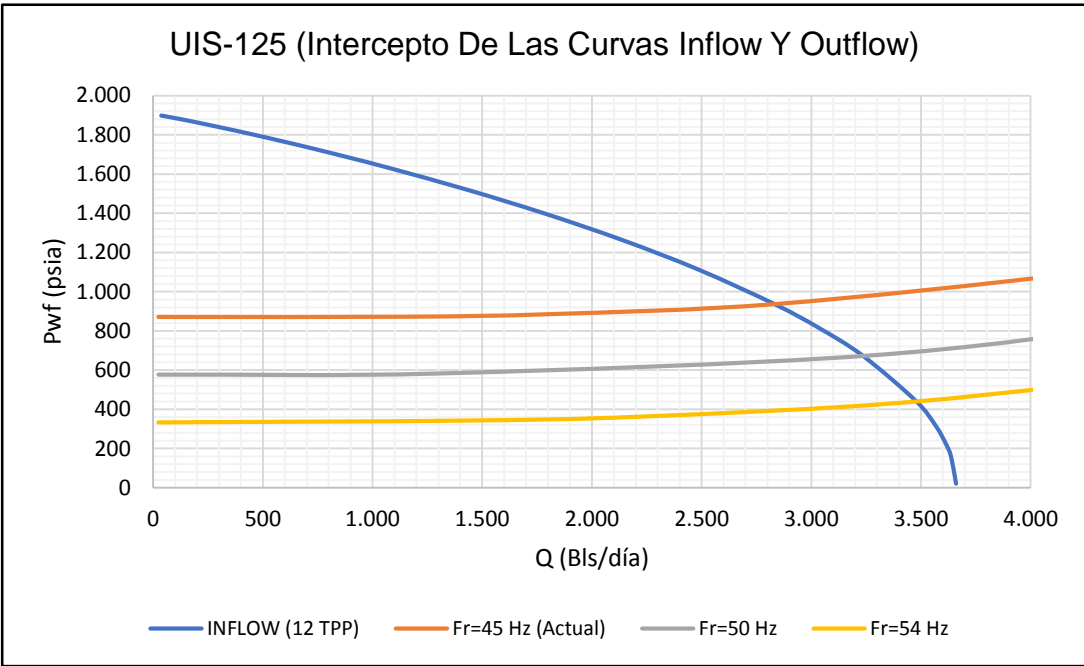
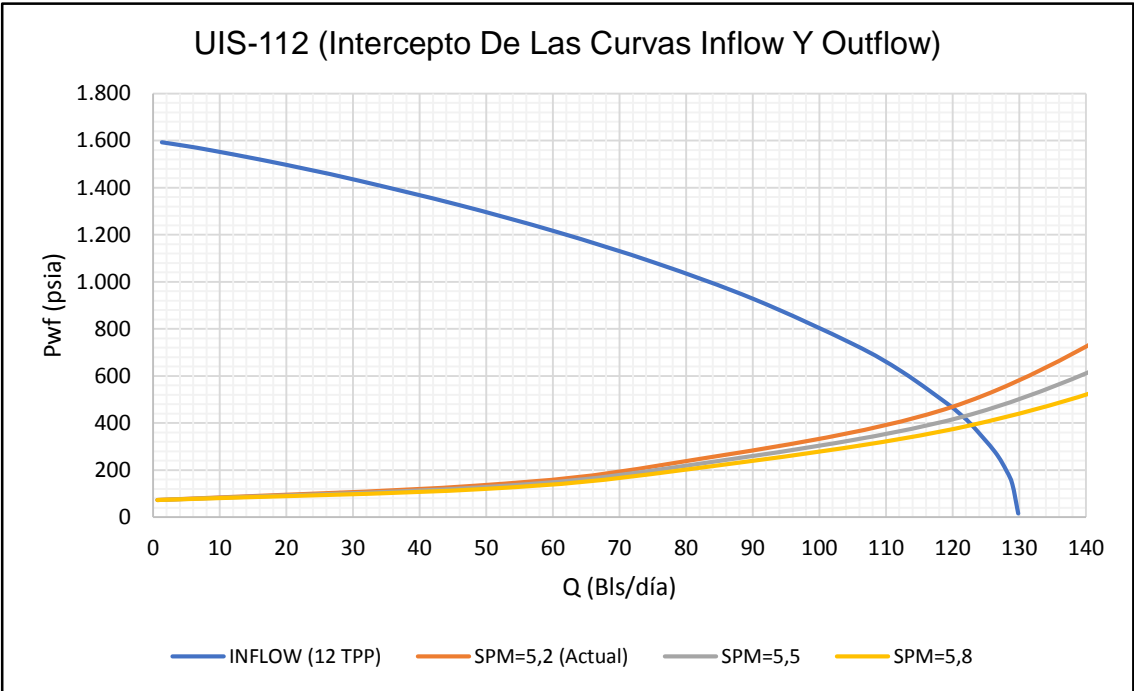
**ANEXO K. TABLA DE RESULTADOS ANTE CAMBIOS PROPUESTOS AL
AUMENTO DE TPP.**

| | | TPP | Poper (psia) | Qoper (Bls/día) | PIP (psia) | Smergencia (ft) | Consumo Ener. (HP) | Rango Óptimo De Q Oper. (Bls/día) | |
|---------|------------|-----|--------------|-----------------|------------|-----------------|--------------------|-----------------------------------|---------------|
| UIS 5 | ACTUAL | 6 | 863,1 | 212 | 92,7 | 118,7 | 8,36 | | |
| | OPTIMIZADO | 16 | 964,9 | 212,7 | 102,4 | 357,3 | 8,43 | | |
| UIS-10 | ACTUAL | 4 | 362,7 | 23 | 213 | 426,8 | 1,22 | | |
| | OPTIMIZADO | 16 | 598,1 | 23,5 | 225,7 | 978,8 | 1,31 | | |
| UIS-14 | ACTUAL | 3 | 440,2 | 93 | 365 | 827,8 | 5,96 | | |
| | OPTIMIZADO | 16 | 740,3 | 95 | 383 | 1.556 | 6,37 | | |
| UIS-21 | ACTUAL | 5 | 595,2 | 1.567 | 493 | 896,6 | 125,71 | | 1.275 - 2.925 |
| | OPTIMIZADO | 12 | 652,7 | 1.707,8 | 545 | 1.028,9 | 131,21 | | |
| UIS-35 | ACTUAL | 2 | 497,5 | 1.400 | 439 | 891,7 | 101,18 | | 1.063 - 1.875 |
| | OPTIMIZADO | 12 | 706,7 | 1.713,6 | 638 | 1.372 | 108,20 | | |
| UIS-36 | ACTUAL | 6 | 709,4 | 132 | 680 | 1.105,8 | 4,01 | | |
| | OPTIMIZADO | 16 | 764,2 | 138,7 | 734 | 1.244,7 | 3,87 | | |
| UIS-38 | ACTUAL | 3 | 780,9 | 968 | 692 | 1.511,6 | 67,13 | | 8.50 - 1.725 |
| | OPTIMIZADO | 8 | 872,2 | 1.064,5 | 779 | 1.719,3 | 67,81 | | |
| UIS-52 | ACTUAL | 2 | 96 | 4 | 81,6 | 153,4 | 1,17 | | |
| | OPTIMIZADO | 16 | 181,5 | 5,8 | 101,7 | 352,6 | 1,34 | | |
| UIS-109 | ACTUAL | 3 | 555,1 | 479 | 255 | 439,8 | 27,92 | | |
| | OPTIMIZADO | 16 | 560,1 | 484 | 311,7 | 451,4 | 29,72 | | |
| UIS-111 | ACTUAL | 6 | 422,3 | 771 | 175 | 321,4 | 49,41 | | |
| | OPTIMIZADO | 12 | 492,7 | 818,5 | 105,3 | 482,6 | 50,17 | | |
| UIS-112 | ACTUAL | 2 | 293,6 | 93 | 220 | 205,7 | 6,52 | | |
| | OPTIMIZADO | 8 | 468,4 | 119,9 | 379 | 616,2 | 7,81 | | |
| UIS-125 | ACTUAL | 5 | 917 | 2.543 | 830 | 1.672,7 | 375,95 | 3.000 - 6.750 | |
| | OPTIMIZADO | 16 | 936,2 | 2.832,2 | 850 | 1.716,5 | 393,89 | | |
| UIS-136 | ACTUAL | 6 | 621 | 75 | 447 | 872,4 | 5,31 | | |
| | OPTIMIZADO | 16 | 673,2 | 78,2 | 497 | 1.001,4 | 7,14 | | |

ANEXO L. CURVAS DE INFLOW Y OUTFLOW PARA LA SENSIBILIZACIÓN DE LOS TPP Y AUMENTO DE FRECUENCIA.





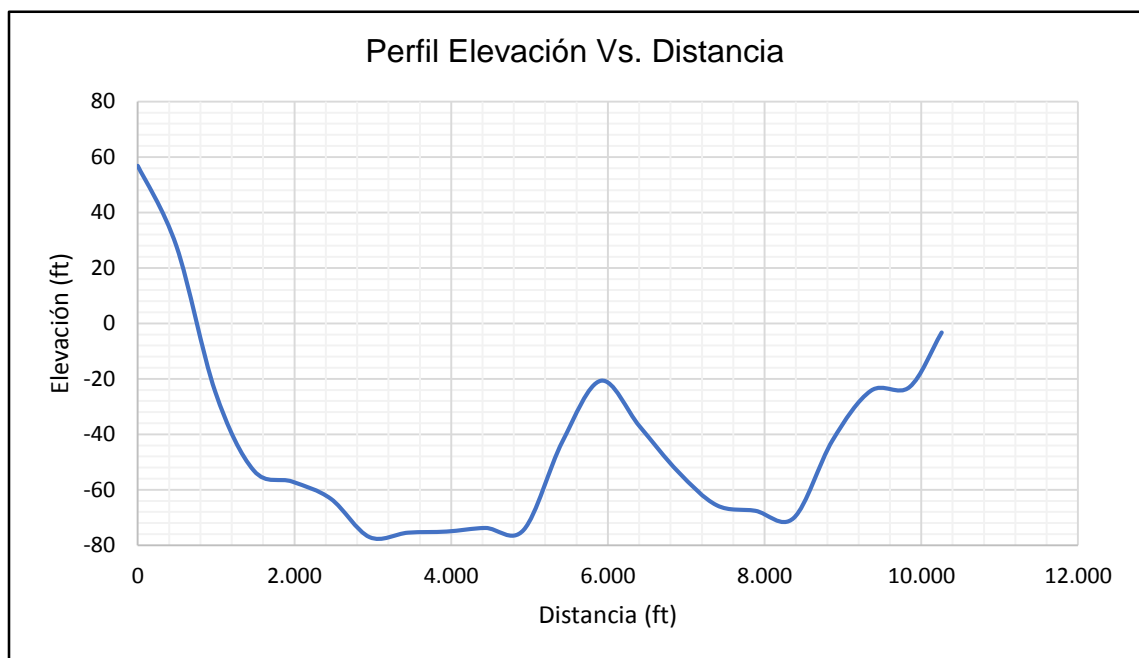
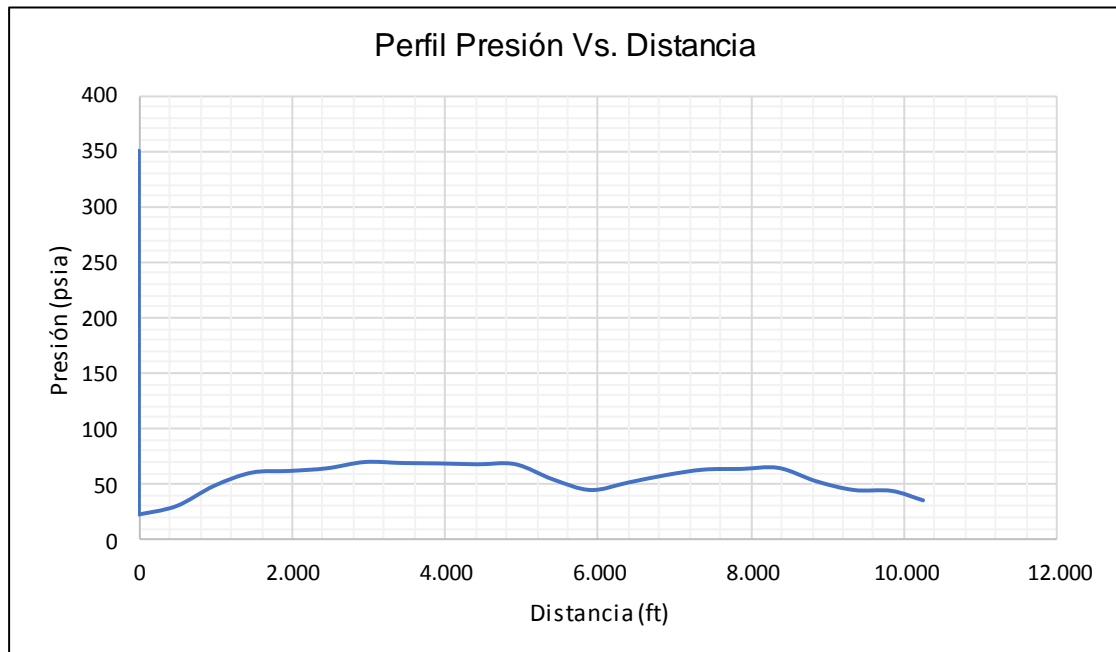


**ANEXO M. TABLA DE RESULTADOS ANTE CAMBIOS PROPUESTOS DE
AUMENTO DE TPP Y FRECUENCIA.**

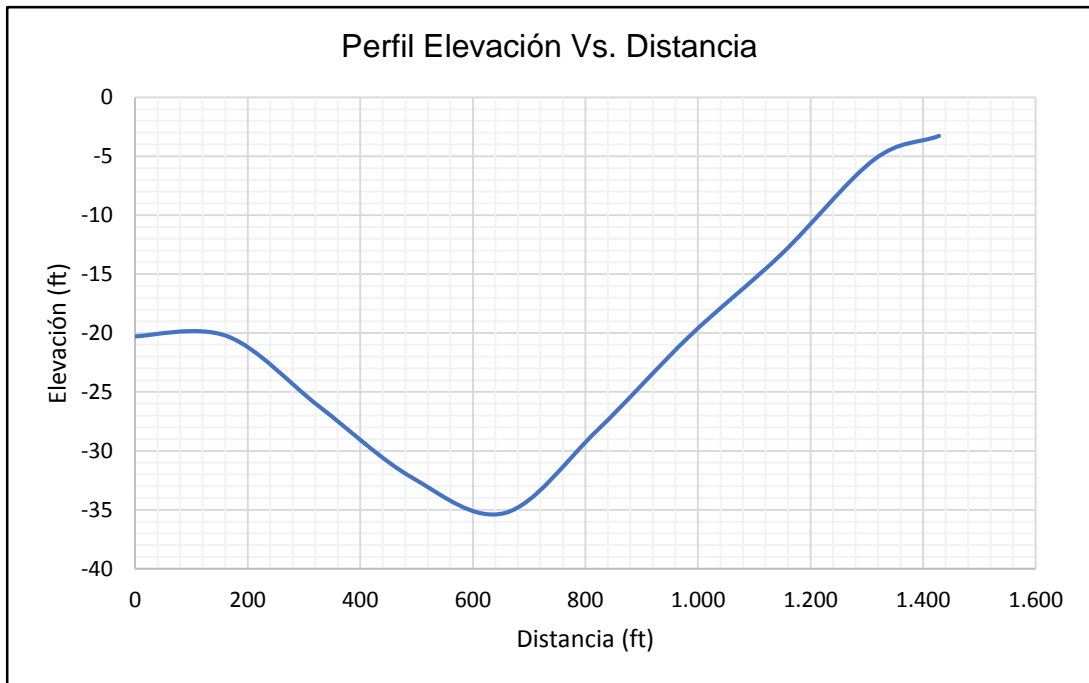
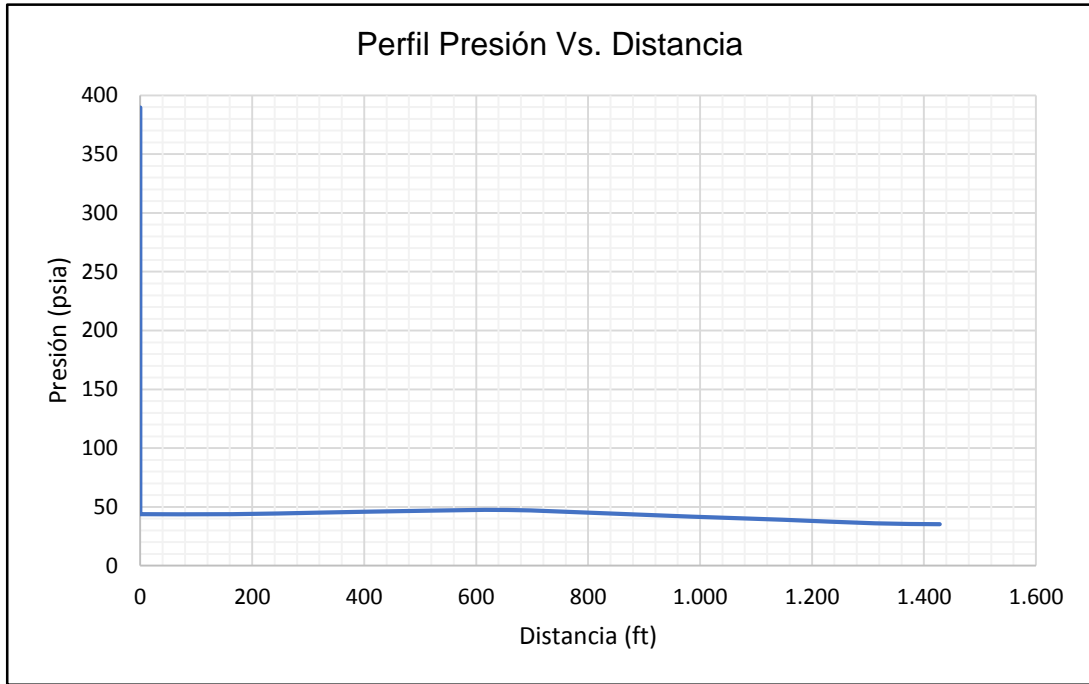
| | SENSIBILIDAD | Frec. (Hz) | Pwf (psia) | Q (Bls/día) | PIP (psia) | Sumergencia (ft) | Consumo Ener. (HP) | Rango Óptimo De Q Oper. (Bls/día) |
|---------|-------------------------|------------|------------|-------------|------------|------------------|--------------------|-----------------------------------|
| UIS-21 | ACTUAL | 63 | 595,2 | 1.567 | 493 | 896,6 | 125,71 | 1.275 - 2.925 |
| | 1 Sensibilidad @ 12 TPP | 64 | 619,2 | 1.726,3 | 515 | 951,8 | 136,22 | 1.320 - 2.950 |
| | 2 Sensibilidad @ 12 TPP | 65 | 587,4 | 1.742,9 | 487 | 878,7 | 141,23 | 1.375 - 3.000 |
| UIS-35 | ACTUAL | 54 | 497,5 | 1.400 | 439 | 891,7 | 101,18 | 1.063 - 1.875 |
| | 1 Sensibilidad @ 12 TPP | 59 | 520,2 | 1.892,7 | 460 | 943,8 | 135,67 | 1.175 - 2.100 |
| | 2 Sensibilidad @ 12 TPP | 65 | 341,1 | 2.012,7 | 293 | 532,6 | 167,69 | 1.313 - 2.263 |
| UIS-36 | ACTUAL | 4 | 709,4 | 132 | 680 | 1.105,8 | 4,01 | |
| | 1 Sensibilidad @ 16 TPP | 5,5 | 575,9 | 157,6 | 558 | 767,2 | 5,99 | |
| | 2 Sensibilidad @ 16 TPP | 6,5 | 485,6 | 164,8 | 474 | 538,2 | 7,04 | |
| UIS-38 | ACTUAL | 70 | 780,9 | 968 | 692 | 1.511,6 | 67,13 | 850 - 1.725 |
| | 1 Sensibilidad @ 8 TPP | 75 | 697 | 1.194,1 | 605 | 1.320,7 | 82,38 | 874 - 1.740 |
| | 2 Sensibilidad @ 8 TPP | 80 | 529 | 1.290,3 | 440 | 938,6 | 97,15 | 893 - 1.813 |
| UIS-112 | ACTUAL | 5,2 | 293,6 | 93 | 220 | 205,7 | 6,52 | |
| | 1 Sensibilidad @ 8 TPP | 5,5 | 427,4 | 121,6 | 342 | 519,9 | 8,04 | |
| | 2 Sensibilidad @ 8 TPP | 5,8 | 391,8 | 122,9 | 311 | 436,1 | 8,24 | |
| UIS-125 | ACTUAL | 45 | 917 | 2.543 | 830 | 1.672,7 | 375,95 | 3.000 - 6.750 |
| | 1 Sensibilidad @ 16 TPP | 50 | 672,1 | 3.235,3 | 587 | 1.114,3 | 545,58 | 3.250 - 7.450 |
| | 2 Sensibilidad @ 16 TPP | 54 | 440,1 | 3.478,1 | 358 | 585,4 | 682,93 | 3.450-7.900 |

ANEXO N. PERFILES DE PRESIÓN/ELEVACIÓN VS. DISTANCIA DE LAS LÍNEAS ASOCIADAS AL CAMPO ARGPAZ.

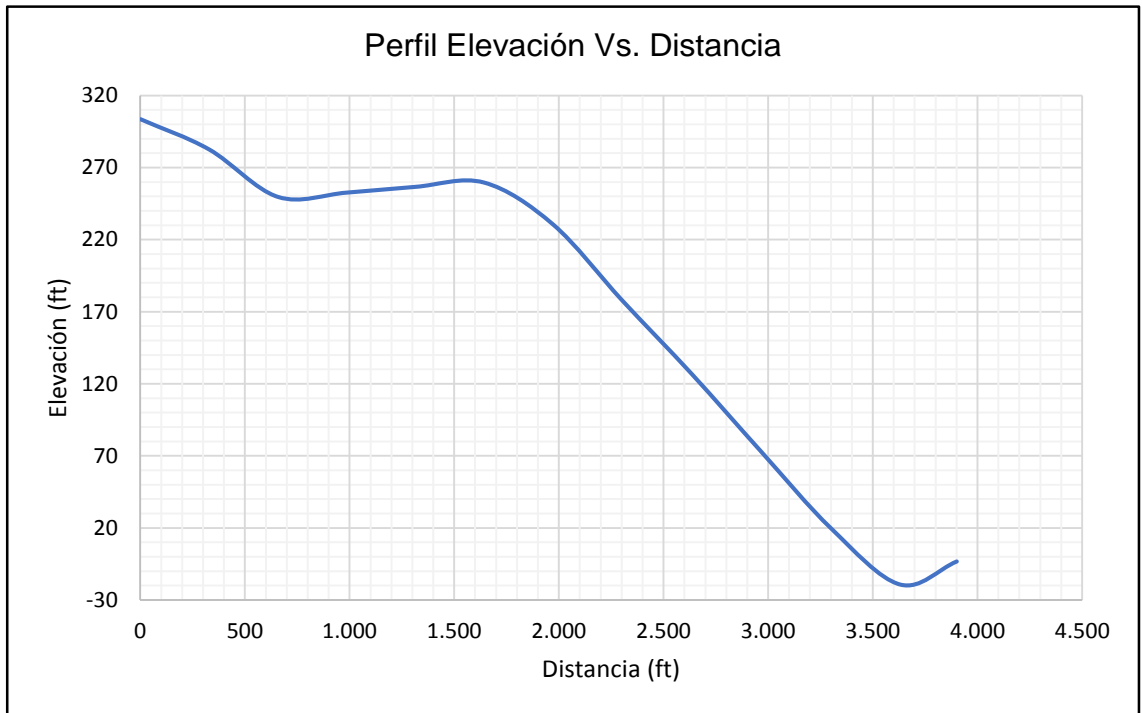
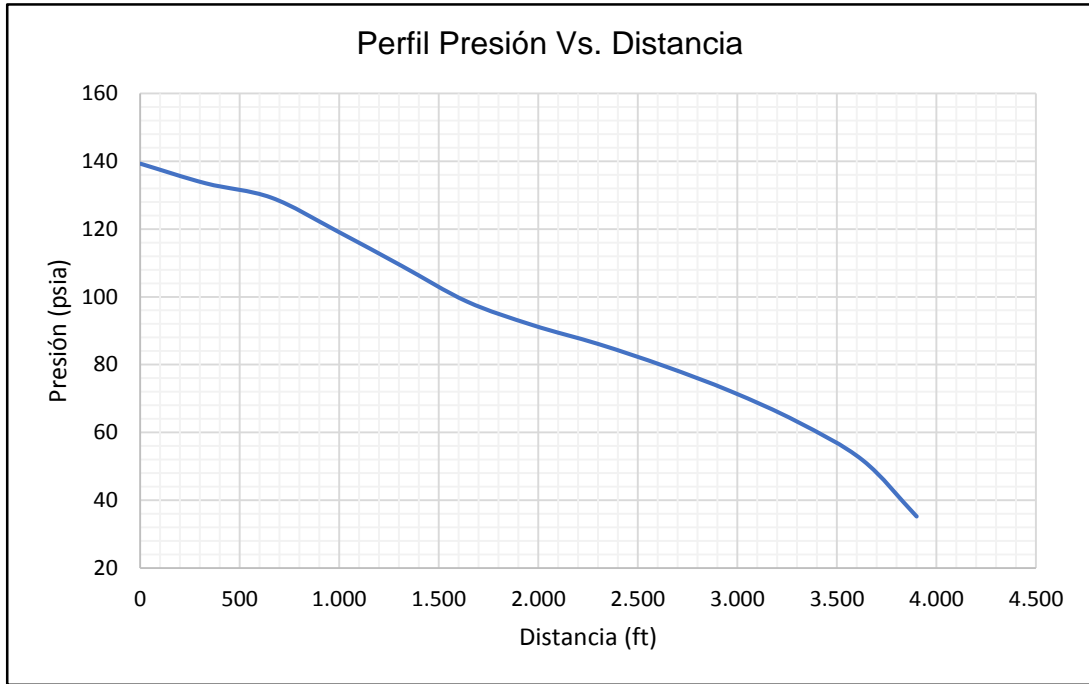
LÍNEA B_2.



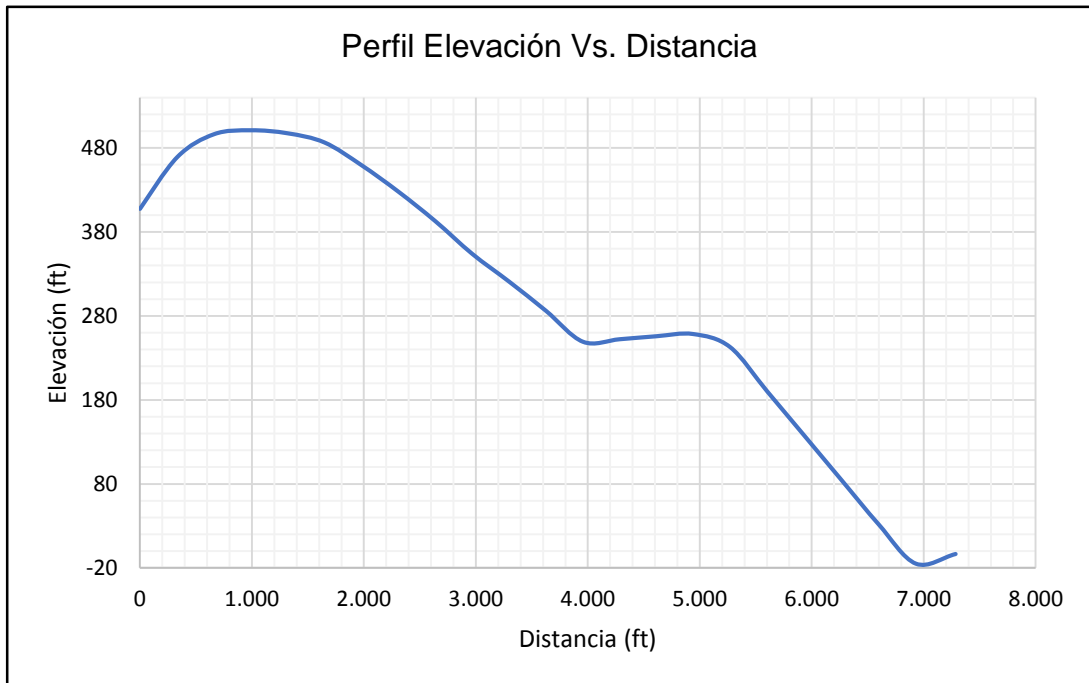
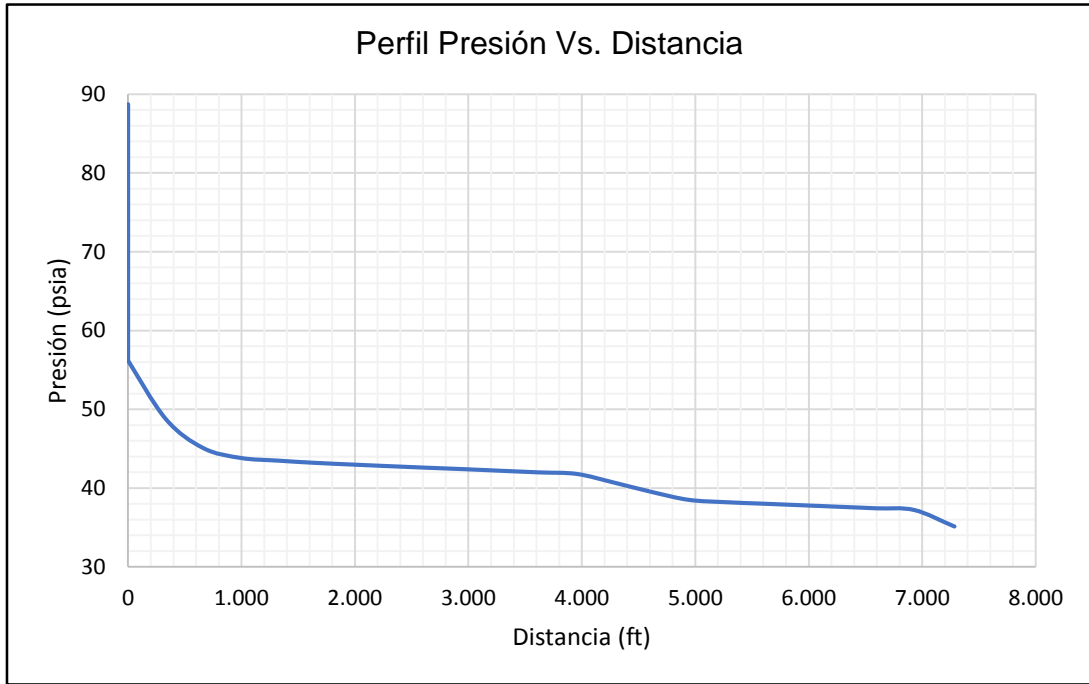
LÍNEA B_4.



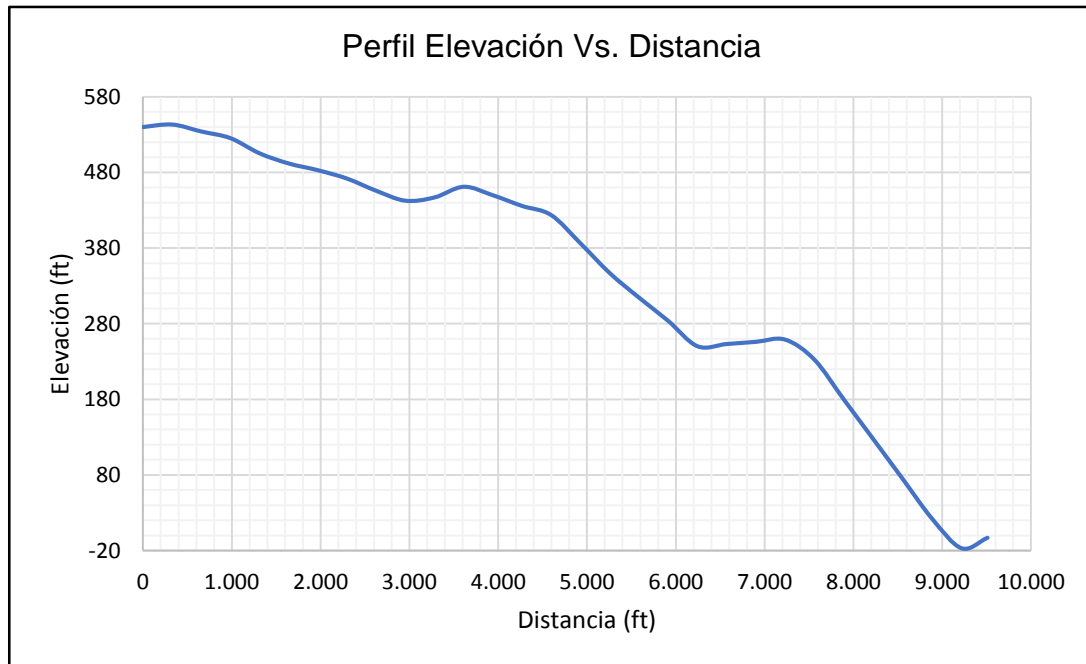
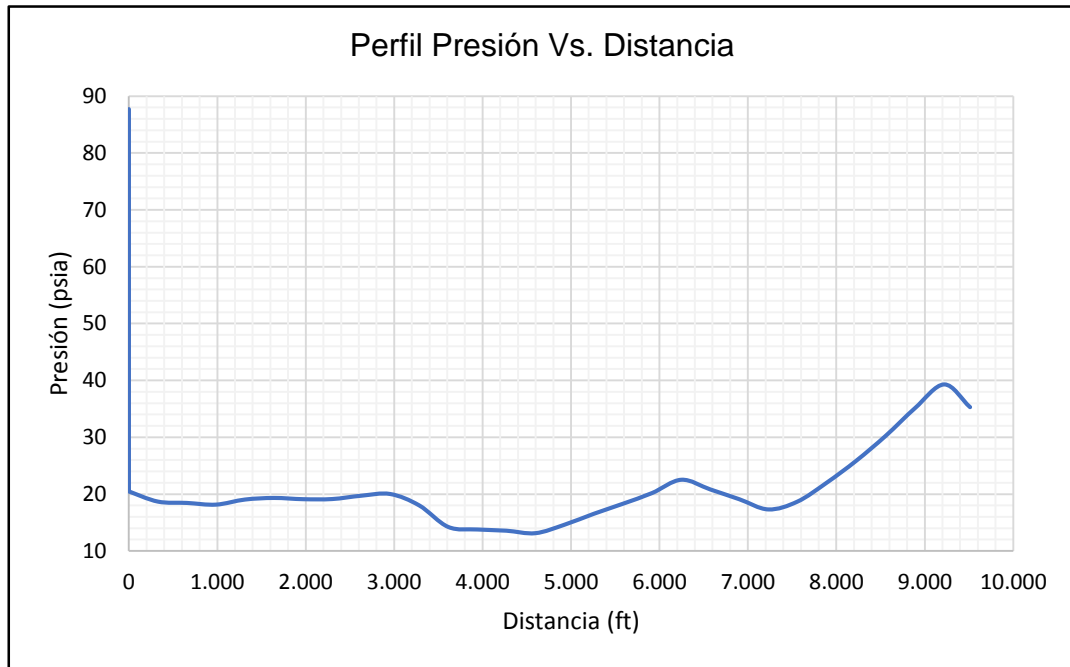
LÍNEA B_8.



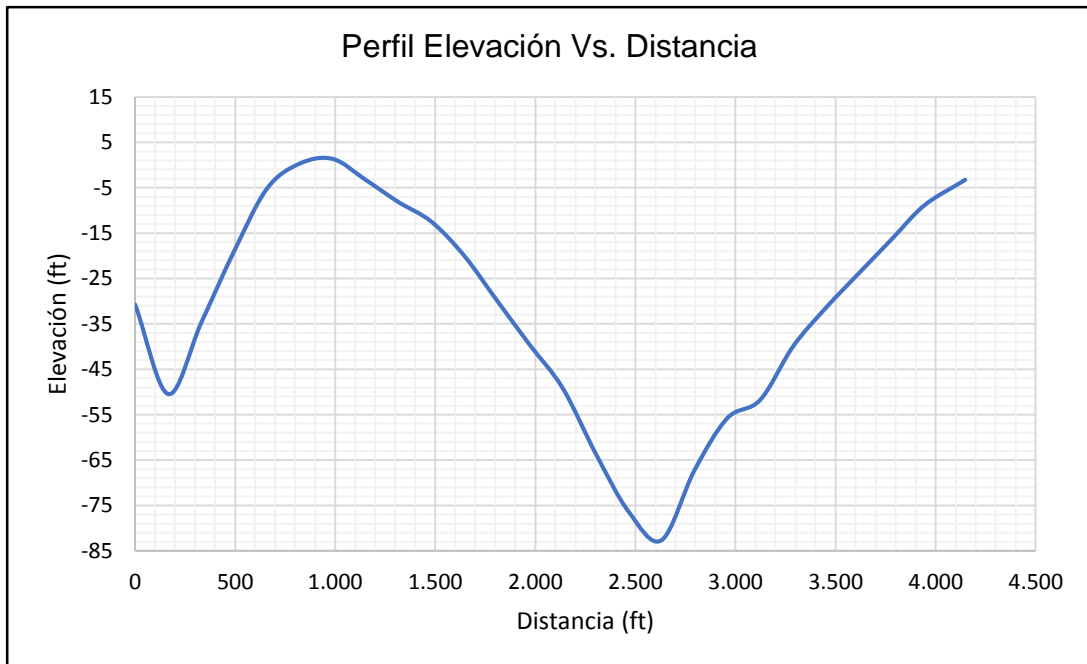
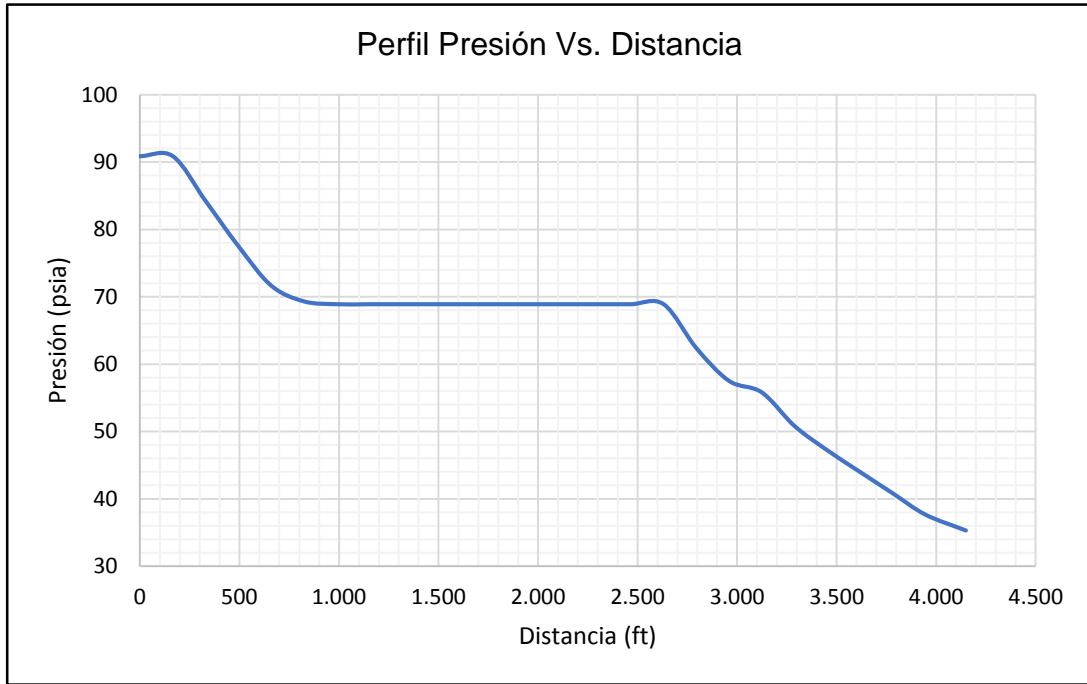
LÍNEA B_10.



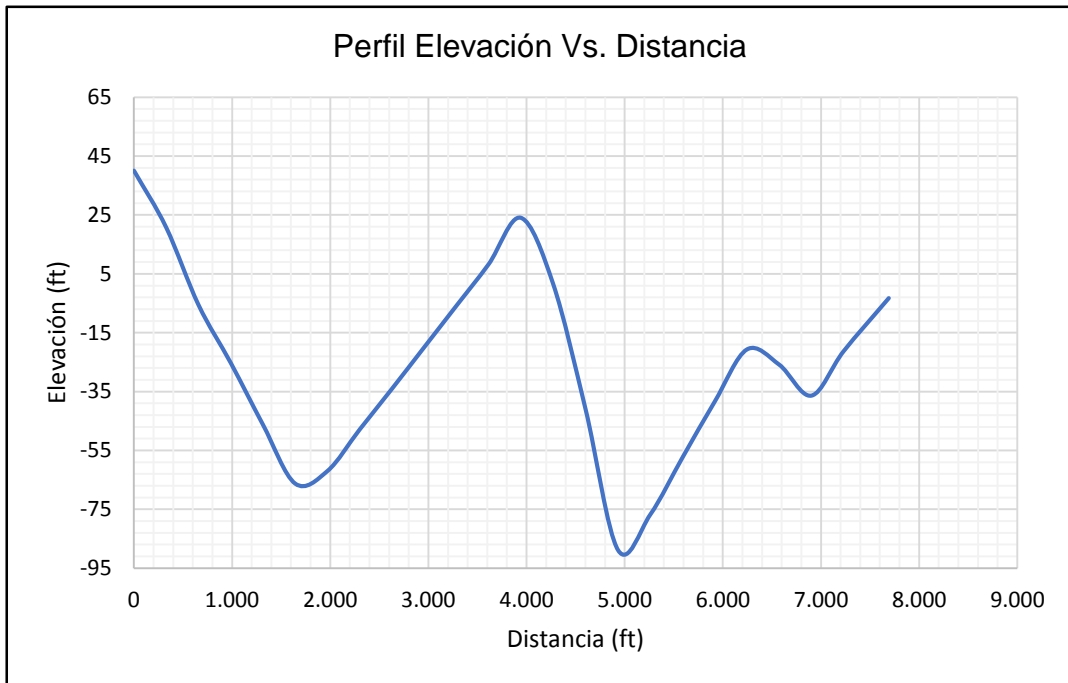
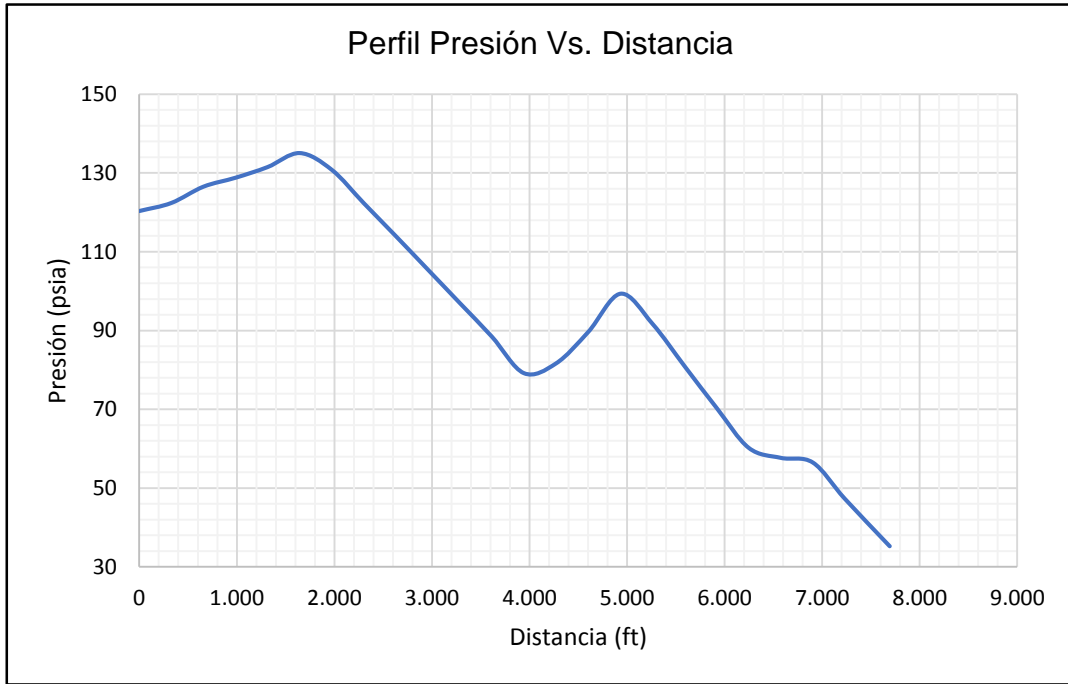
LÍNEA B_12.



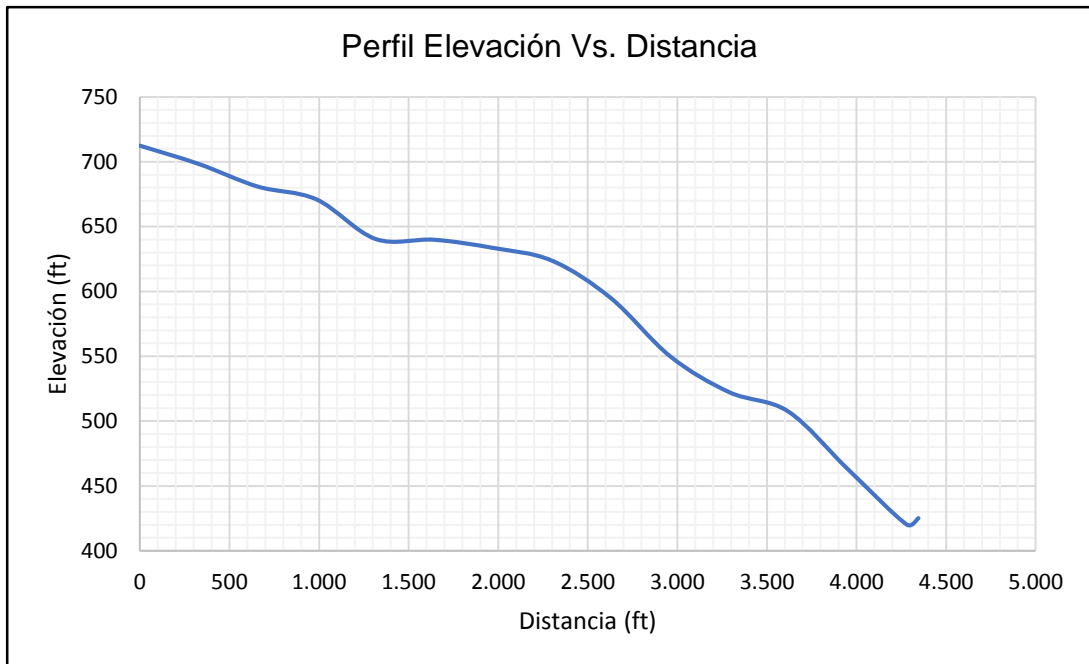
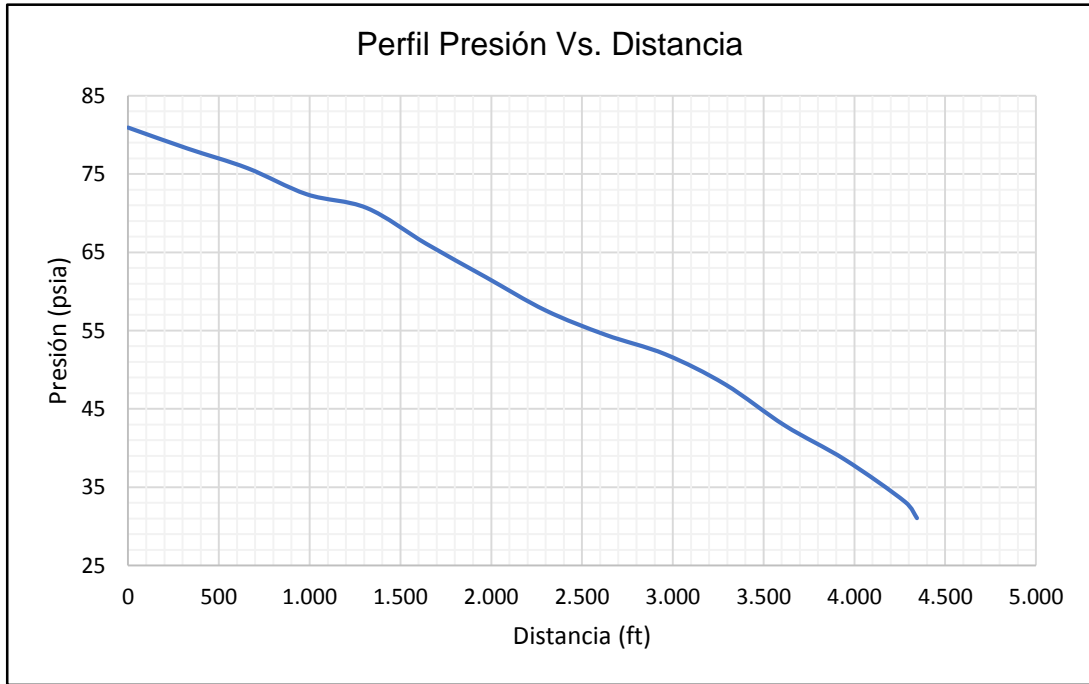
LÍNEA B_14.



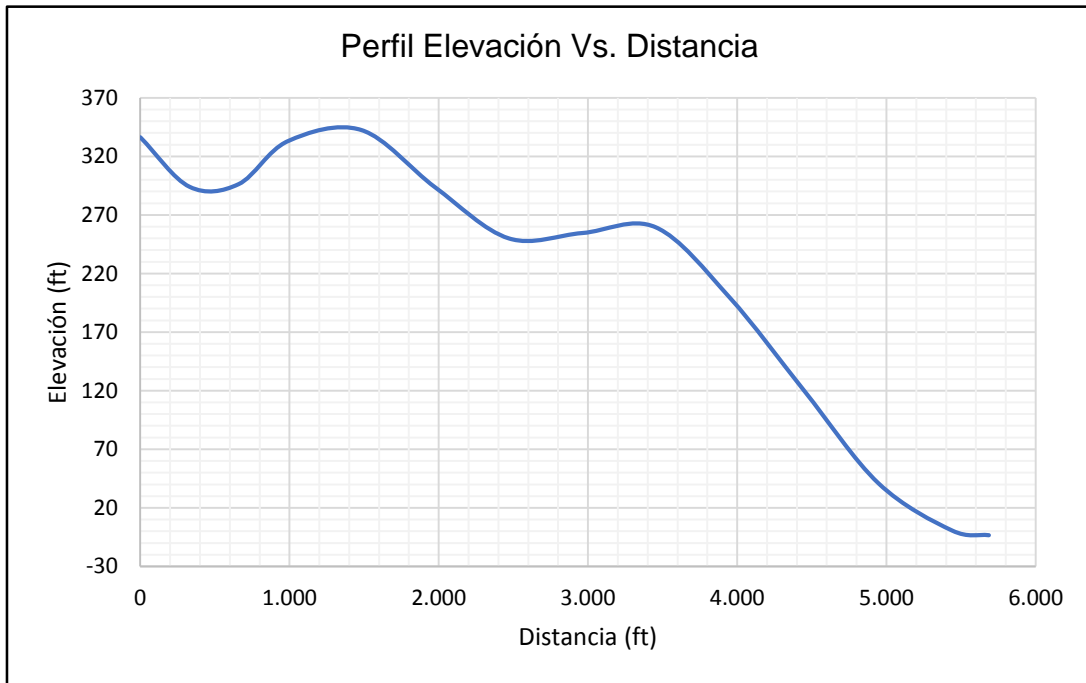
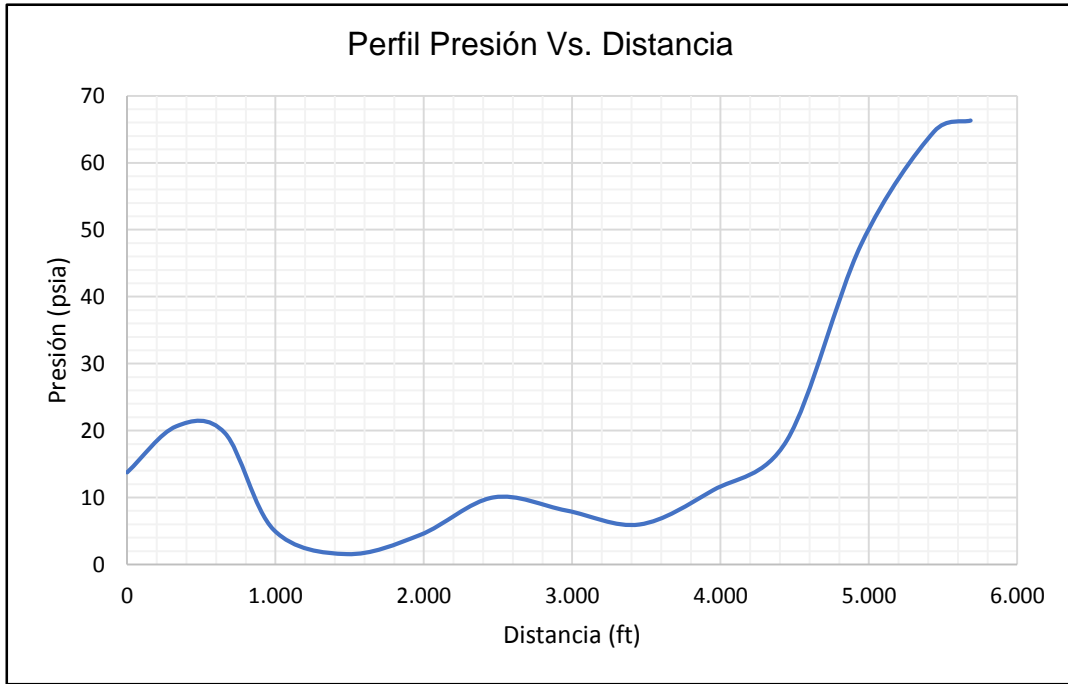
LÍNEA B_16.



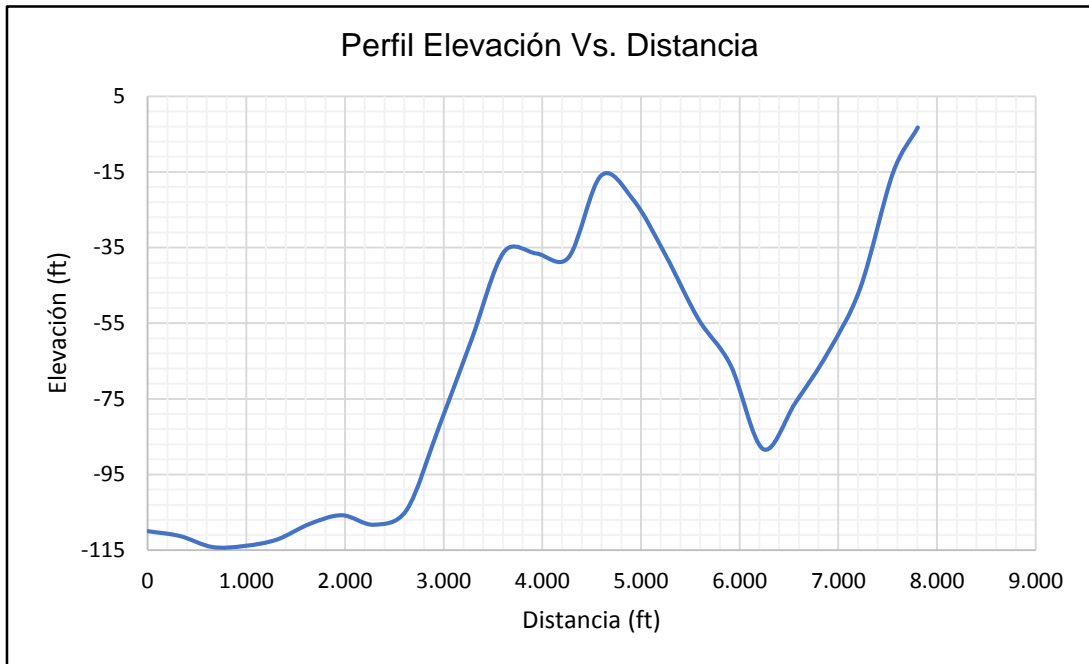
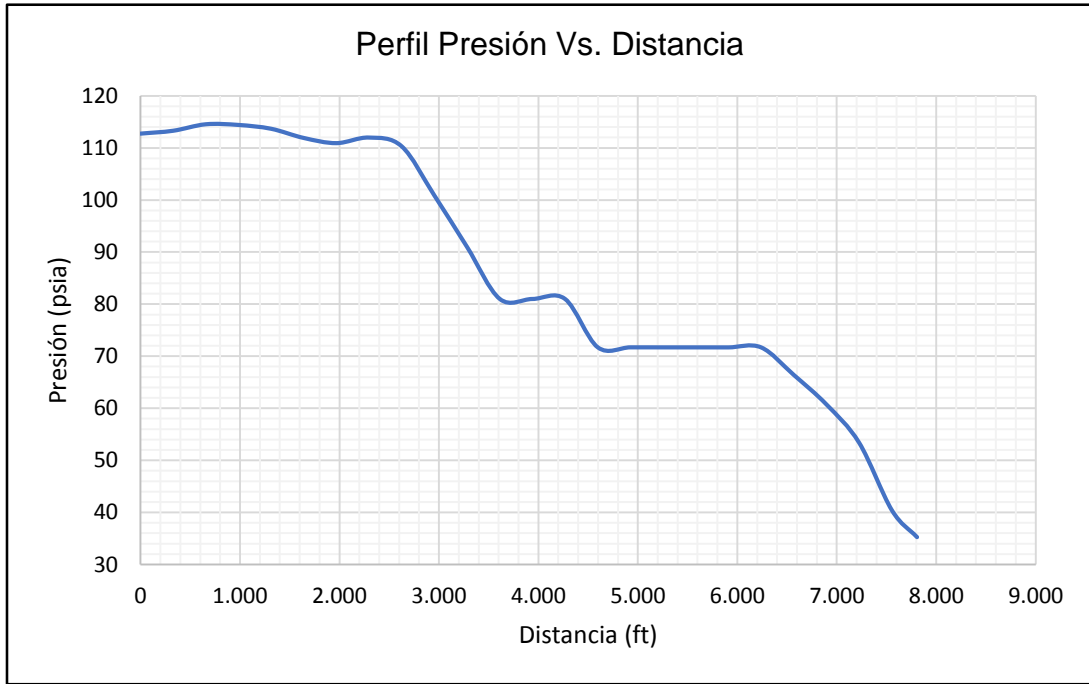
LÍNEA B_24.



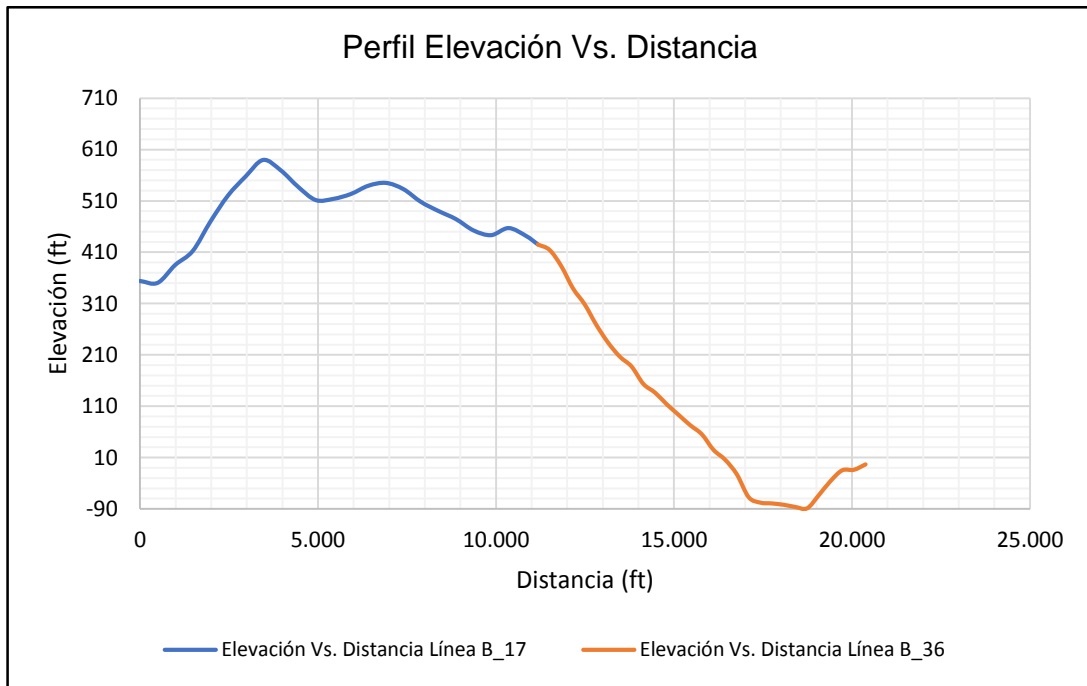
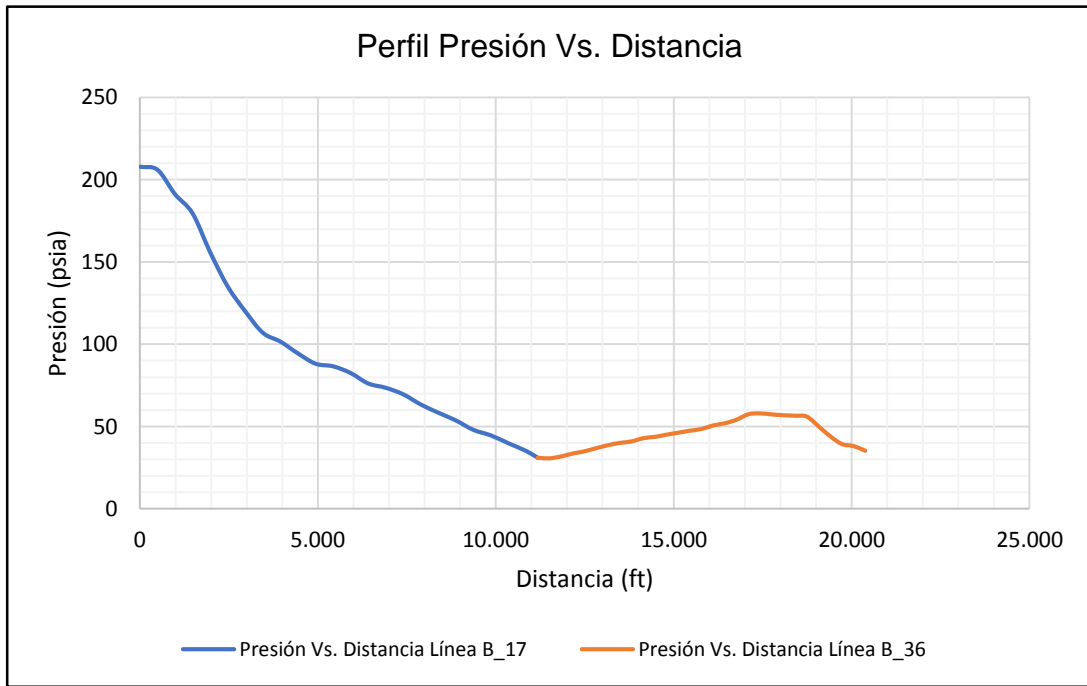
LÍNEA B_29.



LÍNEA B_34.



LÍNEA B_17 Y B_36.



ANEXO O. COMPARACIÓN DE LAS BOMBAS BES ACTUALES VS. PROPUESTAS.

Comparación De Bombas Para El Pozo UIS-21

| DESCRIPCIÓN | ACTUAL | PROPUESTA |
|-----------------------------------|-----------------|-------------|
| CONDICIONES DEL POZO | BORETS 338-2300 | REDA DN1800 |
| Presión Estática (psia) | 1.980,7 | 1.980,7 |
| Presion De Fondo (psia) | 595,2 | 595,2 |
| Presion De Cabeza (psia) | 130 | 130 |
| Temperatura De Yacimiento (°F) | 196 | 196 |
| ID Casing (inch) | 4,892 | 4,892 |
| PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS | | |
| Gravedad API | 27 | 27 |
| Corte De Agua (%) | 87,2 | 87,2 |
| Relación Gas-Aceite (SCF/STB) | 1.619,1 | 1.619,1 |
| CONDICIONES DE LA BOMBA | | |
| Profundidad De Asentamiento (ft) | 6.592,1 | 6.592,1 |
| Sumergencia (Ft) | 896,6 | 896,6 |
| Presion De Succión (psia) | 493 | 493 |
| Caudal De Operación (Bls/día) | 1.567 | 1.567 |
| Levantamiento Dinámico Total (ft) | 6.563,7 | 6.566,4 |
| Frecuencia De Operación (Hz) | 63 | 60,9 |
| INFORMACIÓN DE LA BOMBA | | |
| Potencia Requerida (HP) | 125,85 | 93,546 |
| Eficiencia (%) | 61,527 | 82,803 |
| Numero De Etapas | 352 | 320 |

Comparación De Bombas Para El Pozo UIS-35

| DESCRIPCIÓN | ACTUAL | PROPUESTA |
|-----------------------------------|-----------------|----------------|
| CONDICIONES DEL POZO | BORETS 400-1750 | CENTRILIFT P18 |
| Presión Estática (psia) | 1.590,7 | 1.590,7 |
| Presion De Fondo (psia) | 497,5 | 497,5 |
| Presion De Cabeza (psia) | 141 | 141 |
| Temperatura De Yacimiento (°F) | 192 | 192 |
| ID Casing (inch) | 4,892 | 4,892 |
| PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS | | |
| Gravedad API | 34 | 34 |
| Corte De Agua (%) | 91,5 | 91,5 |
| Relación Gas-Aceite (SCF/STB) | 1.277,3 | 1.277,3 |
| CONDICIONES DE LA BOMBA | | |
| Profundidad De Asentamiento (ft) | 6.330 | 6.330 |
| Sumergencia (Ft) | 891,7 | 891,7 |
| Presion De Succión (psia) | 439 | 439 |
| Caudal De Operación (Bls/día) | 1.400 | 1.400 |
| Levantamiento Dinámico Total (ft) | 6.243,9 | 6.251,4 |
| Frecuencia De Operación (Hz) | 54 | 55 |
| INFORMACIÓN DE LA BOMBA | | |
| Potencia Requerida (HP) | 101,28 | 81,765 |
| Eficiencia (%) | 64,594 | 80,12 |
| Numero De Etapas | 372 | 321 |

Comparación De Bombas Para El Pozo UIS-38

| DESCRIPCIÓN | ACTUAL | PROPUESTA |
|-----------------------------------|-----------------------------|--------------------|
| CONDICIONES DEL POZO | NOVOMET-NB 1100-1800 | REDA D1050N |
| Presión Estática (psia) | 1.683,7 | 1.683,7 |
| Presion De Fondo (psia) | 780,9 | 780,9 |
| Presion De Cabeza (psia) | 90 | 90 |
| Temperatura De Yacimiento (°F) | 199 | 199 |
| ID Casing (inch) | 4,892 | 4,892 |
| PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS | | |
| Gravedad API | 32,5 | 32,5 |
| Corte De Agua (%) | 97 | 97 |
| Relación Gas-Aceite (SCF/STB) | 1.772,3 | 1.772,3 |
| CONDICIONES DE LA BOMBA | | |
| Profundidad De Asentamiento (ft) | 6.795 | 6.795 |
| Sumergencia (Ft) | 1.511,6 | 1.511,6 |
| Presion De Succión (psia) | 692 | 692 |
| Caudal De Operación (Bls/día) | 968 | 968 |
| Levantamiento Dinámico Total (ft) | 5.525,6 | 5.527 |
| Frecuencia De Operación (Hz) | 70 | 60 |
| INFORMACIÓN DE LA BOMBA | | |
| Potencia Requerida (HP) | 67,162 | 57,533 |
| Eficiencia (%) | 59,875 | 69,933 |
| Numero De Etapas | 210 | 193 |

Comparación De Bombas Para El Pozo UIS-111

| DESCRIPCIÓN | ACTUAL | PROPUESTA |
|-----------------------------------|------------------------|--------------------|
| CONDICIONES DEL POZO | BORETS 400-1050 | REDA D1050N |
| Presión Estática (psia) | 1.889,7 | 1.889,7 |
| Presion De Fondo (psia) | 422,3 | 422,3 |
| Presion De Cabeza (psia) | 120 | 120 |
| Temperatura De Yacimiento (°F) | 196 | 196 |
| ID Casing (inch) | 6,276 | 6,276 |
| PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS | | |
| Gravedad API | 32,73 | 32,73 |
| Corte De Agua (%) | 93 | 93 |
| Relación Gas-Aceite (SCF/STB) | 55,6 | 55,6 |
| CONDICIONES DE LA BOMBA | | |
| Profundidad De Asentamiento (ft) | 5.862 | 5.862 |
| Sumergencia (Ft) | 321,4 | 321,4 |
| Presion De Succión (psia) | 175 | 175 |
| Caudal De Operación (Bls/día) | 771 | 771 |
| Levantamiento Dinámico Total (ft) | 5.846,4 | 5.847,1 |
| Frecuencia De Operación (Hz) | 51,5 | 56,1 |
| INFORMACIÓN DE LA BOMBA | | |
| Potencia Requerida (HP) | 54,595 | 49,487 |
| Eficiencia (%) | 67,813 | 61,464 |
| Numero De Etapas | 243 | 232 |

Comparación De Bombas Para El Pozo UIS-125

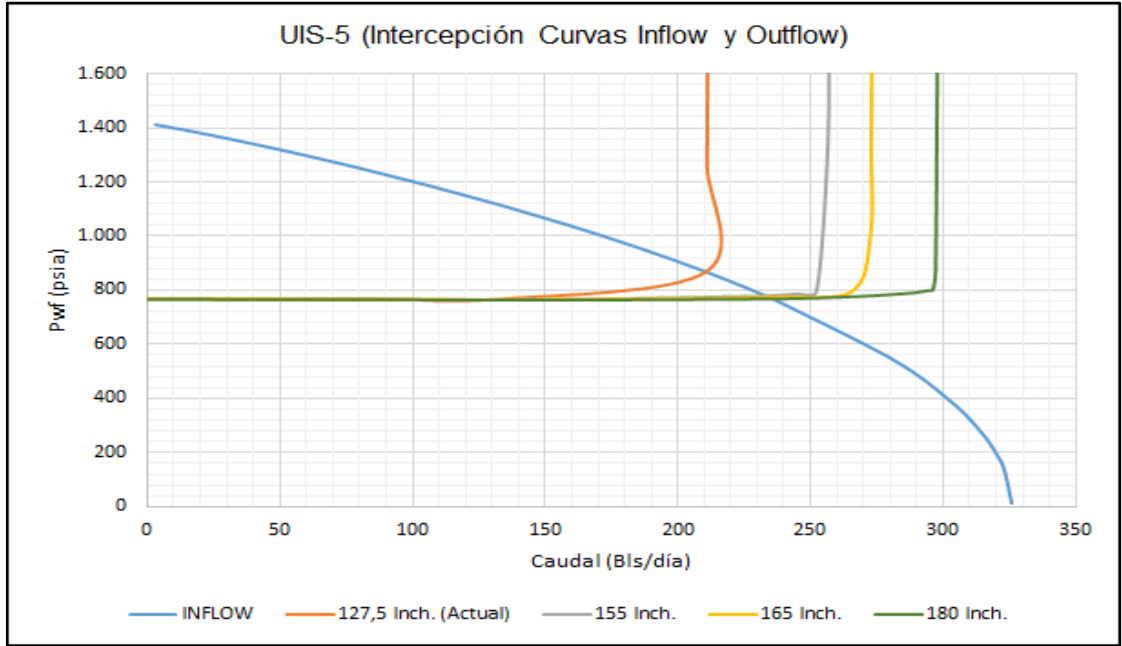
| DESCRIPCIÓN | ACTUAL | PROPUESTA |
|-----------------------------------|------------------------|--------------------|
| CONDICIONES DEL POZO | CENTRILIFT A177 | REDA SN2600 |
| Presión Estática (psia) | 1.905,7 | 1.905,7 |
| Presion De Fondo (psia) | 917 | 917 |
| Presion De Cabeza (psia) | 200 | 200 |
| Temperatura De Yacimiento (°F) | 216 | 216 |
| ID Casing (inch) | 8,755 | 8,755 |
| PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS | | |
| Gravedad API | 39 | 39 |
| Corte De Agua (%) | 96,3 | 96,3 |
| Relación Gas-Aceite (SCF/STB) | 268,82 | 268,82 |
| CONDICIONES DE LA BOMBA | | |
| Profundidad De Asentamiento (ft) | 6.582 | 6.582 |
| Sumergencia (Ft) | 1.672,7 | 1.672,7 |
| Presion De Succión (psia) | 830 | 830 |
| Caudal De Operación (Bls/día) | 2.543 | 2.543 |
| Levantamiento Dinámico Total (ft) | 2.983 | 2.983 |
| Frecuencia De Operación (Hz) | 45 | 60 |
| INFORMACIÓN DE LA BOMBA | | |
| Potencia Requerida (HP) | 375,96 | 78,907 |
| Eficiencia (%) | 15,105 | 72,13 |
| Numero De Etapas | 205 | 61 |

ANEXO P. PARÁMETROS TÉCNICOS DE LOS POZOS DEL CAMPO ARGPAZ.

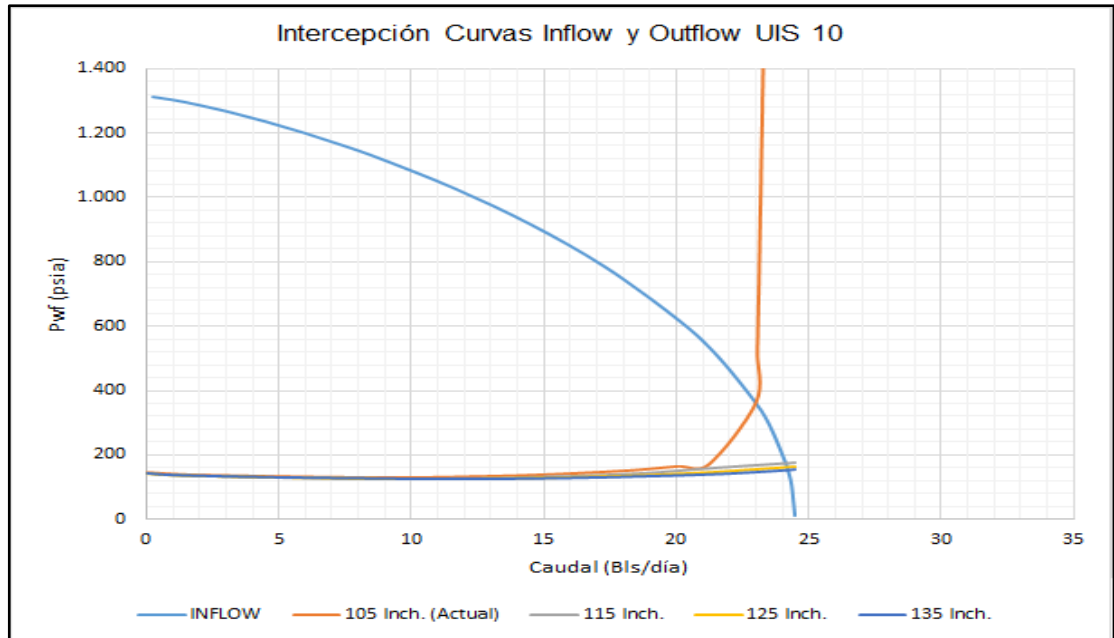
| POZO | UNIDAD | REF. BOMBA | OD TUBING (inch) | ID TUBING (inch) | ID PISTÓN (inch) | SPM | Llenado De La Bomba | Long. Recorrido (inch) | Max Long Recorrido (inch) |
|---------|----------------------------------|--------------------|---------------------|---------------------|---------------------|-----|------------------------|---------------------------|------------------------------|
| UIS-5 | M-640D-305-192 | 25-225-THC-20-3-2 | 2 7/8 | 2,441 | 2 1/4 | 3,5 | 0,83 | 127,5 | 192 |
| UIS-10 | C-456-256-144 | 25-150-RHBC-20-3-2 | 2 7/8 | 2,441 | 1 1/2 | 4,5 | 0,2 | 105 | 144 |
| UIS-14 | Rotaflex Model 900. Recorrido | 30-150-THAC-20-5-2 | 3 1/2 | 2,992 | 1 1/2 | 2,5 | 0,54 | 124,8 | 288 |
| UIS-52 | C-114D-173-64 | 25-125-RWBC-16-3 | 2 7/8 | 2,441 | 1 1/4 | 9 | 0,83 | 54 | 64 |
| UIS-109 | Rotaflex Model 1100 Recorrido | 25-225-THBC-25-2-2 | 2 7/8 | 2,441 | 2 1/4 | 2,8 | 0,98 | 306 | 306 |
| UIS-112 | Rotaflex Model 900. Recorrido | 30-200-RXBC-36-5 | 3 1/2 | 2,992 | 2 | 5,2 | 0,32 | 271,9 | 288 |
| UIS-36 | C-912-365-192 | 25-225-TH-20-5-2-2 | 2 7/8 | 2,441 | 2 1/4 | 4 | 0,98 | 140 | 192 |
| UIS-136 | Rotaflex Model 1100 Recorrido | 30-175-RHAC-34-5 | 3 1/2 | 2,992 | 1 3/4 | 2,3 | 0,83 | 210,7 | 306 |

ANEXO Q. REPORTE DEL SOFTWARE CAMBIO DE LONGITUD DE CARRERA PARA BOMBEO MECÁNICO.

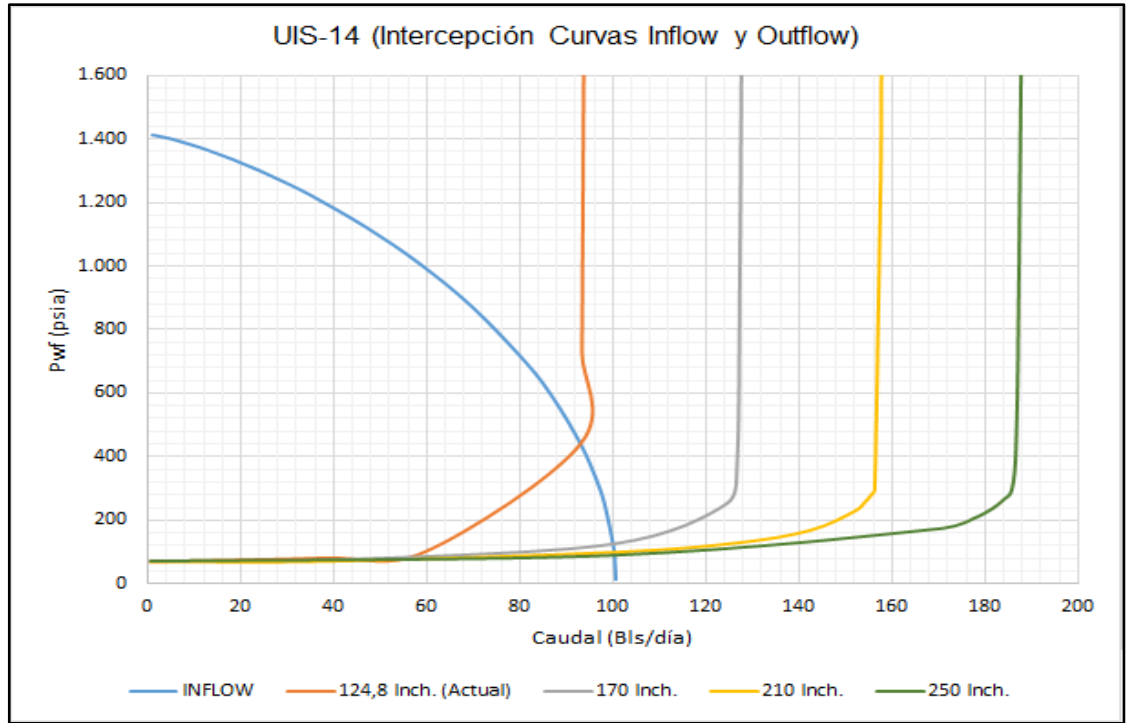
UIS-5 Puntos Operacionales (Cambio de longitud de carrera).



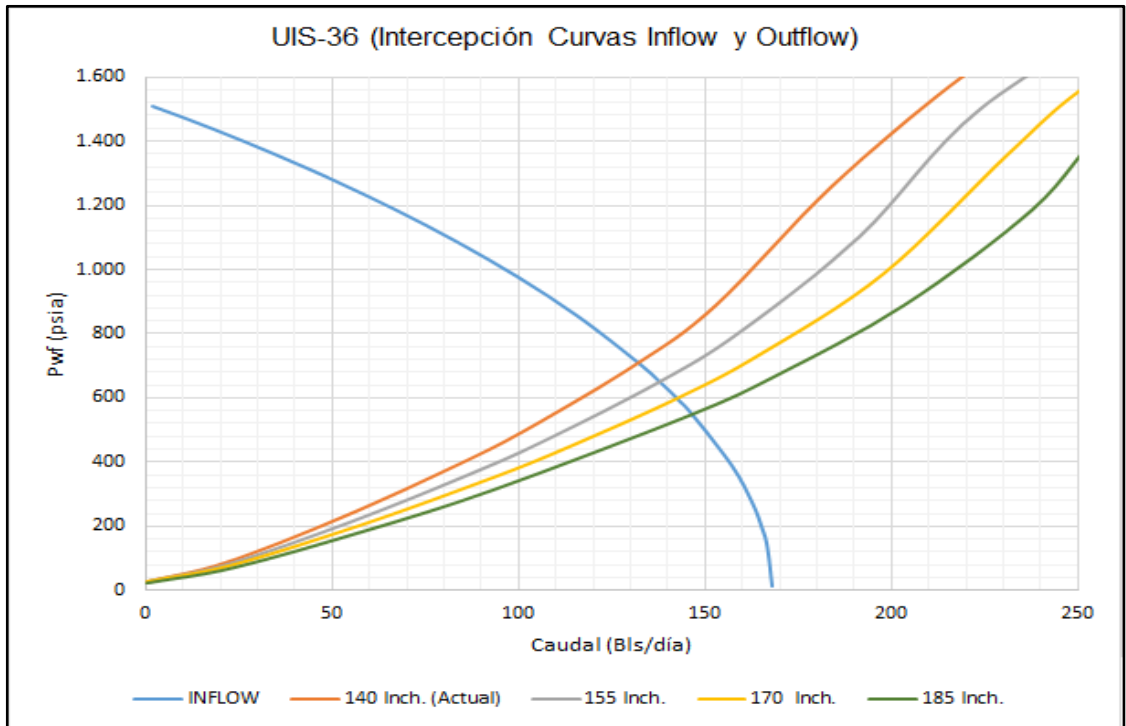
UIS-10 Puntos Operacionales (Cambio de longitud de carrera).



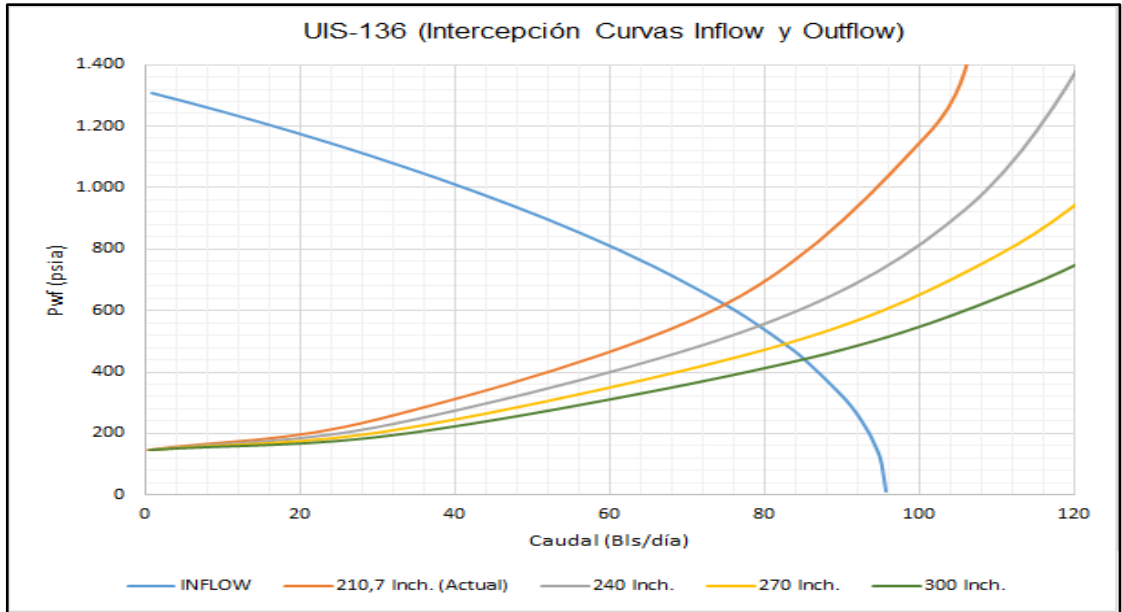
UIS-14 Puntos Operacionales (Cambio de longitud de carrera).



UIS-36 Puntos Operacionales (Cambio de longitud de carrera).

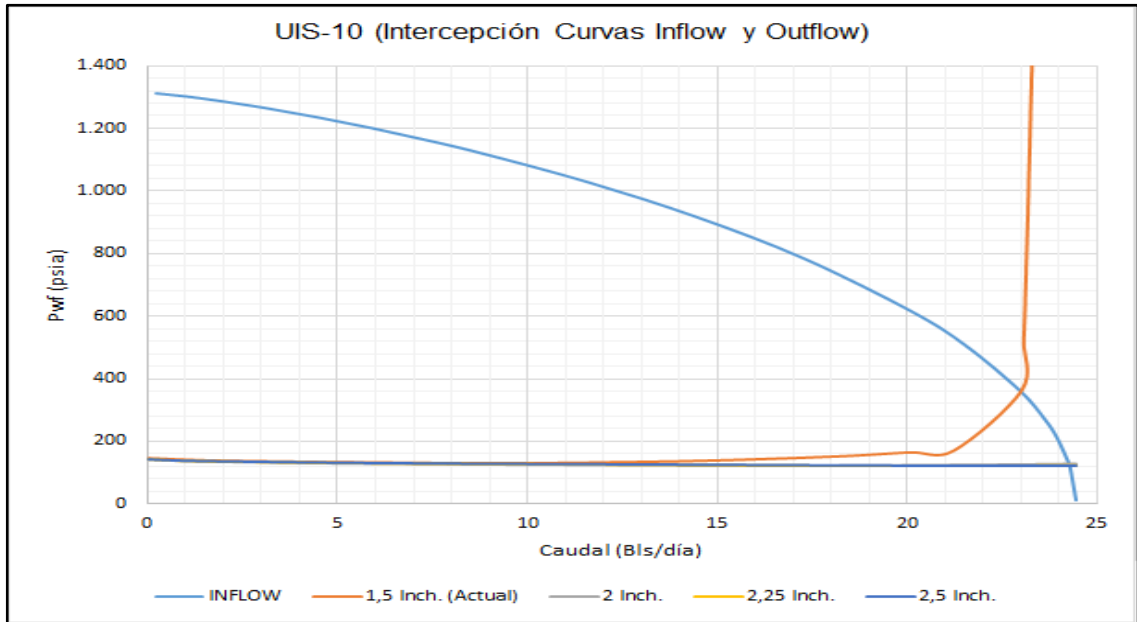


UIS-136 Puntos Operacionales (Cambio de longitud de carrera).

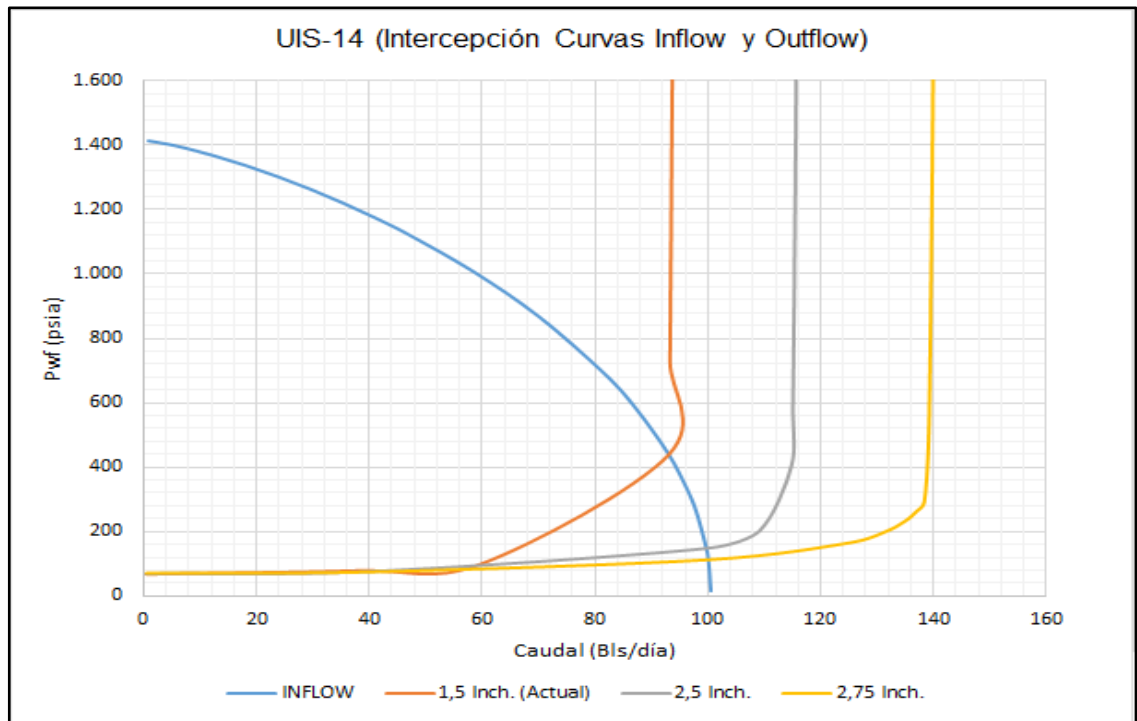


ANEXO R. REPORTE DEL SOFTWARE CAMBIO DEL DIÁMETRO DEL PISTÓN PARA BOMBEO MECÁNICO.

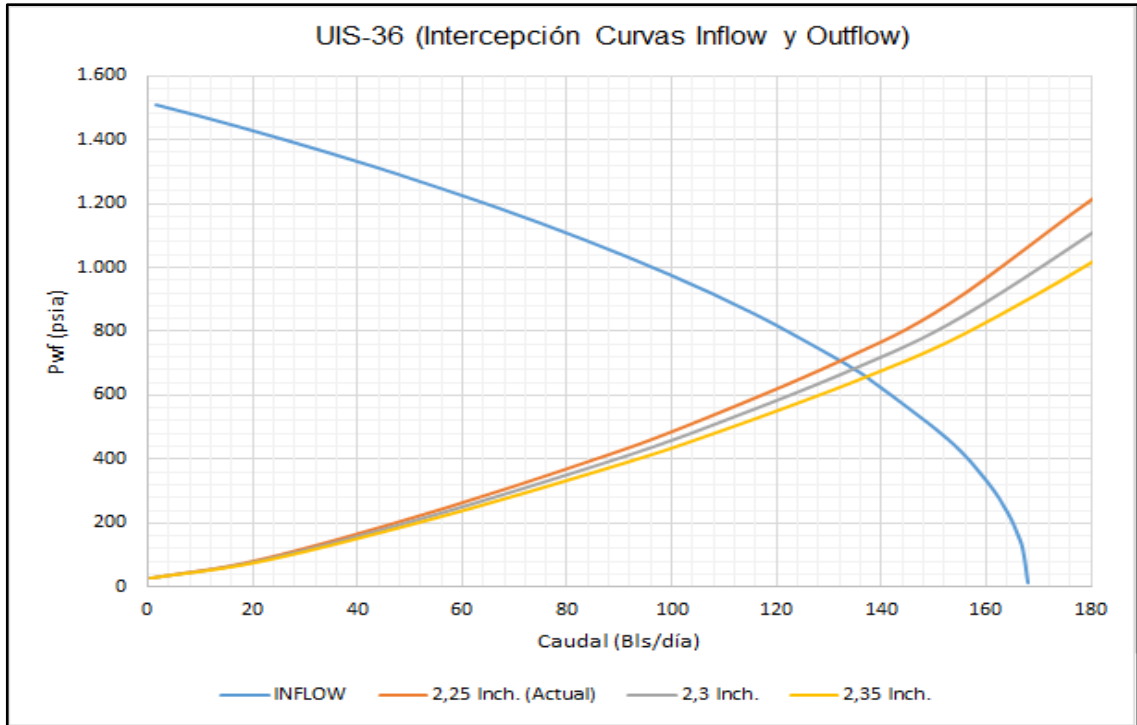
UIS-10 Puntos Operacionales (Cambio del Diámetro del Pistón).



UIS-14 Puntos Operacionales (Cambio del Diámetro del Pistón).



UIS-36 Puntos Operacionales (Cambio del Diámetro del Pistón).



UIS-136 Puntos Operacionales (Cambio del Diámetro del Pistón).

