

# **ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL**

## **FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS**

**ANÁLISIS TÉCNICO - ECONÓMICO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE  
LA PRODUCCIÓN CON BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN EL  
CAMPO AUCA.**

**ANÁLISIS TÉCNICO - ECONÓMICO PARA LA OPTIMIZACIÓN DE  
LA PRODUCCIÓN CON BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN EL  
CAMPO AUCA SUR.**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR PRESENTADO COMO  
REQUISITO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN  
PETRÓLEOS**

**JEAN PIERRE ALVARADO LEÓN**

**jean.alvarado@epn.edu.ec**

**DIRECTOR: MSc. VINICIO RENÉ MELO GORDILLO**

**vinicio.melo@epn.edu.ec**

**DMQ, febrero 2023**

## CERTIFICACIONES

Yo, Jean Pierre Alvarado León, declaro que el trabajo de integración curricular aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

*Jean Pierre Alvarado*

**JEAN PIERRE ALVARADO LEÓN**

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por Jean Pierre Alvarado León, bajo mi supervisión.



**MSc. VINICIO RENÉ MELO GORDILLO**

**DIRECTOR**

## **DECLARACIÓN DE AUTORÍA**

A través de la presente declaración, afirmo que el trabajo de integración curricular aquí descrito, así como los productos resultantes del mismo, son públicos y estarán a disposición de la comunidad a través del repositorio institucional de la Escuela Politécnica Nacional; sin embargo, la titularidad de los derechos patrimoniales corresponde al autor que ha contribuido en el desarrollo del presente trabajo; observando para el efecto las disposiciones establecidas por el órgano competente en propiedad intelectual, la normativa interna y demás normas

**Jean Pierre Alvarado León**

## DEDICATORIA

*A Anita, por permitirme conocer el amor incondicional.*

*A mis padres, Iveth y German, por su ayuda y soporte durante toda mi vida.*

*A mi hermana, por permitirme aprender que siempre que puedas ayudar lo hagas.*

*A Alexander, Kevin y Erika, por mostrarme que rendirse no es una opción.*

*A Johanna, por permitirme aprender que el amor es la respuesta a eso que desconocemos.*

## AGRADECIMIENTO

*Quiero empezar expresando mi profundo agradecimiento a mis abuelitos, en especial a Anita, quien siempre ha estado ahí para apoyarme y brindarme su amor puro e incondicional en todas las etapas de mi vida.*

*También quiero agradecer a mis padres German e Iveth por su constante apoyo y por creer en mí desde el primer día. A mi hermana Michelle por ser mi confidente y compañera de aventuras.*

*Quiero agradecer a mis primos Alexander, Kevin y Erika por ser parte de mi vida y por hacerla más alegre siempre.*

*A todos los docentes de la facultad, y a todos aquellos que sin ser profesores te enseñan y te permiten conocer un poco más de la vida*

*No puedo olvidar el agradecer a mi grupo de amigos los MZM por sus risas, apoyo y por ser una familia lejos de casa. De igual manera a mis amigos que fui adquiriendo durante el tiempo en la Escuela Politécnica Nacional en especial a Luchito, por ser una fuente constante de motivación, apoyo y sana diversión.*

*Por último, y no menos importante quiero agradecer a Johanna por su apoyo y cariño durante esta última etapa de mi vida universitaria.*

**Jean**

# ÍNDICE DE CONTENIDO

CERTIFICACIONES .....	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA .....	II
DEDICATORIA .....	III
AGRADECIMIENTO .....	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO .....	V
ÍNDICE DE FIGURAS.....	VII
ÍNDICE DE TABLAS .....	IX
SIMBOLOGÍA .....	XII
RESUMEN.....	XIV
ABSTRACT .....	XV
1. DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE DESARROLLADO.....	1
1.1 Objetivo general .....	1
1.2 Objetivos específicos.....	1
1.3 Alcance.....	1
2. Marco teórico.....	3
2.1 Descripción del campo Auca Sur.....	3
2.1.1 Campo Auca.....	3
2.1.2 Campo Auca Sur .....	4
2.1.3 Estructura.....	4
2.1.4 Estratigrafía .....	5
2.1.5 Descripción de las Características y Propiedades de la Roca y Fluido .....	7
2.1.6 Reservas .....	8
2.1.7 Historial de Presiones.....	9
2.1.8 Mecanismos de Producción.....	10
2.1.9 Estado Actual del campo y de los Pozos .....	10
2.2 Sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible .....	10
2.2.1 Descripción General del Sistema.....	10
2.2.2 Parámetros del Sistema: .....	10
2.2.3 Ventajas Y Desventajas del Sistema BES .....	11
2.2.4 Componentes del sistema .....	11
2.2.5 Curva de Rendimiento de la Bomba .....	13
2.2.6 Heat vs Rate, Zonas de Operación.....	15
2.3 Análisis nodal .....	16

2.4	Índice de productividad.....	19
2.4.1	Índice de productividad.....	19
2.4.2	Índice de productividad mediante la correlación de Vogel.....	21
2.4.3	Índice de productividad compuesta.....	22
2.5	Cambio de frecuencia.....	24
2.6	Skin o daño de formación.....	25
2.7	Análisis económico.....	26
3.	METODOLOGÍA.....	28
3.1	Recopilación de la bibliografía.....	28
3.2	Tipo de estudio.....	28
3.3	Muestreo.....	28
3.4	Procesamiento y Análisis.....	29
3.4.1	Procedimiento del uso de PIPESIM.....	29
3.4.2	Procedimiento del análisis económico.....	50
4.	RESULTADOS.....	60
4.1	Resultados Pozo Auca Sur 28 (ACSD-028).....	60
4.1.1	Alternativa 1 (Cambio de frecuencia).....	60
4.2	Resultados Pozo Auca Sur 27 (ACSD-027).....	67
4.2.1	Alternativa 1 (Cambio de frecuencia y reducción del daño).....	67
4.2.2	Alternativa 2 (Cambio de bomba).....	76
4.3	Resultados Pozo Auca Sur 24 (ACSD-024).....	84
4.3.1	Alternativa 1(Cambio de frecuencia).....	84
4.3.2	Alternativa 2 (Rediseño de bomba-Agregar etapas).....	91
4.4	Resultados Pozo Auca Sur 16 (ACSD-016).....	99
4.4.1	Alternativa 1(Cambio de frecuencia).....	99
4.5	Resumen de los resultados.....	106
5.	CONCLUSIONES.....	111
6.	RECOMENDACIONES.....	113
7.	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	114
8.	ANEXOS.....	116
	ANEXO I.....	117
	ANEXO II.....	121
	ANEXO III.....	125
	ANEXO IV.....	129

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 2.1</b> Ubicación geográfica del campo Auca Sur.....	<b>3</b>
<b>Figura 2.2</b> Sección Sísmica del campo Auca Sur.....	<b>5</b>
<b>Figura 2.3</b> Formaciones y miembros del corredor Sacha-Shushufindi.....	<b>7</b>
<b>Figura 2.4</b> Componentes de un sistema BES tradicional.....	<b>13</b>
<b>Figura 2.5</b> Curva de desempeño de la bomba D1050N de REDA.....	<b>15</b>
<b>Figura 2.6</b> BES operando a 60Hz con respecto a otras frecuencias.....	<b>16</b>
<b>Figura 2.7</b> Sistema de producción para un sistema BES, Nodos. ....	<b>17</b>
<b>Figura 2.8</b> Curva IP.....	<b>21</b>
<b>Figura 2.9</b> Curva IP por el método de Vogel.....	<b>21</b>
<b>Figura 2.10</b> IP para distintos cortes de agua, IP compuesta.....	<b>23</b>
<b>Figura 3.1</b> Interfaz inicial PIPESIM.....	<b>30</b>
<b>Figura 3.2</b> Selección del modo de análisis.....	<b>30</b>
<b>Figura 3.3</b> Ingreso de datos generales del pozo.....	<b>31</b>
<b>Figura 3.4</b> Ingreso del método de cálculo para la trayectoria del pozo.....	<b>32</b>
<b>Figura 3.5</b> Trayectoria del pozo.....	<b>32</b>
<b>Figura 3.6</b> Sección de ingreso de tuberías de revestimiento y producción.....	<b>33</b>
<b>Figura 3.7</b> Ingreso al catálogo de tuberías.....	<b>34</b>
<b>Figura 3.8</b> Catálogo de tuberías.....	<b>35</b>
<b>Figura 3.9</b> Ingreso de quipos de fondo.....	<b>36</b>
<b>Figura 3.10</b> Ingreso de información para transferencia de calor.....	<b>37</b>
<b>Figura 3.11</b> Gráfico del gradiente de temperatura.....	<b>37</b>
<b>Figura 3.12</b> Selección del tipo de levantamiento artificial.....	<b>38</b>
<b>Figura 3.13</b> Selección de la BES del catálogo disponible.....	<b>39</b>
<b>Figura 3.14</b> Curva de rendimiento de la bomba seleccionada.....	<b>39</b>
<b>Figura 3.15</b> Curva de frecuencia variable de la BES.....	<b>40</b>
<b>Figura 3.16</b> Sección de “Completions”.....	<b>41</b>
<b>Figura 3.17</b> Sección para ingresar datos sobre el reservorio.....	<b>42</b>
<b>Figura 3.18</b> Ingreso de información sobre el Skin.....	<b>42</b>
<b>Figura 3.19</b> Ingreso de información sobre propiedades del fluido.....	<b>43</b>
<b>Figura 3.20</b> Ingreso de información sobre la viscosidad del fluido.....	<b>44</b>
<b>Figura 3.21</b> Ingreso de información sobre el factor volumétrico.....	<b>44</b>
<b>Figura 3.22</b> Diagrama con información ingresada.....	<b>45</b>
<b>Figura 3.23</b> Validación por parte de PIPESIM.....	<b>46</b>
<b>Figura 3.24</b> Análisis nodal, punto operativo.....	<b>47</b>

<b>Figura 3.25</b>	Interfaz para selección del tipo de sensibilidad a aplicarse.....	<b>48</b>
<b>Figura 3.26</b>	Ejemplo sensibilidad a la frecuencia de operación de la BES.....	<b>49</b>
<b>Figura 3.27</b>	Gráfica y puntos operativos, sensibilidad de la frecuencia para el ejemplo ..	<b>49</b>
<b>Figura 4.1</b>	Punto Operativo ACSD-028 .....	<b>61</b>
<b>Figura 4.2</b>	Sensibilidad Frecuencia ACSD-028 .....	<b>62</b>
<b>Figura 4.3</b>	Interfaz Software PIPESIM Punto Operativo .....	<b>68</b>
<b>Figura 4.4</b>	Sensibilidad Frecuencia .....	<b>69</b>
<b>Figura 4.5</b>	Sensibilidad Daño .....	<b>70</b>
<b>Figura 4.6</b>	Sensibilidad Daño y Frecuencia .....	<b>70</b>
<b>Figura 4.7</b>	Curva de desempeño Bomba D1150N.....	<b>77</b>
<b>Figura 4.8</b>	Punto Operativo cambio de bomba (ACSD-027) .....	<b>77</b>
<b>Figura 4.9</b>	Sensibilidad Frecuencia .....	<b>78</b>
<b>Figura 4.10</b>	Punto Operativo .....	<b>85</b>
<b>Figura 4.11</b>	Sensibilidad Frecuencia .....	<b>86</b>
<b>Figura 4.12</b>	Etapas Máximas para la bomba DN1750 .....	<b>92</b>
<b>Figura 4.13</b>	Sensibilidad Etapas.....	<b>93</b>
<b>Figura 4.14</b>	Punto Operativo .....	<b>100</b>
<b>Figura 4.15</b>	Sensibilidad Frecuencia .....	<b>101</b>
<b>Figura 4.16</b>	Producción Escenario Optimista .....	<b>108</b>
<b>Figura 4.17</b>	Producción Escenario Pesimista .....	<b>109</b>
<b>Figura 4.18</b>	Ganancias Escenario Optimista .....	<b>109</b>
<b>Figura 4.19</b>	Ganancias Escenario Pesimista.....	<b>110</b>

## ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla 2.1</b> Coordenadas de ubicación del campo Auca Sur .....	<b>4</b>
<b>Tabla 2.2</b> Propiedades de roca y fluido en las arenas productoras del Auca Sur.....	<b>7</b>
<b>Tabla 2.3</b> Reservas del Campo Auca Sur.....	<b>9</b>
<b>Tabla 2.4</b> Historial de Presiones de Campo Auca Sur .....	<b>9</b>
<b>Tabla 3.1</b> Pozos e Identificación.....	<b>29</b>
<b>Tabla 3.2</b> Precio Neto de Venta del Barril de Petróleo.....	<b>50</b>
<b>Tabla 3.3</b> Sensibilidad Skin .....	<b>51</b>
<b>Tabla 3.4</b> Declinación Exponencial (Bajo el Escenario Optimista) .....	<b>51</b>
<b>Tabla 3.5</b> Declinación Exponencial (Bajo el Escenario Pesimista).....	<b>52</b>
<b>Tabla 3.6</b> Costos estimados para tratamiento químico (Reducción daño) .....	<b>54</b>
<b>Tabla 3.7</b> Costos estimados para redimensionamiento de bomba.....	<b>55</b>
<b>Tabla 3.8</b> Flujo de Fondos Optimista .....	<b>56</b>
<b>Tabla 3.9</b> Flujo de Fondos Pesimista.....	<b>57</b>
<b>Tabla 3.10</b> Indicadores financieros escenario optimista.....	<b>58</b>
<b>Tabla 3.11</b> Indicadores financieros escenario pesimista.....	<b>58</b>
<b>Tabla 4.1</b> Condiciones actuales ACSD-028.....	<b>60</b>
<b>Tabla 4.2</b> Punto Operativo Simulado ACSD-028 .....	<b>61</b>
<b>Tabla 4.3</b> Sensibilidad frecuencias ACSD-028 .....	<b>62</b>
<b>Tabla 4.4</b> Incrementales por optimización ACSD-028.....	<b>63</b>
<b>Tabla 4.5</b> Declinación Exponencial (Escenario Optimista) ACSD-028 .....	<b>63</b>
<b>Tabla 4.6</b> Flujo de Fondos Escenario Optimista ACSD-028.....	<b>64</b>
<b>Tabla 4.7</b> Indicador financiero optimista ACSD-028 .....	<b>65</b>
<b>Tabla 4.8</b> Declinación Exponencial (Escenario Pesimista) ACSD-028.....	<b>65</b>
<b>Tabla 4.9</b> Flujo de Fondos Escenario Pesimista ACSD-028 .....	<b>66</b>
<b>Tabla 4.10</b> Indicador Financiero pesimista ACSD-028.....	<b>67</b>
<b>Tabla 4.11</b> Condiciones actuales ACSD-027 .....	<b>68</b>
<b>Tabla 4.12</b> Punto Operativo Simulado ACSD-027 Alternativa 1.....	<b>68</b>
<b>Tabla 4.13</b> Sensibilidad frecuencias y Skin ACSD-027.....	<b>71</b>
<b>Tabla 4.14</b> Incrementales por optimización ACSD-027 Alternativa 1 .....	<b>72</b>
<b>Tabla 4.15</b> Declinación Exponencial (Optimista) ACSD-027 Alternativa 1 .....	<b>72</b>
<b>Tabla 4.16</b> Flujo de Fondos Escenario Optimista ACSD-027 Alternativa 1 .....	<b>73</b>
<b>Tabla 4.17</b> Indicador financiero optimista ACSD-027 Alternativa 1 .....	<b>74</b>
<b>Tabla 4.18</b> Declinación Exponencial (Pesimista) ACSD-027 Alternativa 1 .....	<b>74</b>
<b>Tabla 4.19</b> Flujo de Fondos Escenario Pesimista ACSD-027 Alternativa 1.....	<b>75</b>

<b>Tabla 4.20</b>	Indicador Financiero pesimista ACSD-027 Alternativa 1 .....	<b>76</b>
<b>Tabla 4.21</b>	Punto Operativo Simulado ACSD-027 Alternativa 2.....	<b>78</b>
<b>Tabla 4.22</b>	Sensibilidad frecuencias ACSD-027 .....	<b>79</b>
<b>Tabla 4.23</b>	Incrementales por optimización ACSD-027 Alternativa 2.....	<b>79</b>
<b>Tabla 4.24</b>	Declinación Exponencial (Optimista) ACSD-027 Alternativa 2 .....	<b>80</b>
<b>Tabla 4.25</b>	Flujo de Fondos Escenario Optimista ACSD-027 Alternativa 2 .....	<b>80</b>
<b>Tabla 4.26</b>	Indicador financiero optimista ACSD-027 Alternativa 2.....	<b>81</b>
<b>Tabla 4.27</b>	Declinación Exponencial (Pesimista) ACSD-027 Alternativa 2.....	<b>82</b>
<b>Tabla 4.28</b>	Flujo de Fondos Escenario Pesimista ACSD-028 Alternativa 2.....	<b>83</b>
<b>Tabla 4.29</b>	Indicador Financiero pesimista ACSD-027 Alternativa 2 .....	<b>84</b>
<b>Tabla 4.30</b>	Condiciones actuales ACSD-024.....	<b>84</b>
<b>Tabla 4.31</b>	Punto Operativo Simulado ACSD-024 Alternativa 1.....	<b>85</b>
<b>Tabla 4.32</b>	Sensibilidad frecuencias ACSD-024 .....	<b>86</b>
<b>Tabla 4.33</b>	Incrementales por optimización ACSD-024 Alternativa 1 .....	<b>87</b>
<b>Tabla 4.34</b>	Declinación Exponencial (Optimista) ACSD-024 Alternativa 1 .....	<b>87</b>
<b>Tabla 4.35</b>	Flujo de Fondos Escenario Optimista ACSD-024 Alternativa 1 .....	<b>88</b>
<b>Tabla 4.36</b>	Indicador financiero optimista ACSD-024 Alternativa 1 .....	<b>89</b>
<b>Tabla 4.37</b>	Declinación Exponencial (Pesimista) ACSD-024 Alternativa 1 .....	<b>90</b>
<b>Tabla 4.38</b>	Flujo de Fondos Escenario Pesimista ACSD-024 Alternativa 1.....	<b>90</b>
<b>Tabla 4.39</b>	Indicador Financiero pesimista ACSD-024 Alternativa 1 .....	<b>91</b>
<b>Tabla 4.40</b>	Sensibilidad etapas ACSD-024.....	<b>93</b>
<b>Tabla 4.41</b>	Incrementales por optimización ACSD-024 Alternativa 2.....	<b>94</b>
<b>Tabla 4.42</b>	Declinación Exponencial (Optimista) ACSD-024 Alternativa 2 .....	<b>94</b>
<b>Tabla 4.43</b>	Flujo de Fondos Escenario Optimista ACSD-024 Alternativa 2 .....	<b>95</b>
<b>Tabla 4.44</b>	Indicador financiero optimista ACSD-024 Alternativa 2.....	<b>96</b>
<b>Tabla 4.45</b>	Declinación Exponencial (Pesimista) ACSD-024 Alternativa 2.....	<b>96</b>
<b>Tabla 4.46</b>	Flujo de Fondos Escenario Pesimista ACSD-024 Alternativa 2.....	<b>97</b>
<b>Tabla 4.47</b>	Indicador Financiero pesimista ACSD-024 Alternativa 2.....	<b>98</b>
<b>Tabla 4.48</b>	Condiciones actuales ACSD-016.....	<b>99</b>
<b>Tabla 4.49</b>	Punto Operativo Simulado ACSD-016 .....	<b>100</b>
<b>Tabla 4.50</b>	Sensibilidad frecuencias ACSD-016 .....	<b>101</b>
<b>Tabla 4.51</b>	Incrementales por optimización ACSD-016 Alternativa 1 .....	<b>102</b>
<b>Tabla 4.52</b>	Declinación Exponencial (Escenario Optimista) ACSD-016 .....	<b>102</b>
<b>Tabla 4.53</b>	Flujo de Fondos Escenario Optimista ACSD-016.....	<b>103</b>
<b>Tabla 4.54</b>	Indicador financiero optimista ACSD-016.....	<b>104</b>
<b>Tabla 4.55</b>	Declinación Exponencial (Escenario Pesimista) ACSD-016.....	<b>104</b>

<b>Tabla 4.56</b> Flujo de Fondos Escenario Pesimista ACSD-024 .....	<b>105</b>
<b>Tabla 4.57</b> Indicador Financiero pesimista ACSD-016.....	<b>106</b>
<b>Tabla 4.58</b> Incremental por pozo dados los escenarios.....	<b>107</b>
<b>Tabla 4.59</b> Ganancias en un año para cada pozo dados los escenarios .....	<b>107</b>
<b>Tabla 4.60</b> Ganancias netas e incrementales de producción dados los escenarios.....	<b>108</b>

## SIMBOLOGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
AOF, $q_{\max}$	Flujo abierto absoluto, bl/d	$L^3t^{-1}$
API	American Petroleum Institute	
$b_a$	Ritmo de declinación continuo anual	
BAPD	Barriles de agua por día, bl/d	$L^3t^{-1}$
BES	Bombeo Electrosumergible	
bF	Barril Fiscal, bl	$L^3$
BFPD	Barriles de fluido por día, bl/d	$L^3t^{-1}$
bl	Barriles	$L^3$
$b_m$	Ritmo de declinación continuo mensual	
$B_o$	Factor Volumétrico del Petróleo, bl/bF	
$B_{oi}$	Factor Volumétrico inicial del Petróleo	
BPPD	Barriles de petróleo por día, bl/d	$L^3t^{-1}$
BSW	Sedimentos básicos y agua, %	
cp	Centipoise	M/Lt
D	Tasa de declinación, %	
$d_a$	Ritmo de declinación anual	
$d_m$	Ritmo de declinación mensual	
f	Porosidad, %	
FCN <sub>k</sub>	Flujo de caja neto en el periodo k	
$f_o$	Fracción de petróleo producido, e	
FR	Frecuencia, Hz	
$f_w$	Corte de agua cut, e	
$g_g$	Gravedad específica del gas	
GOR	Relación Gas – Petróleo, PCS/bl	
h	Levantamiento por etapa, pies/etapa	
$h_o$	Espesor neto, pies	L
Hz	Hertz	
i	Tasa de descuento o actualización	
k	Permeabilidad, mD	
$k_s$	Permeabilidad, mD	
m	Viscosidad del líquido, cP	
MD	Profundidad medida, pies	L
mD	Mili Darcy	
mo	Viscosidad del petróleo, cp	M/Lt
N	Número de etapas	
$\nabla_\phi$	Gradiente del fluido, psi/pies	M/L <sup>2</sup> t <sup>2</sup>
$P_b$	Presión de Burbuja, psi	M/Lt <sup>2</sup>
PCS	Pie cubico estandar	$L^3$
pg	Pulgada	L
$P_h$	Diferencial de presión desarrollado por la bomba, psi	M/Lt <sup>2</sup>
PI=IP	Índice de productividad	L <sup>4</sup> /M

PIP	Presión de Intake de la bomba, psi	
POES	Petróleo original en sitio, bl	L <sup>3</sup>
ppm	Partes por millón	
P <sub>r</sub>	Presión de reservorio, psi	M/Lt <sup>2</sup>
PRI	Periodo de recuperación de la inversión, t	t
psi	Libras fuerza por pulgada cuadrada	M/Lt <sup>2</sup>
p <sub>wf</sub>	Presión de fondo fluyente, psi	M/Lt <sup>2</sup>
q <sub>i</sub>	Tasa de producción de líquido, bl/d	L <sup>3</sup> /t
q <sub>o</sub>	Tasa de petróleo producido, bl/d	L <sup>3</sup> /t
RCB	Relación Costo – Beneficio	
r <sub>e</sub>	Radio de drenaje del pozo, pies	
r <sub>s</sub>	Radio de la zona dañada, mD	
r <sub>w</sub>	Radio del pozo, pies	
S	Factor de daño	
SBHP=p <sub>ws</sub>	Presión de fondo estática, psi	M/Lt <sup>2</sup>
S <sub>w</sub>	Saturación de agua, %	
T	Temperatura, °F	T
t	Tiempo de producción	t
TDM	Tasa de declinación mensual, %	
TIR	Tasa Interna de Retorno, %	
TVD	Profundidad vertical total, pies	L
T <sub>R</sub>	Temperatura de yacimiento, °F	T
USD	Dólares americanos, \$	
VAN	Valor Actual Neto, \$	

## RESUMEN

El Activo Auca está compuesto por los campos, Auca, Auca Sur, Tortuga, Chonta Este, Anaconda, Cononaco, Rumiyacu, Chonta Sur, Culebra, Yuca, Pitalala y Yulebra. En el campo Auca Sur, objeto del presente estudio, se encuentran produciendo 21 pozos de las arenas Napo U y T, y de Hollín. Casi en su totalidad de pozos productores, el sistema de levantamiento empleado es el Bombeo electrosumergible.

Este trabajo propone soluciones para aumentar la producción del campo Auca Sur mediante un análisis nodal. Antes de realizar el análisis, se realiza una selección inicial, en la que se eligen pozos que se encuentran produciendo bajo el sistema de levantamiento artificial de bombeo electrosumergible. Del mismo modo fue importante que los pozos seleccionados tengan la información actualizada, y que la misma sea suficiente para el análisis posterior.

Para la simulación se utilizó el software PIPESIM, para lo cual se recopiló información actualizada como: análisis PVT, Build Up, propiedades petrofísicas, análisis de núcleos, historial de producción, "Surveys" de pozos direccionales, datos de líneas de flujo y diagramas mecánicos, con lo cual se simularon las condiciones actuales, con la simulación de las condiciones se pudo realizar un análisis de sensibilidad a las propiedades del sistema de producción.

Con el análisis de la simulación y sensibilidad realizada a los pozos elegidos del campo Auca Sur se evaluaron los pozos que son técnica y económicamente factibles para realizar las propuestas de optimización que incluyen: cambios de bomba y/o subir la frecuencia de las bombas, redimensionamiento, etc.

Al concluir con el estudio técnico se obtuvo un incremento estimado de 1141.57 bl/d de los 4 pozos seleccionados, este incremento es un valor representativo en términos técnicos y económicos con respecto a la actual condición del campo en cuestión.

**PALABRAS CLAVE:** Auca Sur, Bombeo Electrosumergible, Optimización, Análisis Nodal.

## ABSTRACT

The Auca Asset is made up of the Auca, Auca Sur, Tortuga, Chonta Este, Anaconda, Cononaco, Rumiyaçu, Chonta Sur, Culebra, Yuca, Pitalala and Yulebra fields. In the Auca Sur field, the object of this study, 21 wells are producing from the Napo U and T, and from Hollin sandstone. Almost all of the producing wells, the lifting system used is the electric submersible pumping.

This work proposes solutions to increase the production of the Auca Sur field through a nodal analysis. Before carrying out the analysis, an initial selection is made, in which wells that are producing under the electric submersible pump system are chosen. In the same way, it was important that the selected wells have updated information for subsequent analysis.

For the simulation, the PIPESIM software was used, for which updated information was collected such as: PVT analysis, Build Up, petrophysical properties, core analysis, production history, surveys of directional wells, flow line data and mechanical diagrams. With which the current conditions were simulated, with the simulation of the conditions it was possible to carry out a sensitivity analysis to the properties of the production system.

With the simulation and sensitivity analysis carried out on the chosen wells of the Auca Sur field, the wells that are technically and economically feasible were evaluated to carry out the optimization proposals that include: pump changes and/or increasing the frequency, resizing, etc.

At the end of the technical study, an estimated increase of 1141.57 bl/d was obtained from the 4 selected wells, this increase is a representative value in technical and economic terms with respect to the actual condition of the field.

**KEYWORDS:** Auca Sur, Electric submersible Pumping, Optimization, Nodal Analysis.

# **1. DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE DESARROLLADO**

## **1.1 Objetivo general**

Realizar un análisis Técnico – Económico para la optimización de la producción de petróleo de pozos del campo Auca Sur mediante la producción total del fluido realizando un análisis integral del Levantamiento Artificial por Bombeo electrosumergible

## **1.2 Objetivos específicos**

1. Seleccionar pozos del campo Auca Sur de acuerdo con un análisis integral del sistema de levantamiento artificial, y de las propiedades de roca y fluido, para la estimación de producción del fluido total.
2. Analizar y verificar los diseños del bombeo electrosumergible actual en los pozos disponibles del campo Auca Sur.
3. Realizar un análisis nodal para estimar la producción del fluido total.
4. Elaborar un análisis Técnico-Económico para la selección del modelo que mejor se ajuste a la optimización de la producción.

## **1.3 Alcance**

Como se ha mencionado en los objetivos, el primer paso a seguir para el desarrollo del trabajo de integración curricular TIC es la selección de los 4 pozos candidatos correspondientes al Campo Auca Sur, los mismos que deben estar implementados con un sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible BES, la información referente a cada uno de los pozos se la obtendrá, mediante solicitud hacia la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables. ARCERNNR.

Posterior a la obtención de los datos, es necesario que se realice un análisis de las condiciones actuales, tanto del campo Auca Sur, como de cada uno de los pozos seleccionados, es decir, se planteara las condiciones operativas actuales de los pozos y la producción que se está obteniendo bajo las condiciones operativas que cada pozo posee hasta el momento.

Una vez, recopilada la información de los pozos, y del mismo modo realizado el análisis de las condiciones actuales tanto operativas como de producción de los pozos seleccionados, entonces se puede, continuar con un análisis nodal, para lo cual debemos primero verificar que la recopilación de los datos obtenida sea la adecuada, es decir no es factible tener un gran volumen de datos, si estos no me van a ser de utilidad para el análisis a realizar, para

el caso de estudio en concreto los datos que serán útiles para el fin propuesto son datos generales de cada uno de los pozos, registros eléctricos, historiales de producción, completaciones, historiales de reacondicionamiento, surveys, propiedades de roca y fluido.

De este modo y recordando que el análisis nodal es una herramienta para predecir el comportamiento actual y futuro de un pozo y que a su vez permitirá analizar, diseñar y evaluar los pozos que cuentan con el sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible. De esta manera los resultados obtenidos van a permitir la definición de la capacidad de producción, y de igual manera, se podrá constatar como los cambios en cualquier parámetro afectaran el comportamiento de las curvas de afluencia obtenidas mediante los análisis nodales a realizarse. (Robles. 2012).

Para la selección del tipo de curva IPR a emplearse se lo realizara en base a las condiciones conocidas para la selección, sean estas  $P_{fw}$  bajo o sobre el punto de burbuja, tipo de pozo, direccional, vertical, u horizontal, etc

En resumen, el procedimiento que se seguirá para el análisis nodal será:

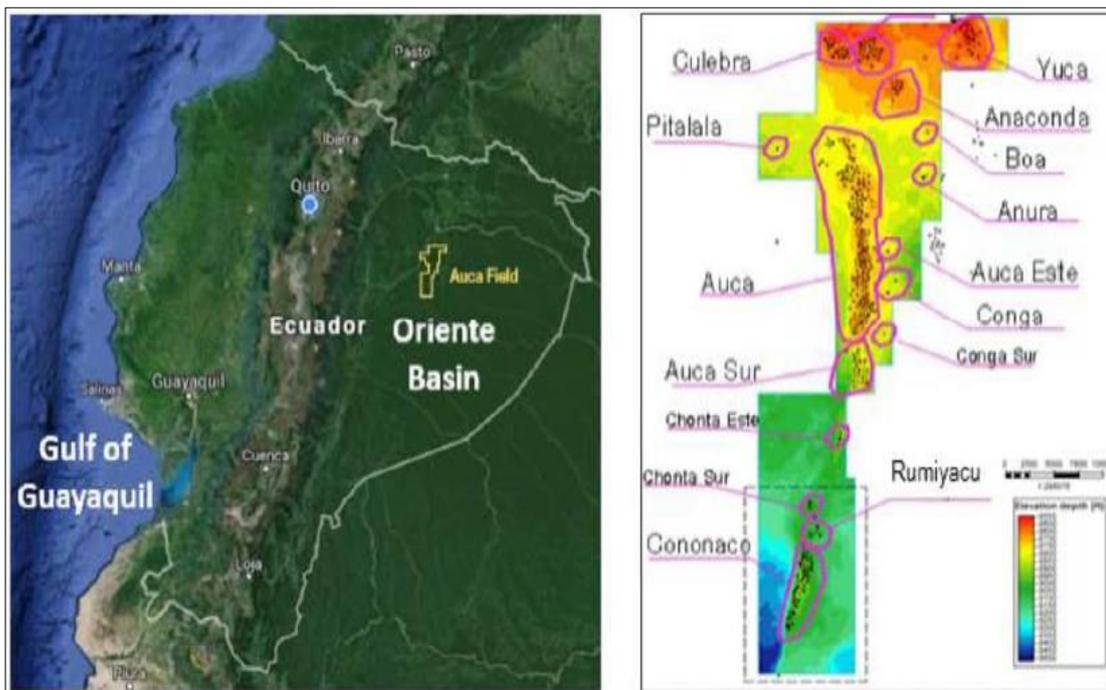
- 1) Construcción de Curvas IPR
- 2) Se variarán caudales para calcular las presiones de fondo fluyente, en la profundidad de las perforaciones.
- 3) Con dichas presiones, calcularemos el nivel dinámico del fluido.
- 4) Calculamos la presión de succión de la bomba BES.
- 5) Se calcularán diferentes presiones de fondo en la descarga de la BES, en base a la variación de los caudales del paso 2.
- 6) Se obtendrá la presión del sistema, con la diferencia de la presión de descarga y la presión de succión.
- 7) Los datos que se obtendrán en pasos anteriores me servirán para el análisis nodal y para la obtención de las curvas IPR e Intake: que representan el análisis del yacimiento.
- 8) Finalmente se obtendrá la curva de presión de succión y descarga vs caudal, en donde para el análisis nodal representaran las condiciones de operación de la BES. (Robles. 2012).

## 2. MARCO TEÓRICO

### 2.1 Descripción del campo Auca Sur

#### 2.1.1 Campo Auca

Ubicado en la Amazonia ecuatoriana, El campo Auca, empezó con su producción en el año de 1970, dicho campo alcanzando una producción pico de 75,000 BOPD en marzo de 2015. Sin embargo, en los meses de noviembre y diciembre del año 2015, la producción disminuyó hasta los 65,000 BOPD, esto ocurrió debido al incremento de producción de agua, del mismo modo la pérdida de presión de reservorios de los cuales se produce en el campo y adicionalmente debido al progresivo Daño de formación. Es así que, en enero de 2016, la entonces empresa pública Petroamazonas EP (PAM) ahora, Petroecuador EP y Schlumberger (SLB) iniciaron el proyecto Shaya con el objetivo de aumentar la producción y las reservas a través de la perforación de relleno (“Infill Drilling”), la recuperación secundaria y los trabajos de intervención en pozos. Las Arenas productoras del campo Auca son: Formación Hollín y las areniscas de Napo U y T, donde las dos últimas normalmente sufren de depletación de la presión debido al soporte débil del acuífero, mientras que la formación Hollín mantiene la presión del yacimiento debido a un acuífero fuerte que actúa desde el fondo. (Fun-Sang, et al,2018)



**Figura 2.1** Ubicación geográfica del campo Auca Sur

**Fuente:** (Fun-Sang, et al., 2018)

### 2.1.2 Campo Auca Sur

Por su parte, la estructura Sur del campo Auca, ubicada en la parte central de la Cuenca Oriente, parte de la provincia de Orellana, Cantón Francisco de Orellana, en la Parroquia de Dayuma, y que a su vez pertenece al Corredor Sacha Shushufindi, fue descubierta mediante investigaciones sísmicas, sin embargo para confirmar la información obtenida por la sísmica se perforó en el año de 1980, el primer pozo denominado Auca Sur 1 o ACSA-001, el mismo que alcanza una profundidad de 10820 pies, su producción inicial fue de 563 bl/d.

Las coordenadas exactas de la ubicación del campo Auca Sur se detallan en la Tabla 2.1

**Tabla 2.1** Coordenadas de ubicación del campo Auca Sur

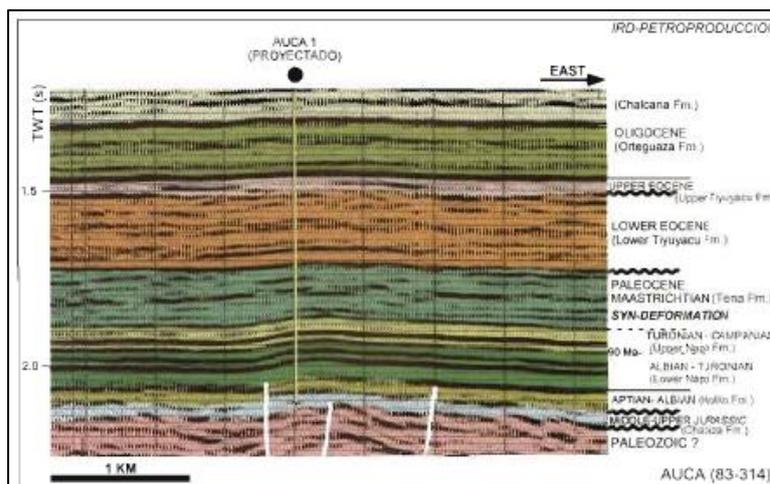
LONGITUD	LATITUD
Entre 76° 50' W y 76° 54' W	Entre 0° 34' S y 0° 48' S
Ymin: 9911544	Xmin: 288964
Ymáx: 9936624	Xmáx: 295000

**Fuente:** (Petroecuador E.P, 2023)

**Elaborado por:** Alvarado Jean

### 2.1.3 Estructura

En cuanto a la estructura del campo Auca, se trata de un anticlinal fuertemente simétrico, con una elongación NNO-S, que abarca aproximadamente 27 km de extensión. Los mismos que se ensanchan en dirección norte, posee una leve alteración tectónica, al techo de la arenisca U principal. Las fallas existentes en la región, y las cuales se pueden observar en la sección sísmica mostradas en el libro la Cuenca Oriente (Baby, Rivadeneira, 2019) indican que las secciones sísmicas alcanzan solamente hasta Hollín y Napo Basal. La estructura de la región en cuestión fue formada en el transcurso del Maastrichtiano-Paleoceno, como se puede observar en la sección sísmica CP-83-314, que indica la deformación tectónica existente en los depósitos de la formación Tena. (Baby, Rivadeneira, & Barragan, 2004)



**Figura 2.2** Sección Sísmica del campo Auca Sur

**Fuente:** (Baby, Rivadeneira, & Barragan, 2004)

## 2.1.4 Estratigrafía

Actualmente los yacimientos de los cuales se encuentran produciendo los pozos del campo Auca Sur son principalmente Napo T, Napo U, y del mismo modo de Hollín, las arenas de estas zonas en específico se caracterizan por tener un alto grado de compactación.

### 2.1.4.1 Características litológicas y ambientes sedimentarios de los reservorios del campo.

#### 2.1.4.1.1 Formación Hollin

Esta arena es la más productora ya que contiene un gran espesor de arena saturada y porque exhibe un fuerte empuje de agua en el fondo.

#### Hollín Principal.

Se trata de una arenisca cuarzosa másica, es un reservorio considerablemente homogéneo, de grano fino, sin embargo, cuenta con una pequeña cantidad de capas aisladas que contienen lutita. En cuanto al ambiente sedimentario corresponde a una planicie aluvial, en la zona superior presenta una influencia costera en un mayor grado. (Calispa, 2011)

#### Hollín Superior.

Consiste en una arenisca con alto contenido de cuarzo, de grano fino, además el contenido de glauconita va de medio hasta alto, en suma, cuenta con un alto contenido de material carbonáceo. Cuenta con una porosidad promedio alrededor del 14%. En cuanto al

ambiente sedimentario se encuentra influenciada por la marea, teniendo de esta forma una sedimentación marina y estuarina.

#### **2.1.4.1.2 Napo "T".**

Arenisca cuarzosa, alto grado de pureza, de grano fino, cuenta con aisladas capas de arcilla. Cuando se analizaron muestras de esta arena los poros de algunas muestras están rellenos de illita y caolinita, En cuanto a su porosidad el promedio de esta es de alrededor del 12%. Si hablamos del ambiente sedimentario, fue depositada luego de una regresión marina en el cual el desplazamiento tiene una dirección Oeste de la línea de costa, y es a partir de este punto, y sobre los valles socavados se desarrollaron ambientes estuarinos afectados por mareas y que cuentan con ingresos fluviales (Baby, Rivadeneira, 2019)

##### **"T" Superior**

En su parte superior "T" Superior, se desarrolla una arenisca cuarzosa con contenido alto de glauconita, presenta aspecto masivo, además de intercalaciones de arenisca, lutita y limolita. Su porosidad y espesor promedio es de alrededor de 18,68% y 45 pies respectivamente.

##### **"T" Inferior**

Del mismo modo en "T" Inferior se evidencia una arenisca cuarzo de grano que va de medio a fino, con forma subangular a redondeada, el cual tiene un espesor y porosidad de 67 pies y 14,39% respectivamente. (Baby, Rivadeneira, & Barragan, 2004) (ARCERNNR, 2022)

#### **2.1.4.1.3 Napo "U".**

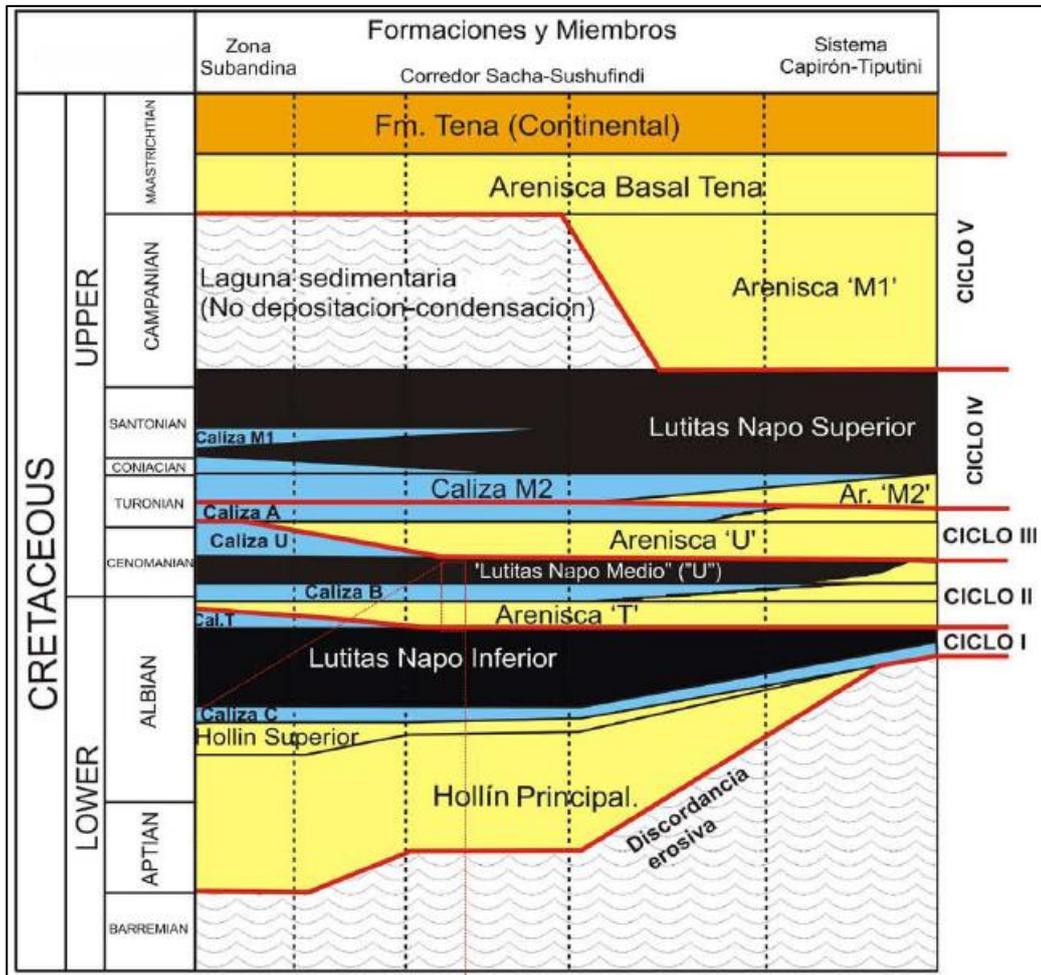
Se trata de una arenisca cuarzosa masiva limpia. Es así como en la parte superior del cuerpo de "U" principal el cual se encuentra muy bien desarrollado y limpio, en la zona inferior, hay presencia de estratos delgados de limolitas.

##### **"U" Superior**

Está conformado por una arenisca cuarzosa, alternando de gris a verde, tiene una forma subredondeada, además es de grano fino. Presenta un espesor y porosidad de 27 pies y 14,86% respectivamente.

##### **"U" Inferior**

Conformada de una arenisca cuarzosa, la cual se alterna de gris clara a blanca, la forma que adoptan los granos va de subangular a subredondeada, varía entre grano fino a medio. Presenta un espesor y porosidad promedio de 37,2 pies a 16,62% respectivamente.



**Figura 2.3** Formaciones y miembros del corredor Sacha-Shushufindi

**Fuente:** (Baby, Rivadeneira, & Barragan, 2004)

### 2.1.5 Descripción de las Características y Propiedades de la Roca y Fluido

Conforme las arenas que se encuentran produciendo en el campo Auca Sur, En la Tabla 2.2, se presenta un resumen general y promedio de las propiedades petrofísicas y las propiedades de los fluidos del Campo Auca Sur. (ARCERNNR, 2022)

**Tabla 2.2** Propiedades de roca y fluido en las arenas productoras del Auca Sur

PROPIEDADES DE ROCA Y FLUIDO EN LAS ARENAS PRODUCTORAS DEL AUCA SUR			
PROPIEDADES	"U INFERIOR"	"T" INFERIOR	HOLLÍN SUPERIOR
Pi [psia]	4141	4213	4500
Pb [psia]	231	640	195

<b>B<sub>oi</sub></b>	1.04	1.131	1.1
<b>GOR</b>	89.87	209.86	12
<b>API</b>	17.8	24.82	32.61
<b>T<sub>r</sub> [°F]</b>	229	233	235
<b>P<sub>r</sub> Actual [psia]</b>	1352	1260.7	4100
<b>Salinidad [ppm]</b>	24468.01	19512.97	1362.63

**Fuente:** (ARCERNNR, 2022)

**Elaborado por:** Alvarado Jean

## **2.1.6 Reservas**

Están definidas como las cantidades de petróleo que se anticipan como recuperables comercialmente a través de la aplicación de proyectos de desarrollo a las acumulaciones conocidas desde cierta fecha en adelante bajo condiciones definidas. Las reservas deben además satisfacer cuatro criterios: deben estar descubiertas, recuperables, comerciales y remanentes (en la fecha de la evaluación) basado en el/los proyecto(s) de desarrollo aplicado(s). (PRMS, 2009)

### **2.1.6.1 Reservas probadas.**

Por su parte éstas hacen referencia a volúmenes de petróleo, los mismos que se hallan en los yacimientos y que han sido probados mediante la perforación de pozos y se pueden recuperar hasta un límite en el que resulte económicamente rentable. (PRMS, 2009)

### **2.1.6.2 Reservas probables.**

Se trata de volúmenes de petróleo que tienen un alto grado de certidumbre, es decir, que aún no han sido probadas y que se encuentran en áreas cercanas a las reservas que se encuentran probadas de una misma estructura o en áreas de estructuras vecinas. (MERNNR, 2019)

### **2.1.6.3 Reservas posibles.**

Son volúmenes estimados de petróleo los mismos que podrían recuperarse de yacimientos o que además se tienen la creencia que pueden existir en áreas que la data sísmica y geológica se encuentra a disposición al momento de realizarse la estimación, no se permiten clasificarlas con mayor grado de certeza. (MERNNR, 2019)

### **2.1.6.4 Reservas remanentes.**

Por su parte las reservas remanentes hacen alusión a los volúmenes de petróleo recuperables, las mismas que pueden ser cuantificadas a cualquier fecha posterior al inicio

de la producción comercial y que además todavía permanecen en el yacimiento. (MERNNR, 2019)

A continuación, se presenta la Tabla 2.3, en la muestran las reservas del Campo Auca Sur.

**Tabla 2.3 Reservas del Campo Auca Sur**

Reservas del Campo Auca Sur							
Yacimiento	Petróleo Original en Sitio [Bls. N.]	Factor de Recobro [Bls. N.]	Probadas [Bls. N.]	Totales [Bls. N.]	Producción Acumulada [Bls. N.]	Reservas Remanentes [Bls. N.]	°API
Hollin Inferior	8,678,993	4.15	359,923	359,923	265,816	94,107	31.6
Hollin Superior	38,437,699	13.54	5,205,018	5,205,018	3,663,311	1,541,707	31.6
T Inferior	36,097,044	28.51	10,290,708	10,290,708	4,938,318	5,352,390	26.9
T Superior	18,510,889	0.88	163,113	163,113	163,113	0	26.9
U Inferior	70,884,190	26.03	18,451,475	18,451,475	8,871,480	9,579,995	18.5
Total	172,608,815	73.11	34,470,237	34,470,237	17,902,038	16,568,199	23.6

Fuente: (ARCERNNR, 2022)

Elaborado por: Alvarado Jean

### 2.1.7 Historial de Presiones

A continuación, se muestra el historial de presiones, que presenta el Campo Auca Sur.

**Tabla 2.4 Historial de Presiones de Campo Auca Sur**

HISTORIAL DE PRESIONES DEL CAMPO AUCA SUR			
Presión (psia)	NAPO U	NAPO T	HOLLIN
PI [psia]	4241	4213	4500
Pb [psia]	941,7	877	189,7
Pr [psia]	1352	1260,7	4100

Fuente: (ARCERNNR, 2022)

Elaborado por: Alvarado Jean

### **2.1.8 Mecanismos de Producción**

Como se mencionó anteriormente en el Campo Auca Sur, los reservorios productores son U Inferior, T Inferior, Hollin Superior y Hollin Inferior. Los reservorios de la formación Napo, es decir U y T, junto con la formación Hollín en su parte Superior, cuenta con características estratigráficas de entrapamiento, además que con un mecanismo de producción asociado a la expansión de roca y fluido, y también al mecanismo de producción por gas en solución, por su parte la parte Inferior de Hollin tiene un mecanismo de drenaje por empuje de fondo causado por la influencia de un acuífero activo.

### **2.1.9 Estado Actual del campo y de los Pozos**

#### **2.1.9.1 Estado Actual del Campo**

Para diciembre del año 2022 la producción del campo Auca Sur alcanzo total de 141156bl. de un total de aproximadamente 21 pozos en producción. En el año 2018 se realizó un proyecto de inyección de agua en la arena U inferior, que ha mantenido las presiones durante los últimos años, sin embargo, ha hecho que se incremente el corte de agua en los pozos que fueron influenciados por el proyecto. (Petroecuador E.P, 2023)

#### **2.1.9.2 Estado Actual de los Pozos**

Actualmente se encuentran operando 21 pozos en el campo Auca Sur con un °API promedio de 25 °API y un BSW entre 60% a 92%, los pozos se encuentran produciendo de las arenas U inferior, T inferior y Hollín Superior. En el ANEXO se detallará las condiciones actuales de los pozos seleccionados para el presente estudio. (ARCERNNR, 2022)

## **2.2 Sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible**

### **2.2.1 Descripción General del Sistema**

El modo de funcionamiento de este sistema de levantamiento artificial es el siguiente: La energía eléctrica proporcionada por la fuente superficial se utiliza para hacer funcionar un motor eléctrico sumergido en el fluido de producción. Este motor a su vez acciona una bomba centrífuga de múltiples etapas, que aumenta la presión de los fluidos del pozo para que puedan llegar a la superficie con la presión necesaria en la cabeza del pozo. (Barrera, 2012)

### **2.2.2 Parámetros del Sistema:**

Temperatura limitada a más de 350 °F para motores y cables especiales, saturación de gas libre menor a 10%, presencia de arena menor a 200 ppm (preferiblemente 0),

viscosidad cercana a los 200 cp, profundidad entre 6000-12000 pies, y aplicabilidad tanto en pozos verticales como desviados.

### **2.2.3 Ventajas Y Desventajas del Sistema BES**

Las ventajas del bombeo electrosumergible incluyen la capacidad de levantar altos volúmenes de fluidos, manejar altos cortes de agua, es usada también para inyectar fluidos a la formación, cuenta con una vida útil prolongada, buen desempeño en pozos desviados no causa destrucción en ambientes urbanos, fácil aplicación de tratamiento contra la corrosión y formación de escamas no necesita vastas instalaciones de superficie. Además, el funcionamiento es eléctrico y el motor se encuentra en la bomba en el fondo del pozo, y su tecnología, aunque complicada y costosa, es preferida para elevar grandes caudales."

Hay desventajas en el uso de estos sistemas de levantamiento artificial, los cuales pueden incluir una inversión inicial elevada, un alto consumo energético, una rentabilidad limitada en pozos con baja producción, cables que se deterioran debido a temperaturas elevadas, la producción de gas y arena, y un diseño complejo. Además, la bomba y el motor son propensos a fallas y la instalación puede ser difícil. (Calispa, 2011)

### **2.2.4 Componentes del sistema**

#### **2.2.4.1 Componentes de Superficie:**

##### **Transformador Primario**

El Transformador Primario reduce la tensión de distribución de 13,8 kV a 480 V para hacer funcionar el variador de frecuencia.

##### **El Panel de Control del Motor**

Es una caja con componentes eléctricos que protegen y diagnostican los equipos de fondo. Incluye sistemas de encendido de baja carga y controles de velocidad del variador de frecuencia.

##### **Transformador Secundario**

Este transformador eleva el voltaje de salida del variador (480 V variable en frecuencia) a la tensión requerida por el motor electrosumergible correspondiente.

##### **Variador de Frecuencia.**

Es un dispositivo de potencia que controla la velocidad de un motor de inducción variando la frecuencia y el voltaje.

##### **Caja de Venteo**

Conecta el cable de superficie y el cable de potencia del pozo. Proporciona ventilación a la atmósfera de cualquier gas y puntos de prueba fácilmente accesibles para la revisión eléctrica

### **Cabezal del Pozo**

Cierra mecánicamente el pozo en la superficie, soporta el peso del equipo electrosumergible y controla el espacio entre el revestimiento y la tubería de producción.

#### **2.2.4.2 Componentes de Fondo:**

##### **Cable Eléctrico**

Es un cable trifásico que sirve, para transmitir la potencia al motor electrosumergible. Es favorable ya que se encuentra protegido del abuso mecánico del deterioro por efecto de los ambientes calientes agresivos del pozo.

##### **Bomba Centrifuga Multietapa**

Introduce energía al fluido mediante la rotación de un impulsor dentro de un difusor, los cuales tienen movimiento gracias a un eje impulsado por el motor.

##### **Separador de Gas**

Elimina la mayor cantidad del gas en solución contenido en estos fluidos desviándolo de la succión hacia el espacio anular. Se lo suele emplear en pozos con altos GOR

##### **Protector (Seal Section)**

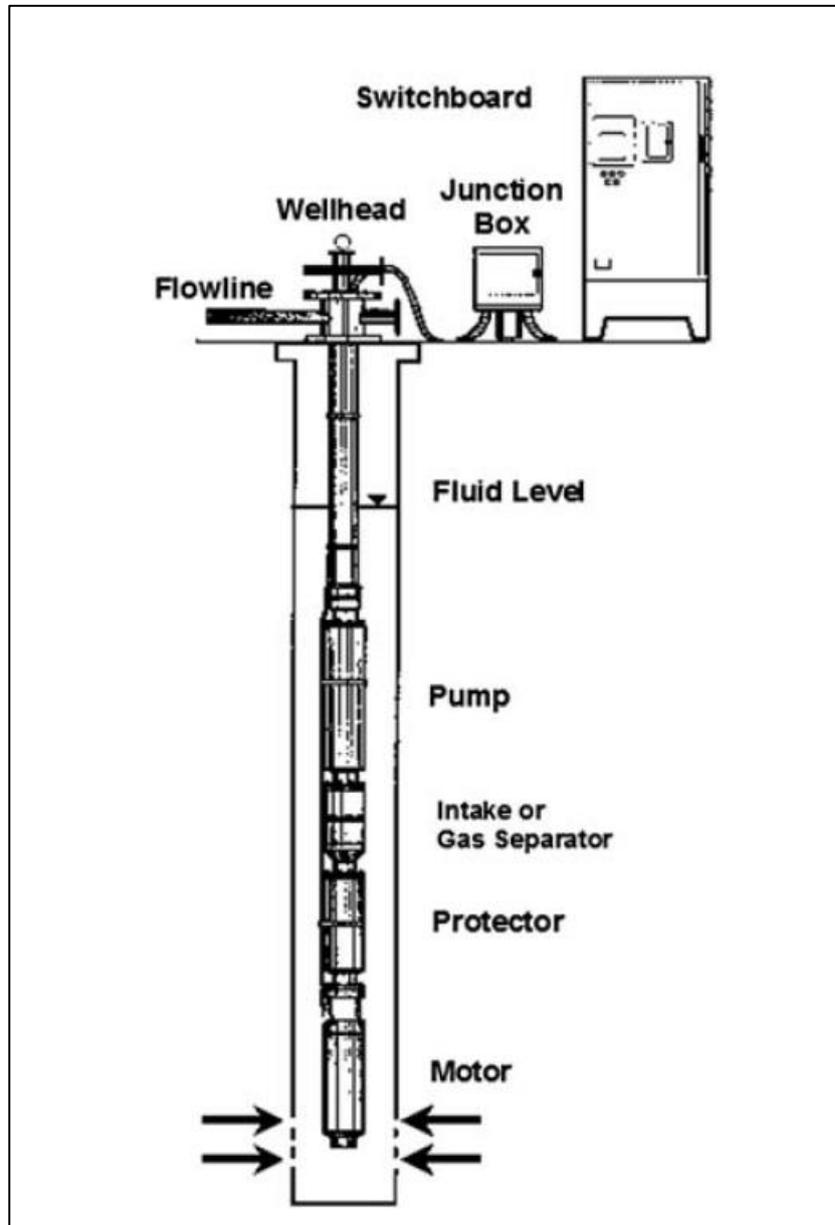
Brinda la máxima protección para evitar la entrada de fluidos del pozo en el motor. Además, sirve como un reservorio para el aceite del motor, equilibra la presión entre el motor y el pozo, y soporta la fuerza de empuje de la bomba. Ubicado entre el motor y la bomba, sus funciones incluyen: mantener un volumen adecuado para la expansión del aceite dieléctrico en el motor, igualar la presión externa del fondo del pozo con la del fluido dieléctrico en el motor, proteger al motor de la contaminación de los fluidos del pozo, y absorber el empuje axial descendente de la bomba.

##### **Motor Eléctrico Trifásico**

El motor proporciona la energía necesaria para hacer funcionar la bomba, acelerando los fluidos que son bombeados hacia la superficie. Se puede operar a una velocidad nominal de 3600 rpm a 60 Hz y a tensiones de 230 voltios hasta 5000 voltios y corrientes de 12 a 2000 amperios. La potencia necesaria se determina aumentando la longitud o diámetro de la sección del motor.

## Sensor de Fondo

Monitorea la presión de succión, la temperatura del motor y la temperatura del pozo.



**Figura 2.4** Componentes de un sistema BES tradicional

**Fuente:** (Takacs, 2018)

### 2.2.5 Curva de Rendimiento de la Bomba

La carga de bombeo de la bomba centrífuga disminuirá a medida que aumente su capacidad de flujo. Sin embargo, la eficiencia de la bomba, que se refiere a la relación entre la potencia hidráulica transferida al líquido y la potencia suministrada a la bomba, alcanzará

un pico en cierto nivel de flujo para una bomba en particular. La capacidad y la eficiencia de una bomba dependen de su diseño específico y deben ser evaluadas. Estos datos suelen ser proporcionados por los fabricantes en forma de un gráfico que muestra el comportamiento de la bomba. (Melo, 2019)

Las bombas se dividen en grupos según el tamaño mínimo de carcasa en el que se puede funcionar la bomba. Pero incluso dentro del mismo grupo, cada bomba tiene diferente desempeño. (Brown, 1984)

Las curvas de desempeño de una bomba eléctrica sumergible (Figura 2.5) representan la variación de la carga dinámica, potencia y eficiencia con la capacidad. **La capacidad** se refiere al volumen del flujo de producción de fluidos, que puede incluir gas libre y/o disueltos. Estas curvas son para un ciclo de potencia fijo, normalmente de 50 o 60 Hz, y se pueden cambiar con controladores de frecuencia variable.

La **carga** (en pies por etapa) desarrollada por una bomba centrífuga es la misma independientemente del tipo o gravedad específica del fluido bombeado. Pero al convertir esta cabeza en presión, debe multiplicarse por el gradiente del fluido en cuestión. Por lo tanto, se puede afirmar lo siguiente:

*Presión desarrollada por la bomba*

$$= \text{Levantamiento por etapa} \times \text{Gradiente de fluido} \times \text{Número de etapas}$$

Por su parte la curva de eficiencia permite ver cómo la eficiencia se comporta con respecto a la altura de columna, capacidad, gravedad específica del fluido y la potencia de la bomba.

También podemos observar en estas curvas el rango de operación en el cual la bomba opera con mayor eficiencia, evitando así el uso innecesario de energía y desgaste de las etapas.

### **2.2.5.1 Netthrust, Downthrust y Upthrust**

#### **Netthrust**

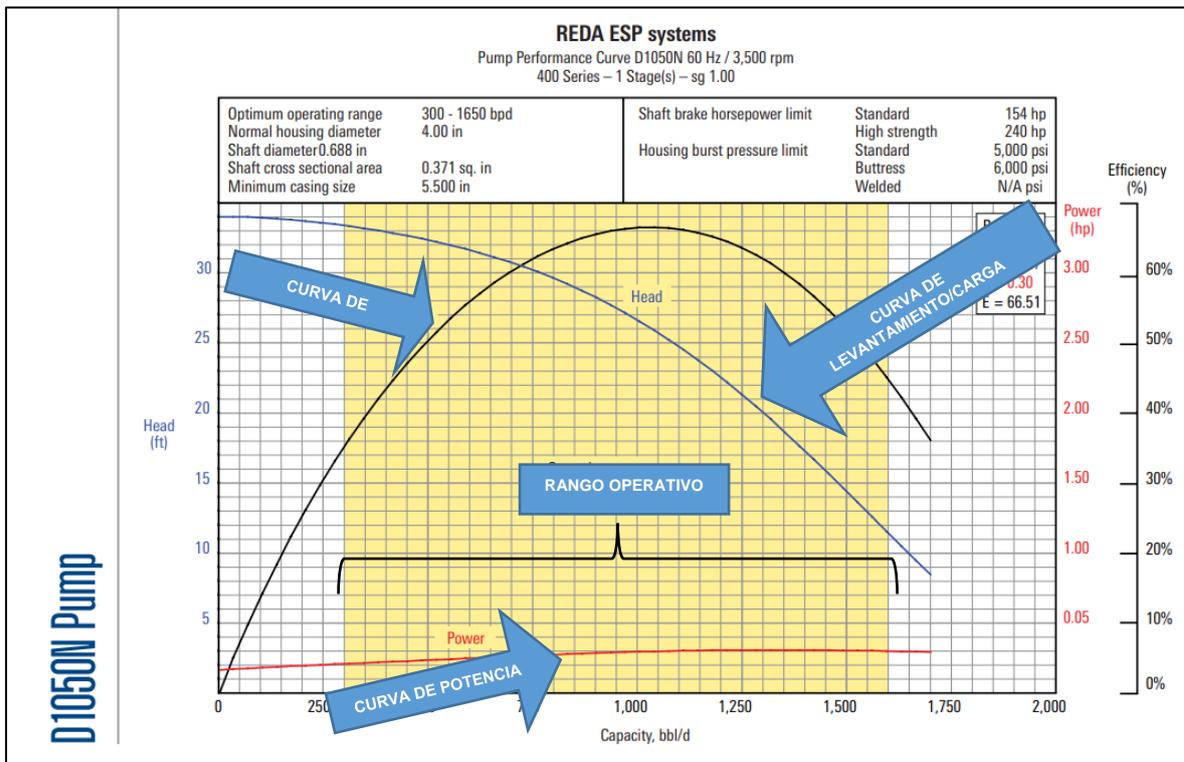
Es el intervalo de funcionamiento en el que se alcanza la máxima eficiencia entre la producción del pozo y la capacidad de la BES.

#### **Downthrust**

La producción actual está por debajo del rango en el que la BES alcanza su máxima eficiencia.

#### **Upthrust**

Significa que la producción actual está por encima del rango en el que la BES alcanza su máxima eficiencia.

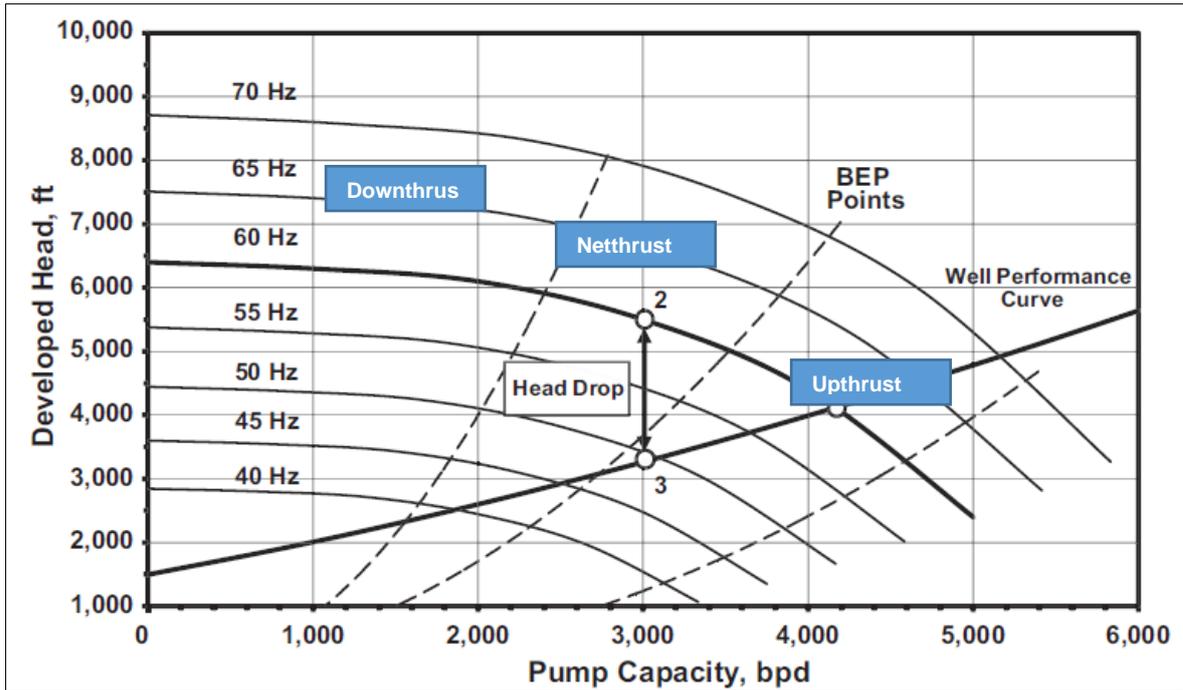


**Figura 2.5** Curva de desempeño de la bomba D1050N de REDA

**Fuente:** (REDA, 2017)

### 2.2.6 Heat vs Rate, Zonas de Operación

La curva de la BES se caracteriza por la gráfica: Carga dinámica “head” – Caudal. Para un tipo y diseño dado de bomba, la carga depende del diámetro del impulsor la velocidad de la bomba y el número de etapas. (Sigcho, 2017). Se puede visualizar mejor la descripción en la Figura 2.6 donde el eje vertical indica la carga dinámica.



**Figura 2.6** BES operando a 60Hz con respecto a otras frecuencias

**Fuente:** (Takacs, 2018)

### 2.3 Análisis nodal

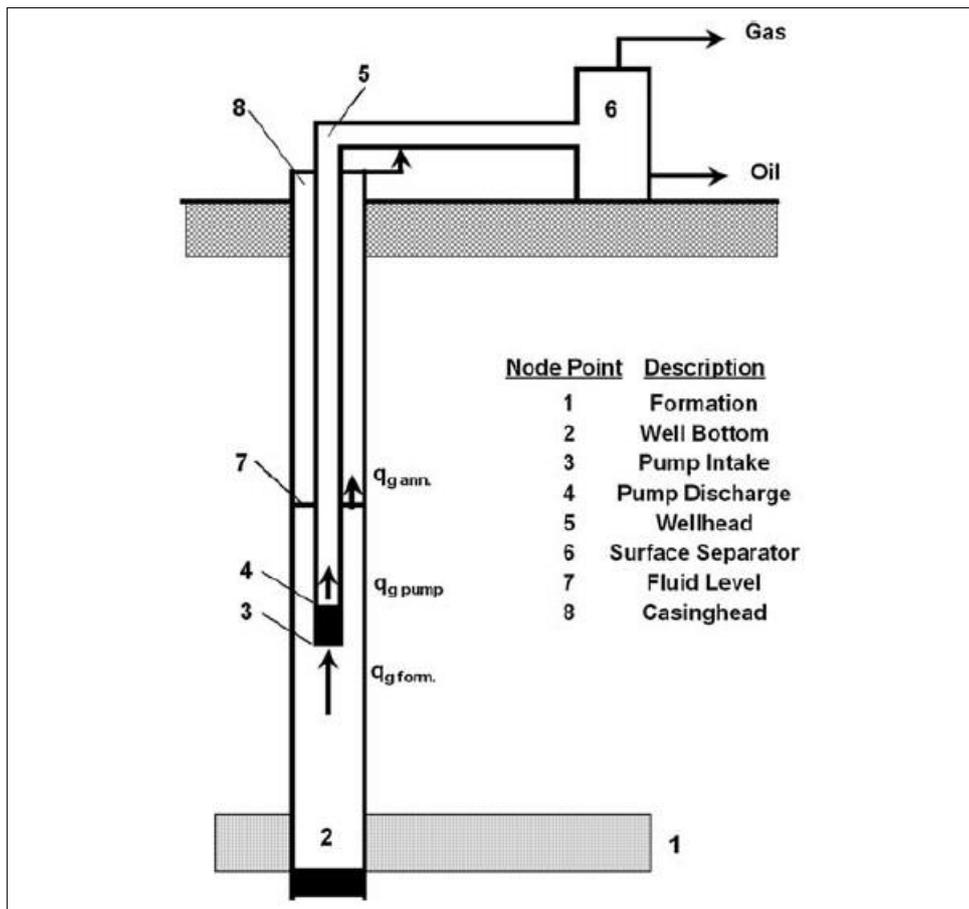
El análisis de sistemas (nodal) es una herramienta avanzada y actualmente disponible para los ingenieros de producción. Este puede ser utilizado para investigar y evaluar los efectos de los cambios en los parámetros de operación en el rendimiento del pozo. Esta herramienta proporciona una manera efectiva de comprender cómo los cambios en los parámetros afectan el rendimiento del pozo, lo que permite a los ingenieros tomar decisiones informadas sobre cómo optimizar su funcionamiento. (Takacs, 2018)

El sistema de producción de una instalación de ESP se muestra con los puntos nodales apropiados en la Figura 2.7

Aunque las condiciones operacionales ideales para ESPs requieren una producción de gas nula o mínima, en lo siguiente se discuten las características específicas del sistema para un caso generalizado cuando una cantidad considerable de gas de solución entra en el pozo.

Los fluidos del pozo que entran a través de la cara de arena suben en la columna de revestimiento hasta la toma del ESP (Nodo 3), donde la presión fluida iguala la presión de entrada de la bomba (PIP). En esta sección del pozo (en la columna de revestimiento),

ocurre un flujo vertical o inclinado de dos fases cuyo contenido de gas libre está determinado por las condiciones de presión y la composición del flujo de entrada del pozo. Antes de entrar en la bomba, debido a la separación natural y/o forzada (realizada por un separador en fondo de pozo), el flujo de gas libre,  $q_{g\ form}$ , presente en el Nodo 3 se separa y parte de él,  $q_{g\ ann}$ , asciende en el anular hasta la cabeza de revestimiento, mientras que el resto es ingerido por el ESP.



**Figura 2.7** Sistema de producción para un sistema BES, Nodos.

**Fuente:** (Takacs, 2018)

El funcionamiento del ESP, en comparación con el caso ideal al manejar un líquido no comprimible, se deteriora significativamente debido a la presencia de gas libre. Por lo tanto, su presión de descarga en el Nodo 4 varía con el contenido de gas existente en el pozo en condiciones de succión. La descripción adecuada del funcionamiento de la bomba, así como el cálculo de la presión de descarga de la bomba, requieren un conocimiento exacto

de la cantidad de gas libre que entra en la bomba,  $q_{g \text{ bomba}}$ . Esta tasa de gas, a su vez, es una función de la PIP, ya que el valor de la PIP determina la cantidad de gas que permanece en solución con el petróleo. En consecuencia, la determinación de la tasa de gas que entra en la bomba,  $q_{g \text{ bomba}}$ , es un proceso iterativo. Debido a esta condición y a la complejidad de calcular la carga dinámica por las etapas del ESP al bombear una mezcla multifase, los cálculos manuales son engorrosos y normalmente se usan programas de computadora. (Takacs, 2018)

Por encima del Nodo 4, ocurre un flujo multifásico vertical o inclinado en la tubería hasta el cabezal de pozo, donde los fluidos producidos entran en el conducto en el Nodo 5 y finalmente llegan al separador en superficie en el Nodo 6.

En la mayoría de los casos, los pozos producidos por los sistemas ESP no tienen un empaquetador y liberan continuamente el gas producido a la superficie. El anular por encima de la bomba contiene una columna líquida estática que llega hasta el nivel líquido dinámico (Nodo 7), con una tasa constante de burbujas de gas a través del líquido estático. Esta columna líquida contiene solo petróleo; una condición causada por la separación natural de las fases de petróleo y agua. Por encima del nivel líquido dinámico, una columna de gas estático ocupa el anular de carcasa-tubing, con gas que se libera al conducto en la cabeza del casing. (Takacs, 2018)

Con los puntos de nodo del sistema ESP definidos, la aplicación de los principios de análisis de sistemas permite calcular la tasa de líquido que ocurre en el sistema de producción. En general, el procedimiento de análisis NODAL consiste en los siguientes pasos básicos: (Takacs, 2018)

1. Se selecciona primero un nodo de solución. Esto puede ser cualquier punto de nodo en el sistema, cuya selección adecuada facilita la evaluación de diferentes condiciones asumidas.
2. Se selecciona un rango de tasas de flujo de líquido para los cálculos subsiguientes.
3. A partir de los dos extremos del sistema (nodos 1 y 6 en la Figura 2.7) y avanzando hacia el nodo de solución, se calculan las presiones fluyentes en cada punto de nodo para la primera tasa de líquido asumida.
4. Después de repetir los cálculos en el paso 3 para cada tasa de flujo de líquido asumido, habrá dos conjuntos de series de presión y tasa disponibles en el nodo de solución. Estos valores representan las curvas de rendimiento de los dos subsistemas creados por el nodo de solución.

- Según una regla básica de análisis del sistema, las presiones de entrada y salida en el nodo de solución deben ser iguales. Por lo tanto, la intersección de las dos curvas de rendimiento define la tasa de flujo de líquido del pozo bajo las condiciones dadas.

La aplicación de los principios de análisis NODAL y la descripción descrita anteriormente proporcionan la base para análisis concretos de sistemas ESP existentes o previstas. (Takacs, 2018)

## 2.4 Índice de productividad.

El diseño adecuado de cualquier sistema de levantamiento artificial requiere un conocimiento preciso de las tasas de fluidos que se pueden producir desde el reservorio a través del pozo dado. Se necesitan tanto las tasas de producción actuales como futuras para realizar las siguientes tareas básicas de ingeniería de producción:

- Selección del tipo correcto de sistema de levantamiento.
- Diseño detallado del equipo de producción.
- Estimación del rendimiento futuro del pozo.

### 2.4.1 Índice de productividad

El enfoque más simple para describir el rendimiento de los pozos de petróleo es el uso del concepto de índice de productividad (PI). Fue desarrollado con las siguientes suposiciones:

El flujo es radial alrededor del pozo.

- Está fluyendo un líquido de una sola fase e incompresible.
- La distribución de permeabilidad en la formación es homogénea.
- La formación está completamente saturada con el líquido dado.

Bajo las condiciones anteriores, se puede resolver la ecuación de Darcy para encontrar la tasa de producción del pozo.

$$q = \frac{0.00708 k h}{\mu B \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} (p_R - p_{wf})$$

#### Ecuación 2.1 Ecuación de Darcy

Con:

q = Tasa de flujo, BPD

$k$  = permeabilidad efectiva, mD

$h$  = espesor de pago, pies

$m$  = viscosidad del líquido, cP

$B$  = factor volumétrico del líquido, BPD

$r_e$  = radio de drenaje del pozo, pies

$r_w$  = radio del pozo, pies

$p_R$  = presión de reservorio, psi

$p_{wf}$  = presión de fondo fluyente, psi

La mayoría de los parámetros en el lado derecho de la ecuación anterior son constantes, lo que permite agruparlos en un solo coeficiente llamado PI.

$$q = PI (p_R - p_{wf})$$

### **Ecuación 2.2** Índice de productividad

Con:

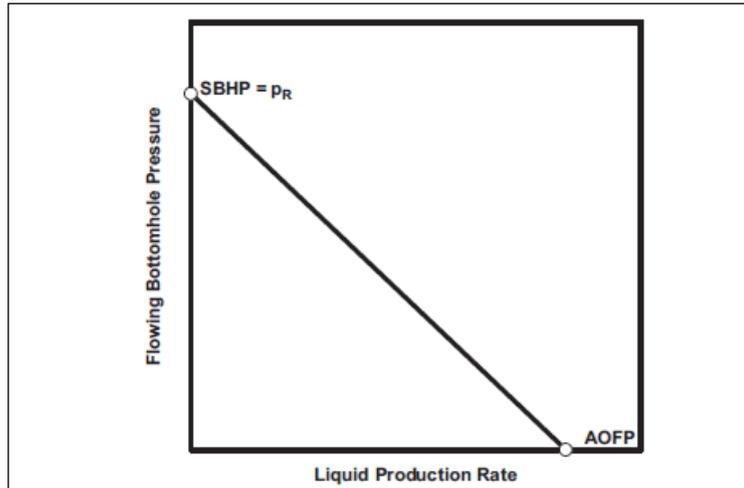
$q$  = tasa de flujo, bl/d

PI = índice de productividad, bl/psi

$p_R$  = presión de reservorio, psi

$p_{wf}$  = presión de fondo fluyente, psi

Esta ecuación afirma que el flujo de líquido hacia un pozo es directamente proporcional a la disminución de presión. Se representa como una línea recta en un diagrama de presión versus tasa de flujo de líquido, como se muestra en la **Figura 2.8**



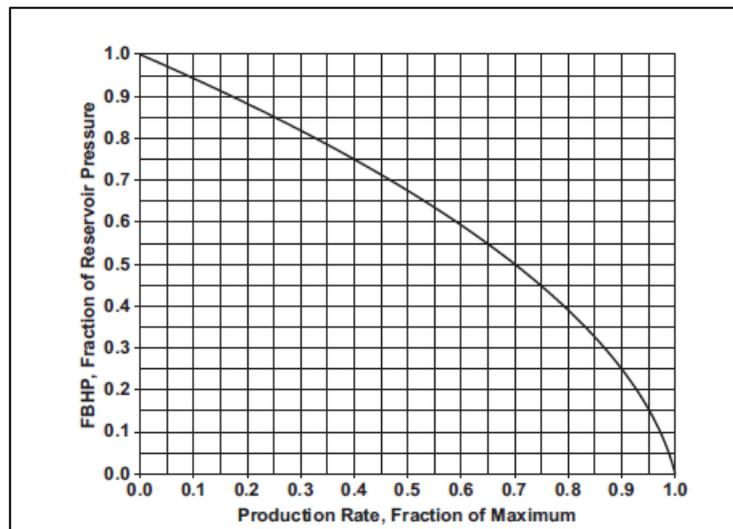
**Figura 2.8** Curva IP

**Fuente:** (Takacs, 2018)

Los puntos extremos de la línea PI son la presión promedio del reservorio,  $p_R$ , a una tasa de flujo de cero y la tasa máxima potencial a una presión de flujo en el fondo del pozo de cero. Esta tasa máxima es el potencial absoluto de flujo abierto del pozo (AOFP) y representa la tasa de flujo que ocurriría si la presión de flujo en el fondo del pozo (FBHP) pudiera reducirse a cero.

#### 2.4.2 Índice de productividad mediante la correlación de Vogel

Vogel utilizó un simulador de reservorio para estudiar el índice de productividad de pozos con empuje de gas solución. Con casos bajo el punto de burbuja. Descubrió que todas las curvas IPR exhiben la misma forma general y se aproximan mejor a una ecuación adimensional la cual gráficamente esta presentada como la **Figura 2.9**:



**Figura 2.9** Curva IP por el método de Vogel

**Fuente:** (Takacs, 2018)

La forma de la figura se aproxima de mejor manera a la ecuación siguiente:

$$\frac{q}{q_{max}} = 1 - 0,2 \frac{p_{wf}}{p_R} - 0,8 \left( \frac{p_{wf}}{p_R} \right)^2$$

**Ecuación 2.3** Índice de productividad, Vogel

Con:

$q$  = tasa de producción a la  $p_{wf}$ , bl/d

$q_{max}$  = máxima tasa de producción, bl/d AOFP

$p_R$  = presión de reservorio promedio, psi

$p_{wf}$  = Presión de fondo fluyente, psi

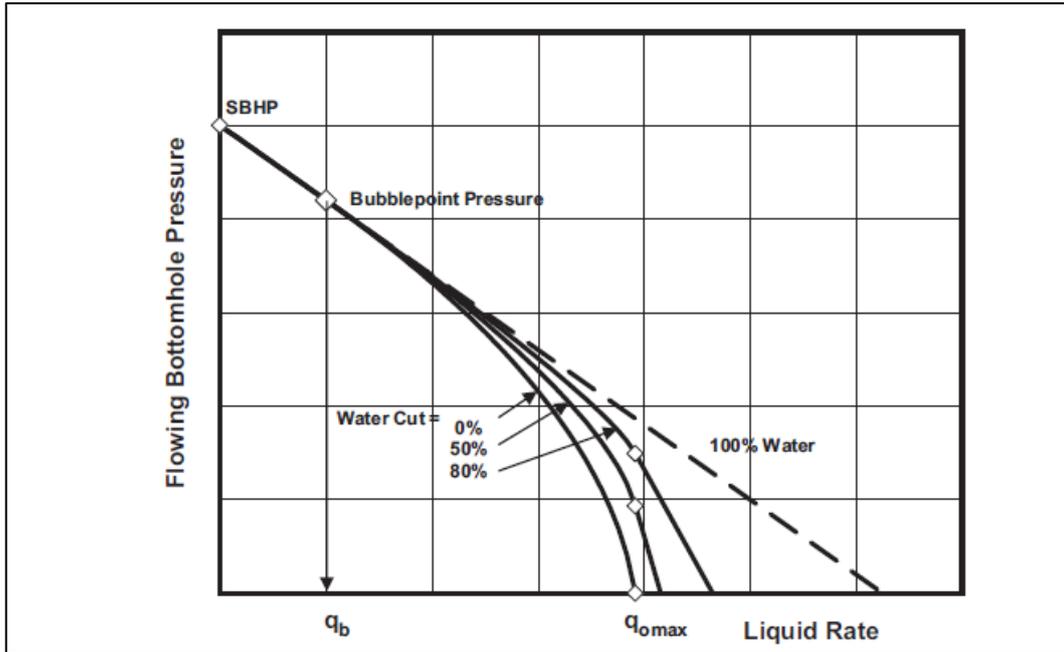
Aunque el método de Vogel se desarrolló originalmente para los reservorios con mecanismo de empuje de gas solución, su uso es ampliamente aceptado para otros mecanismos también. Se ha encontrado que da resultados fiables para casi cualquier pozo con una presión en el fondo del pozo por debajo del punto burbuja.

### 2.4.3 Índice de productividad compuesta

La correlación de Vogel, como se discutió en la sección anterior, se puede aplicar (1) si las FBHPs del pozo están por debajo de la presión de punto burbuja y (2) si solo se produce petróleo. La curva IPR compuesta introducida por Brown elimina estas restricciones y proporciona una forma de describir el desempeño del pozo en una amplia gama de condiciones.

Debe quedar claro que las condiciones de entrada a presiones mayores que la presión de punto burbuja se describen por el principio lineal PI discutido anteriormente. Sin embargo, según la Ley de Darcy, la misma constante PI debería controlar las condiciones de entrada de un pozo que produce solo agua. Por lo tanto, en los pozos con un corte de agua del 100%, la entrada para cualquier condición se describe por la PI únicamente,

**Figura 2.10**, ya que no tendremos gas en solución que se libera.



**Figura 2.10** IP para distintos cortes de agua, IP compuesta.

**Fuente:** (Takacs, 2018)

Las curvas compuestas mostradas en la figura exhiben tres intervalos distintos:

1. La entrada de líquido a presiones mayores que la presión de punto burbuja es a lo largo de una línea recta con una pendiente igual a la PI.
2. Para las tasas de líquido menores que la tasa máxima de petróleo  $q_{omax}$ , la pendiente de la curva está compuesta por la pendiente de la curva de Vogel y la curva constante PI.
3. Cuando el pozo produce tasas de líquido mayores que su tasa máxima de petróleo  $q_{omax}$ , se usa una línea recta porque la producción es mayormente agua. A continuación, se describe el cálculo de las  $p_{wf}$  para las tasas de líquido dadas utilizando el principio de curva IPR compuesta. Esto permite construir la curva IPR del pozo y encontrar las  $p_{wf}$  para cualquier tasa o encontrar las tasas de líquido pertenecientes a cualquier valor de  $p_{wf}$ . La construcción de la curva IPR se realiza de manera diferente en cada uno de los intervalos introducidos anteriormente.

Así:

Para los cortes de agua del 100% o para las tasas de líquido menores que la tasa válida a la presión de punto burbuja, se puede usar la **Ecuación 2.4**:

$$p_{wf} = p_{ws} - \frac{q_l}{PI}$$

**Ecuación 2.4** Cortes de agua >100%

La fórmula para encontrar los  $p_{wf}$  para cortes de agua menores al 100% y tasas de líquido menores a la tasa máxima de petróleo se puede encontrar.

$$p_{wf} = f_w \left( p_{ws} - \frac{q_{omax}}{PI} \right) - 0.125 f_0 p_b \left( 1 - \sqrt{81 - 80 \frac{q_l - q_b}{q_{omax} - q_b}} \right)$$

**Ecuación 2.5** Cortes de agua >100%

Finalmente, para cortes de agua menores al 100% y tasas líquidas mayores a la tasa máxima de petróleo del pozo, se calcula el  $p_{wf}$  a partir de la expresión:

$$p_{wf} = f_w \left( p_{ws} - \frac{q_{omax}}{PI} \right) - (q_l - q_{omax}) slope$$

**Ecuación 2.6** Cortes de agua < 100%

Con:

$p_{wf}$  = presión de fondo fluvente, psi

$p_{ws}$  = presión de fondo estática, psi

PI = Índice de productividad, b/d/psi

$q_l$  = tasa de producción de líquido, bl/d

$f_w$  = corte de agua, e

$f_0$  = fracción de petróleo producido, e

$p_b$  = presión de burbuja, psi

slope= la pendiente de la curva IPR para tasas de líquido mayores al  $q_{omax}$

$$slope = \frac{f_w \left( \frac{0.001 - q_{omax}}{PI} \right) - 0.125 f_0 p_b \left( 1 - \sqrt{81 - 80 \frac{q_l - q_b}{q_{omax} - q_b}} \right)}{0.001 q_{omax}}$$

**Ecuación 2.7** “Slope” de la **Ecuación 2.6**

## 2.5 Cambio de frecuencia

A continuación, se deben tener en cuenta estos puntos adicionales al evaluar el uso de un controlador de frecuencia y determinar su frecuencia de operación:

- La operación de una bomba a frecuencias altas aumenta la capacidad del eje para transmitir potencia, lo que puede ser útil en aplicaciones donde la capacidad de torque del eje puede limitar la potencia segura transmitida a la bomba. Sin embargo, si la bomba se opera a una velocidad más rápida que la diseñada, esto puede provocar un sobreesfuerzo en el torque en el eje de forma rápida (debido a la relación cúbica entre frecuencia y potencia).

Permite ver cómo la eficiencia se comporta con respecto a la altura de la columna de fluido, capacidad, gravedad específica del fluido y la potencia de la bomba a través de los datos.

- A frecuencias altas, se puede exceder fácilmente el límite de presión de la carcasa de la bomba o incluso del tubing, especialmente en condiciones de flujo nulo. El uso de un control de presión de alta en la cabeza del pozo puede ayudar a prevenir problemas debido a la sobrepresión, pero no resolvería completamente el problema (no protegería contra la sobrepresión con el cierre de la válvula principal, ya que el control de presión está después de la válvula principal).

- Los niveles de vibración serán generalmente más altos a la mayor velocidad de rotación.

- Al operar en condiciones abrasivas, la vida útil de la bomba disminuye a velocidades más altas. Por otro lado, esto puede ser una ventaja en condiciones abrasivas en una bomba más grande si se opera a una velocidad más baja, ya que aumentará la vida útil de la bomba.

- Al trabajar a frecuencias altas, se obtienen tasas de producción más altas para un diámetro de carcasa dado, o alternativamente, se puede obtener una bomba más pequeña (más económica) para lograr la misma tasa de producción. Debido a las inestabilidades en el flujo del pozo, siempre es mejor diseñar con una frecuencia intermedia y una bomba y motor de mayor tamaño, en lugar de diseñar con una bomba pequeña y un motor que funcione a la máxima frecuencia. Esto permitirá que la velocidad (y el flujo de descarga de la bomba) se ajuste si la tasa de flujo es mayor o menor que la considerada en el diseño. (Melo, 2019).

## **2.6 Skin o daño de formación**

Debido a las prácticas de perforación, *workover* y trabajo en pozos, la permeabilidad alrededor de un pozo generalmente difiere de la permeabilidad de la formación. La zona con la permeabilidad alterada se llama "skin" y su efecto en el comportamiento de la presión o flujo del pozo se llama "efecto skin". (Hawkins, 1959) ha demostrado que el radio y la permeabilidad de esta zona están relacionados con el skin o daño por: (Valencia, 2018)

$$S = \left( \frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \left( \frac{r_s}{r_w} \right)$$

### **Ecuación 2.8 Skin**

Con:

k = Permeabilidad, mD

k<sub>s</sub> = Permeabilidad de la zona dañada, mD

r<sub>s</sub> = radio de la zona dañada, pies

r<sub>w</sub> = radio del pozo. pies

La pregunta principal es cómo relacionar k<sub>s</sub> y r<sub>s</sub>. En algunas situaciones, puede haber un número infinito de combinaciones de k<sub>s</sub> y r<sub>s</sub> para un S determinado, lo que hace que sea difícil aplicar la **Ecuación 2.8**. Por eso, se utiliza más en forma cualitativa. La ecuación proporciona algunos conocimientos sobre el significado físico de los signos en el factor Skin. Si un pozo está dañado (k<sub>s</sub> < k), S será positivo y a mayor contraste entre k<sub>s</sub> y k y mayor profundidad del daño en la formación, mayor será su valor numérico. Para los pozos que no fluyen después de una estimulación, k<sub>s</sub> = 0 y S tiende al infinito. Si un pozo es estimulado (k<sub>s</sub> > k), S será negativo y más profunda la estimulación, más negativo será su valor numérico. Por lo tanto, la **Ecuación 2.9** define la caída de presión en la zona alterada. (Valencia, 2018)

$$\Delta P_s = \frac{141.2 q \beta \mu S}{kh}$$

### **Ecuación 2.9 Caída de presión zona dañada**

Con:

q = caudal del fluido, bl/d

β = factor volumétrico del petróleo, bl/bF

μ = viscosidad, cP

S = Factor de daño

h = Espesor de la formación, pies

## **2.7 Análisis económico**

La evaluación de un proyecto tiene por objeto determinar los impactos que el mismo producirá para diferentes personas naturales o jurídicas, quienes son los interesados en su ejecución y operación. Un proyecto del sector productivo privado interesa principalmente al inversionista, promotor de este, pero también interesa al gobierno para determinar si es conveniente para la economía nacional y saber cuál es el impacto que produce en los diferentes sectores de la sociedad. (Duarte, Jimenez, & Ruiz, 2007)

Para hacer un análisis económico, se utilizan técnicas de evaluación, que incluyen el Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR), Relación Costo-Beneficio (RCB) y el Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI).

Estas técnicas se basan en los costos operativos de la empresa y consideraciones que dependen del mercado y del sector petrolero.

El Valor Actual Neto (VAN) es el resultado de la suma algebraica de los valores actualizados de los flujos netos de caja relacionados con una inversión. (Vega, 1983)

La Tasa Interna de Retorno (TIR) es una medida de la máxima rentabilidad porcentual que se puede obtener en un proyecto, calculada a partir del VAN igualado a cero. (Vega, 1983)

La Relación Costo-Beneficio (RCB) es un indicador sin dimensiones que compara los costos y los beneficios de un proyecto y toma en cuenta los gastos, ingresos, inversiones y período de inversión. (Vega, 1983)

Por último, el Periodo de Recuperación de la Inversión (PRI) es el tiempo necesario para recuperar la inversión inicial neta a través de los flujos netos de caja. (Vega, 1983)

### **3. METODOLOGÍA**

En esta parte del trabajo de integración curricular se detallará de la forma más específica las actividades que se ejecutaron para cumplir con los objetivos planteados del trabajo de integración curricular. El desarrollo del presente constó de dos fases, una fase de diseño cuyo objetivo se basó en recopilar información necesaria para poder hacer el análisis técnico, dicha información ya se ha explicado en la sección del marco teórico del presente. La segunda fase consta de implementación de la información recopilada, en el análisis nodal y sensibilidad mediante el uso del software PIPESIM, y la redacción del presente trabajo.

#### **3.1 Recopilación de la bibliografía**

Se realizó un compendio de investigaciones, informes sobre el Campo Auca Sur, el bombeo electrosumergible, mecanismos de producción, análisis nodal, etc de publicaciones científicas y libros de texto que establecen las características propias de cada uno de los temas mencionados; los cuales fueron utilizadas para el posterior análisis de resultados.

#### **3.2 Tipo de estudio**

Este trabajo combina aspectos técnicos, descriptivos y predictivos. Es descriptivo porque se hizo una descripción de las gráficas de las condiciones actuales de los pozos y de cómo serían después de la optimización. También es predictivo porque se realizó una simulación para predecir cómo mejorar la producción de los pozos elegidos. Y es técnico debido al contenido que se maneja dentro del mismo.

#### **3.3 Muestreo**

En este caso el muestreo consta de la recopilación de información necesaria para realizar el análisis Nodal de cada uno de los pozos, la selección se la realizó en base a tres parámetros fundamentales, que el pozo seleccionado se encuentre produciendo actualmente, que el sistema de levantamiento artificial que está usando dicho pozo sea bombeo electrosumergible, y que la información requerida se encuentre disponible y actualizada.

Cabe mencionar que debido a que el universo de pozos de este campo es conservador, 20 pozos actualmente produciendo. la muestra disponible con información completa fue de únicamente 4 pozos, sin embargo esta cantidad de pozos seleccionada representa el 20% del Universo, siendo este un número aceptable de datos representativos.

Los pozos seleccionados corresponden a:

**Tabla 3.1 Pozos e Identificación**

<b>Nombre del Pozo</b>	<b>ID</b>
Auca Sur 16	acsd-016
Auca Sur 24	acsd-024
Auca Sur 27	acsd-27
Auca Sur 28	acsd-28

**Fuente:** (ARCERNNR, 2022)

**Elaborado por:** Alvarado Jean

### **3.4 Procesamiento y Análisis**

Este estudio técnico combina un análisis descriptivo y predictivo de los pozos y su producción. Esto con el fin de simular las condiciones actuales y futuras, se empleó el software PIPESIM, que permite integrar información de diferentes áreas como datos PVT, el historial de producción de los pozos, características de los fluidos y la roca, del mismo modo de los parámetros de las bombas, tuberías y completaciones. Mediante la simulación fue posible el análisis de condiciones actuales, hacer proyecciones futuras y determinar la viabilidad económica en caso de que se apliquen los resultados obtenidos.

#### **3.4.1 Procedimiento del uso de PIPESIM**

Una vez con la información disponible, de los pozos seleccionados, fue importante primero hacer una validación de datos, es decir comprobar que los valores de las distintas propiedades entregadas individualmente de cada pozo correspondan fielmente a la información conocida y que no haya valores que puedan resultar atípicos y que puedan incurrir en fallos de la optimización.

Una vez que se comprueba que la información se encuentra dentro de los rangos conocidos para las propiedades disponibles, podemos entonces ingresar la información al software.

##### **3.4.1.1 Interfaz inicial y selección del tipo de análisis**

En este apartado se muestra el procedimiento a seguir, al momento de ingresar al software para lo cual:

- Se abre el programa PIPESIM.

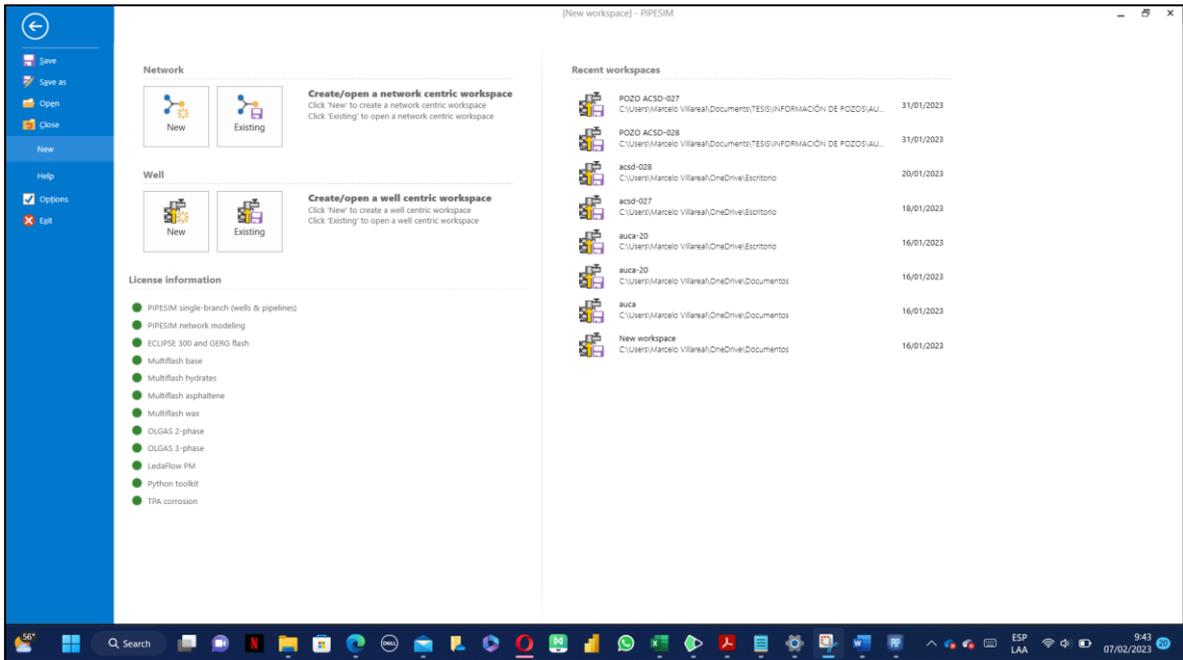


Figura 3.1 Interfaz inicial PIPESIM

Fuente: (PIPESIM, 2017)

- En la pantalla principal que aparece al abrir el PIPESIM dar a “New Well”, esto permite hacer el análisis de un solo pozo, con el fin de analizar individualmente el comportamiento de cada pozo.

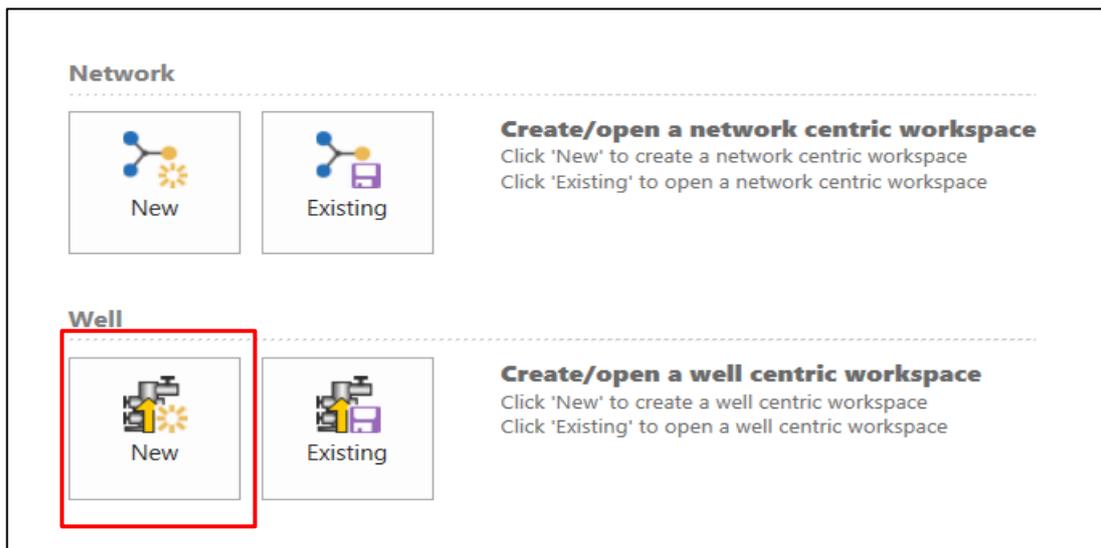
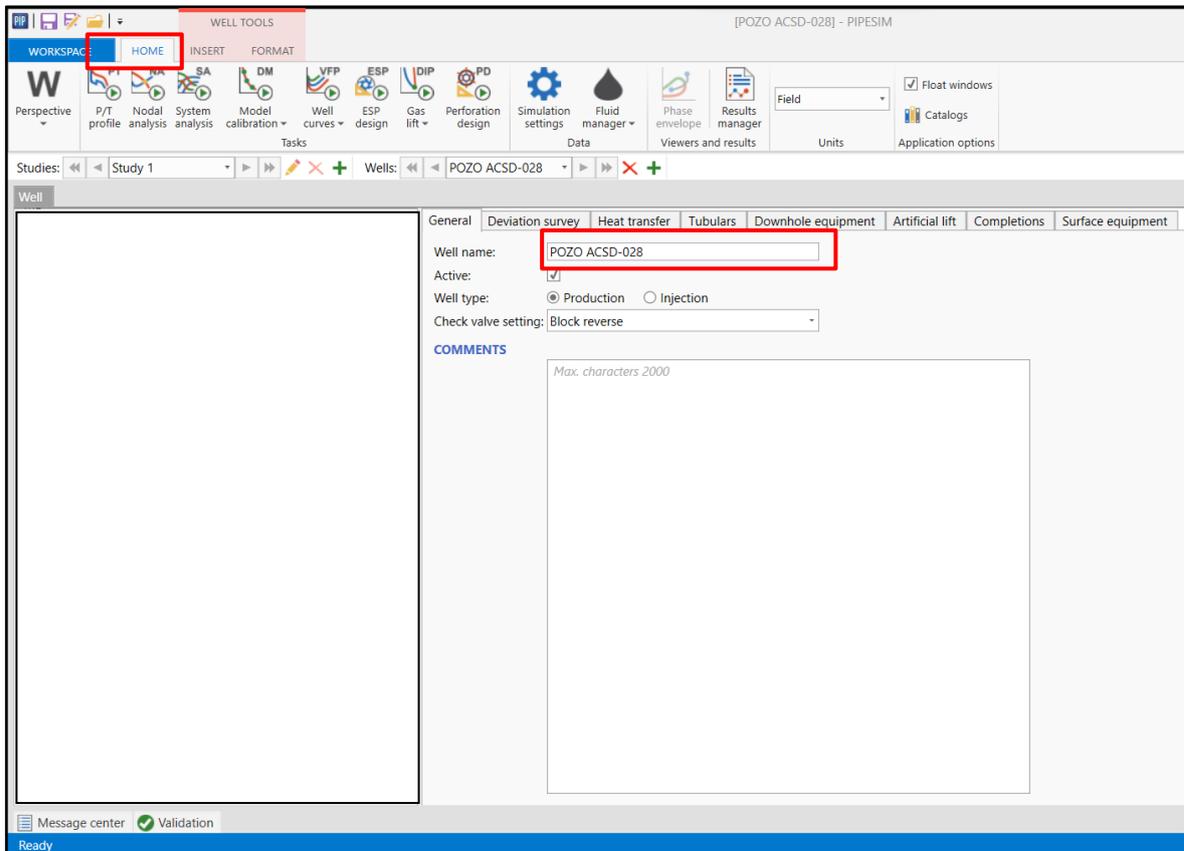


Figura 3.2 Selección del modo de análisis

Fuente: (PIPESIM, 2017)

- Ya en la interfaz del programa, en “HOME” de “WELL TOOLS”, le damos en general y llenamos la información referente a nombre o denominación del pozo.



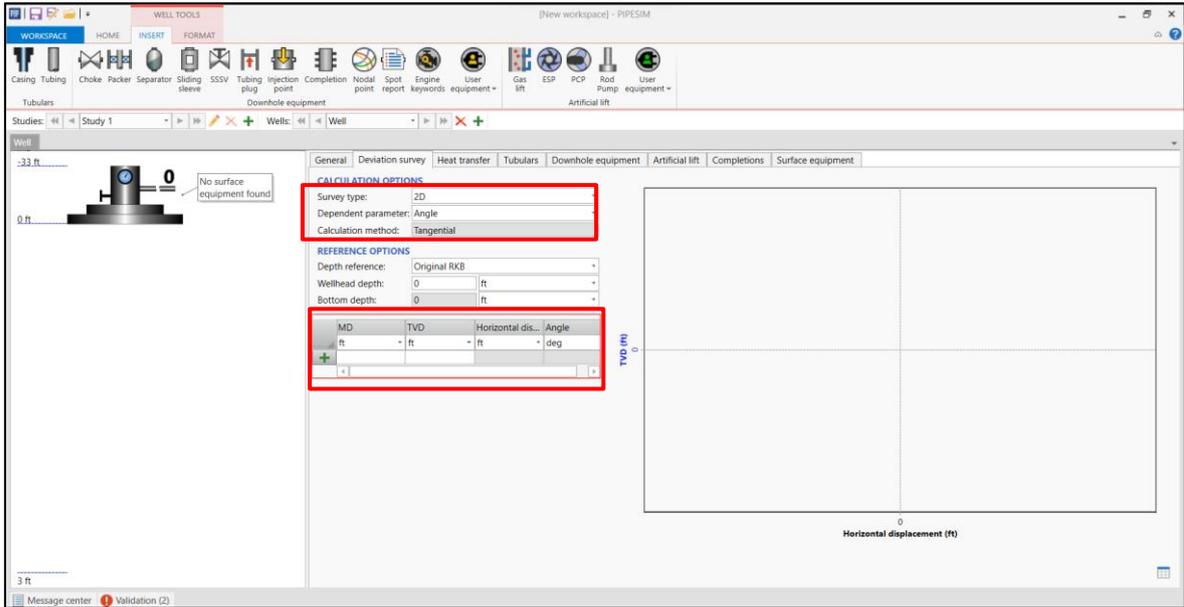
**Figura 3.3** Ingreso de datos generales del pozo

**Fuente:** (PIPESIM, 2017)

### **3.4.1.2 Sección de la trayectoria del pozo**

En esta sección se ingresaran los datos direccionales del pozo, en este caso y de acuerdo con la disponibilidad serían las profundidades en TVD y MD, esto nos permitirá obtener la trayectoria del pozo. Para finalmente obtener un diagrama de la trayectoria, para lo cual se procede de la siguiente manera:

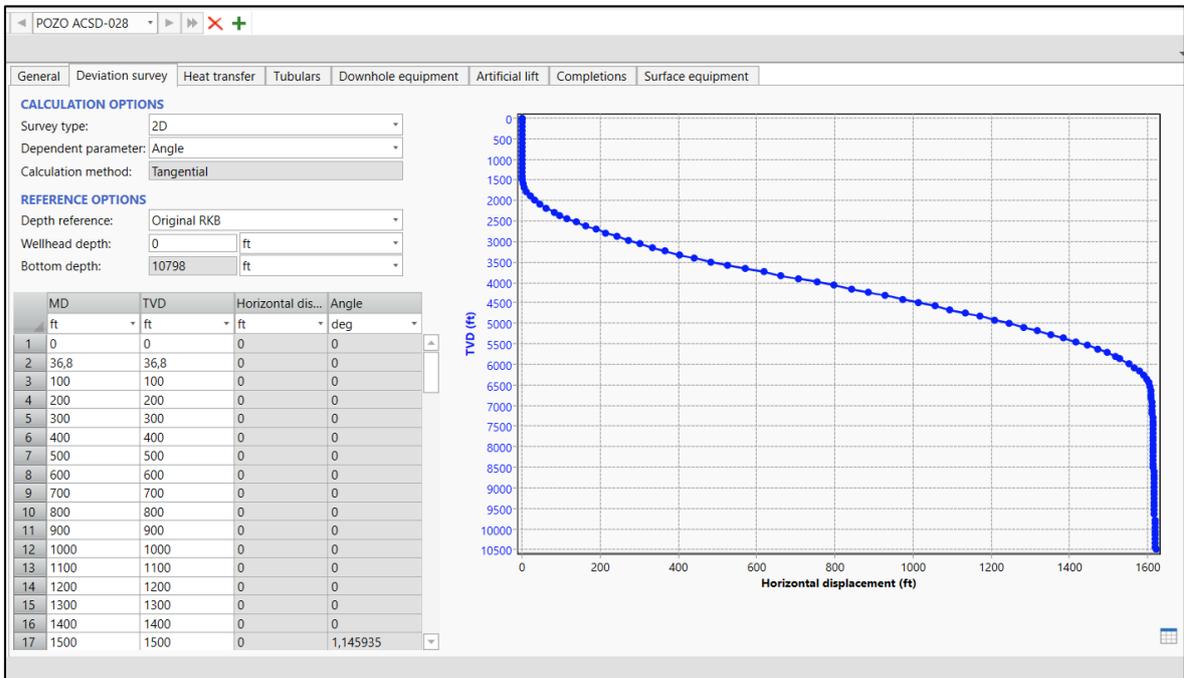
- Se accede a la ventana de "Deviation Survey", en “Survey Type” se selecciona "2D", lo que dependerá de los datos disponibles. También es posible cambiar el parámetro dependiente y el método de cálculo.



**Figura 3.4** Ingreso del método de cálculo para la trayectoria del pozo

**Fuente:** (PIPESIM, 2017)

- A continuación, se colocan los valores del “Survey” tanto de las profundidades en TVD, como en MD, se graficará la trayectoria del pozo.



**Figura 3.5** Trayectoria del pozo

**Fuente:** (PIPESIM, 2017)

### 3.4.1.3 Sección de tuberías de revestimiento y producción

En esta sección, se ingresan datos referentes a las tuberías de revestimiento y de producción disponibles en el pozo de estudio en las respectivas profundidades de asentamiento de las mismas, el software cuenta con un amplio catálogo de fabricantes que permiten la selección precisa de tuberías de acuerdo a la completación del pozo que se vaya a analizar, el proceso para ingresar la información en esta sección se lo detalla a continuación:

- Se accede a "Tubulars" y se da clic en la cruz verde. Luego, se completan los datos de acuerdo con la completación del pozo, incluyendo las profundidades de los " casings ", "liners" y "tubing".

Section type	Name	From MD	To MD	ID	Wall thickness	Roughness
		ft	ft	in	in	in

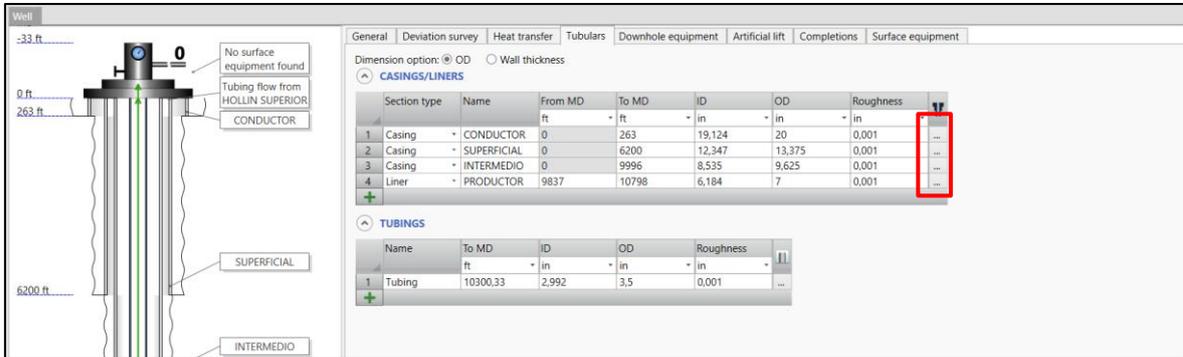
  

Name	To MD	ID	Wall thickness	Roughness
	ft	in	in	in

Figura 3.6 Sección de ingreso de tuberías de revestimiento y producción.

Fuente: (PIPESIM, 2017)

- Se completa las profundidades, ahora, se coloca la información sobre el fabricante, para ello, se coloca en los tres puntos que se muestran a lado de cada tubular y damos clic.



**Figura 3.7** Ingreso al catálogo de tuberías

**Fuente:** (PIPESIM, 2017)

- Se desplegará un catálogo con información sobre el grado, ID, OD, peso nominal, espesor. En donde de acuerdo con la completación de cada pozo se buscará el “tubing” o “casing” adecuado con las propiedades particulares de cada tubular que se tenga en el pozo, se da a “OK” para continuar.

	Catalog	OD in	ID in	Thickness in	Weight lbm/ft	Roughness in	Grade
1	API	4,5	3,826	0,337	15,1	0,001	P110
2	API	4,5	3,826	0,337	15,1	0,001	Q125
3	API	4,5	3,92	0,29	13,5	0,001	C75
4	API	4,5	3,92	0,29	13,5	0,001	C90
5	API	4,5	3,92	0,29	13,5	0,001	C95
6	API	4,5	3,92	0,29	13,5	0,001	L80
7	API	4,5	3,92	0,29	13,5	0,001	M65
8	API	4,5	3,92	0,29	13,5	0,001	N80
9	API	4,5	3,92	0,29	13,5	0,001	P110
10	API	4,5	3,92	0,29	13,5	0,001	T95
11	API	4,5	4	0,25	11,6	0,001	C75
12	API	5	4	0,5	24,1	0,001	C75
13	API	4,5	4	0,25	11,6	0,001	C90
14	API	5	4	0,5	24,1	0,001	C90
15	API	4,5	4	0,25	11,6	0,001	C95
16	API	5	4	0,5	24,1	0,001	C95
17	API	4,5	4	0,25	11,6	0,001	J55
18	API	4,5	4	0,25	11,6	0,001	K55
19	API	4,5	4	0,25	11,6	0,001	L80
20	API	5	4	0,5	24,1	0,001	L80
21	API	4,5	4	0,25	11,6	0,001	M65
22	API	4,5	4	0,25	11,6	0,001	N80
23	API	5	4	0,5	24,1	0,001	N80
24	API	4,5	4	0,25	11,6	0,001	P110

ent top: 0 ft  
ent density: 15,85627 lbm/gal

Message center Validation  
A TubingSection. CONDUCTOR is selected.

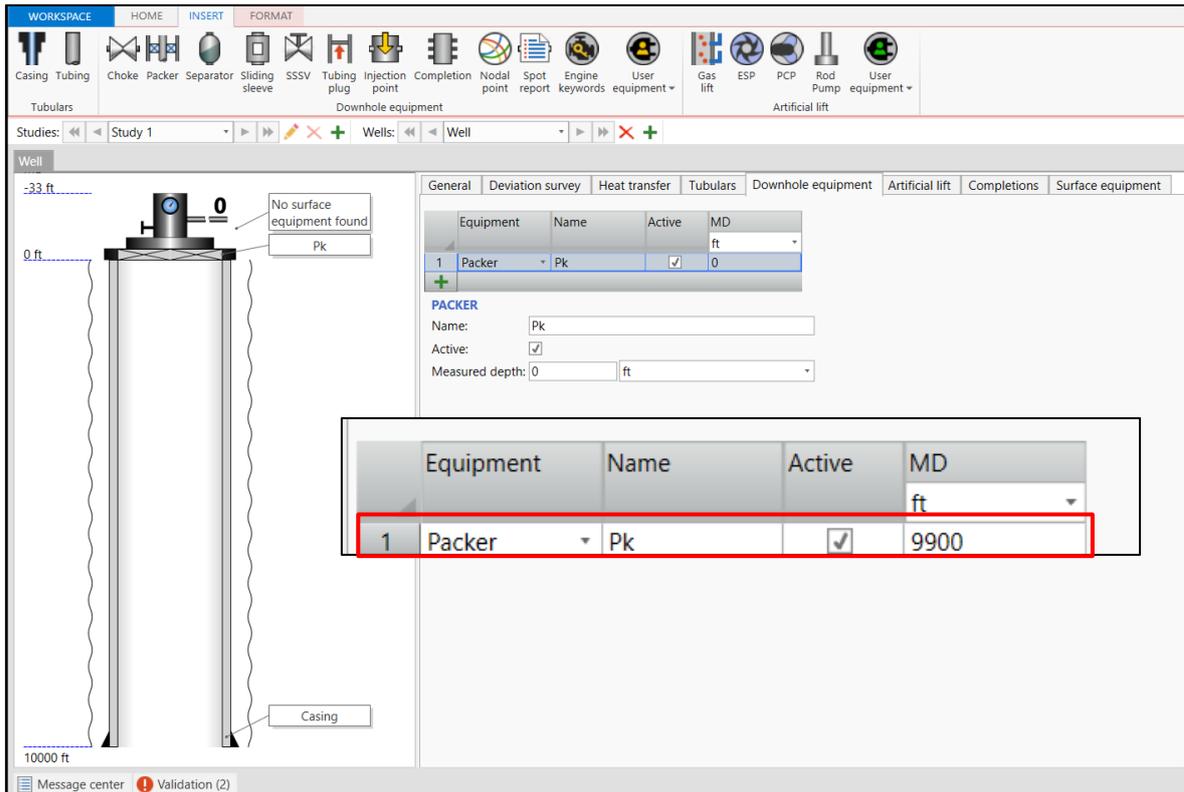
**Figura 3.8** Catálogo de tuberías

**Fuente:** (PIPESIM, 2017)

#### 3.4.1.4 Sección de equipos de fondo y transferencia de calor

Una vez se haya finalizado de ingresar la información correspondiente a la tubería de revestimiento y producción, se procede de la siguiente manera:

- Se da clic en “Downhole equipment”, para ingresar la información de la profundidad en la que se encuentre el Packer. Posteriormente se completará automáticamente la información referente a la profundidad media de los disparos.



**Figura 3.9 Ingreso de quipos de fondo**

**Fuente:** (PIPESIM, 2017)

- Ahora, es necesario ingresar la información de la transferencia de calor. Para esto, en la pestaña de "Heat transfer" se cambia, en la parte de entrada de temperatura ambiente, de "single" a "múltiple" y posterior a ello se ingresa la información de la temperatura a las profundidades que se tenga disponible.

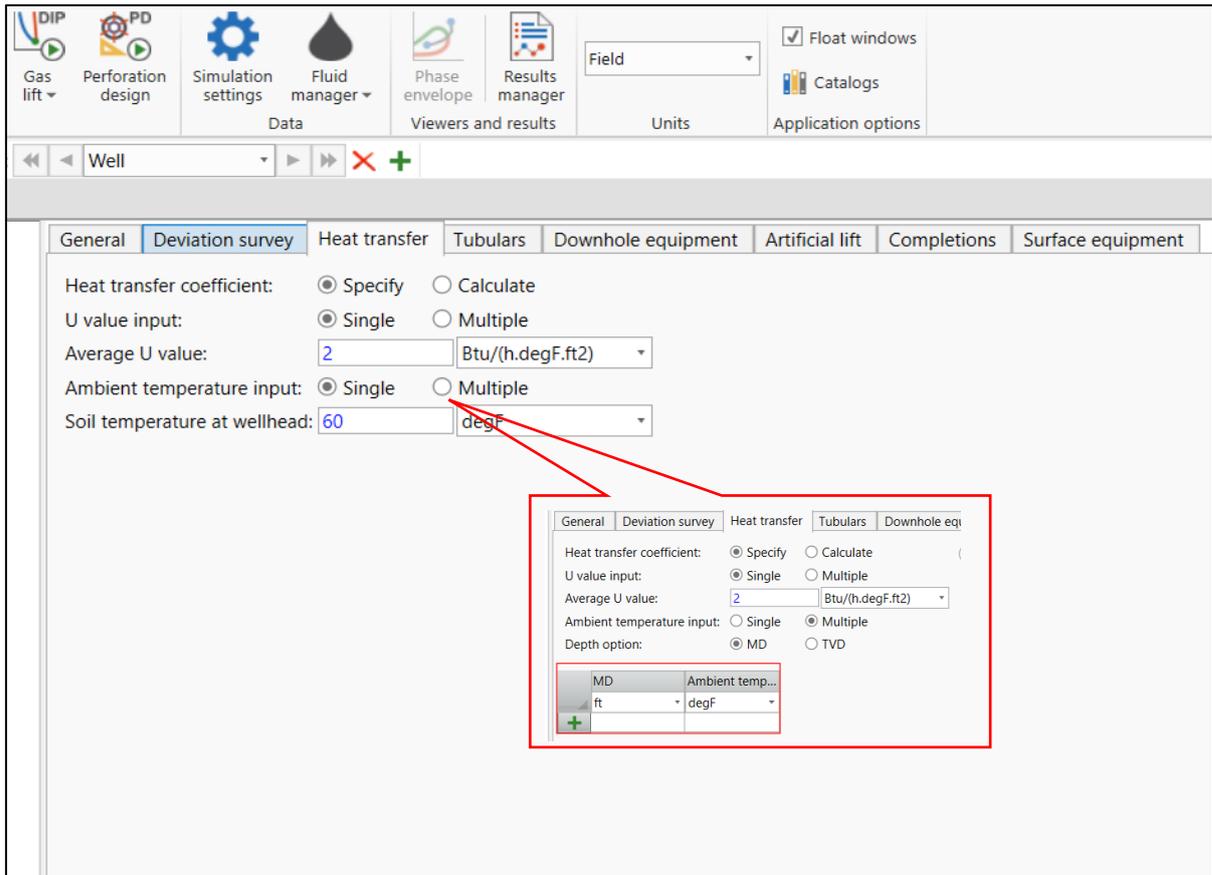


Figura 3.10 Ingreso de información para transferencia de calor

Fuente: (PIPESIM, 2017)

- Una vez se haya completado la información de las temperaturas, se graficará, la transferencia de calor en función de la profundidad.



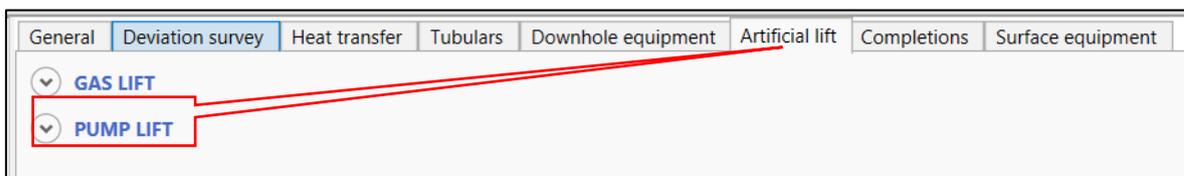
Figura 3.11 Gráfico del gradiente de temperatura

Fuente: (PIPESIM, 2017)

### 3.4.1.5 Sección de levantamiento artificial

En esta sección de acuerdo con el tipo de levantamiento disponible en el pozo, y a la BES empleada para el sistema, buscamos en el amplio catálogo que proporciona el software la bomba actual que se encuentra operando, del mismo modo, se ingresa la información de cómo se encuentra operando actualmente la bomba, principalmente la frecuencia de operación y las etapas que cuente cada bomba. Con el fin de detallar este procedimiento se tiene lo siguiente:

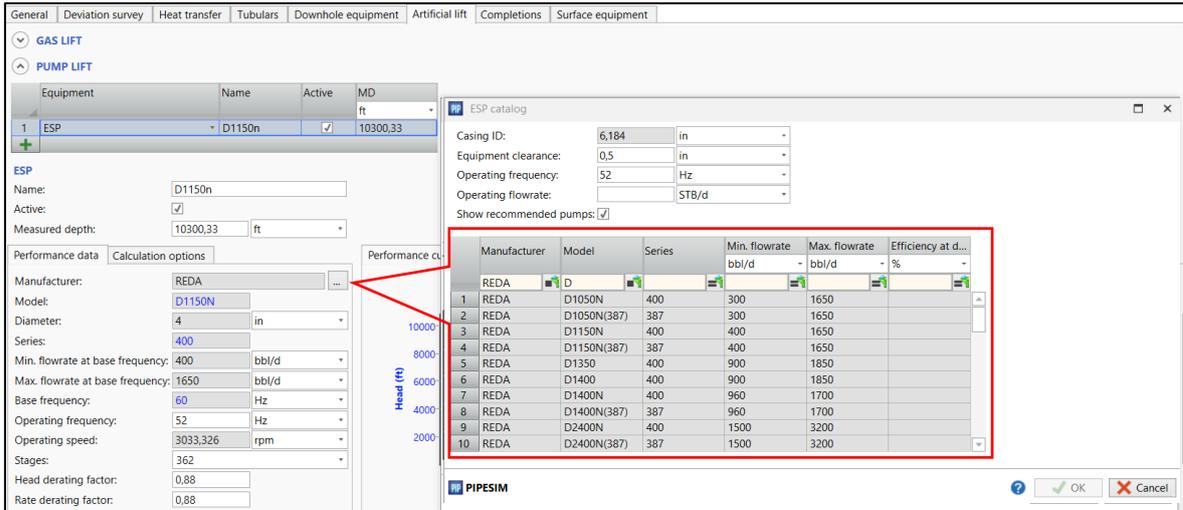
- Dirigirse a la pestaña de “Artificial Lift”, tendremos dos opciones que se muestran en azul.



**Figura 3.12** Selección del tipo de levantamiento artificial.

**Fuente:** (PIPESIM, 2017)

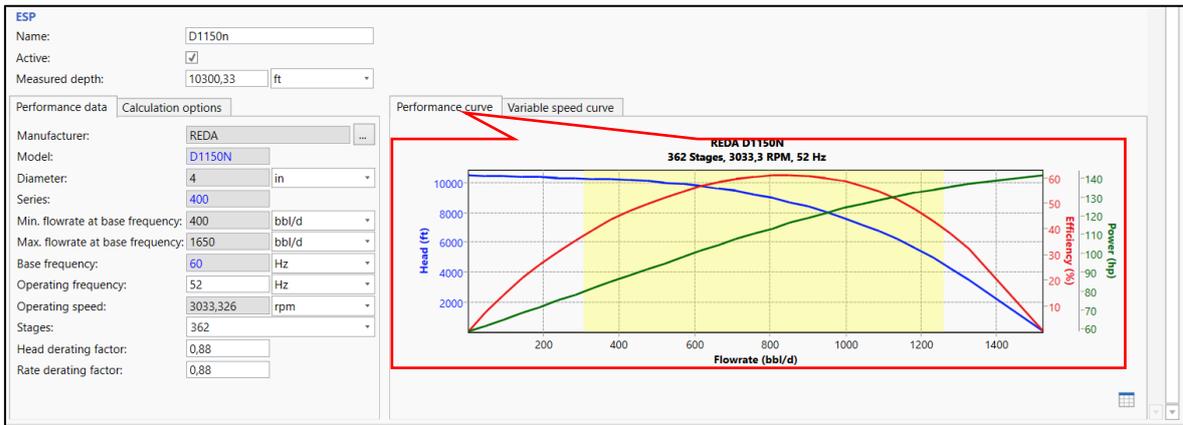
- Desplegar “Pump Lift”, se completa el nombre de la bomba y la profundidad a la que se encuentra, en la parte inferior en la zona de “Manufacturer”, dar clic a los tres puntos, de esta forma se puede ingresar las especificaciones como el modelo, la serie de la bomba de acuerdo con el fabricante también se ingresa información del número de etapas que cuente la bomba y la frecuencia de operación.



**Figura 3.13** Selección de la BES del catálogo disponible.

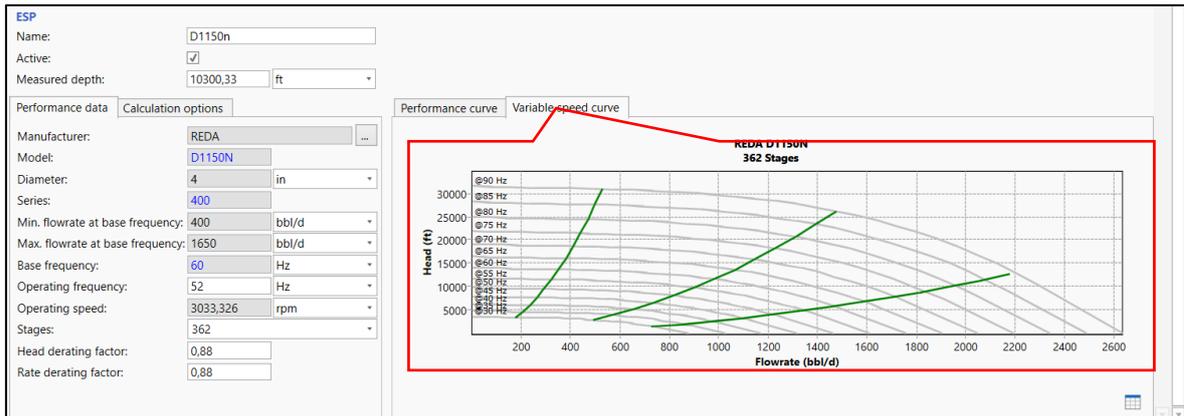
**Fuente:** (PIPESIM, 2017)

- De esta forma se puede ver la curva de rendimiento de la bomba y la curva de frecuencias variables tal como se muestra en la figura y la figura.



**Figura 3.14** Curva de rendimiento de la bomba seleccionada.

**Fuente:** (PIPESIM, 2017)



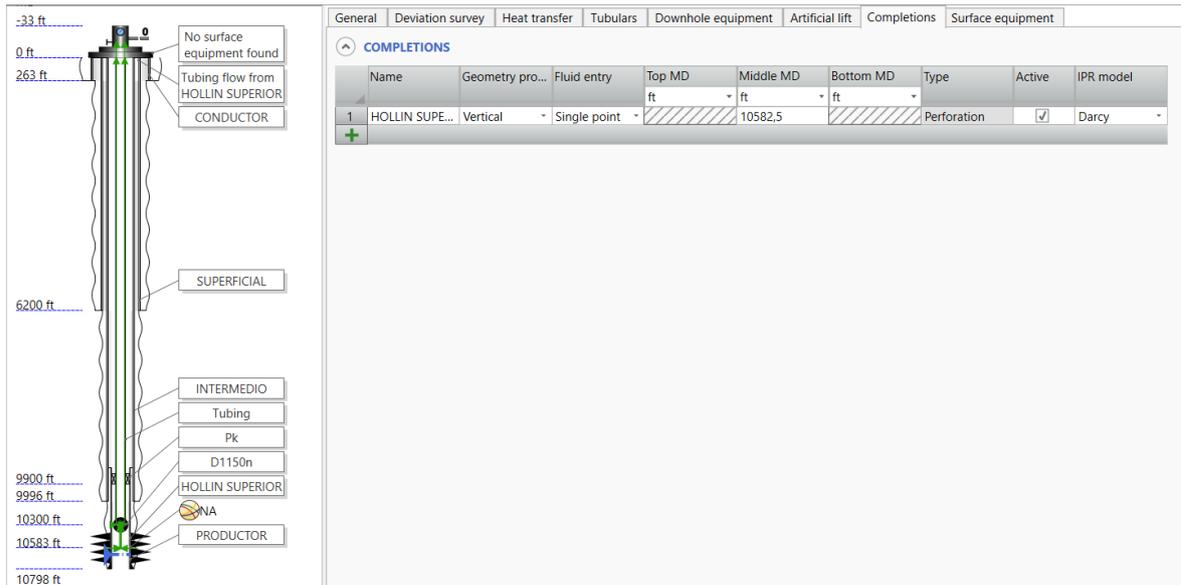
**Figura 3.15** Curva de frecuencia variable de la BES

**Fuente:** (PIPESIM, 2017)

#### **3.4.1.6 Sección de propiedades de roca y fluido**

En la sección correspondiente a este numeral, se ingresan datos de las propiedades de roca y el fluido existente bajo las condiciones normales y actuales de operación, del mismo modo se podrá elegir entre los modelos de IPR, que más se ajusten a las condiciones de cada pozo en específico. El procedimiento a profundidad de esta sección se detalla a continuación:

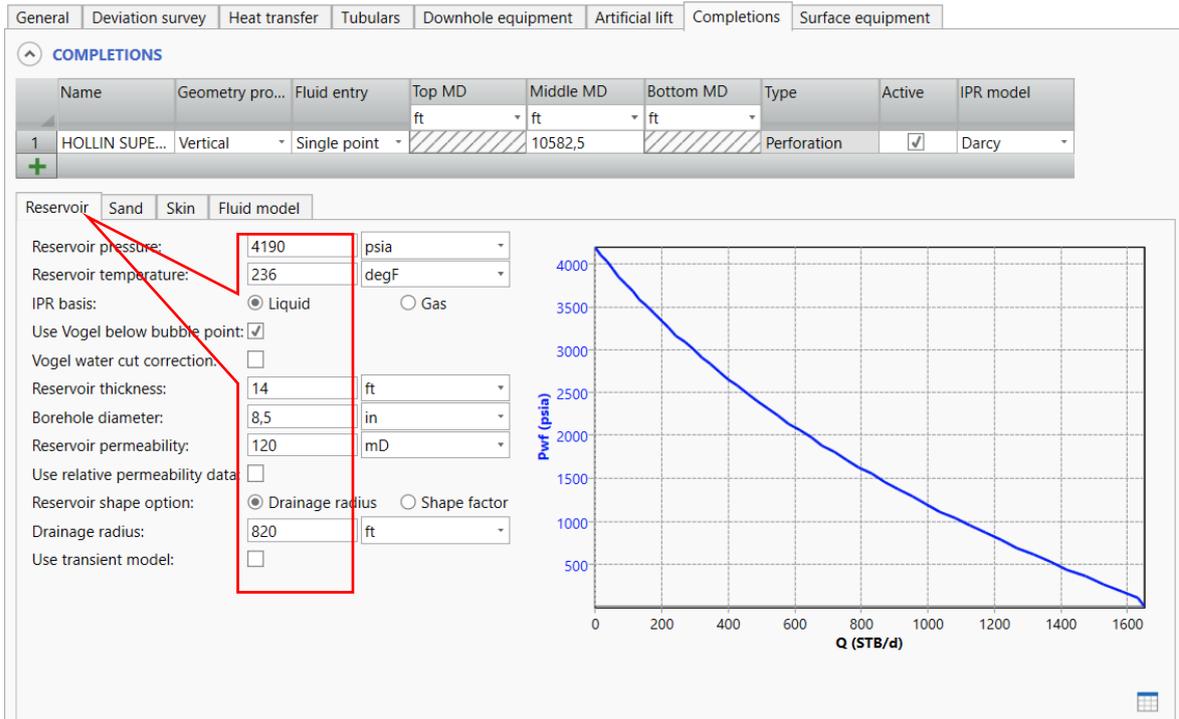
- En la pestaña “Completions”, se llena el nombre del reservorio del cual se está produciendo, la profundidad media de los punzonados, y el modelo de cálculo de la IPR que se usará de acuerdo con un análisis previo de las condiciones en las que se encuentra el reservorio.



**Figura 3.16** Sección de “Completions”

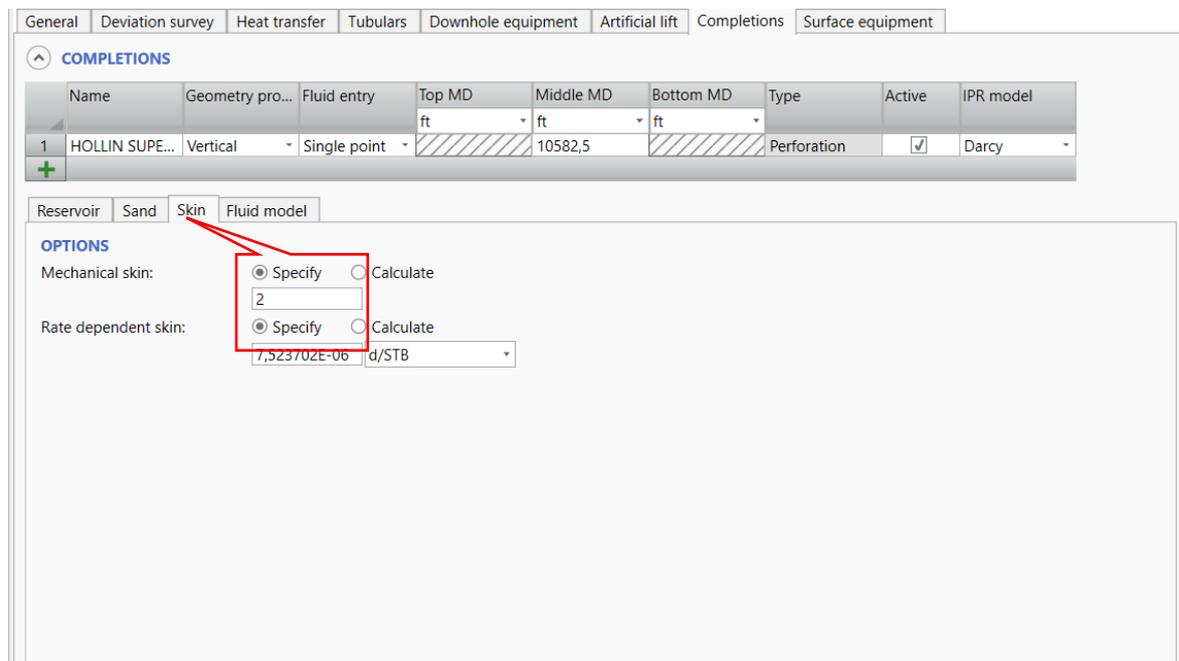
**Fuente:** (PIPESIM, 2017)

- Una vez se ha llenado, la información, se selecciona el nombre de la arena en este caso; “HOLLIN SUPERIOR”, se desplegarán cuatro pestañas, en la primera pestaña “Reservoir” se agregan las propiedades correspondientes al reservorio que se solicitan en la interfaz.



**Figura 3.17** Sección para ingresar datos sobre el reservorio  
**Fuente:** (PIPESIM, 2017)

De igual manera, en la pestaña "Skin", se agrega la información del daño presente.



**Figura 3.18** Ingreso de información sobre el Skin

Fuente: (PIPESIM, 2017)

- Por último, en la pestaña “Fluid Model”, dar clic en “New”, y posterior a “Properties”, se completa la información referente a corte de agua, GOR, gravedad específica del gas y API.

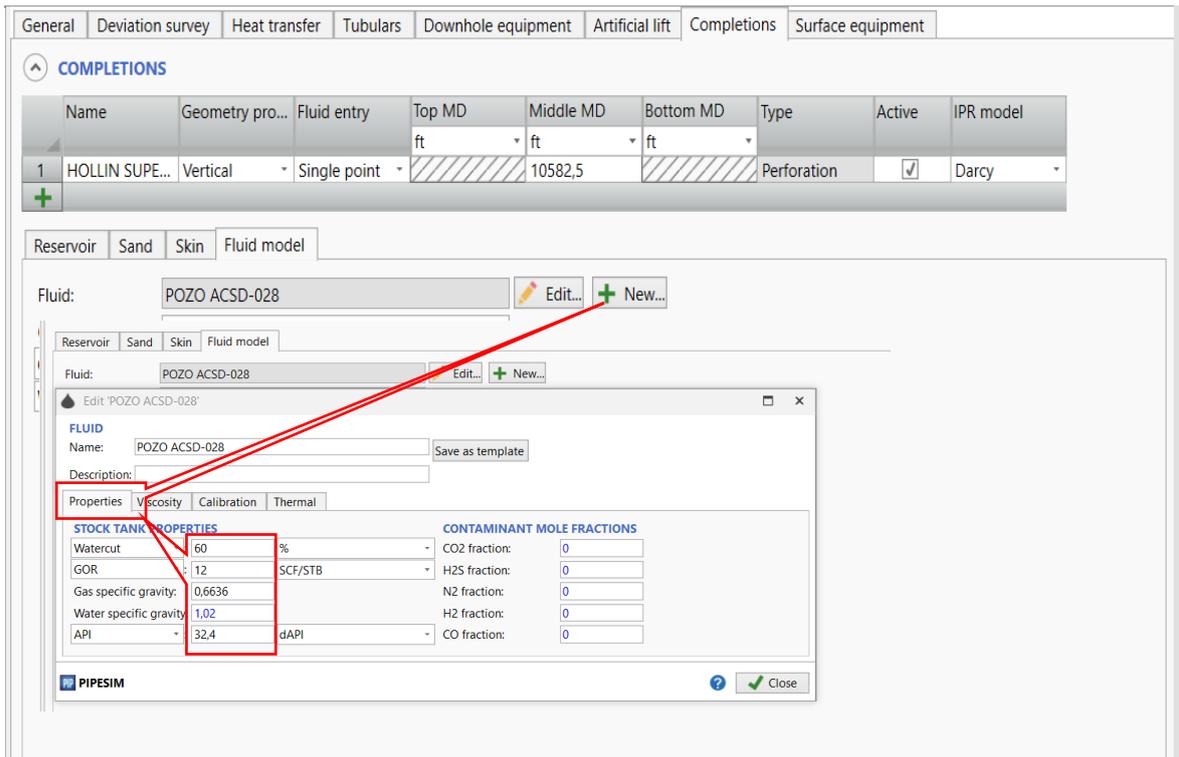
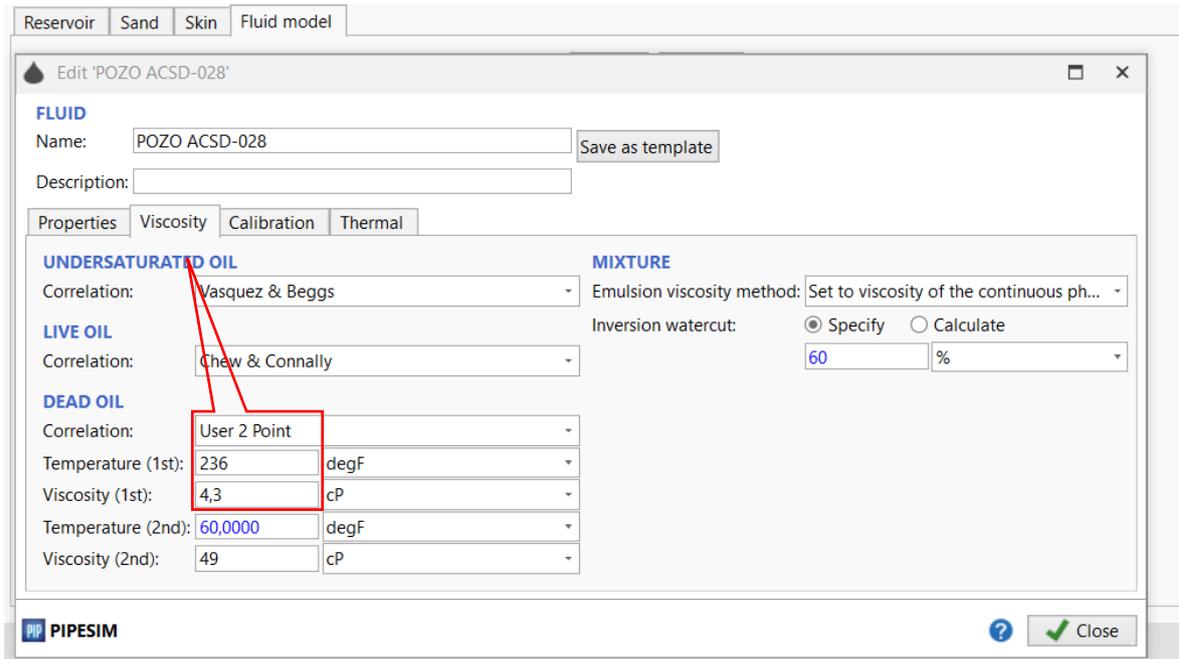


Figura 3.19 Ingreso de información sobre propiedades del fluido

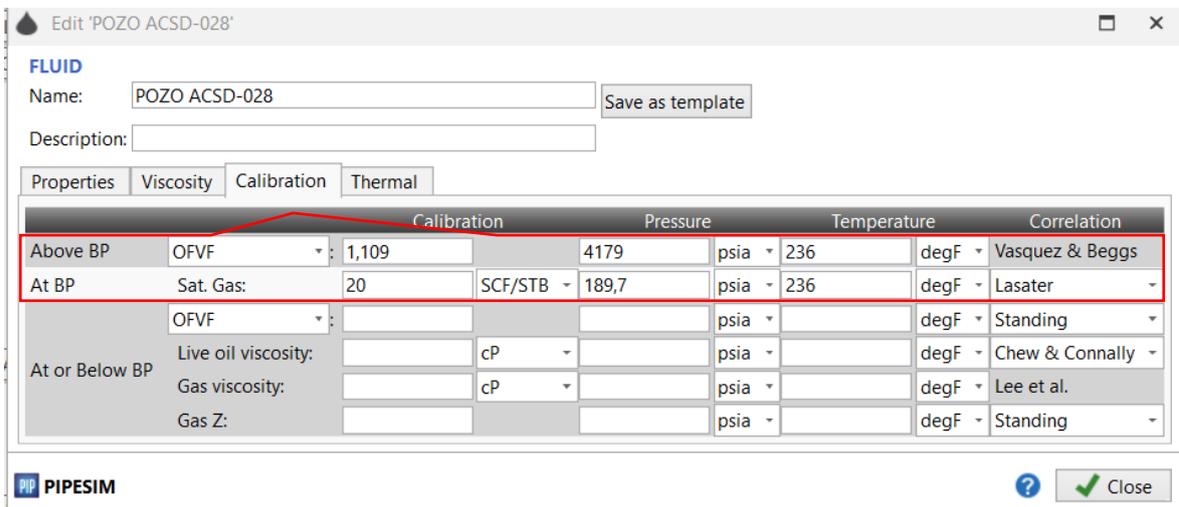
Fuente: (PIPESIM, 2017)

- En la sección de “Viscosity”, conservamos las correlaciones que se nos muestran y únicamente cambiar la información en la sección de “DEAD OIL” ingresando la temperatura y la viscosidad.



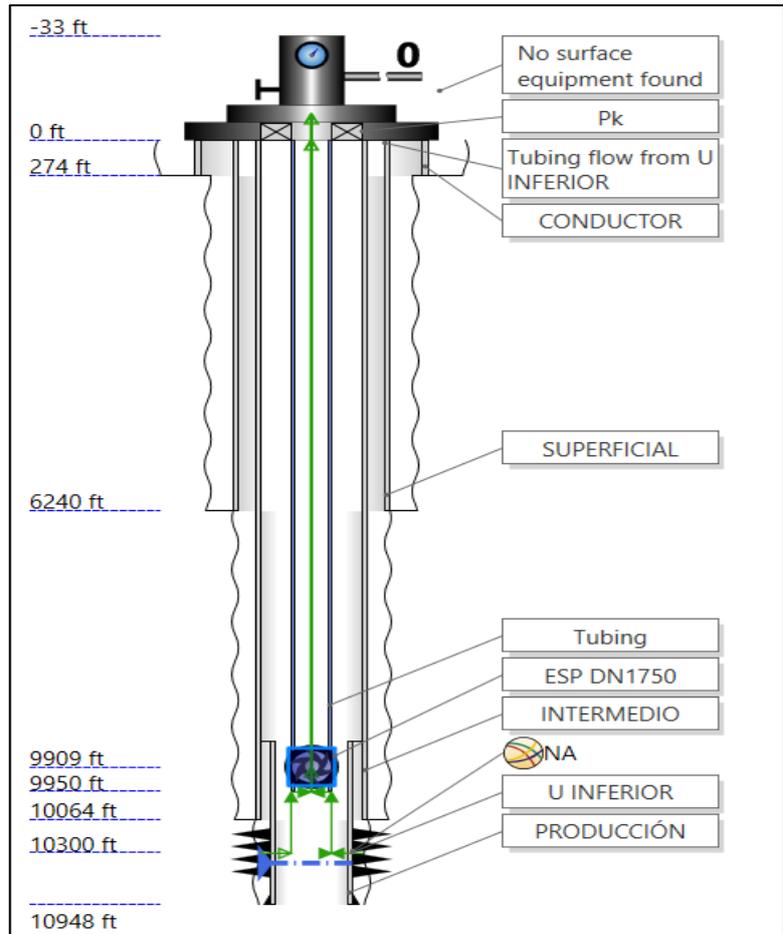
**Figura 3.20** Ingreso de información sobre la viscosidad del fluido  
**Fuente:** (PIPESIM, 2017)

- En la pestaña “Calibration” ingresar la información correspondiente y requerida para dicha sección, de esa manera se finaliza el ingreso de los datos. Y el paso a siguiente es realizar el análisis nodal.



**Figura 3.21** Ingreso de información sobre el factor volumétrico  
**Fuente:** (PIPESIM, 2017)

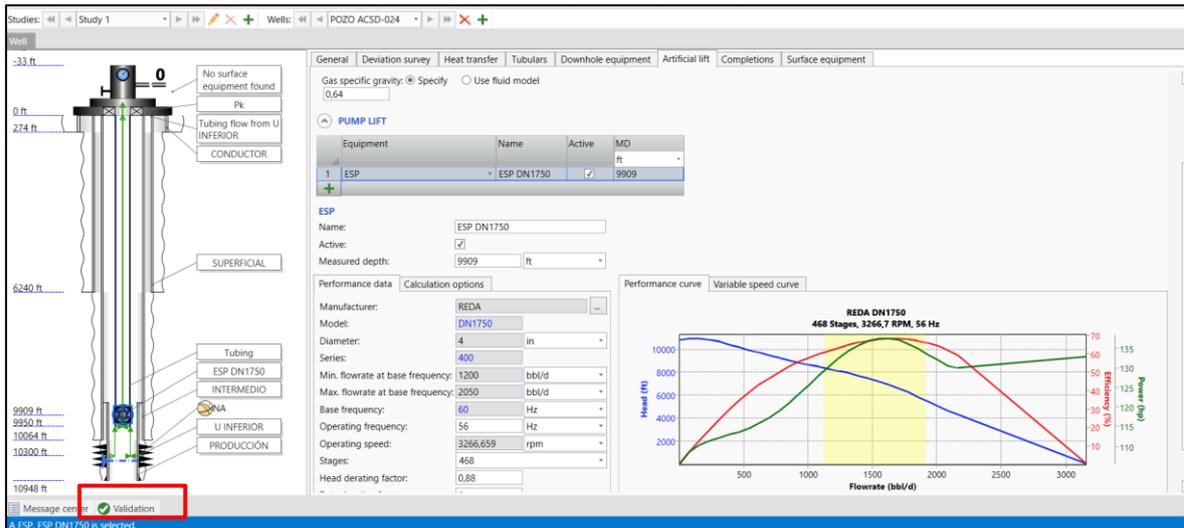
- Antes del análisis nodal, es importante mencionar el que conforme se ha ingresado los datos al programa se va también creando un diagrama de los datos ingresados, como se observa en la figura.



**Figura 3.22** Diagrama con información ingresada

**Fuente:** (PIPESIM, 2017)

- Previo a realizar el análisis nodal, es importante que fijarse en si la validación de la información se encuentra en color verde, si ocurre de esa manera entonces será factibles continuar con el análisis nodal y posterior análisis de sensibilidad.



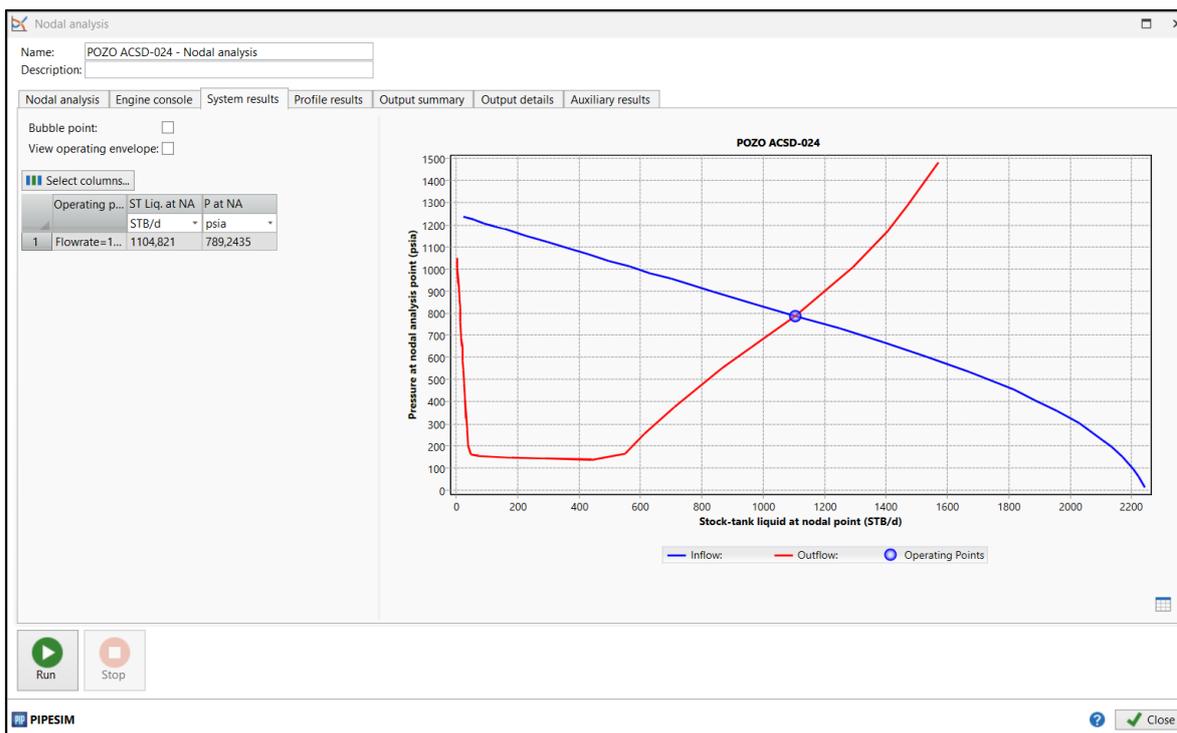
**Figura 3.23** Validación por parte de PIPESIM

**Fuente:** (PIPESIM, 2017)

### 3.4.1.7 Sección de análisis nodal

Como se ha descrito en el capítulo correspondiente al marco teórico el análisis nodal es una herramienta muy importante, pues esta nos permite optimizar el proceso de producción, con el cual podemos plantear soluciones, que sean económicamente rentables para las condiciones actuales de producción de cada pozo. En ese sentido, y enmarcados en el desarrollo de la sección correspondiente, se procede de la siguiente manera en el software:

- En la pestaña “HOME” de “WELL TOOLS”, se encuentra la herramienta “Nodal analysis”, dar clic y al ingresar seleccionar a “Botton Hole” como el nodo de solución escogido para el análisis. Realizado esto, se ingresa la presión de cabeza y selecciona “Run”, de esta forma iniciara el cálculo del punto operativo a las condiciones actuales. Si se obtiene que el punto operativo es igual a la tasa de producción actual del reservorio, entonces se da por validado el modelo a las condiciones actuales y podemos seguir con el análisis de sensibilidad.



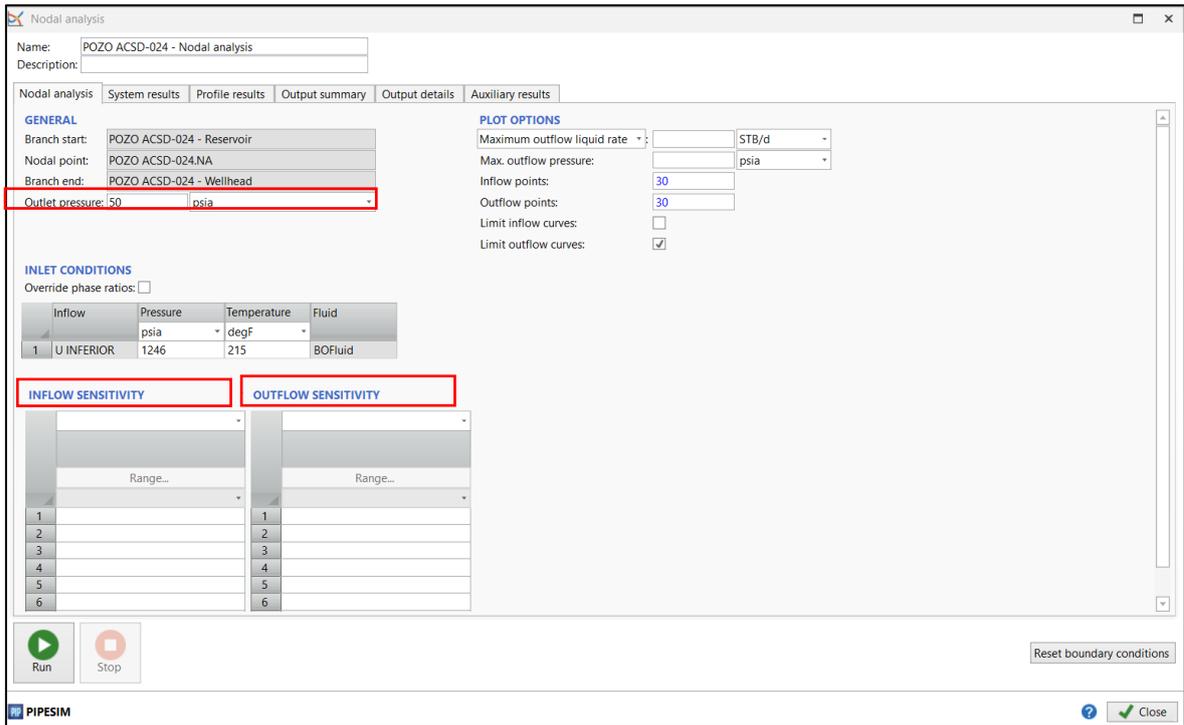
**Figura 3.24** Análisis nodal, punto operativo

**Fuente:** (PIPESIM, 2017)

### **3.4.1.8 Sección de sensibilidad del análisis nodal**

En esta sección podemos realizar sensibilidad a los parámetros que influyen en las curvas de oferta y demanda correspondientes, esto con el fin de una optimización de la producción mediante alternativas a las condiciones de operación actuales. Como se realiza dicha sensibilidad se describe a continuación:

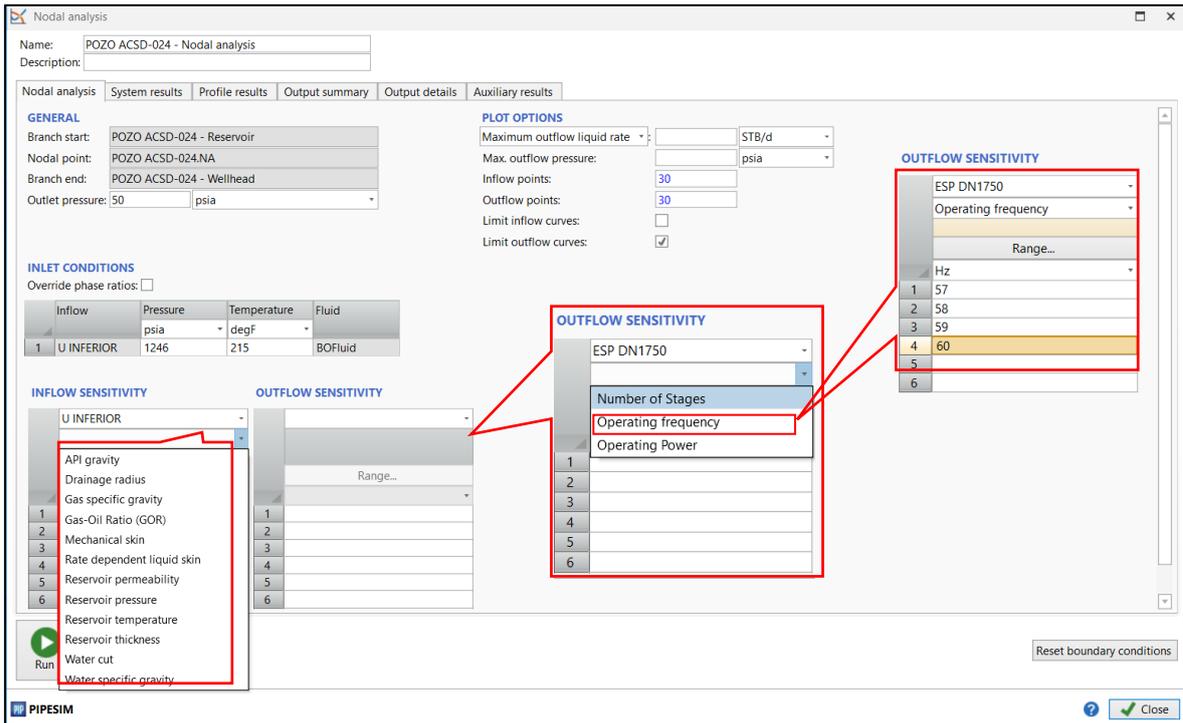
- Una vez que se encuentra que los valores obtenidos del punto operativo son iguales o muy cercanos a la producción actual entonces podemos hacer un análisis de sensibilidad. En este análisis se varían los parámetros de los cuales dependerá la curva de desempeño del pozo o IPR, y la curva de desempeño de la bomba.
- Para esto, cerrar la ventana de análisis nodal. En azul en la parte inferior a modo de tablas se encuentra, "INFLOW SENSITIVITY" (Curva de desempeño de la arena) y "OUTFLOW SENSITIVITY" (Curva de desempeño de la bomba), tal y como se muestra en la Figura 3.25.



**Figura 3.25** Interfaz para selección del tipo de sensibilidad a aplicarse

**Fuente:** (PIPESIM, 2017)

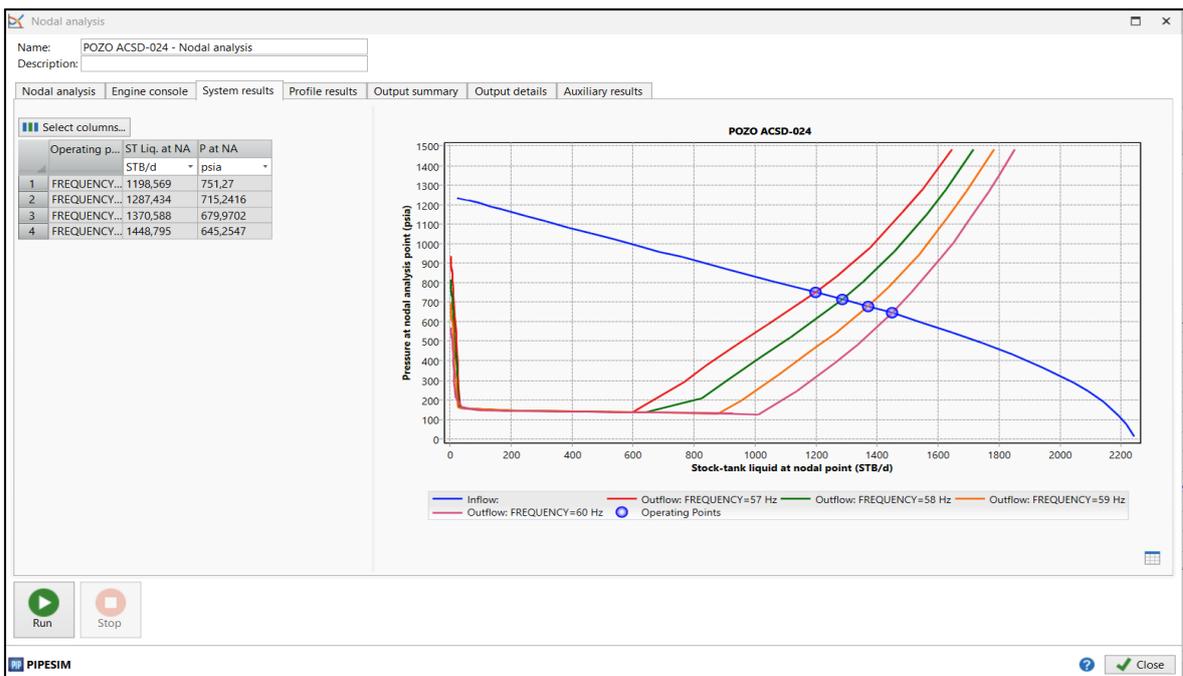
- Se selecciona la celda desplegable y se elige la arena productora o la BES, dependiendo de a que curva se busca realizar la sensibilidad de algún parámetro, aparecerán todos los que se puedan variar, se selecciona el parámetro requerido, y se da valores siguiendo la lógica de las propiedades y de que guarden relación con las condiciones actuales del reservorio o la bomba, se puede observar un ejemplo en la Figura 3.26.



**Figura 3.26** Ejemplo sensibilidad a la frecuencia de operación de la BES

**Fuente:** (PIPESIM, 2017)

- Se da a correr la simulación para observar, el comportamiento de los nuevos parámetros y ver cómo ha cambiado el punto operativo.



**Figura 3.27** Gráfica y puntos operativos, sensibilidad de la frecuencia para el ejemplo

Fuente: (PIPESIM, 2017)

- Ya con los nuevos valores, para las nuevas condiciones, y sobre todo con los barriles producidos a estas, se procede a realizar el análisis económico, mediante el uso de los indicadores financieros, que fueron expuestos en el capitulo del marco teórico.

### 3.4.2 Procedimiento del análisis económico

En primer lugar, se considera que el costo de producción de un barril de petróleo según Petroecuador EP, es de \$7,35. Mientras al cierre de enero de 2023 el barril WTI tiene un costo de 78,87 USD. Se debe considerar sin embargo el petróleo ecuatoriano no cumple siempre con la expectativa, del marcador WTI, y que por tanto tiene una penalización con relación al precio oficial, la penalización promedio existente es de \$5,23 de acuerdo con Petroecuador EP.

**Tabla 3.2 Precio Neto de Venta del Barril de Petróleo**

<b>Precio de neto de venta del barril de petróleo</b>	
Marcador WTI al 31 de enero de 2023	78.87
Penalización con respecto al WTI	5.23
Costo de producción de un barril de petróleo	7.35
<b>Precio Neto de Venta</b>	<b>66.29</b>

Fuente: Resultados

Elaborado por: Alvarado Jean

De esta manera, el precio por barril viene dado de la siguiente manera:

$$\text{Precio Venta Neta} = \text{Precio WTI a la fecha} - (\text{Penalización} + \text{Costo de Producción})$$

### Ecuación 3.1

Con el valor del precio de venta del barril, se puede empezar con el análisis en base a lo que se obtiene de la sensibilidad del software. Así:

**Tabla 3.3 Sensibilidad Skin**

<b>SKIN</b>	<b>BFPD [bl/d]</b>	<b>Pwf [psia]</b>
<b>S=10</b>	1,231	928
<b>S=5</b>	1,289	1,004
<b>S=0</b>	1,350	1,088

**Fuente:** Resultados para el ejemplo de procedimiento

**Elaborado por:** Alvarado Jean

Con los resultados del análisis nodal y análisis de sensibilidades, y aplicando la tasa de declinación exponencial se tiene lo siguiente de acuerdo con el escenario pesimista y optimista.

**3.4.2.1 Escenario Optimista Declinación Exponencial:**

**Tabla 3.4 Declinación Exponencial (Bajo el Escenario Optimista)**

<b>Declinación Exponencial (Bajo el Escenario Optimista)</b>		
<b>Tasa de producción inicio del año 2022</b>	1262	bl/d
<b>Tasa de producción Final del año 2022</b>	1104.03	bl/d
<b>Ritmo de declinación anual</b>	0.125174326	/año
<b>Ritmo de declinación mensual</b>	0.011082353	/mes
<b>Ritmo de declinación anual</b>	0.133730643	/año
<b>Ritmo de declinación mensual</b>	0.01114422	/mes
<b>Producción Optimizada al primer mes</b>	1,350	bl/d (Fluido)
<b>Diferencial de Producción por Optimización</b>	246	bl/d (Fluido)
<b>Vida del Pozo (Considerando como límite económico 25 bl/d (Petróleo) o 312.5 bl/d (Fluido))</b>	11	años

<b>Costo de Optimización</b>	572245.99	\$
------------------------------	-----------	----

Fuente: Resultados

Elaborado por: Alvarado Jean

**3.4.2.2 Escenario Pesimista Declinación Exponencial:**

**Tabla 3.5 Declinación Exponencial (Bajo el Escenario Pesimista)**

<b>Declinación Exponencial (Bajo el Escenario Pesimista)</b>		
<b>Tasa de producción inicio del año 2022</b>	1262	bl/d
<b>Tasa de producción Final del año 2022</b>	1104.03	bl/d
<b>Ritmo de declinación anual</b>	0.125174326	/año
<b>Ritmo de declinación mensual</b>	0.011082353	/mes
<b>Ritmo de declinación continua anual</b>	0.133730643	/año
<b>Ritmo de declinación continua mensual</b>	0.01114422	/mes
<b>Producción optimizada al primer mes</b>	1,172	bl/d (Fluido)
<b>Diferencial de Producción por Optimización</b>	68	bl/d (Fluido)
<b>Vida del Pozo (Considerando como límite económico 25 bl/d (Petróleo) o 312.5 bl/d (Fluido))</b>	10	años
<b>Costo de Optimización</b>	572245.99	\$

Fuente: Resultados

Elaborado por: Alvarado Jean

La Tabla 3.5 se la determino de la siguiente manera:

Por definición:

$$q = q_0 (1 - d_a)$$

**Ecuación 3.2** Tasa de producción declinación exponencial

Con:

$q$  = Tasa de producción (inicio del año), bl/d

$q_0$  = Tasa de producción (final del año), bl/d

$d_a$  = Ritmo de declinación anual

$$(1 - d_m)^{12} = 1 - d_a$$

**Ecuación 3.3** Ritmos de declinación, declinación exponencial

Con:

$d_a$  = Ritmo de declinación anual

$d_m$  = Ritmo de declinación mensual

$$e^{-b_a} = 1 - d_a$$

**Ecuación 3.4** Ritmo de declinación continua anual

Con:

$b_a$  = Ritmo de declinación continuo anual

$d_a$  = Ritmo de declinación anual

$$b_m = \frac{b_a}{12}$$

**Ecuación 3.5** Ritmo de declinación continua mensual

Con:

$b_a$  = Ritmo de declinación continuo anual

$b_m$  = Ritmo de declinación continuo mensual

Finalmente:

$$q = q_0 e^{-b(t-t_0)}$$

**Ecuación 3.6** Declinación exponencial

Con:

$b_m$  = Ritmo de declinación continuo acorde a t.

t = Tiempo de producción

A continuación, se determina el flujo de fondos de acuerdo con el tipo de optimización elegida para cada pozo las mismas que pueden ser:

- Cambio de frecuencia.
- Reducción de daño mediante estimulación.
- Redimensionamiento de la bomba.

Así:

**Tabla 3.6 Costos estimados para tratamiento químico (Reducción daño)**

<b>COSTOS ESTIMADOS PARA TRATAMIENTO QUÍMICO (REDUCCIÓN SKIN)</b>	
<b>TIPO</b>	<b>MONTO [ \$ ]</b>
<b>ASOCIADOS A MOVIMIENTOS DE TORRE DE WO</b>	\$ 6,488.72
<b>TRABAJOS EN LA TORRE</b>	\$ 69,025.32
<b>TRANSPORTE/SUPERVICIÓN</b>	\$ 6,850.00
<b>EQUIPO DE SUPERFICIE Y SUBSUELO</b>	\$ 150,000.00
<b>UNIDAD DE CABLE DE ACERO</b>	\$ 15,283.00
<b>SUPERVISIÓN E INSTALACIÓN BES</b>	\$ 2,699.80
<b>INST. QUICK CONNEC/PROTECTORES</b>	\$ 66,127.76
<b>UNIDADES DE ESTIMULACIÓN Y BOMBEO</b>	\$ 123,328.00
<b>UNIDAD DE BOMBEO</b>	\$ 32,987.59
<b>QUÍMICOS</b>	\$ 2,171.50

<b>UNIDAD SPOOLER</b>	\$ 2,020.00
<b>CONTINGENCIA</b>	\$ 95,264.30
<b>MONTO TOTAL [\$]</b>	\$ 572,245.99

Fuente: Resultados

Elaborado por: Alvarado Jean

**Tabla 3.7 Costos estimados para redimensionamiento de bomba**

<b>COSTOS ESTIMADOS PARA REDIMENSIONAMIENTO DE BOMBA</b>	
<b>TIPO</b>	<b>MONTO [\$]</b>
<b>ASOCIADOS A MOVIMIENTOS DE TORRE DE WO</b>	\$ 6,488.72
<b>TRABAJOS EN LA TORRE</b>	\$ 69,025.32
<b>TRANSPORTE/SUPERVISIÓN</b>	\$ 6,850.00
<b>EQUIPO DE SUBSUELO</b>	\$ 391,113.00
<b>UNIDAD DE CABLE DE ACERO</b>	\$ 364.00
<b>INSTALACIÓN DE BES/MISCELANEOS</b>	\$ 2,135.00
<b>QUÍMICOS</b>	\$ 901.43
<b>UNIDAD SPOOLER</b>	\$ 2,020.55
<b>CONTINGENCIA</b>	\$ 95,647.55
<b>MONTO TOTAL [\$]</b>	\$ 574,545.57

Fuente: Resultados

Elaborado por: Alvarado Jean

**3.4.2.3 Escenario Optimista Flujo de Fondos:**

El flujo de fondos viene dado por:

**Tabla 3.8 Flujo de Fondos Optimista**

<b>Tiempo meses</b>	<b>Fluido Producido [b/d]</b>	<b>Acumulado</b>	<b>Ingresos</b>	<b>Egresos</b>	<b>Ingresos - Egresos</b>	<b>Ingresos - Egresos Netos</b>
<b>0</b>				572245.99	\$ - 572,245.99	<b>\$ -572,245.9</b>
<b>1</b>	1349.61	1349.61	\$ 259,042.06	\$ 41,317.98	\$ 217,724.08	<b>\$ -354,521.9</b>
<b>2</b>	1319.86	2669.47	\$ 253,332.29	\$ 40,407.25	\$ 212,925.03	<b>\$ -141,596.8</b>
<b>3</b>	1305.23	3974.71	\$ 250,524.77	\$ 39,959.45	\$ 210,565.32	<b>\$ 68,968.4</b>
<b>4</b>	1290.77	5265.48	\$ 247,748.36	\$ 39,516.60	\$ 208,231.76	<b>\$ 277,200.2</b>
<b>5</b>	1276.46	6541.95	\$ 245,002.73	\$ 39,078.67	\$ 205,924.06	<b>\$ 483,124.27</b>
<b>6</b>	1262.32	7804.27	\$ 242,287.52	\$ 38,645.58	\$ 203,641.94	<b>\$ 686,766.22</b>
<b>7</b>	1248.33	9052.60	\$ 239,602.41	\$ 38,217.30	\$ 201,385.11	<b>\$ 888,151.32</b>
<b>8</b>	1234.49	10287.10	\$ 236,947.05	\$ 37,793.76	\$ 199,153.29	<b>\$ 1,087,304.61</b>
<b>9</b>	1220.81	11507.92	\$ 234,321.12	\$ 37,374.92	\$ 196,946.20	<b>\$ 1,284,250.81</b>
<b>10</b>	1207.28	12715.21	\$ 231,724.29	\$ 36,960.71	\$ 194,763.57	<b>\$ 1,479,014.39</b>
<b>11</b>	1193.90	13909.11	\$ 229,156.24	\$ 36,551.10	\$ 192,605.14	<b>\$ 1,671,619.52</b>
<b>12</b>	1180.67	15089.79	\$ 226,616.65	\$ 36,146.03	\$ 190,470.62	<b>\$ 1,862,090.14</b>

**Fuente:** Resultados

**Elaborado por:** Alvarado Jean

### 3.4.2.4 Escenario Pesimista Flujo de Fondos:

El flujo de fondos viene dado por:

**Tabla 3.9 Flujo de Fondos Pesimista**

<b>Tiempo meses</b>	<b>Fluido Producido [bl/d]</b>	<b>Acumulado</b>	<b>Ingresos</b>	<b>Egresos</b>	<b>Ingresos - Egresos</b>	<b>Ingresos - Egresos Netos</b>
<b>0</b>				572245.99	\$ - 572,245.99	<b>\$-572,245.9</b>
<b>1</b>	1172.19	1172.19	\$ 224,989.57	\$ 35,886.51	\$ 189,103.06	<b>\$ -383,142.9</b>
<b>2</b>	1146.36	2318.56	\$ 220,030.37	\$ 35,095.50	\$ 184,934.87	<b>\$-198,208</b>
<b>3</b>	1133.65	3452.21	\$ 217,591.92	\$ 34,706.56	\$ 182,885.36	<b>\$ -15,322.6</b>
<b>4</b>	1121.09	4573.31	\$ 215,180.49	\$ 34,321.93	\$ 180,858.56	<b>\$ 165,535.87</b>
<b>5</b>	1108.66	5681.98	\$ 212,795.78	\$ 33,941.56	\$ 178,854.22	<b>\$ 344,390.09</b>
<b>6</b>	1096.38	6778.36	\$ 210,437.50	\$ 33,565.41	\$ 176,872.10	<b>\$ 521,262.18</b>
<b>7</b>	1084.23	7862.59	\$ 208,105.36	\$ 33,193.43	\$ 174,911.94	<b>\$ 696,174.12</b>
<b>8</b>	1072.21	8934.81	\$ 205,799.06	\$ 32,825.56	\$ 172,973.50	<b>\$ 869,147.62</b>
<b>9</b>	1060.33	9995.14	\$ 203,518.33	\$ 32,461.78	\$ 171,056.55	<b>\$ 1,040,204.1</b>
<b>10</b>	1048.58	11043.72	\$ 201,262.86	\$ 32,102.03	\$ 169,160.84	<b>\$ 1,209,365</b>
<b>11</b>	1036.96	12080.68	\$ 199,032.40	\$ 31,746.26	\$ 167,286.14	<b>\$ 1,376,651</b>
<b>12</b>	1025.46	13106.15	\$ 196,826.65	\$ 31,394.44	\$ 165,432.21	<b>\$1,542,083.36</b>

**Fuente:** Resultados

**Elaborado por:** Alvarado Jean

### 3.4.2.5 Escenario Optimista Indicadores Financieros

Finalmente se determinan los indicadores financieros para cada caso.

**Tabla 3.10** Indicadores financieros escenario optimista

INDICADOR FINANCIERO	
VAN	\$ 7,634,234.12
TIR	75%
RCB	280.05%
PRI	3

**Fuente:** Resultados

**Elaborado por:** Alvarado Jean

### 3.4.2.6 Escenario Pesimista Indicadores Financieros

**Tabla 3.11** Indicadores financieros escenario pesimista

INDICADOR FINANCIERO	
VAN	\$ 5,774,527.00
TIR	67%
RCB	258.41%
PRI	4

**Fuente:** Resultados

**Elaborado por:** Alvarado Jean

De la siguiente manera se tiene:

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{FNC_k}{(1+i)^k}$$

**Ecuación 3.7** Valor Actual Neto

Con:

$FCN_k$  = Flujo de caja neto en el periodo k

k = Periodo de evaluación.

i = Tasa de descuento o actualización.

$$\sum_{k=0}^n \frac{FCN_k}{(1 + TIR)^k} = 0$$

### **Ecuación 3.8** Tasa Interna de Retorno

Con:

TIR = Tasa interna de retorno

$$RCB = \frac{\text{Ingresos Netos}}{\text{Costos Netos} + \text{Inversión}}$$

### **Ecuación 3.9** Relación Costo Beneficio

Con:

RCB = Relación Costo Beneficio

Consideraciones para que un proyecto sea considerado rentable:

- $VAN > 0$
- $TIR > 0$
- $RCB > 1$  ó 100%
- PRI (Debe ser el menor posible)

## 4. RESULTADOS

### 4.1 Resultados Pozo Auca Sur 28 (ACSD-028)

#### 4.1.1 Alternativa 1 (Cambio de frecuencia)

##### 4.1.1.1 Condiciones Actuales

El pozo ACSD-028 produce, 1250.2 bl/d de fluido total, aproximadamente 500.2 bl/d de petróleo, el daño que posee actualmente no es muy grande en comparación a 2018 dónde tenía un skin de 21, su corte de agua se ha mantenido relativamente cercano al mismo valor durante el último año, mientras que la frecuencia de operación de la bomba se encuentra en 68 Hz. Con lo cual se puede optar como opción de optimización el cambio de la frecuencia en la bomba, siempre y cuando con la nueva frecuencia nos mantengamos en el rango operativo.

**Tabla 4.1** Condiciones actuales ACSD-028

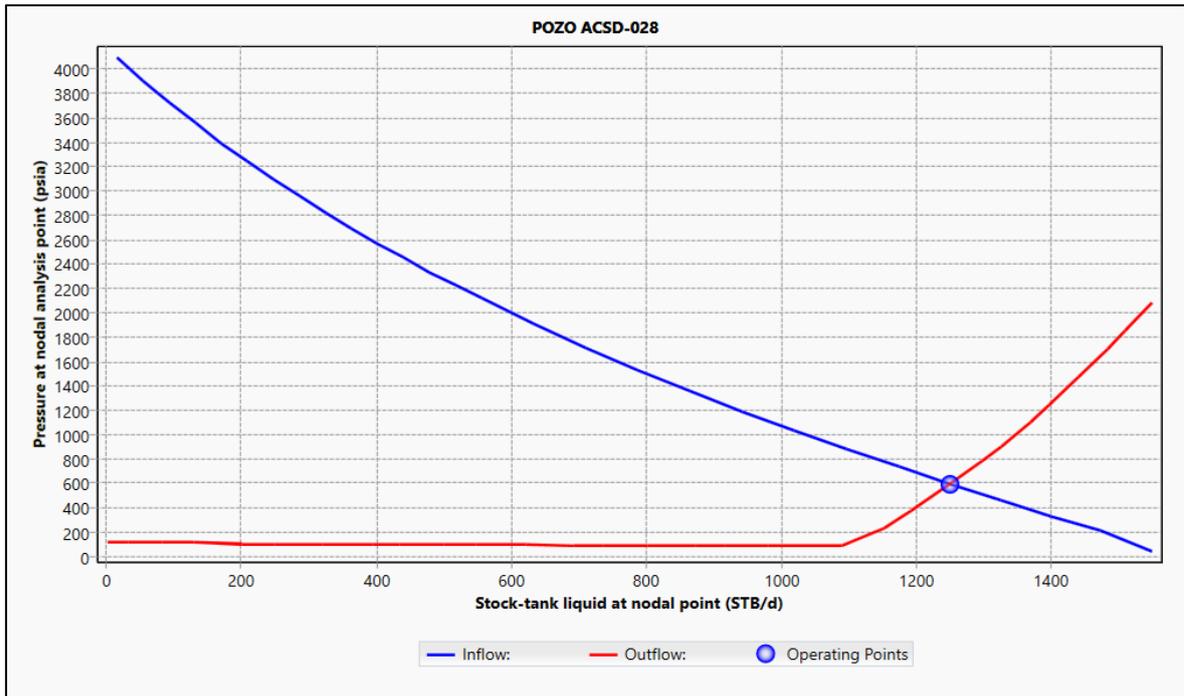
CONDICIONES ACTUALES POZO AUCA SUR 28							
ARENA	FLUIDO PRODUCIDO [bl/d]	BSW %	BOMBA BES	FRECUENCIA	RANGO BES (bl/d)	ETAPAS	SKIN
Hollin Superior	1250.2	60	RC1000	68	200-1350	318	2

Fuente: Resultados

Elaborado por: Alvarado Jean

##### 4.1.1.2 Análisis Nodal

Al ingresar los datos al software, se pudo simular las condiciones actuales, obteniendo un punto operativo con la misma tasa de flujo de fluido que las condiciones reales actuales del pozo.



**Figura 4.1** Punto Operativo ACSD-028

Fuente: (PIPESIM, 2017)

**Tabla 4.2** Punto Operativo Simulado ACSD-028

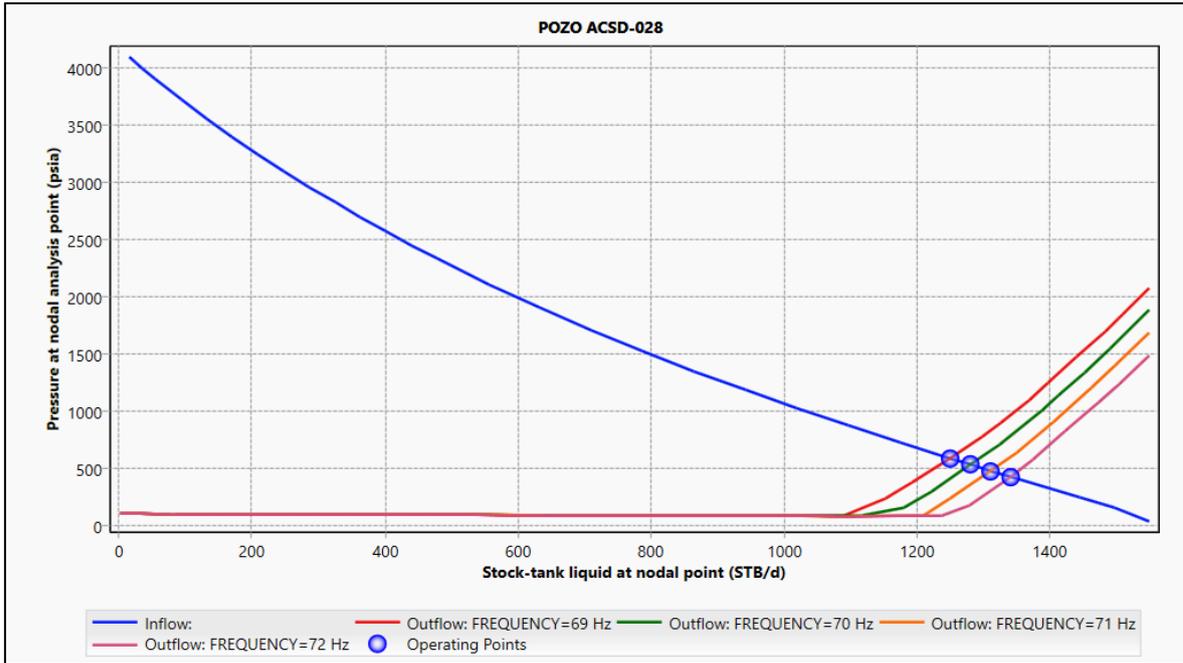
Punto Operativo Simulado		
FLUIDO PRODUCIDO [b/d]	Pwf [psia]	PIP [psia]
1,250.71	591	481

Fuente: Resultados

Elaborado por: Alvarado Jean

#### 4.1.1.3 Sensibilidad

Ahora para realizar el análisis de sensibilidad, la propiedad en este pozo en particular elegida es la frecuencia, para lo cual se varió los valores de las frecuencias en el rango de operación permitido, obteniendo lo que se observa en la Figura 4.2 y la Tabla 4.3.



**Figura 4.2** Sensibilidad Frecuencia ACSD-028

**Fuente:** (PIPESIM, 2017)

**Tabla 4.3** Sensibilidad frecuencias ACSD-028

Frecuencia [Hz]	Fluido Producido [bl/d]	Pwf [psia]
69	1,251	591
70	1,281	537
71	1,311	483
72	1,342	431

**Fuente:** Resultados

**Elaborado por:** Alvarado Jean

Los valores mostrados en la tabla corresponden al análisis de sensibilidad realizado en el sistema del pozo, si bien el valor de 72Hz es el que nos da una mayor cantidad de fluido el valor de caudal se encuentra casi por fuera del rango operativo de la bomba, es así como se elijó la frecuencia de 71 Hz como el escenario optimista para el análisis económico y la frecuencia de 70 como el escenario pesimista.

#### 4.1.1.4 Optimización

A continuación, se puede observar el resumen de los resultados obtenidos, luego de hacer la respectiva optimización de la producción. Primero se detalla la producción actual, y las producciones previstas a ser tomadas como el escenario optimista y pesimista. Con sus respectivos incrementos en relación con la producción actual.

**Tabla 4.4** Incrementales por optimización ACSD-028

AUCA SUR 028					
Fluido Producido actualmente [bl/d]	Fluido Producido [bl/d] (Escenario Optimista)	Fluido Producido [bl/d] (Escenario Pesimista)	BSW %	Incremento Fluido Producido Optimista [bl/d]	Incremento Fluido Producido Pesimista [bl/d]
1250.2	1342	1281	60	91.8	30.8

Fuente: Resultados

Elaborado por: Alvarado Jean

#### 4.1.1.5 Análisis económico

##### 4.1.1.5.1 Escenario Optimista.

Para que se pueda hacer el análisis económico adecuado, y sabiendo que la mayoría de los pozos en el campo Auca se declinan bajo el modelo exponencial, se realizó el cálculo del ritmo de declinación que nos permitirá determinar la declinación al finalizar el año.

**Tabla 4.5** Declinación Exponencial (Escenario Optimista) ACSD-028

Declinación Exponencial (Bajo el Escenario Optimista)		
Tasa de producción inicio del año 2022	1226	bl/d
Tasa de producción Final del año 2022	1184	bl/d
Ritmo de declinación anual $d_a$	0.034257749	/año
Ritmo de declinación mensual $d_m$	0.002900643	/mes
Ritmo de declinación anual continua $b_a$	0.034858301	/año
Ritmo de declinación mensual continua $b_m$	0.002904858	/mes

<b>Producción Optimizada al primer mes</b>	1342	bl/d (Fluido)
<b>Diferencial de Producción por Optimización</b>	158	bl/d (Fluido)
<b>Vida del Pozo (Considerando como límite económico 25 bl/d (Petróleo) o 312.5 bl/d (Fluido))</b>	42	años
<b>Costo de Optimización</b>	0	\$

Fuente: Resultados

Elaborado por: Alvarado Jean

**Tabla 4.6** Flujo de Fondos Escenario Optimista ACSD-028

<b>Tiempo en meses</b>	<b>Fluido Producido [bl/d]</b>	<b>Acumulado</b>	<b>Ingresos</b>	<b>Egresos</b>	<b>Ingresos - Egresos</b>	<b>Ingresos - Egresos Netos</b>
<b>0</b>				0	\$ -	\$ -
<b>1</b>	1342.00	1342.00	\$ 1,287,904.2	\$ 205,424.6	\$ 1,082,479.6	\$ <b>1,082,479.6</b>
<b>2</b>	1334.23	2676.23	\$ 1,280,443.5	\$ 204,234.6	\$ 1,076,209.0	\$ <b>2,158,688.6</b>
<b>3</b>	1330.36	4006.58	\$ 1,276,729.4	\$ 203,642.1	\$ 1,073,087.3	\$ <b>3,231,775.9</b>
<b>4</b>	1326.50	5333.08	\$ 1,273,026.1	\$ 203,051.5	\$ 1,069,974.6	\$ <b>4,301,750.5</b>
<b>5</b>	1322.65	6655.73	\$ 1,269,333.5	\$ 202,462.5	\$ 1,066,871.0	\$ <b>5,368,621.5</b>
<b>6</b>	1318.81	7974.54	\$ 1,265,651.6	\$ 201,875.2	\$ 1,063,776.4	\$ <b>6,432,397.9</b>
<b>7</b>	1314.99	9289.53	\$ 1,261,980.4	\$ 201,289.6	\$ 1,060,690.8	\$ <b>7,493,088.7</b>
<b>8</b>	1311.17	10600.70	\$ 1,258,319.8	\$ 200,705.8	\$ 1,057,614.1	\$ <b>8,550,702.8</b>
<b>9</b>	1307.37	11908.07	\$ 1,254,669.9	\$ 200,123.6	\$ 1,054,546.3	\$ <b>9,605,249.1</b>
<b>10</b>	1303.58	13211.65	\$ 1,251,030.6	\$ 199,543.1	\$ 1,051,487.5	\$ <b>10,656,736.5</b>

11	1299.80	14511.44	\$ 1,247,401.8	\$ 198,964.3	\$ 1,048,437.5	\$ <b>11,705,174.0</b>
12	1296.03	15807.47	\$ 1,243,783.5	\$ 198,387.2	\$ 1,045,396.3	\$ <b>12,750,570.3</b>

Fuente: Resultados

Elaborado por: Alvarado Jean

Para este caso en particular, al ser únicamente un cambio de frecuencia no implica una inversión, por lo tanto, determinar los indicadores financieros no tiene sentido alguno, estos tenderán al infinito. Por tanto, únicamente compararemos los valores correspondientes al escenario pesimista y optimista para tomar una decisión.

**Tabla 4.7** Indicador financiero optimista ACSD-028

INDICADOR FINANCIERO	
VAN	\$ 12,514,353.31

Fuente: Resultados

Elaborado por: Alvarado Jean

#### 4.1.1.5.2 Escenario Pesimista.

Se procede de la misma manera que el escenario pesimista, obteniendo:

**Tabla 4.8** Declinación Exponencial (Escenario Pesimista) ACSD-028

Declinación Exponencial (Bajo el Escenario Pesimista)		
Tasa de producción inicio del año 2022	1226	bl/d
Tasa de producción Final del año 2022	1184	bl/d
Ritmo de declinación anual	0.034257749	/año
Ritmo de declinación mensual	0.002900643	/mes
Ritmo de Declinación Anual	0.034858301	/año
Ritmo de Declinación Mensual	0.002904858	/mes

<b>Producción Optimizada al primer mes</b>	1281	bl/d (Fluido)
<b>Diferencial de Producción por Optimización</b>	97	bl/d (Fluido)
<b>Vida del Pozo (Considerando como límite económico 25 bl/d (Petróleo) o 312.5 bl/d (Fluido))</b>	41	años
<b>Costo de Optimización</b>	0	\$

Fuente: Resultados

Elaborado por: Alvarado Jean

**Tabla 4.9** Flujo de Fondos Escenario Pesimista ACSD-028

<b>Tiempo meses</b>	<b>Fluido Producido [bl/d]</b>	<b>Acumulado</b>	<b>Ingresos</b>	<b>Egresos</b>	<b>Ingresos - Egresos</b>	<b>Ingresos - Egresos Netos</b>
<b>0</b>				0	\$ -	\$ -
<b>1</b>	1281.00	1281.00	\$ 1,229,363.1	\$ 196,087.1	\$ 1,033,276.0	\$ 1,033,276.0
<b>2</b>	1273.58	2554.58	\$ 1,222,241.6	\$ 194,951.2	\$ 1,027,290.4	\$ 2,060,566.4
<b>3</b>	1269.89	3824.46	\$ 1,218,696.3	\$ 194,385.7	\$ 1,024,310.6	\$ 3,084,877.0
<b>4</b>	1266.20	5090.67	\$ 1,215,161.3	\$ 193,821.8	\$ 1,021,339.4	\$ 4,106,216.4
<b>5</b>	1262.53	6353.19	\$ 1,211,636.5	\$ 193,259.6	\$ 1,018,376.9	\$ 5,124,593.3
<b>6</b>	1258.87	7612.06	\$ 1,208,122.0	\$ 192,699.1	\$ 1,015,422.9	\$ 6,140,016.2
<b>7</b>	1255.22	8867.28	\$ 1,204,617.7	\$ 192,140.1	\$ 1,012,477.5	\$ 7,152,493.8
<b>8</b>	1251.57	10118.85	\$ 1,201,123.5	\$ 191,582.8	\$ 1,009,540.7	\$ 8,162,034.5
<b>9</b>	1247.94	11366.79	\$ 1,197,639.5	\$ 191,027.1	\$ 1,006,612.4	\$ 9,168,646.9

<b>10</b>	1244.32	12611.12	\$ 1,194,165.5	\$ 190,473.0	\$ 1,003,692.6	\$ <b>10,172,339.4</b>
<b>11</b>	1240.71	13851.83	\$ 1,190,701.7	\$ 189,920.5	\$ 1,000,781.2	\$ <b>11,173,120.7</b>
<b>12</b>	1237.12	15088.95	\$ 1,187,247.9	\$ 189,369.6	\$ 997,878.3	\$ <b>12,170,999.0</b>

Fuente: Resultados

Elaborado por: Alvarado Jean

**Tabla 4.10** Indicador Financiero pesimista ACSD-028

<b>INDICADOR FINANCIERO</b>	
<b>VAN</b>	\$ 11,945,519.07

Fuente: Resultados

Elaborado por: Alvarado Jean

## **4.2 Resultados Pozo Auca Sur 27 (ACSD-027)**

### **4.2.1 Alternativa 1 (Cambio de frecuencia y reducción del daño)**

#### **4.2.1.1 Condiciones Actuales**

El pozo ACSD-027 se encuentra produciendo de la Arena U inferior, produce alrededor de 1184. bl/d de fluido total, aproximadamente 142 bl/d de petróleo, esto se da debido al alto BSW que posee, el alto BSW puede estar justificado debido a que en el campo en cuestión, en 2018 se realizó un proyecto de inyección de agua, siendo este uno de los pozos influenciados por dicha inyección. La frecuencia de operación de la bomba se encuentra en 52.5 Hz. Con lo cual se puede optar como opción de optimización el cambio de la frecuencia en la bomba, por su parte si observamos el rango de la bomba BES podemos observar que la cantidad de fluido que está manejando la bomba, no se encuentra dentro del rango (DownThrust), siendo así posible también que aquí se dé un rediseño de la bomba BES. Finalmente, si observamos el alto daño, se puede plantear un escenario de estimulación en el pozo. De esta manera podemos observar tres posibles escenarios para el pozo en cuestión.

**Tabla 4.11** Condiciones actuales ACSD-027

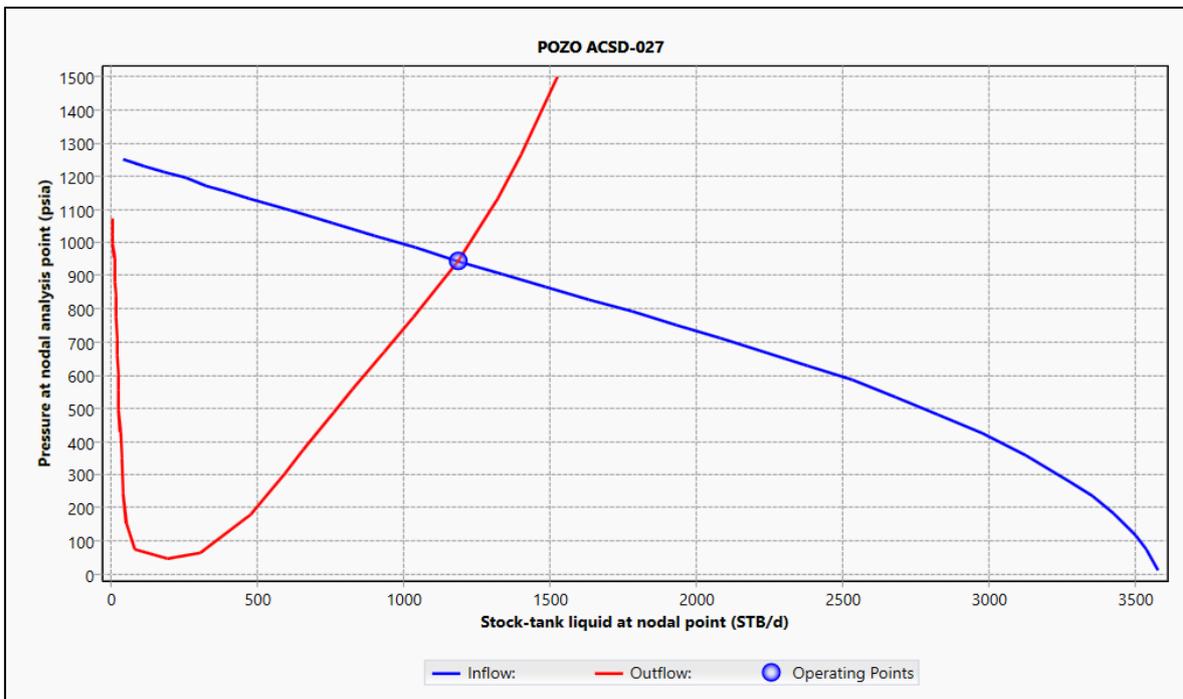
CONDICIONES ACTUALES POZO AUCA SUR 27							
ARENA	FLUIDO PRODUCIDO [b/d]	BSW %	BOMBA BES	FRECUENCIA	RANGO BES (b/d)	ETAPAS	SKIN
U inferior	1184.06	88	DN1750	52.5	1200-2050	468	15

Fuente: Resultados

Elaborado por: Alvarado Jean

**4.2.1.2 Análisis Nodal**

Al ingresar los datos al software, se pudo simular las condiciones actuales, obteniendo un punto operativo con la misma tasa de flujo de fluido que las condiciones reales actuales del pozo.



Fuente: (PIPESIM, 2017)

**Figura 4.3** Interfaz Software PIPESIM Punto Operativo

**Tabla 4.12** Punto Operativo Simulado ACSD-027 Alternativa 1

<b>Punto Operativo Simulado</b>
---------------------------------

FLUIDO PRODUCIDO [b/d]	Pwf [psia]	PIP [psia]
1183.59	945.0779	878.96

Fuente: Resultados

Elaborado por: Alvarado Jean

#### 4.2.1.3 Sensibilidad

Ahora para realizar el análisis de sensibilidad, la propiedad en este pozo en particular elegida es la frecuencia, y también elegiremos el factor skin en la Figura 4.4 y Tabla 4.5

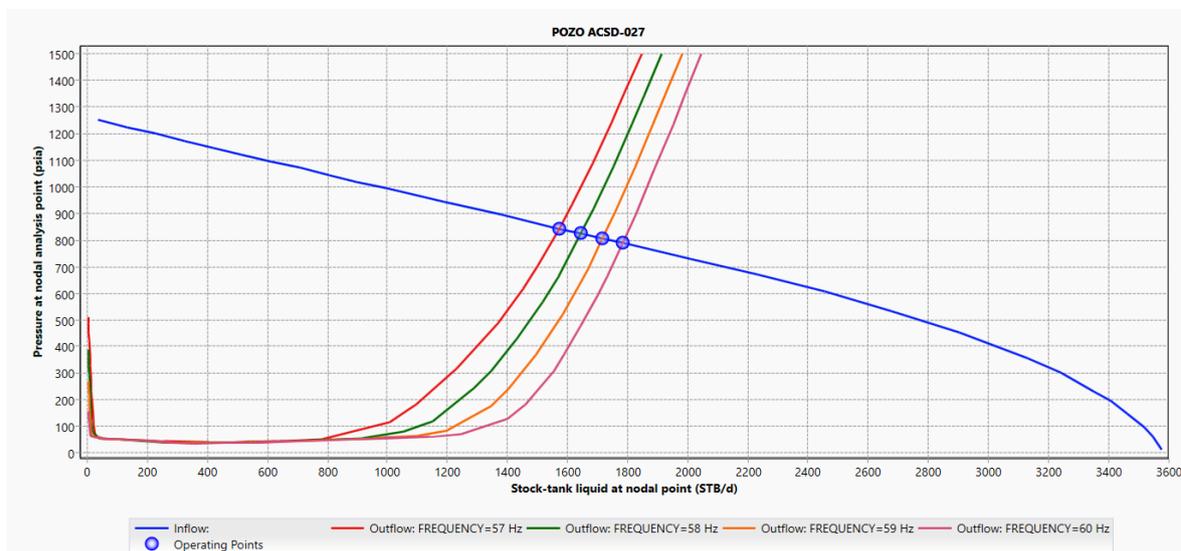


Figura 4.4 Sensibilidad Frecuencia

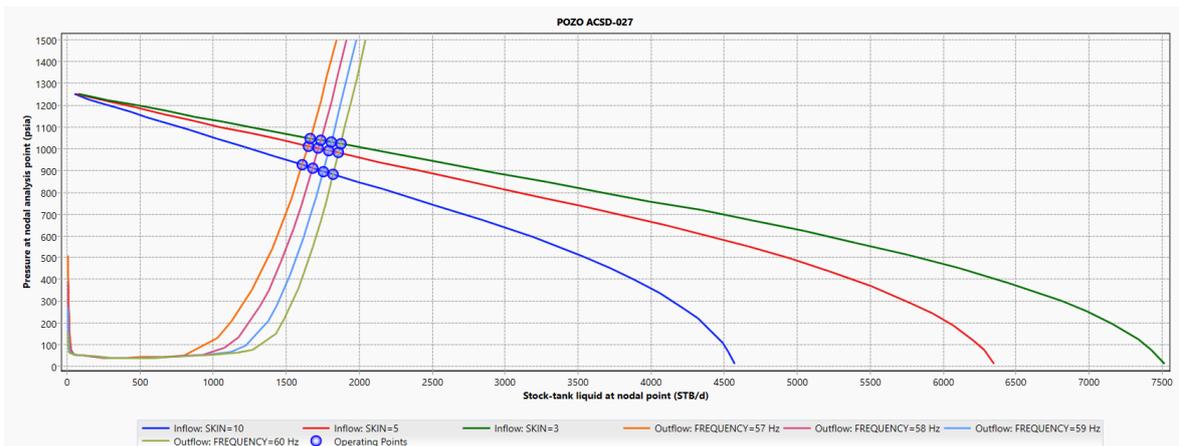
Fuente: (PIPESIM, 2017)



**Figura 4.5 Sensibilidad Daño**

**Fuente:** (PIPESIM, 2017)

Para mejorar el análisis se probará la sensibilidad de los dos parámetros en conjunto, obteniendo lo siguiente:



**Figura 4.6 Sensibilidad Daño y Frecuencia**

**Fuente:** (PIPESIM, 2017)

**Tabla 4.13** Sensibilidad frecuencias y Skin ACSD-027

<b>Frecuencia [Hz]</b>	<b>Skin</b>	<b>Fluido Producidoc [bl/d]</b>	<b>Pwf psia</b>
57.00	10	1609.84	925.57
58.00	10	1681.96	910.85
59.00	10	1752.24	896.53
60.00	10	1819.79	882.78
<b>57.00</b>	<b>5</b>	<b>1649.09</b>	<b>1012.04</b>
58.00	5	1720.55	1001.45
59.00	5	1790.26	991.12
60.00	5	1857.90	981.11
57.00	3	1665.08	1048.07
58.00	3	1736.07	1039.15
<b>59.00</b>	<b>3</b>	<b>1805.72</b>	<b>1030.40</b>
60.00	3	1873.21	1021.92

**Fuente:** Resultados

**Elaborado por:** Alvarado Jean

Los valores mostrados en la tabla corresponden al análisis de sensibilidad realizado en el sistema del pozo, se han tomado dos valores para considerar como escenario optimista y escenario pesimista respectivamente.

Cabe mencionar que, al realizar este análisis, la bomba entra en el rango operativo, para lo cual ya no es necesario el rediseño de la bomba.

#### **4.2.1.4 Optimización**

A continuación, se puede observar el resumen de los resultados obtenidos, luego de hacer la respectiva optimización de la producción. Primero se detalla la producción actual, y las producciones previstas a ser tomadas como el escenario optimista y pesimista. Con sus respectivos incrementos en relación con la producción actual.

**Tabla 4.14** Incrementales por optimización ACSD-027 Alternativa 1

AUCA SUR 027					
Fluido Producido actualmente [bl/d]	Fluido Producido [bl/d] (Escenario Optimista)	Fluido Producido [bl/d] (Escenario Pesimista)	BSW %	Incremento Fluido Producido Optimista [bl/d]	Incremento Fluido Producido Pesimista [bl/d]
1184.06	1805.72	1649.09	88	621.66	465.03

**Fuente:** Resultados

**Elaborado por:** Alvarado Jean

#### 4.2.1.5 Análisis económico

##### 4.2.1.5.1 Escenario Optimista.

Realizamos el cálculo de la declinación bajo la consigna de que el modelo al cual se ajusta la declinación del pozo es exponencial.

**Tabla 4.15** Declinación Exponencial (Optimista) ACSD-027 Alternativa 1

Declinación Exponencial (Bajo el Escenario Optimista)		
Tasa de producción inicio del año 2022	1402	bl/d
Tasa de producción Final del año 2022	1184	bl/d
Ritmo de declinación anual $d_a$	0.155492154	/año
Ritmo de declinación mensual $d_m$	0.01398473	/mes
Ritmo de declinación anual continua $b_a$	0.169001252	/año
Ritmo de declinación mensual continua $b_m$	0.014083438	/mes
Producción Optimizada al primer mes	1806	bl/d (Fluido)
Diferencial de Producción por Optimización	622	bl/d (Fluido)

<b>Vida del Pozo (Considerando como límite económico 25 bl/d (Petróleo) o 312.5 bl/d (Fluido))</b>	11	años
<b>Costo de Optimización</b>	572245.99	\$

Fuente: Resultados

Elaborado por: Alvarado Jean

**Tabla 4.16** Flujo de Fondos Escenario Optimista ACSD-027 Alternativa 1

<b>Tiempo en meses</b>	<b>Fluido Producido [bl/d]</b>	<b>Acumulado</b>	<b>Ingresos</b>	<b>Egresos</b>	<b>Ingresos -Egresos</b>	<b>Ingresos - Egresos Netos</b>
<b>0</b>				572245.99	\$ - 572,245.99	\$ - <b>572,245.99</b>
<b>1</b>	1805.72	1805.72	\$ 519,879.5	\$ 82,922.3	\$ 436,957.2	\$ - <b>135,288.8</b>
<b>2</b>	1755.57	3561.29	\$ 505,440.4	\$ 80,619.3	\$ 424,821.2	\$ <b>289,532.4</b>
<b>3</b>	1731.02	5292.31	\$ 498,372.0	\$ 79,491.8	\$ 418,880.2	\$ <b>708,412.6</b>
<b>4</b>	1706.81	6999.11	\$ 491,402.4	\$ 78,380.1	\$ 413,022.2	\$ <b>1,121,434.8</b>
<b>5</b>	1682.94	8682.05	\$ 484,530.3	\$ 77,284.0	\$ 407,246.2	\$ <b>1,528,681.0</b>
<b>6</b>	1659.40	10341.46	\$ 477,754.2	\$ 76,203.2	\$ 401,551.0	\$ <b>1,930,232.1</b>
<b>7</b>	1636.20	11977.66	\$ 471,073.0	\$ 75,137.5	\$ 395,935.4	\$ <b>2,326,167.5</b>
<b>8</b>	1613.32	13590.97	\$ 464,485.1	\$ 74,086.8	\$ 390,398.4	\$ <b>2,716,565.9</b>
<b>9</b>	1590.75	15181.73	\$ 457,989.4	\$ 73,050.7	\$ 384,938.8	\$ <b>3,101,504.6</b>
<b>10</b>	1568.51	16750.24	\$ 451,584.6	\$ 72,029.1	\$ 379,555.5	\$ <b>3,481,060.1</b>
<b>11</b>	1546.57	18296.81	\$ 445,269.3	\$ 71,021.8	\$ 374,247.5	\$ <b>3,855,307.7</b>

<b>12</b>	1524.94	19821.75	\$ 439,042.3	\$ 70,028.6	\$ 369,013.8	\$ <b>4,224,321.4</b>
-----------	---------	----------	-----------------	----------------	-----------------	--------------------------

**Fuente:** Resultados

**Elaborado por:** Alvarado Jean

Una vez realizado el análisis de los indicadores financieros correspondientes se encontró que:

**Tabla 4.17** Indicador financiero optimista ACSD-027 Alternativa 1

<b>INDICADOR FINANCIERO</b>	
<b>VAN</b>	\$ 3,823,345.68
<b>TIR</b>	74.28%
<b>RCB</b>	7.68
<b>PRI</b>	2

**Fuente:** Resultados

**Elaborado por:** Alvarado Jean

En donde se cumplen todos los parámetros para indicar que el proyecto es viable y que además el dinero invertido será recuperado al finalizar el segundo mes de haber empezado a producir bajo los nuevos parámetros optimizados.

#### **4.2.1.5.2 Escenario Pesimista.**

**Tabla 4.18** Declinación Exponencial (Pesimista) ACSD-027 Alternativa 1

<b>Declinación Exponencial (Bajo el Escenario Pesimista)</b>		
<b>Tasa de producción inicio del año 2022</b>	1402	bl/d
<b>Tasa de producción Final del año 2022</b>	1184	bl/d
<b>Ritmo de declinación anual da</b>	0.155492154	/año

<b>Ritmo de declinación mensual dm</b>	0.01398473	/mes
<b>Ritmo de declinación anual continua ba</b>	0.169001252	/año
<b>Ritmo de declinación mensual continua bm</b>	0.014083438	/mes
<b>Producción Optimizada al primer mes</b>	1649	bl/d (Fluido)
<b>Diferencial de Producción por Optimización</b>	465	bl/d (Fluido)
<b>Vida del Pozo (Considerando como límite económico 25 bl/d (Petróleo) o 312.5 bl/d (Fluido))</b>	10	años
<b>Costo de Optimización</b>	572245.99	\$

Fuente: Resultados

Elaborado por: Alvarado Jean

**Tabla 4.19** Flujo de Fondos Escenario Pesimista ACSD-027 Alternativa 1

<b>Tiempo meses</b>	<b>Fluido Producido [bl/d]</b>	<b>Acumulado</b>	<b>Ingresos</b>	<b>Egresos</b>	<b>Ingresos - Egresos</b>	<b>Ingresos - Egresos Netos</b>
<b>0</b>				572245.99	\$ - 572,245.99	<b>\$ -572,245.9</b>
<b>1</b>	1649.09	1649.09	\$ 474,784.6	\$ 75,729.6	\$ 399,055.1	<b>\$ -173,190.9</b>
<b>2</b>	1603.29	3252.38	\$ 461,598.0	\$ 73,626.3	\$ 387,971.8	<b>\$ 214,780.8</b>
<b>3</b>	1580.87	4833.25	\$ 455,142.7	\$ 72,596.6	\$ 382,546.1	<b>\$ 597,326.9</b>
<b>4</b>	1558.76	6392.00	\$ 448,777.6	\$ 71,581.4	\$ 377,196.3	<b>\$ 974,523.2</b>
<b>5</b>	1536.96	7928.96	\$ 442,501.6	\$ 70,580.3	\$ 371,921.3	<b>\$ 1,346,444.5</b>
<b>6</b>	1515.47	9444.43	\$ 436,313.3	\$ 69,593.3	\$ 366,720.1	<b>\$ 1,713,164.6</b>

<b>7</b>	1494.27	10938.70	\$ 430,211.6	\$ 68,620.0	\$ 361,591.6	\$ <b>2,074,756.1</b>
<b>8</b>	1473.38	12412.08	\$ 424,195.2	\$ 67,660.4	\$ 356,534.8	\$ <b>2,431,291.0</b>
<b>9</b>	1452.77	13864.85	\$ 418,263.0	\$ 66,714.2	\$ 351,548.8	\$ <b>2,782,839.7</b>
<b>10</b>	1432.45	15297.30	\$ 412,413.7	\$ 65,781.2	\$ 346,632.5	\$ <b>3,129,472.2</b>
<b>11</b>	1412.42	16709.73	\$ 406,646.2	\$ 64,861.3	\$ 341,784.9	\$ <b>3,471,257.1</b>
<b>12</b>	1392.67	18102.39	\$ 400,959.3	\$ 63,954.2	\$ 337,005.1	\$ <b>3,808,262.3</b>

**Fuente:** Resultados

**Elaborado por:** Alvarado Jean

**Tabla 4.20** Indicador Financiero pesimista ACSD-027 Alternativa 1

<b>INDICADOR FINANCIERO</b>	
<b>VAN</b>	\$ 3,442,067.56
<b>TIR</b>	67.65%
<b>RCB</b>	7.02
<b>PRI</b>	2

**Fuente:** Resultados

**Elaborado por:** Alvarado Jean

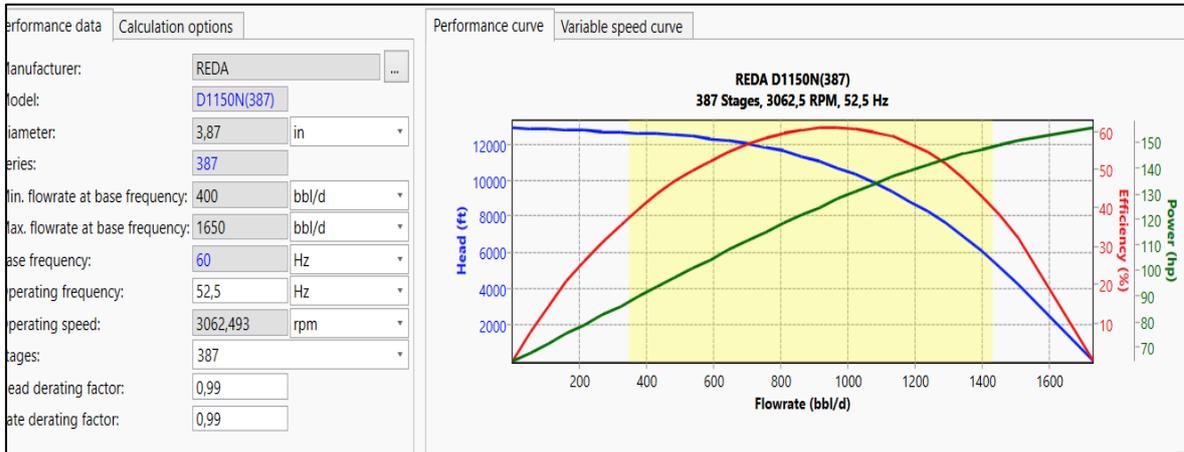
En donde se cumplen todos los parámetros para indicar que el proyecto es viable y que además el dinero invertido será recuperado al finalizar el segundo mes de haber empezado a producir bajo los nuevos parámetros optimizados.

#### **4.2.2 Alternativa 2 (Cambio de bomba)**

##### **4.2.2.1 Selección de la bomba**

Se plantea como escenario alternativo el rediseño de la bomba BES, con el justificativo de que la producción actual, se encuentre bajo el rango operativo de la bomba que se encuentra actualmente en la completación.

La bomba candidata es la D1150N, la misma que estuvo instalada en este pozo hasta noviembre de 2019, pero que se la cambio porque el pozo en ese entonces manejaba más caudales, sin embargo, dado la depletación y declinación de la producción, ahora la producción del pozo se encuentra dentro de los parámetros operativos de la bomba.



Fuente: (PIPESIM, 2017)

Figura 4.7 Curva de desempeño Bomba D1150N

#### 4.2.2.2 Análisis Nodal

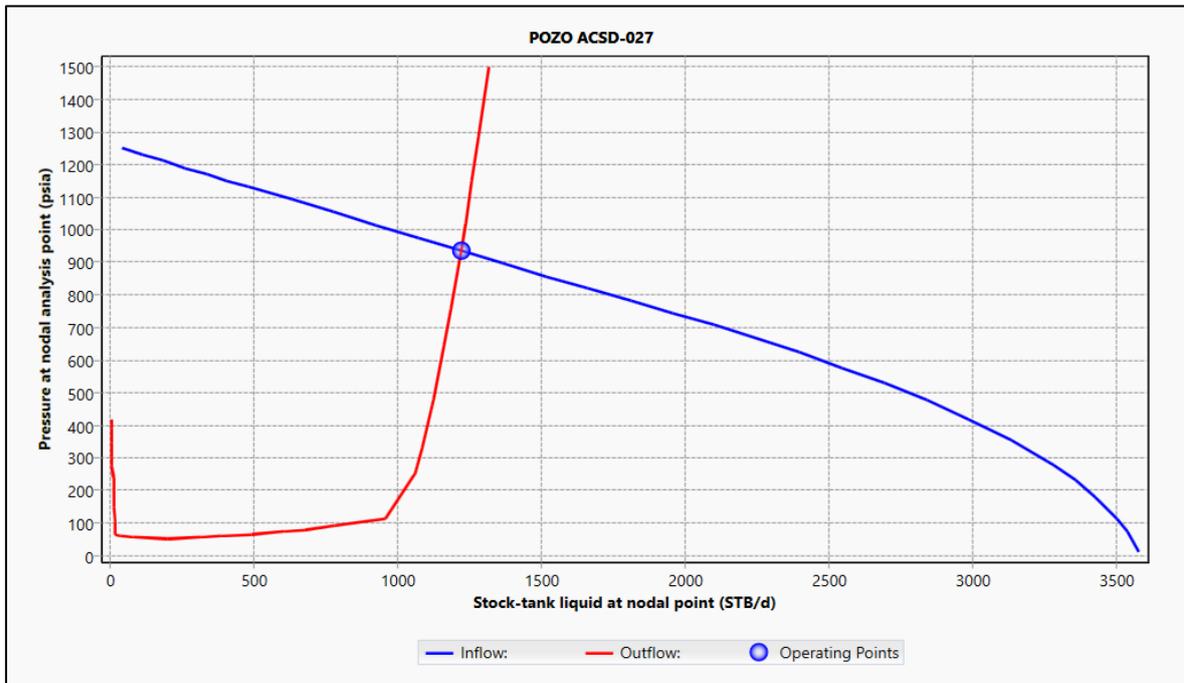


Figura 4.8 Punto Operativo cambio de bomba (ACSD-027)

Fuente: (PIPESIM, 2017)

Con los parámetros de la nueva bomba se planteó el análisis nodal correspondiente, obteniendo de esta manera el punto operativo.

**Tabla 4.21** Punto Operativo Simulado ACSD-027 Alternativa 2

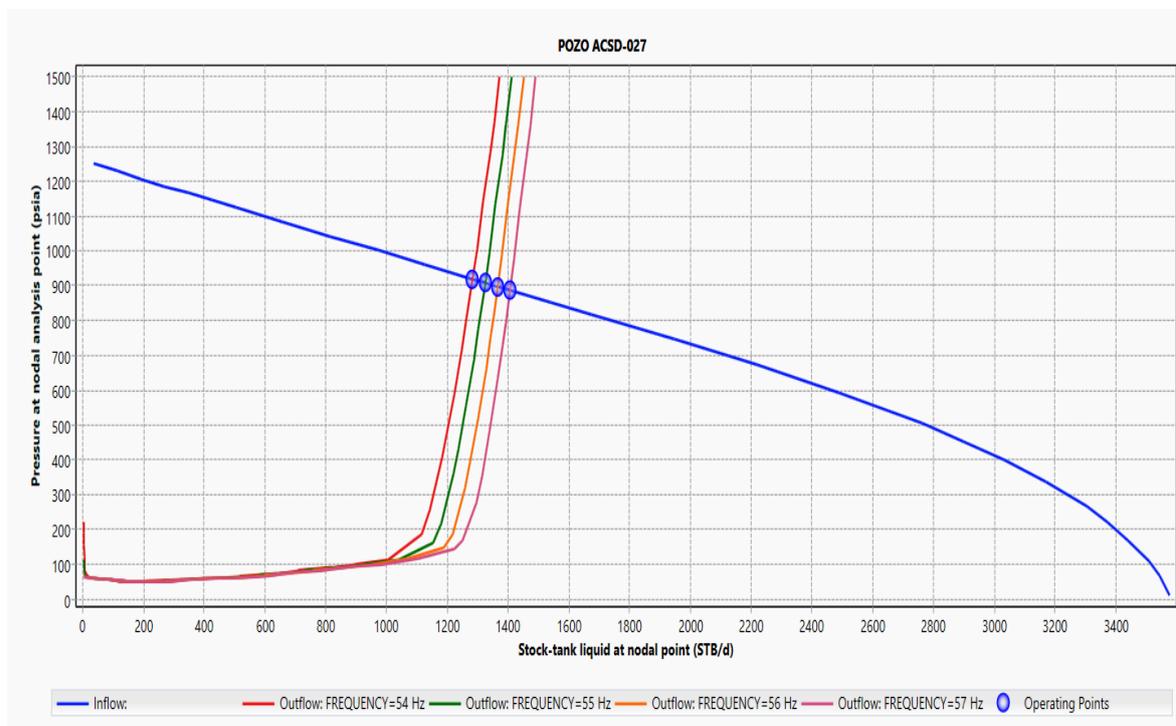
Punto Operativo Simulado		
FLUIDO PRODUCIDO [b/d]	Pwf [psia]	PIP [psia]
1218.326	935.0779	869.86

Fuente: Resultados

Elaborado por: Alvarado Jean

#### 4.2.2.3 Sensibilidad

Ahora para realizar el análisis de sensibilidad, la propiedad en este pozo en particular elegida es la frecuencia, para lo cual se varió los valores de las frecuencias en el rango de operación permitido, obteniendo lo que se observa en la Figura y Tabla siguientes



Fuente: (PIPESIM, 2017)

**Figura 4.9** Sensibilidad Frecuencia

**Tabla 4.22** Sensibilidad frecuencias ACSD-027

<b>Frecuencia [Hz]</b>	<b>Fluido Producido [bl/d]</b>	<b>Pwf [psia]</b>
<b>54</b>	<b>1282</b>	<b>919.25</b>
55	1324	908.38
56	1364.85	897.73
<b>67</b>	<b>1404.973</b>	<b>887.27</b>

**Fuente:** Resultados

**Elaborado por:** Alvarado Jean

Así, se tomó la frecuencia de 54 y la frecuencia de 67 para el escenario pesimista y el escenario optimista.

A continuación, se puede observar el resumen de los resultados obtenidos, luego de hacer la respectiva optimización de la producción. Primero se detalla la producción actual, y las producciones previstas a ser tomadas como el escenario optimista y pesimista. Con sus respectivos incrementos en relación con la producción actual.

#### **4.2.2.4 Optimización**

**Tabla 4.23** Incrementales por optimización ACSD-027 Alternativa 2

<b>AUCA SUR 027</b>					
<b>Fluido Producido actualmente [bl/d]</b>	<b>Fluido Producido [bl/d] (Escenario Optimista)</b>	<b>Fluido Producido [bl/d] (Escenario Pesimista)</b>	<b>BSW %</b>	<b>Incremento Fluido Producido Optimista [bl/d]</b>	<b>Incremento Fluido Producido Pesimista [bl/d]</b>
1184.06	1404.93	1282	88	220	97.94

#### **4.2.2.5 Análisis económico**

##### **4.2.2.5.1 Escenario Optimista**

Realizamos el cálculo de la declinación bajo la consigna de que el modelo al cual se ajusta la declinación del pozo es exponencial.

**Tabla 4.24** Declinación Exponencial (Optimista) ACSD-027 Alternativa 2

<b>Declinación Exponencial (Bajo el Escenario Optimista)</b>		
<b>Tasa de producción inicio del año 2022</b>	1402	bl/d
<b>Tasa de producción Final del año 2022</b>	1184	bl/d
<b>Ritmo de declinación anual <math>d_a</math></b>	0.155492154	/año
<b>Ritmo de declinación mensual <math>d_m</math></b>	0.01398473	/mes
<b>Ritmo de declinación anual continua <math>b_a</math></b>	0.169001252	/año
<b>Ritmo de declinación mensual continua <math>b_m</math></b>	0.014083438	/mes
<b>Producción Optimizada al primer mes</b>	1405	bl/d (Fluido)
<b>Diferencial de Producción por Optimización</b>	221	bl/d (Fluido)
<b>Vida del Pozo (Considerando como límite económico 25 bl/d (Petróleo) o 312.5 bl/d (Fluido))</b>	9	años
<b>Costo de Optimización</b>	572245.99	\$

**Fuente:** Resultados

**Elaborado por:** Alvarado Jean

Se muestra el flujo de fondos para el primero año. Considerando ahora el monto por cambio de Bomba.

**Tabla 4.25** Flujo de Fondos Escenario Optimista ACSD-027 Alternativa 2

<b>Tiempo meses</b>	<b>Fluido Producido [bl/d]</b>	<b>Acumulado</b>	<b>Ingresos</b>	<b>Egresos</b>	<b>Ingresos - Egresos</b>	<b>Ingresos - Egresos Netos</b>
<b>0</b>				574545.57	\$ - 574,545.57	<b>\$-574,545.5</b>

<b>1</b>	1404.97	1404.97	\$ 404,501.6	\$ 64,519.2	\$ 339,982.4	<b>\$-234,563.2</b>
<b>2</b>	1365.95	2770.92	\$ 393,267.0	\$ 62,727.3	\$ 330,539.8	<b>\$ 95,976.6</b>
<b>3</b>	1346.85	4117.77	\$ 387,767.3	\$ 61,850.0	\$ 325,917.3	<b>\$ 421,893.9</b>
<b>4</b>	1328.01	5445.79	\$ 382,344.5	\$ 60,985.1	\$ 321,359.4	<b>\$ 743,253.3</b>
<b>5</b>	1309.44	6755.23	\$ 376,997.5	\$ 60,132.2	\$ 316,865.3	<b>\$ 1,060,118.6</b>
<b>6</b>	1291.13	8046.36	\$ 371,725.3	\$ 59,291.3	\$ 312,434.0	<b>\$ 1,372,552.6</b>
<b>7</b>	1273.07	9319.43	\$ 366,526.8	\$ 58,462.1	\$ 308,064.7	<b>\$ 1,680,617.3</b>
<b>8</b>	1255.27	10574.70	\$ 361,401.0	\$ 57,644.5	\$ 303,756.5	<b>\$ 1,984,373.8</b>
<b>9</b>	1237.72	11812.42	\$ 356,346.9	\$ 56,838.4	\$ 299,508.5	<b>\$ 2,283,882.3</b>
<b>10</b>	1220.41	13032.82	\$ 351,363.5	\$ 56,043.5	\$ 295,320.0	<b>\$ 2,579,202.3</b>
<b>11</b>	1203.34	14236.16	\$ 346,449.8	\$ 55,259.8	\$ 291,190.0	<b>\$ 2,870,392.4</b>
<b>12</b>	1186.51	15422.67	\$ 341,604.8	\$ 54,487.0	\$ 287,117.8	<b>\$ 3,157,510.2</b>

Finalmente, se obtiene los indicadores financieros, los cuales cumplen todas las condiciones para que el proyecto sea rentable. Adicionalmente el tiempo de recuperación de la inversión es en el segundo mes.

**Tabla 4.26** Indicador financiero optimista ACSD-027 Alternativa 2

<b>INDICADOR FINANCIERO</b>	
<b>VAN</b>	\$ 2,845,523.77
<b>TIR</b>	62.80%
<b>RCB</b>	5.95
<b>PRI</b>	2

**Fuente:** Resultados  
**Elaborado por:** Alvarado Jean

#### 4.2.2.5.2 Escenario Pesimista

Realizamos el cálculo de la declinación bajo la consigna de que el modelo al cual se ajusta la declinación del pozo es exponencial.

**Tabla 4.27** Declinación Exponencial (Pesimista) ACSD-027 Alternativa 2

<b>Declinación Exponencial (Bajo el Escenario Pesimista)</b>		
<b>Tasa de producción inicio del año 2022</b>	1402	bl/d
<b>Tasa de producción Final del año 2022</b>	1184	bl/d
<b>Ritmo de declinación anual <math>d_a</math></b>	0.155492154	/año
<b>Ritmo de declinación mensual <math>d_m</math></b>	0.01398473	/mes
<b>Ritmo de declinación anual continua <math>b_a</math></b>	0.169001252	/año
<b>Ritmo de declinación mensual continua <math>b_m</math></b>	0.014083438	/mes
<b>Producción Optimizada al primer mes</b>	1282	bl/d (Fluido)
<b>Diferencial de Producción por Optimización</b>	98	bl/d (Fluido)
<b>Vida del Pozo (Considerando como límite económico 25 bl/d (Petróleo) o 312.5 bl/d (Fluido))</b>	9	años
<b>Costo de Optimización</b>	574545.57	\$

**Fuente:** Resultados  
**Elaborado por:** Alvarado Jean

Se muestra el flujo de caja, considerando como gasto inicial de la inversión el valor por el cambio de la bomba BES.

**Tabla 4.28** Flujo de Fondos Escenario Pesimista ACSD-028 Alternativa 2

<b>Tiempo en meses</b>	<b>Fluido Producido [bl/d]</b>	<b>Acumulado</b>	<b>Ingresos</b>	<b>Egresos</b>	<b>Ingresos -Egresos</b>	<b>Ingresos - Egresos Netos</b>
<b>0</b>				574545.57	\$ - 574,545.57	\$ - <b>574,545.57</b>
<b>1</b>	1282.00	1282.00	\$ 369,096.8	\$ 58,872.0	\$ 310,224.8	\$ - <b>264,320.8</b>
<b>2</b>	1246.39	2528.39	\$ 358,845.6	\$ 57,236.9	\$ 301,608.6	\$ <b>37,287.9</b>
<b>3</b>	1228.96	3757.36	\$ 353,827.2	\$ 56,436.5	\$ 297,390.7	\$ <b>334,678.6</b>
<b>4</b>	1211.78	4969.13	\$ 348,879.0	\$ 55,647.2	\$ 293,231.8	\$ <b>627,910.4</b>
<b>5</b>	1194.83	6163.96	\$ 344,000.1	\$ 54,869.0	\$ 289,131.0	\$ <b>917,041.4</b>
<b>6</b>	1178.12	7342.09	\$ 339,189.3	\$ 54,101.7	\$ 285,087.6	\$ <b>1,202,129.0</b>
<b>7</b>	1161.65	8503.73	\$ 334,445.8	\$ 53,345.1	\$ 281,100.7	\$ <b>1,483,229.8</b>
<b>8</b>	1145.40	9649.13	\$ 329,768.7	\$ 52,599.1	\$ 277,169.6	\$ <b>1,760,399.4</b>
<b>9</b>	1129.38	10778.51	\$ 325,157.0	\$ 51,863.5	\$ 273,293.5	\$ <b>2,033,692.9</b>
<b>10</b>	1113.59	11892.10	\$ 320,609.8	\$ 51,138.2	\$ 269,471.5	\$ <b>2,303,164.4</b>
<b>11</b>	1098.01	12990.11	\$ 316,126.1	\$ 50,423.1	\$ 265,703.1	\$ <b>2,568,867.5</b>
<b>12</b>	1082.66	14072.77	\$ 311,705.2	\$ 49,717.9	\$ 261,987.3	\$ <b>2,830,854.7</b>

**Fuente:** Resultados

**Elaborado por:** Alvarado Jean

Se calcula en base al nuevo flujo de fondos, los indicadores financieros que corresponden al escenario pesimista de cambio de bomba. Los indicadores nos muestran que el proyecto resulta rentable puesto que todos los parámetros corresponden a un proyecto viable.

**Tabla 4.29** Indicador Financiero pesimista ACSD-027 Alternativa 2

INDICADOR FINANCIERO	
<b>VAN</b>	\$ 2,546,175.54
<b>TIR</b>	59,43%
<b>RCB</b>	5.43
<b>PRI</b>	2

Fuente: Resultados

Elaborado por: Alvarado Jean

### 4.3 Resultados Pozo Auca Sur 24 (ACSD-024)

#### 4.3.1 Alternativa 1(Cambio de frecuencia)

##### 4.3.1.1 Condiciones Actuales

El pozo ACSD-024 produce, 1104.2 bl/d de fluido total, aproximadamente 88.35 bl/d de petróleo, el daño que posee actualmente no es muy grande en comparación, su corte de agua se ha incrementado llegando a valores de 92%, mientras que la frecuencia de operación de la bomba se encuentra en 56 Hz. Con lo cual se puede optar como opción de optimización el cambio de la frecuencia en la bomba, siempre y cuando con la nueva frecuencia nos mantengamos en el rango operativo o también un redimensionamiento de la BES.

**Tabla 4.30** Condiciones actuales ACSD-024

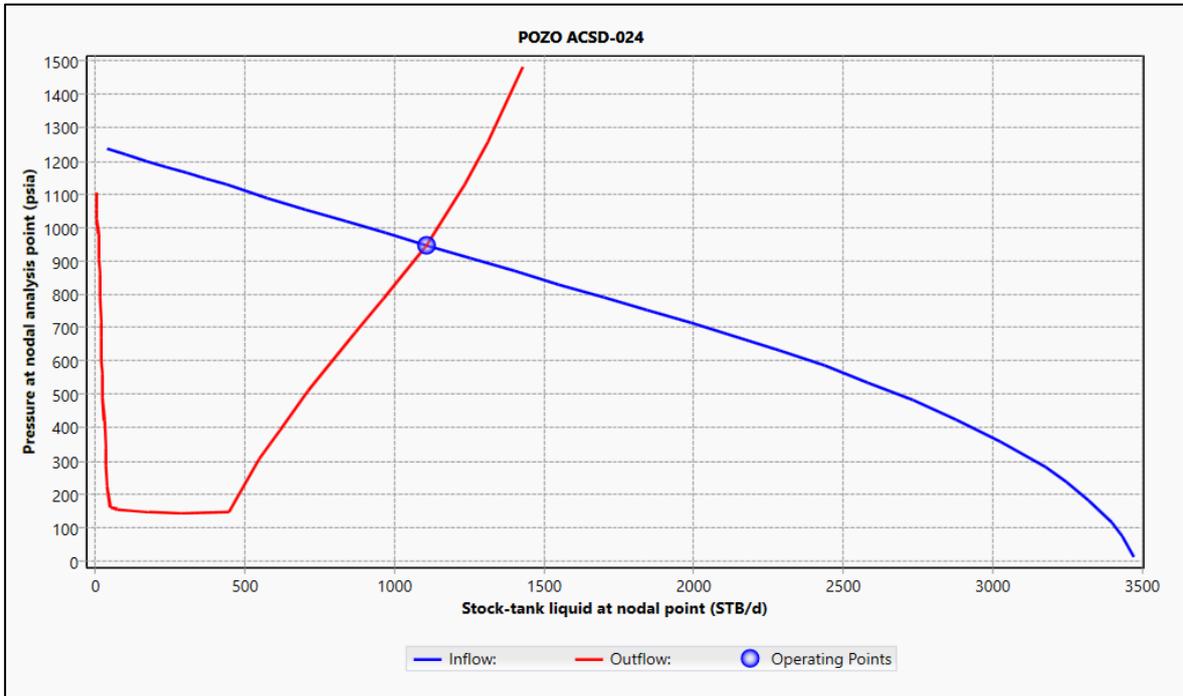
CONDICIONES ACTUALES POZO AUCA SUR 24							
ARENA	FLUIDO PRODUCIDO [bl/d]	BSW %	BOMBA BES	FRECUENCIA	RANGO BES (bl/d)	ETAPAS	SKIN
U inferior	1104	92	D1750N	56	1200-2050	468	4.5

Fuente: Resultados

Elaborado por: Alvarado Jean

### 4.3.1.2 Análisis Nodal

Al ingresar los datos al software, se pudo simular las condiciones actuales, obteniendo un punto operativo con la misma tasa de flujo de fluido que las condiciones reales actuales del pozo.



**Figura 4.10** Punto Operativo

**Fuente:** (PIPESIM, 2017)

**Tabla 4.31** Punto Operativo Simulado ACSD-024 Alternativa 1

Punto Operativo Simulado		
FLUIDO PRODUCIDO [b/d]	Pwf [psia]	PIP [psia]
1104.811	948.65	788.06

**Fuente:** Resultados

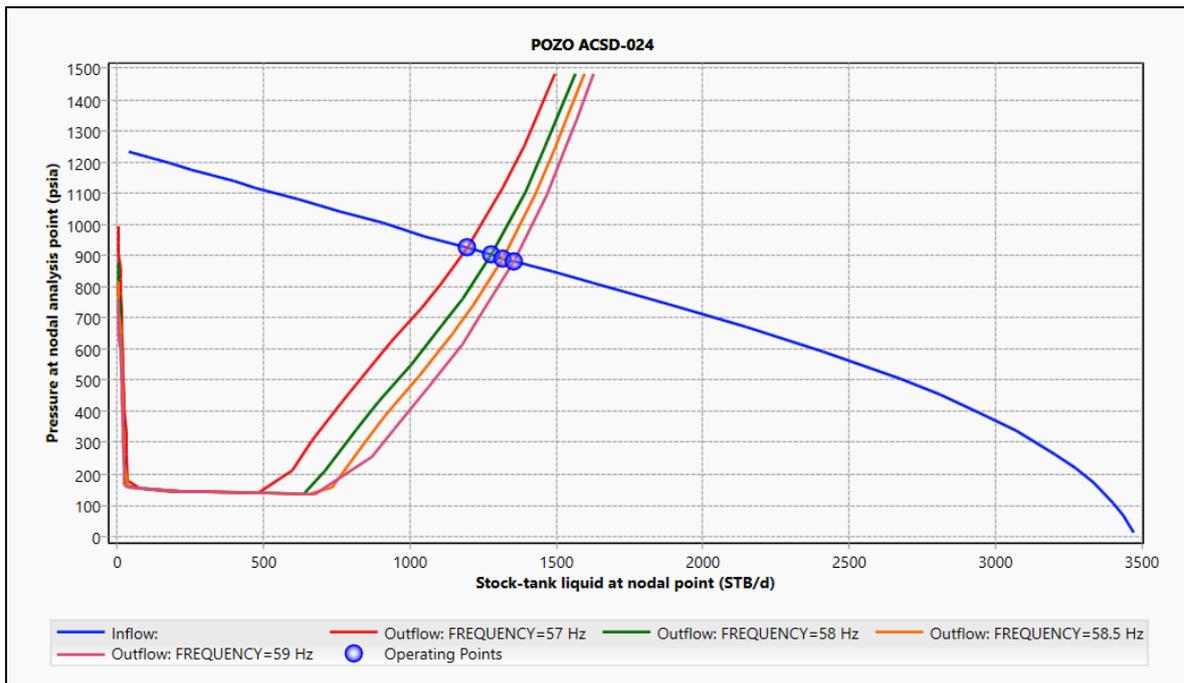
**Elaborado por:** Alvarado Jean

### 4.3.1.3 Sensibilidad

Se observa que el caudal operativo es menor que el valor mínimo del rango de operación de la bomba BES, lo cual indica que actualmente la bomba está en Downthrust (Operando

bajo el caudal operativo), es así como podemos también señalar una alternativa de rediseño de la bomba BES.

Con el antecedente de encontrarse bajo el rango operativo, y al notar que la bomba actualmente se encuentra trabajando con una frecuencia de 56 Hz, se puede usar sensibilidad en el parámetro de las frecuencias con el fin de aumentar el caudal de fluido y que entre este en el rango operativo de la bomba. Adicionalmente podemos agregar etapas a la bomba permitiendo así una mayor cantidad de fluido producido.



Fuente: (PIPESIM, 2017)

Figura 4.11 Sensibilidad Frecuencia

Tabla 4.32 Sensibilidad frecuencias ACSD-024

Frecuencia [Hz]	Fluido Producido [b/d]	Pwf [psia]
57	1,193.6	925.0
58	1,275.9	903.3
58.5	1,315.3	892.8
59	1353,1	882.8

Fuente: Resultados

Elaborado por: Alvarado Jean

Los valores mostrados en la tabla corresponden al análisis de sensibilidad realizado en el sistema del pozo, el valor de 59Hz es el que nos da una mayor cantidad de fluido razón por la que se lo elige escenario optimista mientras que el valor de 58 sería el escenario pesimista.

#### 4.3.1.4 Optimización

A continuación, se puede observar el resumen de los resultados obtenidos, luego de hacer la respectiva optimización de la producción. Primero se detalla la producción actual, y las producciones previstas a ser tomadas como el escenario optimista y pesimista. Con sus respectivos incrementos en relación con la producción actual.

**Tabla 4.33** Incrementales por optimización ACSD-024 Alternativa 1

AUCA SUR 024					
Fluido Producido actualmente [bl/d]	Fluido Producido [bl/d] (Escenario Optimista)	Fluido Producido [bl/d] (Escenario Pesimista)	BSW %	Incremento Fluido Producido Optimista [bl/d]	Incremento Fluido Producido Pesimista [bl/d]
1104.03	1353	1276	92	249	172

Fuente: Resultados

Elaborado por: Alvarado Jean

#### 4.3.1.5 Análisis económico

##### 4.3.1.5.1 Escenario Optimista

Para que se pueda hacer el análisis económico adecuado, y sabiendo que la mayoría de los pozos en el campo Auca se declinan bajo el modelo exponencial, se realizó el cálculo del ritmo de declinación que nos permitirá determinar la declinación al finalizar el año.

**Tabla 4.34** Declinación Exponencial (Optimista) ACSD-024 Alternativa 1

<b>Declinación Exponencial (Bajo el Escenario Optimista)</b>
--

<b>Tasa de producción inicio del año 2022</b>	1262	bl/d
<b>Tasa de producción Final del año 2022</b>	1104.03	bl/d
<b>Ritmo de declinación anual <math>d_a</math></b>	0.125174326	/año
<b>Ritmo de declinación mensual <math>d_m</math></b>	0.011082353	/mes
<b>Ritmo de declinación anual continua <math>b_a</math></b>	0.133730643	/año
<b>Ritmo de declinación mensual continua <math>b_m</math></b>	0.01114422	/mes
<b>Producción Optimizada al primer mes</b>	1353	bl/d (Fluido)
<b>Diferencial de Producción por Optimización</b>	249	bl/d (Fluido)
<b>Vida del Pozo (Considerando como límite económico 25 bl/d (Petróleo) o 312.5 bl/d (Fluido))</b>	11	años
<b>Costo de Optimización</b>	0	\$

Fuente: Resultados

Elaborado por: Alvarado Jean

**Tabla 4.35** Flujo de Fondos Escenario Optimista ACSD-024 Alternativa 1

<b>Tiempo en meses</b>	<b>Fluido Producido [bl/d]</b>	<b>Acumulado</b>	<b>Ingresos</b>	<b>Egresos</b>	<b>Ingresos - Egresos</b>	<b>Ingresos - Egresos Netos</b>
<b>0</b>				0	\$ -	\$ -
<b>1</b>	1353.10	1353.10	\$ 259,711.4	\$ 41,424.7	\$ 218,286.6	\$ <b>218,286.6</b>
<b>2</b>	1323.28	2676.38	\$ 253,986.8	\$ 40,511.7	\$ 213,475.2	\$ <b>431,761.8</b>
<b>3</b>	1308.61	3984.99	\$ 251,172.1	\$ 40,062.7	\$ 211,109.4	\$ <b>642,871.1</b>

<b>4</b>	1294.11	5279.09	\$ 248,388.5	\$ 39,618.7	\$ 208,769.8	\$ <b>851,640.9</b>
<b>5</b>	1279.77	6558.86	\$ 245,635.7	\$ 39,179.6	\$ 206,456.1	\$ <b>1,058,097.0</b>
<b>6</b>	1265.58	7824.44	\$ 242,913.5	\$ 38,745.4	\$ 204,168.1	\$ <b>1,262,265.1</b>
<b>7</b>	1251.56	9076.00	\$ 240,221.5	\$ 38,316.0	\$ 201,905.4	\$ <b>1,464,170.5</b>
<b>8</b>	1237.69	10313.69	\$ 237,559.2	\$ 37,891.4	\$ 199,667.8	\$ <b>1,663,838.4</b>
<b>9</b>	1223.97	11537.66	\$ 234,926.5	\$ 37,471.5	\$ 197,455.1	\$ <b>1,861,293.4</b>
<b>10</b>	1210.41	12748.06	\$ 232,323.0	\$ 37,056.2	\$ 195,266.8	\$ <b>2,056,560.2</b>
<b>11</b>	1196.99	13945.06	\$ 229,748.3	\$ 36,645.5	\$ 193,102.8	\$ <b>2,249,663.0</b>
<b>12</b>	1183.73	15128.78	\$ 227,202.2	\$ 36,239.4	\$ 190,962.7	\$ <b>2,440,625.7</b>

**Fuente:** Resultados

**Elaborado por:** Alvarado Jean

Para este caso en particular, al ser únicamente un cambio de frecuencia no implica una inversión, por lo tanto, determinar los indicadores financieros no tiene sentido alguno, estos tenderán al infinito. Por tanto, únicamente compararemos los valores correspondientes al escenario pesimista y optimista para tomar una decisión.

**Tabla 4.36** Indicador financiero optimista ACSD-024 Alternativa 1

<b>INDICADOR FINANCIERO</b>	
<b>VAN</b>	\$ 2,276,136.81

**Fuente:** Resultados

**Elaborado por:** Alvarado Jean

#### 4.3.1.5.2 Escenario Pesimista

Tabla 4.37 Declinación Exponencial (Pesimista) ACSD-024 Alternativa 1

<b>Declinación Exponencial (Bajo el Escenario Pesimista)</b>		
<b>Tasa de producción inicio del año 2022</b>	1262	bl/d
<b>Tasa de producción Final del año 2022</b>	1104.03	bl/d
<b>Ritmo de declinación anual <math>d_a</math></b>	0.125174326	/año
<b>Ritmo de declinación mensual <math>d_m</math></b>	0.011082353	/mes
<b>Ritmo de declinación anual continua <math>b_a</math></b>	0.133730643	/año
<b>Ritmo de declinación mensual continua <math>b_m</math></b>	0.01114422	/mes
<b>Producción Optimizada al primer mes</b>	1276	bl/d (Fluido)
<b>Diferencial de Producción por Optimización</b>	172	bl/d (Fluido)
<b>Vida del Pozo (Considerando como límite económico 25 bl/d (Petróleo) o 312.5 bl/d (Fluido))</b>	11	años
<b>Costo de Optimización</b>	0	\$

Fuente: Resultados

Elaborado por: Alvarado Jean

Tabla 4.38 Flujo de Fondos Escenario Pesimista ACSD-024 Alternativa 1

<b>Tiempo en meses</b>	<b>Fluido Producido [bl/d]</b>	<b>Acumulado</b>	<b>Ingresos</b>	<b>Egresos</b>	<b>Ingresos - Egresos</b>	<b>Ingresos - Egresos Netos</b>
<b>0</b>				0	\$ -	\$ -
<b>1</b>	1275.90	1275.90	\$ 244,893.7	\$ 39,061.3	\$ 205,832.5	\$ 205,832.5
<b>2</b>	1247.78	2523.68	\$ 239,495.8	\$ 38,200.3	\$ 201,295.5	\$ 407,128.0

<b>3</b>	1233.95	3757.63	\$ 236,841.6	\$ 37,776.9	\$ 199,064.7	\$ <b>606,192.7</b>
<b>4</b>	1220.27	4977.90	\$ 234,216.9	\$ 37,358.3	\$ 196,858.6	\$ <b>803,051.2</b>
<b>5</b>	1206.75	6184.65	\$ 231,621.2	\$ 36,944.3	\$ 194,676.9	\$ <b>997,728.2</b>
<b>6</b>	1193.38	7378.02	\$ 229,054.3	\$ 36,534.8	\$ 192,519.5	\$ <b>1,190,247.6</b>
<b>7</b>	1180.15	8558.18	\$ 226,515.8	\$ 36,130.0	\$ 190,385.9	\$ <b>1,380,633.5</b>
<b>8</b>	1167.07	9725.25	\$ 224,005.5	\$ 35,729.5	\$ 188,276.0	\$ <b>1,568,909.5</b>
<b>9</b>	1154.14	10879.39	\$ 221,523.0	\$ 35,333.6	\$ 186,189.4	\$ <b>1,755,098.9</b>
<b>10</b>	1141.35	12020.73	\$ 219,068.0	\$ 34,942.0	\$ 184,126.0	\$ <b>1,939,224.9</b>
<b>11</b>	1128.70	13149.43	\$ 216,640.2	\$ 34,554.8	\$ 182,085.5	\$ <b>2,121,310.3</b>
<b>12</b>	1116.19	14265.62	\$ 214,239.3	\$ 34,171.8	\$ 180,067.5	\$ <b>2,301,377.9</b>

Fuente: Resultados

Elaborado por: Alvarado Jean

**Tabla 4.39** Indicador Financiero pesimista ACSD-024 Alternativa 1

<b>INDICADOR FINANCIERO</b>	
<b>VAN</b>	\$ 2,146,273.71

Fuente: Resultados

Elaborado por: Alvarado Jean

### 4.3.2 Alternativa 2 (Rediseño de bomba-Agregar etapas)

#### 4.3.2.1 Etapas máximas posibles

Si bien se realizó el análisis de sensibilidad que nos permitió que el fluido producido se encuentre dentro del rango de operación de la bomba, podemos también agregar etapas a las bombas con el fin de mejorar la cantidad de fluido producido.

El justificativo de esto se basa en que el fabricante de estas bombas nos indica que podemos usar hasta 125 etapas si se usa un housing adecuado, actualmente nos encontramos usando 117 etapas por bomba entonces, el escenario planteado es el uso de 125 etapas por bomba como escenario optimista y 120 etapas por bomba como escenario pesimista.

DN1750 Pump								
400 Series, Min. Casing Size 5½-in [139.7-mm] OD								
Housing	Length, ft [m]	Weight, lbm [kg]	Carbon Steel		ES Carbon Steel		ARZ Carbon Steel	
			Max. Stages	FL-CT Part Number	Max. Stages	FL-CT-ES Part Number	Max. Stages	FL-CT-ARZ Part Number
10	2.1 [0.64]	45 [20.4]	8	717405	8	100023209	7	1131077
20	3.5 [1.07]	75 [34.1]	16	400754	16	tba <sup>1</sup>	15	1131085
30	4.9 [1.49]	105 [47.7]	24	400762	24	C400762	23	1131093
40	6.3 [1.92]	135 [61.3]	33	400770	33	C400770	31	1131101
50	7.7 [2.35]	165 [74.9]	41	400788	41	C400788	39	1131119
60	9.1 [2.78]	195 [88.5]	50	400796	50	C400796	47	1131127
70	10.5 [3.20]	225 [102.2]	58	806414	58	C806414	55	1131135
80	11.9 [3.63]	255 [115.8]	67	643015	67	C643015	63	1131143
90	13.3 [4.06]	285 [129.4]	75	707554	75	tba	71	1131150
100	14.7 [4.48]	315 [143.0]	83	400804	83	C400804	79	1131168
110	16.1 [4.91]	345 [156.6]	92	810929	92	C810929	87	1131176
120	17.5 [5.34]	375 [170.3]	100	400812	100	C400812	95	1131184
130	18.9 [5.76]	405 [183.9]	108	883868	108	Q883868	103	1131192
140	20.3 [6.19]	435 [197.5]	116	883876	116	C883876	111	1131200
150	21.7 [6.62]	465 [211.1]	125	883884	125	C883884	118	1131218

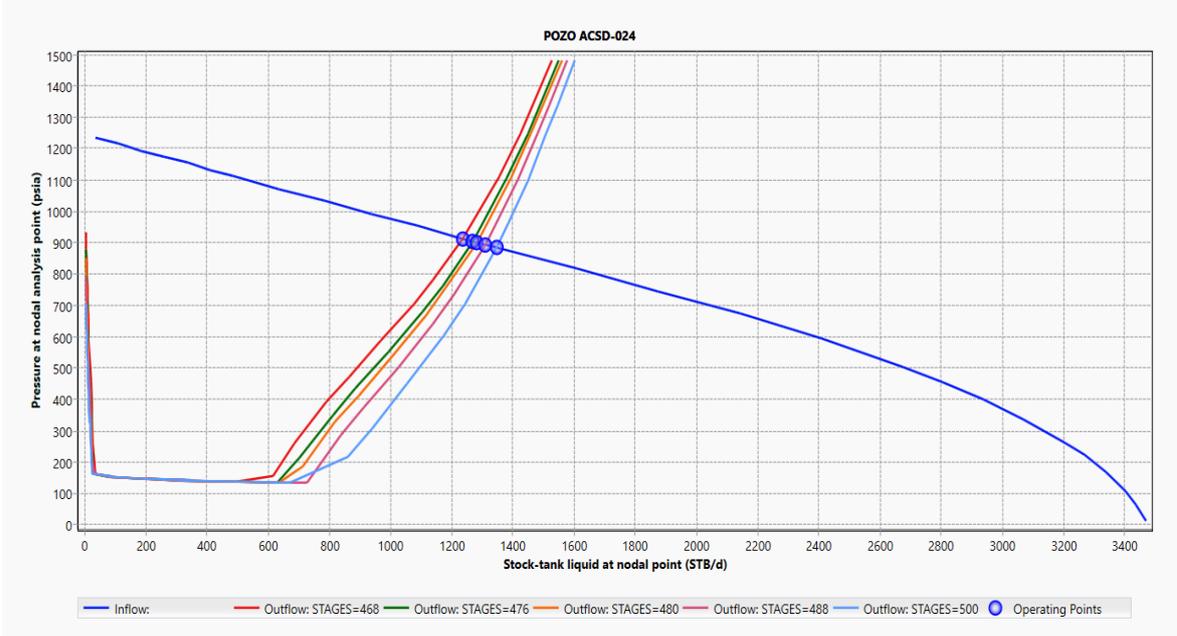
<sup>1</sup>To be assigned.

**Figura 4.12** Etapas Máximas para la bomba DN1750

**Fuente:** (REDA, 2017)

#### 4.3.2.2 Sensibilidad

Se realizó el análisis de sensibilidad para las etapas de la bomba, obteniendo lo siguiente:



**Figura 4.13 Sensibilidad Etapas**

Fuente: (PIPESIM, 2017)

**Tabla 4.40 Sensibilidad etapas ACSD-024**

#Etapas	Fluido Producido [bl/d]	Pwf psia
<b>476</b>	<b>1266.37</b>	<b>906</b>
<b>480</b>	1280.53	902
<b>488</b>	1308.07	895
<b>500</b>	<b>1345.49</b>	<b>885</b>

Fuente: Resultados

Elaborado por: Alvarado Jean

Los valores mostrados en la tabla corresponden al análisis de sensibilidad realizado en el sistema del pozo, 500 etapas es el que nos da una mayor cantidad de fluido razón por la que se lo elige escenario optimista mientras que el valor de 476 etapas será elegido como escenario pesimista. este valor corresponde a 119 etapas por bomba.

#### 4.3.2.3 Optimización

A continuación, se puede observar el resumen de los resultados obtenidos, luego de hacer la respectiva optimización de la producción. Primero se detalla la producción actual, y las

producciones previstas a ser tomadas como el escenario optimista y pesimista. Con sus respectivos incrementos en relación con la producción actual.

**Tabla 4.41** Incrementales por optimización ACSD-024 Alternativa 2

AUCA SUR 024					
Fluido Producido actualmente [bl/d]	Fluido Producido [bl/d] (Escenario Optimista)	Fluido Producido [bl/d] (Escenario Pesimista)	BSW %	Incremento Fluido Producido Optimista [bl/d]	Incremento Fluido Producido Pesimista [bl/d]
1104.03	1345.49	1266.37	92	240.97	161.97

**Fuente:** Resultados

**Elaborado por:** Alvarado Jean

#### 4.3.2.4 Análisis económico

##### 4.3.2.4.1 Escenario Optimista

Para que se pueda hacer el análisis económico adecuado, y sabiendo que la mayoría de los pozos en el campo Auca se declinan bajo el modelo exponencial, se realizó el cálculo del ritmo de declinación que nos permitirá determinar la declinación al finalizar el año.

**Tabla 4.42** Declinación Exponencial (Optimista) ACSD-024 Alternativa 2

Declinación Exponencial (Bajo el Escenario Optimista)		
Tasa de producción inicio del año 2022	1262	bl/d
Tasa de producción Final del año 2022	1104.03	bl/d
Ritmo de declinación anual $d_a$	0.125174326	/año
Ritmo de declinación mensual $d_m$	0.011082353	/mes
Ritmo de declinación anual continua $b_a$	0.133730643	/año
Ritmo de declinación mensual continua $b_m$	0.01114422	/mes
Producción Optimizada al primer mes	1345	bl/d (Fluido)

<b>Diferencial de Producción por Optimización</b>	241	bl/d (Fluido)
<b>Vida del Pozo (Considerando como límite económico 25 bl/d (Petróleo) o 312.5 bl/d (Fluido))</b>	11	años
<b>Costo de Optimización</b>	424495.57	\$

Fuente: Resultados

Elaborado por: Alvarado Jean

**Tabla 4.43** Flujo de Fondos Escenario Optimista ACSD-024 Alternativa 2

<b>Tiempo en meses</b>	<b>Fluido Producido [bl/d]</b>	<b>Acumulado</b>	<b>Ingresos</b>	<b>Egresos</b>	<b>Ingresos - Egresos</b>	<b>Ingresos - Egresos Netos</b>
<b>0</b>				424495.57	\$ - 424,495.57	\$ - <b>424,495.57</b>
<b>1</b>	1345.49	1345.49	\$ 258,250.7	\$ 41,191.8	\$ 217,058.9	\$ - <b>207,436.6</b>
<b>2</b>	1315.83	2661.32	\$ 252,558.4	\$ 40,283.8	\$ 212,274.6	\$ <b>4,837.9</b>
<b>3</b>	1301.25	3962.57	\$ 249,759.4	\$ 39,837.4	\$ 209,922.1	\$ <b>214,760.0</b>
<b>4</b>	1286.83	5249.40	\$ 246,991.5	\$ 39,395.9	\$ 207,595.6	\$ <b>422,355.6</b>
<b>5</b>	1272.57	6521.97	\$ 244,254.3	\$ 38,959.3	\$ 205,295.0	\$ <b>627,650.6</b>
<b>6</b>	1258.47	7780.44	\$ 241,547.3	\$ 38,527.5	\$ 203,019.8	\$ <b>830,670.4</b>
<b>7</b>	1244.52	9024.95	\$ 238,870.4	\$ 38,100.5	\$ 200,769.9	\$ <b>1,031,440.3</b>
<b>8</b>	1230.73	10255.68	\$ 236,223.2	\$ 37,678.3	\$ 198,544.9	\$ <b>1,229,985.2</b>
<b>9</b>	1217.09	11472.77	\$ 233,605.3	\$ 37,260.7	\$ 196,344.5	\$ <b>1,426,329.7</b>

<b>10</b>	1203.60	12676.37	\$ 231,016.4	\$ 36,847.8	\$ 194,168.6	\$ <b>1,620,498.3</b>
<b>11</b>	1190.26	13866.63	\$ 228,456.2	\$ 36,439.4	\$ 192,016.7	\$ <b>1,812,515.0</b>
<b>12</b>	1177.07	15043.70	\$ 225,924.3	\$ 36,035.6	\$ 189,888.7	\$ <b>2,002,403.8</b>

**Fuente:** Resultados

**Elaborado por:** Alvarado Jean

Y los indicadores financieros de la siguiente manera.

**Tabla 4.44** Indicador financiero optimista ACSD-024 Alternativa 2

<b>INDICADOR FINANCIERO</b>	
<b>VAN</b>	\$ 1,838,839.97
<b>TIR</b>	58.45%
<b>RCB</b>	5.33
<b>PRI</b>	2

**Fuente:** Resultados

**Elaborado por:** Alvarado Jean

Todos los indicadores cumplen con las condiciones para que el proyecto sea viable, además que el periodo de retorno de la inversión es en dos meses.

#### **4.3.2.4.2 Escenario Pesimista**

Para escenario pesimista se procede de la misma forma, únicamente ahora cambiando el caudal de producción.

**Tabla 4.45** Declinación Exponencial (Pesimista) ACSD-024 Alternativa 2

<b>Declinación Exponencial (Bajo el Escenario Pesimista)</b>		
<b>Tasa de producción inicio del año 2022</b>	1262	bl/d

<b>Tasa de producción Final del año 2022</b>	1104.03	b/d
<b>Ritmo de declinación anual <math>d_a</math></b>	0.125174326	/año
<b>Ritmo de declinación mensual <math>d_m</math></b>	0.011082353	/mes
<b>Ritmo de declinación anual continua <math>b_a</math></b>	0.133730643	/año
<b>Ritmo de declinación mensual continua <math>b_m</math></b>	0.01114422	/mes
<b>Producción Optimizada al primer mes</b>	1266	b/d (Fluido)
<b>Diferencial de Producción por Optimización</b>	162	b/d (Fluido)
<b>Vida del Pozo (Considerando como límite económico 25 bl/d (Petróleo) o 312.5 bl/d (Fluido))</b>	11	años
<b>Costo de Optimización</b>	424495.57	\$

Fuente: Resultados

Elaborado por: Alvarado Jean

Se muestra en flujo de caja de acuerdo con las condiciones pesimistas.

**Tabla 4.46** Flujo de Fondos Escenario Pesimista ACSD-024 Alternativa 2

Tiempo en meses	Fluido Producido [bl/d]	Acumulado	Ingresos	Egresos	Ingresos - Egresos	Ingresos - Egresos Netos
<b>0</b>				424495.57	\$ - 424,495.57	\$ - <b>424,495.57</b>
<b>1</b>	1266.37	1266.37	\$ 243,064.6	\$ 38,769.5	\$ 204,295.0	\$ - <b>220,200.5</b>
<b>2</b>	1238.46	2504.83	\$ 237,707.0	\$ 37,915.0	\$ 199,792.0	\$ - <b>20,408.5</b>

<b>3</b>	1224.73	3729.56	\$ 235,072.6	\$ 37,494.8	\$ 197,577.8	\$ <b>177,169.3</b>
<b>4</b>	1211.16	4940.72	\$ 232,467.5	\$ 37,079.3	\$ 195,388.2	\$ <b>372,557.5</b>
<b>5</b>	1197.74	6138.45	\$ 229,891.2	\$ 36,668.3	\$ 193,222.8	\$ <b>565,780.3</b>
<b>6</b>	1184.46	7322.92	\$ 227,343.4	\$ 36,262.0	\$ 191,081.5	\$ <b>756,861.8</b>
<b>7</b>	1171.34	8494.25	\$ 224,823.9	\$ 35,860.1	\$ 188,963.8	\$ <b>945,825.7</b>
<b>8</b>	1158.35	9652.61	\$ 222,332.4	\$ 35,462.7	\$ 186,869.7	\$ <b>1,132,695.3</b>
<b>9</b>	1145.52	10798.13	\$ 219,868.4	\$ 35,069.7	\$ 184,798.7	\$ <b>1,317,494.1</b>
<b>10</b>	1132.82	11930.95	\$ 217,431.7	\$ 34,681.0	\$ 182,750.7	\$ <b>1,500,244.8</b>
<b>11</b>	1120.27	13051.22	\$ 215,022.1	\$ 34,296.7	\$ 180,725.4	\$ <b>1,680,970.2</b>
<b>12</b>	1107.85	14159.07	\$ 212,639.1	\$ 33,916.6	\$ 178,722.5	\$ <b>1,859,692.7</b>

**Fuente:** Resultados

**Elaborado por:** Alvarado Jean

Los indicadores financieros, muestran que el proyecto resulta rentable, pues estos cumplen con las condiciones para, adicionalmente y a diferencia del anterior el periodo de recuperación de la inversión es un mes más que el caso optimista.

Teniendo lo siguiente:

**Tabla 4.47** Indicador Financiero pesimista ACSD-024 Alternativa 2

<b>INDICADOR FINANCIERO</b>	
<b>VAN</b>	\$ 1,705,747.11
<b>TIR</b>	50.35%
<b>RCB</b>	5.02
<b>PRI</b>	3

Fuente: Resultados

Elaborado por: Alvarado Jean

#### 4.4 Resultados Pozo Auca Sur 16 (ACSD-016)

##### 4.4.1 Alternativa 1(Cambio de frecuencia)

###### 4.4.1.1 Condiciones Actuales

El pozo ACSD-016h produce, 1500.09 bl/d de fluido total, aproximadamente 225.1 bl/d de petróleo, el daño que posee actualmente no es muy grande en comparación a 2018 dónde tenía un skin de 9, en cuanto al corte de agua este es alto puesto que esta influenciado por el proyecto de inyección de agua realizado en 2018, la frecuencia de operación de la bomba se encuentra en 57.5 Hz. Con lo cual se puede optar como opción de optimización el cambio de la frecuencia en la bomba, siempre y cuando con la nueva frecuencia nos mantengamos en el rango operativo. En cuanto al rango de la BES, nos encontramos dentro de los parámetros, por tanto, si se opta por cambiar frecuencia esto podría mejorar considerablemente, evitando un cambio de bomba prematuro en este pozo.

Tabla 4.48 Condiciones actuales ACSD-016

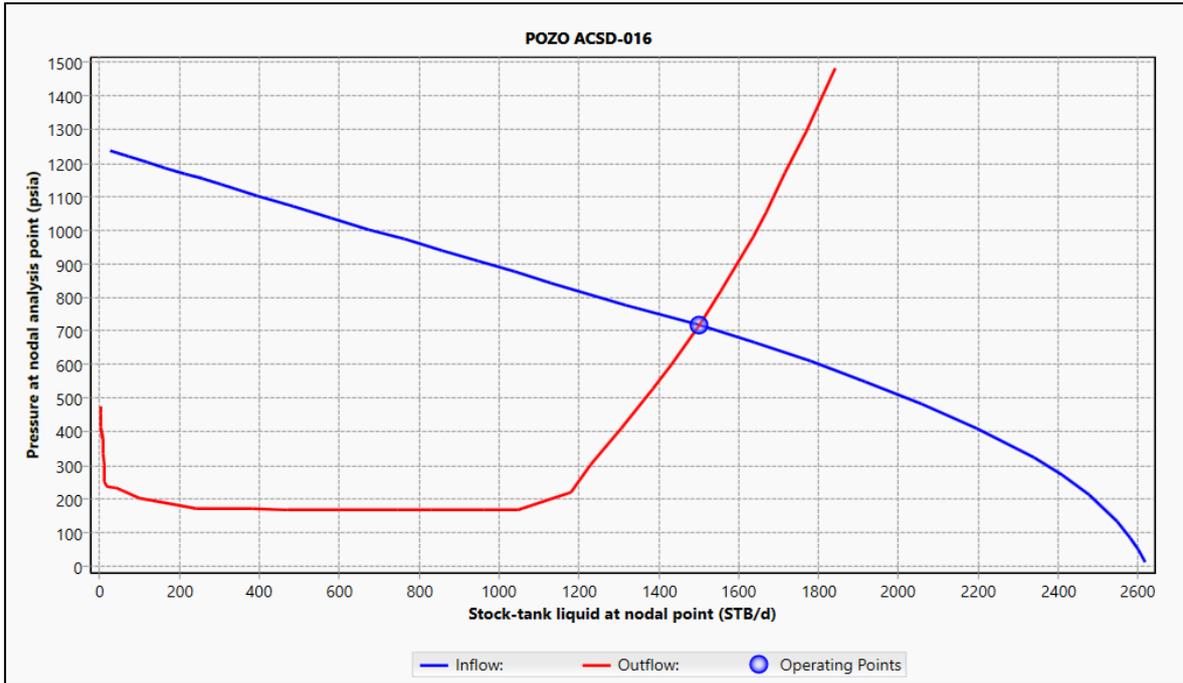
CONDICIONES ACTUALES POZO AUCA SUR 16							
ARENA	FLUIDO PRODUCIDO [bl/d]	BSW %	BOMBA BES	FRECUENCIA	RANGO BES (bl/d)	ETAPAS	SKIN
U inferior	1500	83	D1750N	57.5	1200-2050	468	2

Fuente: Resultados

Elaborado por: Alvarado Jean

###### 4.4.1.2 Análisis Nodal

Al ingresar los datos al software, se pudo simular las condiciones actuales, obteniendo un punto operativo con la misma tasa de flujo de fluido que las condiciones reales actuales del pozo.



**Figura 4.14** Punto Operativo

Fuente: (PIPESIM, 2017)

**Tabla 4.49** Punto Operativo Simulado ACSD-016

Punto Operativo Simulado		
FLUIDO PRODUCIDO [b/d]	Pwf [psia]	PIP [psia]
1500.683	715.80	474,6047

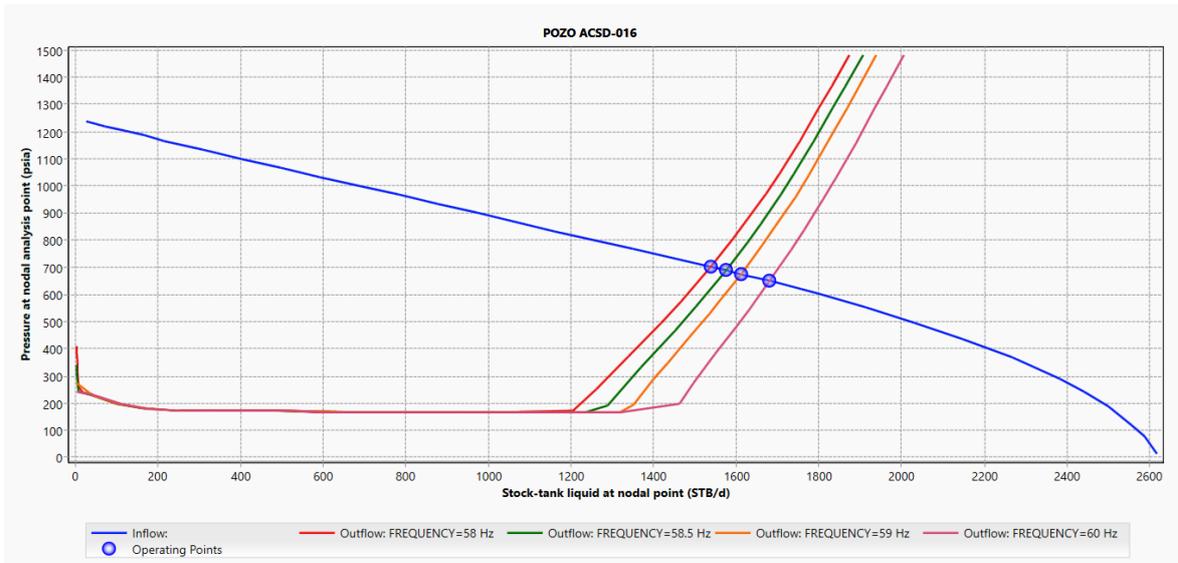
Fuente: Resultados

Elaborado por: Alvarado Jean

#### 4.4.1.3 Sensibilidad

Actualmente la bomba se encuentra dentro del rango óptimo de funcionamiento para la bomba BES razón por la cual no sería conveniente realizar un redimensionamiento o cambio de bomba.

Además, la bomba, se encuentra trabajando con una frecuencia de 57.5 Hz, se puede usar sensibilidad en el parámetro de las frecuencias con el fin de aumentar el caudal de fluido.



**Figura 4.15** Sensibilidad Frecuencia

Fuente: (PIPESIM, 2017)

**Tabla 4.50** Sensibilidad frecuencias ACSD-016

Frecuencia [Hz]	Fluido Producido [bl/d]	Pwf [psia]
58	1537.917	702.4634
58,5	1574.515	689.129
59	1610.221	675.8958
60	1679.198	649.6617

Fuente: Resultados

Elaborado por: Alvarado Jean

Los valores mostrados en la tabla corresponden al análisis de sensibilidad realizado en el sistema del pozo, el valor de 60Hz es el que brinda una mayor cantidad de fluido razón por la que se lo elige escenario optimista mientras que el valor de 58 sería el escenario pesimista.

#### 4.4.1.4 Optimización

A continuación, se puede observar el resumen de los resultados obtenidos, luego de hacer la respectiva optimización de la producción. Primero se detalla la producción actual, y las producciones previstas a ser tomadas como el escenario optimista y pesimista. Con sus respectivos incrementos en relación con la producción actual.

**Tabla 4.51** Incrementales por optimización ACSD-016 Alternativa 1

AUCA SUR 016					
Fluido Producido actualmente [bl/d]	Fluido Producido [bl/d] (Escenario Optimista)	Fluido Producido [bl/d] (Escenario Pesimista)	BSW %	Incremento Fluido Producido Optimista [bl/d]	Incremento Fluido Producido Pesimista [bl/d]
1500.09	1679.198	1537.917	83	179.108	37.827

**Fuente:** Resultados

**Elaborado por:** Alvarado Jean

#### **4.4.1.5 Análisis económico**

##### **4.4.1.5.1 Escenario Optimista.**

Para que se pueda hacer el análisis económico adecuado, y sabiendo que la mayoría de los pozos en el campo Auca se declinan bajo el modelo exponencial, se realizó el cálculo del ritmo de declinación que nos permitirá determinar la declinación al finalizar el año.

**Tabla 4.52** Declinación Exponencial (Escenario Optimista) ACSD-016

<b>Declinación Exponencial (Bajo el Escenario Optimista)</b>		
<b>Tasa de producción inicio del año 2022</b>	1406	bl/d
<b>Tasa de producción Final del año 2022</b>	1216	bl/d
<b>Ritmo de declinación anual <math>d_a</math></b>	0.135135135	/año
<b>Ritmo de declinación mensual <math>d_m</math></b>	0.012025608	/mes
<b>Ritmo de declinación anual continua <math>b_a</math></b>	0.14518201	/año
<b>Ritmo de declinación mensual continua <math>b_m</math></b>	0.012098501	/mes
<b>Producción Optimizada al primer mes</b>	1679	bl/d (Fluido)

<b>Diferencial de Producción por Optimización</b>	463	bl/d (Fluido)
<b>Vida del Pozo (Considerando como límite económico 25 bl/d (Petróleo) o 312.5 bl/d (Fluido))</b>	12	años
<b>Costo de Optimización</b>	0	\$

Fuente: Resultados

Elaborado por: Alvarado Jean

**Tabla 4.53** Flujo de Fondos Escenario Optimista ACSD-016

<b>Tiempo en meses</b>	<b>Fluido Producido [bl/d]</b>	<b>Acumulado</b>	<b>Ingresos</b>	<b>Egresos</b>	<b>Ingresos - Egresos</b>	<b>Ingresos - Egresos Netos</b>
<b>0</b>				0	\$ -	\$ -
<b>1</b>	1679.00	1679.00	\$ 684,810.9	\$ 109,229.4	\$ 575,581.5	\$ <b>575,581.5</b>
<b>2</b>	1638.86	3317.86	\$ 314,559.7	\$ 50,173.2	\$ 264,386.5	\$ <b>839,968.0</b>
<b>3</b>	1619.15	4937.01	\$ 310,776.9	\$ 49,569.8	\$ 261,207.1	\$ <b>1,101,175.1</b>
<b>4</b>	1599.68	6536.69	\$ 307,039.7	\$ 48,973.7	\$ 258,065.9	\$ <b>1,359,241.1</b>
<b>5</b>	1580.44	8117.14	\$ 303,347.3	\$ 48,384.8	\$ 254,962.5	\$ <b>1,614,203.6</b>
<b>6</b>	1561.44	9678.58	\$ 299,699.4	\$ 47,802.9	\$ 251,896.4	\$ <b>1,866,100.0</b>
<b>7</b>	1542.66	11221.24	\$ 296,095.3	\$ 47,228.1	\$ 248,867.2	\$ <b>2,114,967.3</b>
<b>8</b>	1524.11	12745.35	\$ 292,534.6	\$ 46,660.1	\$ 245,874.5	\$ <b>2,360,841.7</b>
<b>9</b>	1505.78	14251.13	\$ 289,016.7	\$ 46,099.0	\$ 242,917.7	\$ <b>2,603,759.4</b>

<b>10</b>	1487.67	15738.80	\$ 285,541.1	\$ 45,544.7	\$ 239,996.4	\$ <b>2,843,755.8</b>
<b>11</b>	1469.78	17208.59	\$ 282,107.3	\$ 44,997.0	\$ 237,110.3	\$ <b>3,080,866.2</b>
<b>12</b>	1452.11	18660.69	\$ 278,714.8	\$ 44,455.8	\$ 234,258.9	\$ <b>3,315,125.1</b>

**Fuente:** Resultados

**Elaborado por:** Alvarado Jean

Para este caso en particular, al ser únicamente un cambio de frecuencia no implica una inversión, por lo tanto, determinar los indicadores financieros no tiene sentido alguno, estos tenderán al infinito. Por tanto, únicamente compararemos los valores correspondientes al escenario pesimista y optimista para tomar una decisión.

**Tabla 4.54** Indicador financiero optimista ACSD-016

<b>INDICADOR FINANCIERO</b>	
<b>VAN</b>	\$ 3,092,553.55

**Fuente:** Resultados

**Elaborado por:** Alvarado Jean

#### 4.4.1.5.2 Escenario Pesimista.

**Tabla 4.55** Declinación Exponencial (Escenario Pesimista) ACSD-016

<b>Declinación Exponencial (Bajo el Escenario Pesimista)</b>		
<b>Tasa de producción inicio del año 2022</b>	1406	bl/d
<b>Tasa de producción Final del año 2022</b>	1216	bl/d
<b>Ritmo de declinación anual <math>d_a</math></b>	0.135135135	/año
<b>Ritmo de declinación mensual <math>d_m</math></b>	0.012025608	/mes

<b>Ritmo de declinación anual continua <math>b_a</math></b>	0.14518201	/año
<b>Ritmo de declinación mensual continua <math>b_m</math></b>	0.012098501	/mes
<b>Producción Optimizada al primer mes</b>	1537	bl/d (Fluido)
<b>Diferencial de Producción por Optimización</b>	321	bl/d (Fluido)
<b>Vida del Pozo (Considerando como límite económico 25 bl/d (Petróleo) o 312.5 bl/d (Fluido))</b>	11	años
<b>Costo de Optimización</b>	0	\$

Fuente: Resultados

Elaborado por: Alvarado Jean

El flujo de fondos para el escenario pesimista es el siguiente.

**Tabla 4.56** Flujo de Fondos Escenario Pesimista ACSD-024

<b>Tiempo en meses</b>	<b>Fluido Producido [bl/d]</b>	<b>Acumulado</b>	<b>Ingresos</b>	<b>Egresos</b>	<b>Ingresos - Egresos</b>	<b>Ingresos - Egresos Netos</b>
<b>0</b>				0	\$ -	\$ -
<b>1</b>	1537.00	1537.00	\$ 295,008.8	\$ 47,054.8	\$ 247,954.0	\$ <b>247,954.0</b>
<b>2</b>	1500.26	3037.26	\$ 287,956.1	\$ 45,929.9	\$ 242,026.2	\$ <b>489,980.2</b>
<b>3</b>	1482.21	4519.47	\$ 284,493.3	\$ 45,377.5	\$ 239,115.7	\$ <b>729,096.0</b>
<b>4</b>	1464.39	5983.86	\$ 281,072.0	\$ 44,831.8	\$ 236,240.2	\$ <b>965,336.2</b>
<b>5</b>	1446.78	7430.64	\$ 277,692.0	\$ 44,292.7	\$ 233,399.3	\$ <b>1,198,735.5</b>
<b>6</b>	1429.38	8860.02	\$ 274,352.6	\$ 43,760.1	\$ 230,592.5	\$ <b>1,429,328.0</b>

<b>7</b>	1412.19	10272.21	\$ 271,053.3	\$ 43,233.8	\$ 227,819.5	\$ <b>1,657,147.5</b>
<b>8</b>	1395.21	11667.42	\$ 267,793.7	\$ 42,713.9	\$ 225,079.8	\$ <b>1,882,227.3</b>
<b>9</b>	1378.43	13045.85	\$ 264,573.3	\$ 42,200.2	\$ 222,373.1	\$ <b>2,104,600.4</b>
<b>10</b>	1361.85	14407.71	\$ 261,391.7	\$ 41,692.8	\$ 219,698.9	\$ <b>2,324,299.4</b>
<b>11</b>	1345.48	15753.18	\$ 258,248.3	\$ 41,191.4	\$ 217,056.9	\$ <b>2,541,356.3</b>
<b>12</b>	1329.30	17082.48	\$ 255,142.7	\$ 40,696.0	\$ 214,446.7	\$ <b>2,755,803.0</b>

**Fuente:** Resultados

**Elaborado por:** Alvarado Jean

Si bien no es posible determinar todos los indicadores financieros, el VAN correspondiente al caso pesimista es el que sigue en la Tabla 4.57:

**Tabla 4.57** Indicador Financiero pesimista ACSD-016

<b>INDICADOR FINANCIERO</b>	
<b>VAN</b>	\$ 2,555,389.74

**Fuente:** Resultados

**Elaborado por:** Alvarado Jean

## 4.5 Resumen de los resultados

En el Anexo 4 se resumirá la optimización de todos los pozos de forma detallada, a continuación, en la Tabla 4.58 y la Tabla 4.59 se presenta el incremental de producción para cada pozo y total del campo de la producción de fluido bajo los dos escenarios, para ello se ha considerado el escenario optimista con mayor desempeño y del mismo modo con el escenario pesimista con un mayor desempeño dentro de las alternativas planteadas para los pozos con más de una alternativa.

**Tabla 4.58** Incremental por pozo dados los escenarios.

<b>Fluido Producido [b/d]</b>			
<b>Pozos</b>	<b>Actual</b>	<b>Incremento sobre el actual</b>	
		<b>Optimista</b>	<b>Pesimista</b>
<b>ACSD-028</b>	1250.2	91.8	31.8
<b>ACSD-027</b>	1184.06	621.66	465.03
<b>ACSD-024</b>	1104	249	172
<b>ACSD-016</b>	1500	179.198	37.917

**Fuente:** Resultados

**Elaborado por:** Alvarado Jean

En tabla se detalla el incremento en las ganancias bajo los dos escenarios, para un año de producción bajo condiciones normales de cada uno de los pozos y del campo en general.

**Tabla 4.59** Ganancias en un año para cada pozo dados los escenarios

<b>Ganancias [\$]</b>			
<b>Pozos</b>	<b>Ganancia en un año (Producción Actual)</b>	<b>Incremento sobre ganancia actual en un año</b>	
		<b>Optimista</b>	<b>Pesimista</b>
<b>ACSD-028</b>	\$ 11,876,462.70	\$ 874,107.60	\$ 294,536.30
<b>ACSD-027</b>	\$ 2,572,835.10	\$ 1,651,486.30	\$ 1,235,427.20
<b>ACSD-024</b>	\$ 1,991,316.80	\$ 449,308.20	\$ 129,993.50
<b>ACSD-016</b>	\$ 2,689,462.90	\$ 625,662.20	\$ 66,340.10

**Fuente:** Resultados

**Elaborado por:** Alvarado Jean

Finalmente se tiene el resumen final, con el incremento de barriles luego de la optimización, y cuanto representa en dinero dicho incremento, estos resultados serán de vital importancia, para la toma de decisiones gerenciales en el caso de realizarse una optimización real de los pozos estudiados durante este trabajo investigativo.

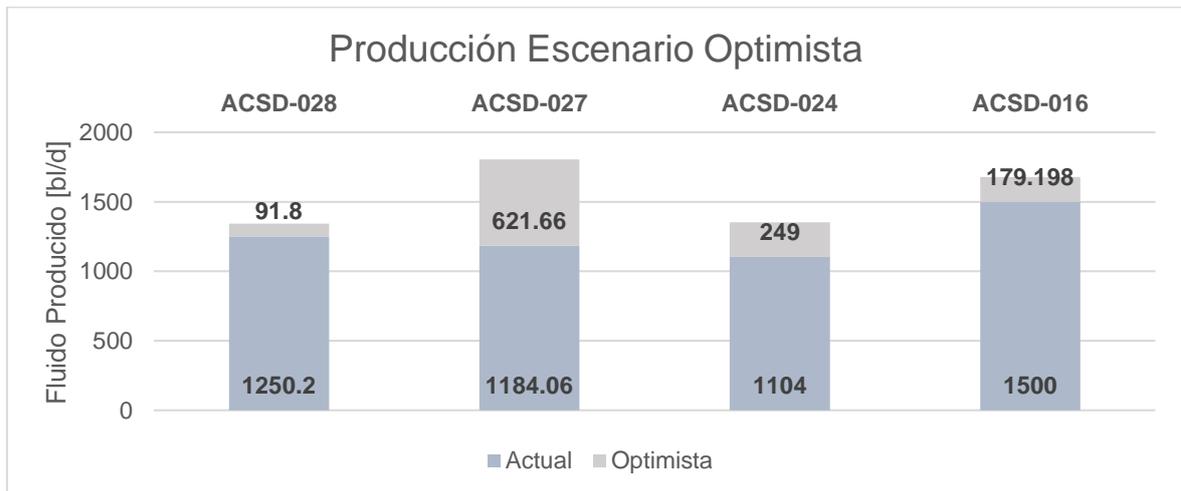
**Tabla 4.60** Ganancias netas e incrementales de producción dados los escenarios

	<b>Optimista</b>	<b>Pesimista</b>
<b>Ganancias Netas Optimización Campo (un año)</b>	\$ 3,600,564.30	\$ 1,726,297.10
<b>Incremental Producción Campo bl/d</b>	1141.568	705.657

**Fuente:** Resultados

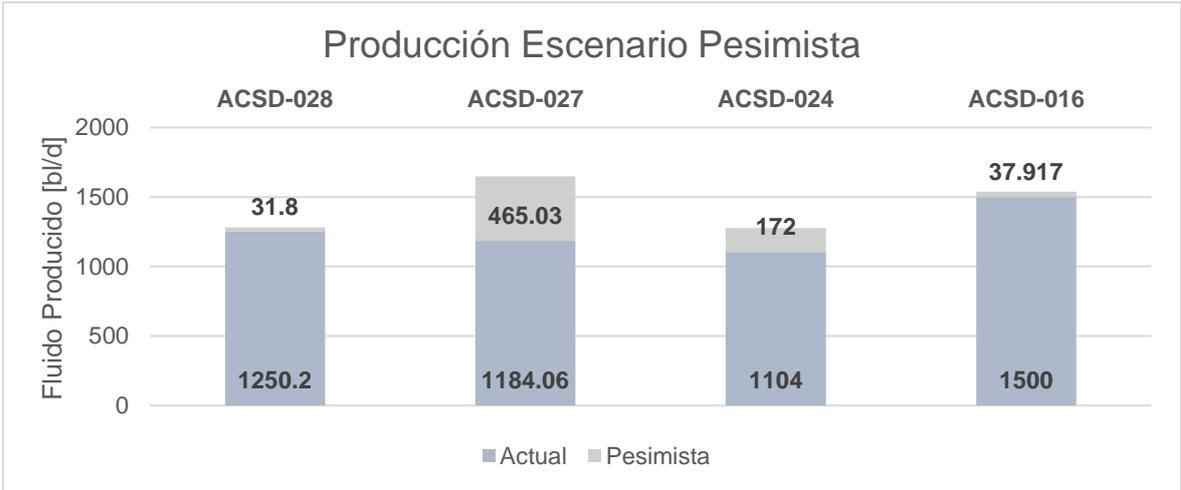
**Elaborado por:** Alvarado Jean

Finalmente se presenta las gráficas correspondientes al incremental de producción para cada escenario de cada pozo Figura 4.16, Figura 4.17, y se contrasta con las situaciones actuales de dichos pozos.



**Figura 4.16** Producción Escenario Optimista

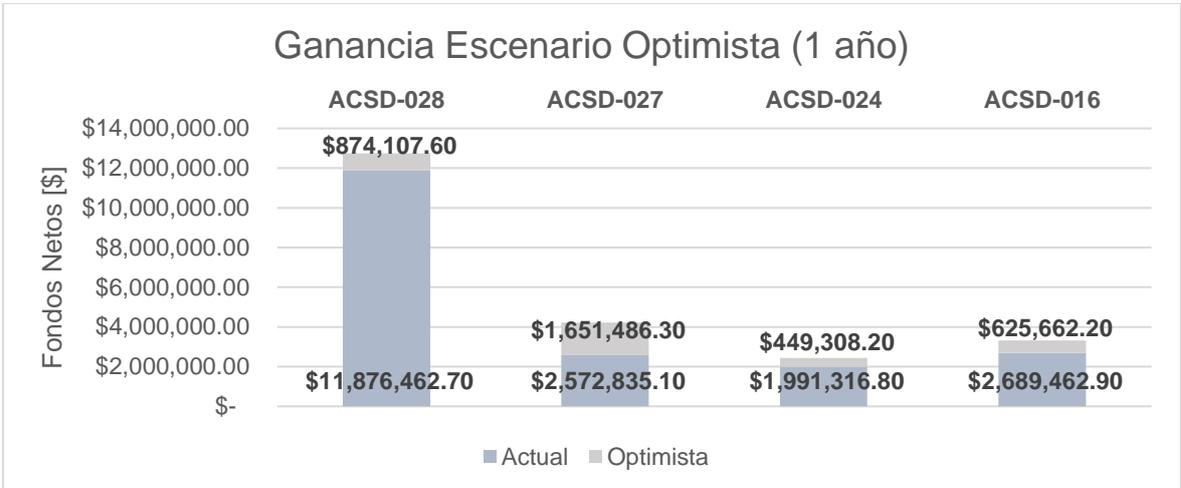
**Fuente:** Análisis de Resultados



**Figura 4.17** Producción Escenario Pesimista

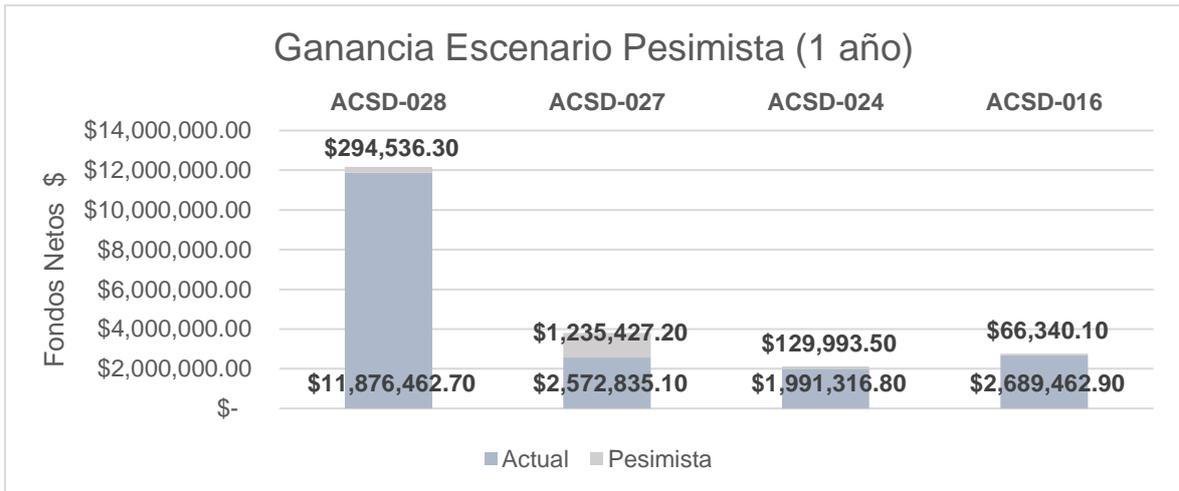
**Fuente:** Análisis de resultados

Adicionalmente podemos observar las ganancias netas en un año para cada escenario en cada pozo. Figura 4.18, Figura 4.19



**Figura 4.18** Ganancias Escenario Optimista

**Fuente:** Análisis de Resultados



**Figura 4.19** Ganancias Escenario Pesimista

**Fuente:** Análisis de Resultados

Es importante tener en cuenta que, en todos los escenarios planteados, en todas las alternativas y en todos los pozos se pudo observar que los indicadores financieros nos mostraron rentabilidad, razón por la cual resultaría viable la aplicación de cualquiera de las alternativas planteadas. Sin embargo, es evidente que, al ser el precio del barril un parámetro volátil, pueda verse afectado en el transcurso del tiempo y pueda diferir un poco en cuanto al flujo de fondos netos al final del periodo que se desea analizar, será prudente entonces, tener en cuenta más parámetros netamente económicos si se desea, aplicar alguna de las alternativas planteadas, para que las mismas tengan una validez mayor o en su defecto una mayor precisión.

## 5. CONCLUSIONES

- La selección de los pozos candidatos se realizó de manera adecuada, se tomaron en cuenta factores como que el pozo se encuentre en producción, que el sistema de levantamiento sea por bombeo electrosumergible. Del mismo modo las propiedades referentes a la roca y el fluido fueron las más actualizadas posibles, la información recolectada, se organizó de manera tal que al momento de ingresar los datos requeridos al software estos sean de fácil acceso.
- La forma en que se ha verificado el diseño del sistema de levantamiento artificial disponible en cada pozo fue mediante el análisis de las completaciones de cada pozo, además para constatar esto se simuló las condiciones actuales, bajo dicha simulación se pudo observar que se obtiene el mismo valor de producción de fluido, que lo que realmente se encuentran produciendo los pozos.
- En contraste con la conclusión dos, la simulación se realizó mediante el análisis nodal de cada uno de los pozos, en donde se obtuvieron los puntos operativos, que fueron iguales a las producciones actuales, y que posteriormente se realizó un análisis de sensibilidad mediante una selección previa de los parámetros que pueden cambiarse para mejorar la producción, o planteando alternativas como rediseño de bombas o trabajos de estimulación que tiene el mismo fin de mejorar la producción y rentabilidad del campo.
- Después de terminar con el análisis técnico, se procedió a realizar el análisis económico de las propuestas planteadas, encontrando que para los pozos seleccionados del campo Auca Sur, en caso de que se decida implementar las propuestas planteadas en el análisis de resultados, la producción diaria tendrá un incremento bajo un escenario optimista de 1141.568 bl/d de fluido. Por otro lado, esto representaría un incremento neto de \$ 3,600,564.30 en un año de producción. En contraste, bajo el escenario pesimista los valores fueron de 705.657 bl/d y \$1,726,297.10 en un año. Si bien los dos escenarios me indican una ganancia amplia al final de un año, eso puede variar debido a muchas condiciones ajenas al análisis técnico.

- El pozo ACSD-027 represento una mayor rentabilidad frente a los demás pozos evaluados, es así como representó cerca de un 71% del total de los 4 pozos optimizados. Por el contrario, el pozo ACSD-016 represento únicamente un valor cercano al 4% con respecto al total optimizado por los cuatro pozos.

## 6. RECOMENDACIONES

- El presente trabajo se realizó mediante el análisis nodal en fondo, sin embargo, es de utilidad también realizar el análisis nodal a nivel superficial para observar restricciones reales que se puedan presentar sobre nuestro nodo solución.
- Es de vital importancia que los datos obtenidos pasen por un proceso de validación, además que también estos deben estar actualizados para una mayor exactitud al momento realizar el análisis nodal.
- El incrementar frecuencia fue una de las propuestas en gran parte de los pozos, sin embargo, se debe tener un control del corte de agua y del mismo modo se debe evaluar correctamente las condiciones permisibles para cada sistema.
- Es importante disponer de pruebas de BUP actualizadas, para conocer a ciencia cierta el valor del daño existente.
- En el pozo ASCD-024 se observa un incremento del corte de agua de manera acelerada, es prudente hacer un análisis más amplio de la situación en particular de dicho pozo.
- Al momento de emplear el software PIPESIM es recomendable revisar la disponibilidad de los equipos en cada uno de los catálogos disponibles, en caso de no existir un equipo en particular no es limitante para su uso, puesto que es posible ingresar información de fabricantes que no se encuentren en la lista de catálogos del software.

## 7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ARCERNNR. (2022). *Solicitud de Fijación de Tasas de Producción*. Quito, Ecuador, 2022
- BABY, Patrice, RIVADENEIRA, M, & BARRAGAN, R. *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo*. Quito: Instituto Francés de Estudios Andinos. Quito, Ecuador, 2004.
- BARRERA, G. (2012). Aplicaciones del Sistema Artificial de Producción Híbrido ESPCP: Bomba de Cavidades Progresivas Asistida por un Motor Eléctrico. *Universidad Nacional Autónoma de México*. México D.F, México 2012
- BROWN, Kermit E. *The Technology of Artificial Lift Methods*. Oklahoma: Penn Well Publishing Company. 1984
- CALISPA, Diego. PROAÑO, María. Optimización de la producción del campo Auca mediante análisis nodal. *Escuela Politécnica Nacional*. Quito, Ecuador, 2011
- CARVAJAL, Lizardo. *Metodología de la Investigación Científica. Curso general y aplicado* (28 ed.). Santiago de Cali: U.S.C. Cali, Colombia, 2006
- CACHUMBA, Freddy S., “Estudio para la Optimización de Producción de Pozos con Bombeo Electrosumergible, Mediante Análisis Nodal del Campo Cuyabeno”, Quito, Ecuador, 2017.
- DUARTE, Tito., JIMENEZ, Ramon., & RUIZ, Myriam. T. Análisis económico de proyectos de inversión. *Universidad Tecnológica de Pereira*.Pereira, Colombia, 2007
- FUN-SANG, B., ARÉVALO, J., ZAMORA, P., GRIJALVA, R., LÓPEZ, Y., FRAGA, R., . . . JIMENEZ, T. Restoring the Auca Field Potential Through Formation Damage Removal. *SPE*. Louisiana, USA 2018
- GUATO, Henry. Optimización de la producción utilizando análisis nodal en pozos de petróleo para la mini estación Auca Sur1 del campo Auca Sur en el bloque 61. *Universidad Central del Ecuador*. Quito, Ecuador, 2018
- MELO, Vinicio. *Levantamiento Artificial*. Quito, Ecuador 2019
- MERNNR. *Informe anual del Potencial Hidrocarburífero del Ecuador*. Quito, Ecuador, 2019.
- PETROECUADOR E.P. Informe Estadístico 2022. Ecuador 2023
- PRMS. Sistema de gestión de recursos petrolíferos. *SPE/WP/AAPG/SPEE*. 2009
- REDA, SLB Electric Submersible Pump Systems Technology Catalog. 2007
- SCHLUMBERGER, “PIPESIM”, 2017.
- SIGCHO, Moises. SOLIS, Hugo. F .Estudio y Optimización del Modelo Integrado de Pozos-Redes en el Campo Victor Hugo Ruales Mediante Análisis Nodal. *Universidad Central del Ecuador*. 2017
- TAKACS, Gabor. *Electrical Submersible Pumps Manual*. Langfor Lane: Gulf Professional Publishing. 2018

TARCO, J., ARTEAGA, G., MERINO, S., & ACHIG, E. Identification of Enhanced Oil Recovery Potential in Ecuador. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. Quito, Ecuador, 2015

VALENCIA, Raúl. *Pruebas de Presión*. Quito: Escuela Politécnica Nacional. Quito, Ecuador, 2018

VEGA, Celio. G. *Ingeniería económica*. Quito, Ecuador 1983

## **8. ANEXOS**

### **ANEXO I. HISTORIALES DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS DEL CAMPO AUCA SUR**

Tabla A-1.1 Historial de producción del Pozo ACSD – 028

Tabla A-1.2 Historial de Producción del Pozo ACSD – 027

Tabla A-1.3 Historial de Producción del Pozo ACSD – 024

Tabla A-1.4 Historial de Producción del Pozo ACSD – 016

### **ANEXO II. DIAGRAMA DE COMPLETACION DE LOS POZOS DEL CAMPO AUCA NORTE**

Figura A-2.1 Diagrama de Completación del pozo ACSD – 028

Figura A-2.2 Diagrama de Completación del Pozo ACSD – 027

Figura A-2.3 Diagrama de Completación del Pozo ACSD – 024

Figura A-2.4 Diagrama de Completación del Pozo ACSD – 016

### **ANEXO III. ESPECIFICACIONES DE LOS POZOS**

Tabla A-3.1 Especificaciones técnicas del Pozo ACSD – 028

Tabla A-3.2 Especificaciones técnicas del Pozo ACSD – 027

Tabla A-3.3 Especificaciones técnicas del Pozo ACSD – 024

Tabla A-3.4 Especificaciones técnicas del Pozo ACSD – 016

### **ANEXO IV. CURVA DE COMPORTAMIENTO Y ESPECIFICACIONES DE LAS BOMBAS**

Tabla A-4.1 Máximo de etapas posibles bomba DN1750

Figura A-4.1 Curva de comportamiento de la bomba DN1750

Figura A-4.2 Curva de comportamiento de la bomba RC1000

## ANEXO I

**Tabla A-1 1 Historial de producción 2022 ACSD-028**

<b>Historial de producción 2022 ACSD-028</b>								
<b>FECHA</b>	<b>ARENA</b>	<b>BPPD [bl/d]</b>	<b>BFPD [bl/d]</b>	<b>BAPD [bl/d]</b>	<b>BSW [%]</b>	<b>API [°API]</b>	<b>RGL [PCS/bl]</b>	<b>GOR [PCS/bl]</b>
02-ENE-2022	HOLLIN SUP.	465.2	1163	697.8	60	32.4	4.8	11.99
16-ENE-2022	HOLLIN SUP.	410.4	1140	729.6	64	32.4	4.32	12.01
01-FEB-2022	HOLLIN SUP.	410.4	1140	729.6	64	32.4	4.32	12.01
10-FEB-2022	HOLLIN SUP.	410.4	1140	729.6	64	32.4	4.32	12.01
17-FEB-2022	HOLLIN SUP.	408.96	1136	727.04	64	32.4	4.32	12.01
27-FEB-2022	HOLLIN SUP.	431.68	1136	704.32	62	32.4	4.56	12
11-MAR-2022	HOLLIN SUP.	425.6	1120	694.4	62	32.4	4.56	12.01
18-MAR-2022	HOLLIN SUP.	424.84	1118	693.16	62	32.4	4.56	12
28-MAR-2022	HOLLIN SUP.	424.84	1118	693.16	62	32.4	4.56	12
08-ABR-2022	HOLLIN SUP.	424.84	1118	693.16	62	32.4	4.56	12
15-ABR-2022	HOLLIN SUP.	424.84	1118	693.16	62	32.4	31.92	84.01
29-ABR-2022	HOLLIN SUP.	424.84	1118	693.16	62	32.4	4.56	12
06-MAY-2022	HOLLIN SUP.	424.84	1118	693.16	62	32.4	4.56	12
21-MAY-2022	HOLLIN SUP.	424.84	1118	693.16	62	32.4	4.56	12
04-JUN-2022	HOLLIN SUP.	424.46	1117	692.54	62	32.4	4.56	11.99
13-JUN-2022	HOLLIN SUP.	424.46	1117	692.54	62	32.4	4.56	11.99
20-JUN-2022	HOLLIN SUP.	804.24	1117	312.76	28	32.4	8.64	12
21-JUN-2022	HOLLIN SUP.	424.46	1117	692.54	62	32.4	4.56	11.99
30-JUN-2022	HOLLIN SUP.	424.46	1117	692.54	62	32.4	4.56	11.99
08-JUL-2022	HOLLIN SUP.	402.12	1117	714.88	64	32.4	4.32	12.01
21-JUL-2022	HOLLIN SUP.	111.8	860	748.2	87	32.4	1.56	11.99
22-JUL-2022	HOLLIN SUP.	227.28	947	719.72	76	32.4	2.88	12.01
23-JUL-2022	HOLLIN SUP.	294	1050	756	72	32.4	3.36	12.01
26-JUL-2022	HOLLIN SUP.	358.4	1120	761.6	68	32.4	3.84	12
27-JUL-2022	HOLLIN SUP.	375.36	1173	797.64	68	32.4	3.84	11.99
31-JUL-2022	HOLLIN SUP.	384	1200	816	68	32.4	3.84	12.01
09-AGO-2022	HOLLIN SUP.	384	1200	816	68	32.4	3.84	12.01
23-AGO-2022	HOLLIN SUP.	466.05	1195	728.95	61	32.4	4.68	11.99
03-SEP-2022	HOLLIN SUP.	466.05	1195	728.95	61	32.4	4.68	11.99
13-SEP-2022	HOLLIN SUP.	478	1195	717	60	32.4	4.8	12.01
23-SEP-2022	HOLLIN SUP.	478	1195	717	60	32.4	4.8	12.01
02-OCT-2022	HOLLIN SUP.	500	1250	750	60	32.4	4.59	11.48
12-OCT-2022	HOLLIN SUP.	500	1250	750	60	32.4	4.8	12
23-OCT-2022	HOLLIN SUP.	500	1250	750	60	32.4	4.8	12
04-NOV-2022	HOLLIN SUP.	500	1250	750	60	32.4	4.8	12
24-NOV-2022	HOLLIN SUP.	500	1250	750	60	32.4	4.8	12
04-DIC-2022	HOLLIN SUP.	500	1250	750	60	32.4	4.8	12
12-DIC-2022	HOLLIN SUP.	500	1250	750	60	32.4	5.04	12

**Fuente:** (ARCERNNR, 2022)

**Elaborado por:** Alvarado Jean

**Tabla A-1 2 Historial de producción 2022 ACSD-027**

<b>Historial de producción 2022 ACSD-027</b>								
<b>FECHA</b>	<b>ARENA</b>	<b>BPPD [b/d]</b>	<b>BFPD [b/d]</b>	<b>BAPD [b/d]</b>	<b>BSW [%]</b>	<b>API [°API]</b>	<b>RGL [PCS/b]</b>	<b>GOR [PCS/b]</b>
02-ENE-2022	U INFERIOR	104.52	402	297.48	74	17.4	21.84	84
21-ENE-2022	U INFERIOR	104.52	402	297.48	74	17.4	21.84	84
02-FEB-2022	U INFERIOR	104.52	402	297.48	74	17.4	21.84	84
13-FEB-2022	U INFERIOR	104.52	402	297.48	74	17.4	21.84	84
20-FEB-2022	U INFERIOR	102.4	320	217.6	68	17.4	26.88	83.98
27-FEB-2022	U INFERIOR	128	320	192	60	17.4	33.59	83.98
11-MAR-2022	U INFERIOR	128	320	192	60	17.4	33.59	83.98
18-MAR-2022	U INFERIOR	130	325	195	60	17.4	33.6	84
28-MAR-2022	U INFERIOR	130	325	195	60	17.4	33.6	84
07-ABR-2022	U INFERIOR	130	325	195	60	17.4	33.6	84
15-ABR-2022	U INFERIOR	130	325	195	60	17.4	33.6	84
13-MAY-2022	U INFERIOR	51.3	513	461.7	90	17.4	8.4	84.02
14-MAY-2022	U INFERIOR	105.63	503	397.37	79	17.4	17.63	83.97
15-MAY-2022	U INFERIOR	107.95	635	527.05	83	17.4	14.28	84.02
16-MAY-2022	U INFERIOR	133.35	635	501.65	79	17.4	17.64	83.99
17-MAY-2022	U INFERIOR	149.1	710	560.9	79	17.4	17.63	83.97
19-MAY-2022	U INFERIOR	149.34	786	636.66	81	17.4	15.97	84.04
29-MAY-2022	U INFERIOR	124.05	827	702.95	85	17.4	12.6	84
08-JUN-2022	U INFERIOR	114.1	815	700.9	86	17.4	12.6	90.01
11-JUN-2022	U INFERIOR	100.75	775	674.25	87	17.4	10.92	83.97
17-JUN-2022	U INFERIOR	101.01	777	675.99	87	17.4	10.93	84.05
30-JUN-2022	U INFERIOR	101.01	777	675.99	87	17.4	10.93	84.05
23-JUL-2022	U INFERIOR	101.01	777	675.99	87	17.4	10.93	84.05
03-AGO-2022	U INFERIOR	101.01	777	675.99	87	17.4	10.93	84.05
13-AGO-2022	U INFERIOR	135	900	765	85	17.4	12.6	84
19-AGO-2022	U INFERIOR	153	900	747	83	17.4	14.28	83.99
28-AGO-2022	U INFERIOR	153	900	747	83	17.4	14.28	83.99
31-AGO-2022	U INFERIOR	112	800	688	86	17.4	16.06	114.73
12-SEP-2022	U INFERIOR	112	800	688	86	17.4	11.76	84.02
23-SEP-2022	U INFERIOR	112	800	688	86	17.4	11.76	84.02
25-SEP-2022	U INFERIOR	131.6	940	808.4	86	17.4	10.01	71.5
07-OCT-2022	U INFERIOR	131.6	940	808.4	86	17.4	11.76	83.97
18-OCT-2022	U INFERIOR	132	1100	968	88	17.4	10.08	84.02
30-OCT-2022	U INFERIOR	132	1100	968	88	17.4	10.08	84.02
04-NOV-2022	U INFERIOR	154	1100	946	86	17.4	11.76	84.03
14-NOV-2022	U INFERIOR	132	1100	968	88	17.4	10.08	84.02
23-NOV-2022	U INFERIOR	142.08	1184	1041.92	88	17.4	9.37	78.05
03-DIC-2022	U INFERIOR	142.08	1184	1041.92	88	17.4	10.08	84.04
12-DIC-2022	U INFERIOR	142.08	1184	1041.92	88	17.4	10.08	84.04

**Fuente:** (ARCERNNR, 2022)

**Elaborado por:** Alvarado Jean

**Tabla A-1 3 Historial de producción 2022 ACSD-024**

<b>Historial de producción 2022 ACSD-024</b>								
<b>FECHA</b>	<b>ARENA</b>	<b>BPPD [bl/d]</b>	<b>BFPD [bl/d]</b>	<b>BAPD [bl/d]</b>	<b>BSW [%]</b>	<b>API [°API]</b>	<b>RGL [PCS/bl]</b>	<b>GOR [PCS/bl]</b>
02-ENE-2022	U INFERIOR	151.44	1262	1110.56	88	17.3	10.08	83.99
18-ENE-2022	U INFERIOR	151.44	1262	1110.56	88	17.3	10.08	83.99
01-FEB-2022	U INFERIOR	151.44	1262	1110.56	88	17.3	10.08	83.99
11-FEB-2022	U INFERIOR	151.56	1263	1111.44	88	17.3	10.08	83.99
21-FEB-2022	U INFERIOR	151.56	1263	1111.44	88	17.3	10.08	83.99
03-MAR-2022	U INFERIOR	151.56	1263	1111.44	88	17.3	10.08	83.99
13-MAR-2022	U INFERIOR	151.2	1260	1108.8	88	17.3	10.08	83.99
25-MAR-2022	U INFERIOR	151.2	1260	1108.8	88	17.3	10.08	83.99
03-ABR-2022	U INFERIOR	168.36	1403	1234.64	88	17.3	10.08	83.99
13-ABR-2022	U INFERIOR	168.36	1403	1234.64	88	17.3	10.08	83.99
29-ABR-2022	U INFERIOR	168.36	1403	1234.64	88	17.3	10.08	83.99
08-MAY-2022	U INFERIOR	168.36	1403	1234.64	88	17.3	10.08	83.99
21-MAY-2022	U INFERIOR	168.36	1403	1234.64	88	17.3	10.08	83.99
02-JUN-2022	U INFERIOR	168.36	1403	1234.64	88	17.3	52.8	440.01
13-JUN-2022	U INFERIOR	168.36	1403	1234.64	88	17.3	10.08	83.99
30-JUN-2022	U INFERIOR	168.36	1403	1234.64	88	17.3	10.08	83.99
23-JUL-2022	U INFERIOR	168.36	1403	1234.64	88	17.3	10.08	83.99
01-AGO-2022	U INFERIOR	168.36	1403	1234.64	88	17.3	10.08	83.99
13-AGO-2022	U INFERIOR	154.33	1403	1248.67	89	17.3	9.24	83.98
23-AGO-2022	U INFERIOR	154.33	1403	1248.67	89	17.3	9.24	83.98
27-AGO-2022	U INFERIOR	114.4	1040	925.6	89	17.3	12.46	113.29
31-AGO-2022	U INFERIOR	89.1	810	720.9	89	17.3	16	145.45
12-SEP-2022	U INFERIOR	89.1	810	720.9	89	17.3	9.23	83.95
13-SEP-2022	U INFERIOR	97.2	810	712.8	88	17.3	10.09	84.05
18-SEP-2022	U INFERIOR	118.8	990	871.2	88	17.3	10.08	84.01
27-SEP-2022	U INFERIOR	118.8	990	871.2	88	17.3	10.08	84.01
30-SEP-2022	U INFERIOR	132.48	1104	971.52	88	17.3	9.04	75.33
08-OCT-2022	U INFERIOR	132.48	1104	971.52	88	17.3	10.08	84.01
18-OCT-2022	U INFERIOR	88.32	1104	1015.68	92	17.3	6.72	84.01
27-OCT-2022	U INFERIOR	88.32	1104	1015.68	92	17.3	6.72	84.01
08-NOV-2022	U INFERIOR	110.4	1104	993.6	90	17.3	8.4	83.97
14-NOV-2022	U INFERIOR	88.32	1104	1015.68	92	17.3	6.72	84.01
22-NOV-2022	U INFERIOR	88.32	1104	1015.68	92	17.3	6.72	84.01
03-DIC-2022	U INFERIOR	88.32	1104	1015.68	92	17.3	6.72	84.01
08-DIC-2022	U INFERIOR	116.48	896	779.52	87	17.3	10.92	83.96

**Fuente:** (ARCERNNR, 2022)

**Elaborado por:** Alvarado Jean

**Tabla A-1 4 Historial de producción 2022 ACSD-016**

<b>Historial de producción 2022 ACSD-016</b>								
<b>FECHA</b>	<b>ARENA</b>	<b>BPPD [bl/d]</b>	<b>BFPD [bl/d]</b>	<b>BAPD [bl/d]</b>	<b>BSW [%]</b>	<b>API [°API]</b>	<b>RGL [PCS/bl]</b>	<b>GOR [PCS/bl]</b>
02-ENE-2022	U INFERIOR	157.2	1310	1152.8	88	17.7	10.08	84.03
18-ENE-2022	U INFERIOR	156.84	1307	1150.16	88	17.7	10.08	84.03
28-ENE-2022	U INFERIOR	169.91	1307	1137.09	87	17.7	10.08	77.57
31-ENE-2022	U INFERIOR	209.12	1307	1097.88	84	17.7	13.44	84.02
10-FEB-2022	U INFERIOR	209.12	1307	1097.88	84	17.7	13.44	84.02
16-FEB-2022	U INFERIOR	207.68	1298	1090.32	84	17.7	13.44	84.02
02-MAR-2022	U INFERIOR	207.68	1298	1090.32	84	17.7	13.44	84.02
13-MAR-2022	U INFERIOR	222.4	1390	1167.6	84	17.7	13.44	83.99
20-MAR-2022	U INFERIOR	222.88	1393	1170.12	84	17.7	13.44	83.99
30-MAR-2022	U INFERIOR	222.88	1393	1170.12	84	17.7	13.44	83.99
09-ABR-2022	U INFERIOR	222.72	1392	1169.28	84	17.7	13.44	84.01
22-ABR-2022	U INFERIOR	208.8	1392	1183.2	85	17.7	12.6	84
03-MAY-2022	U INFERIOR	208.8	1392	1183.2	85	17.7	12.6	84
07-MAY-2022	U INFERIOR	208.8	1392	1183.2	85	17.7	12.6	84
17-MAY-2022	U INFERIOR	208.8	1392	1183.2	85	17.7	12.6	84
29-MAY-2022	U INFERIOR	208.8	1392	1183.2	85	17.7	12.6	84
08-JUN-2022	U INFERIOR	208.5	1390	1181.5	85	17.7	12.6	83.98
16-JUN-2022	U INFERIOR	208.5	1390	1181.5	85	17.7	12.6	83.98
30-JUN-2022	U INFERIOR	208.5	1390	1181.5	85	17.7	12.6	83.98
23-JUL-2022	U INFERIOR	208.5	1390	1181.5	85	17.7	12.6	83.98
30-JUL-2022	U INFERIOR	208.5	1390	1181.5	85	17.7	12.6	83.98
01-AGO-2022	U INFERIOR	208.5	1390	1181.5	85	17.7	12.6	83.98
09-AGO-2022	U INFERIOR	176.4	1176	999.6	85	17.7	12.6	84.01
23-AGO-2022	U INFERIOR	176.4	1176	999.6	85	17.7	12.6	84.01
31-AGO-2022	U INFERIOR	149.7	998	848.3	85	17.7	14.85	99
12-SEP-2022	U INFERIOR	149.7	998	848.3	85	17.7	12.61	84.03
16-SEP-2022	U INFERIOR	196.5	1310	1113.5	85	17.7	12.6	84.02
24-SEP-2022	U INFERIOR	196.5	1310	1113.5	85	17.7	12.6	84.02
30-SEP-2022	U INFERIOR	210	1400	1190	85	17.7	11.79	78.62
01-OCT-2022	U INFERIOR	220.5	1470	1249.5	85	17.7	11.23	74.88
14-OCT-2022	U INFERIOR	220.5	1470	1249.5	85	17.7	12.6	83.99
18-OCT-2022	U INFERIOR	195	1500	1305	87	17.7	10.92	84
27-OCT-2022	U INFERIOR	195	1500	1305	87	17.7	10.92	84
08-NOV-2022	U INFERIOR	195	1500	1305	87	17.7	10.92	84
14-NOV-2022	U INFERIOR	225	1500	1275	85	17.7	12.6	84
22-NOV-2022	U INFERIOR	225	1500	1275	85	17.7	12.6	84
03-DIC-2022	U INFERIOR	225	1500	1275	85	17.7	12.6	84
07-DIC-2022	U INFERIOR	255	1500	1245	83	17.7	14.28	84
15-DIC-2022	U INFERIOR	255	1500	1245	83	17.7	14.28	84

**Fuente:** (ARCERNNR, 2022)

**Elaborado por:** Alvarado Jean

# ANEXO II

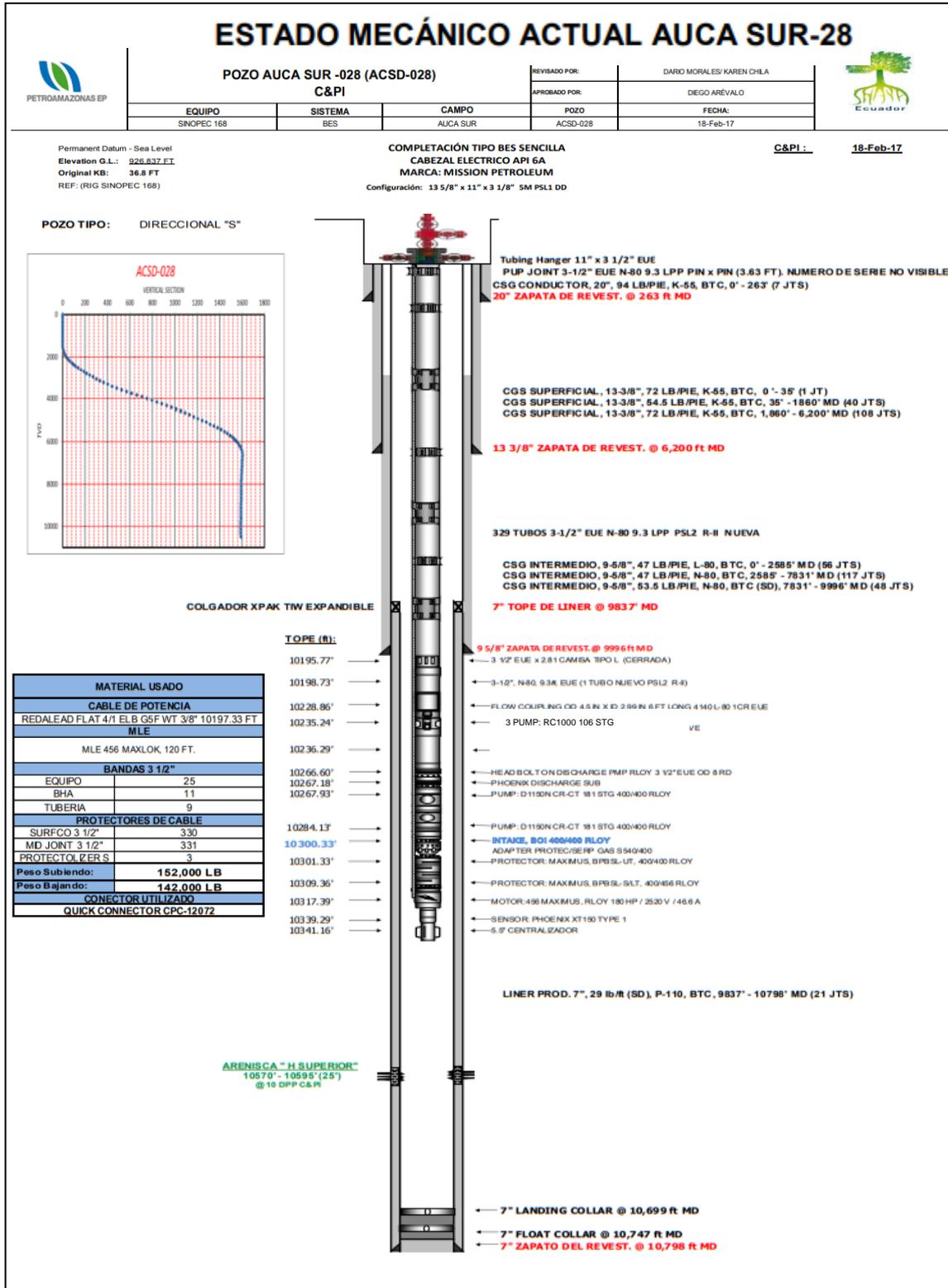
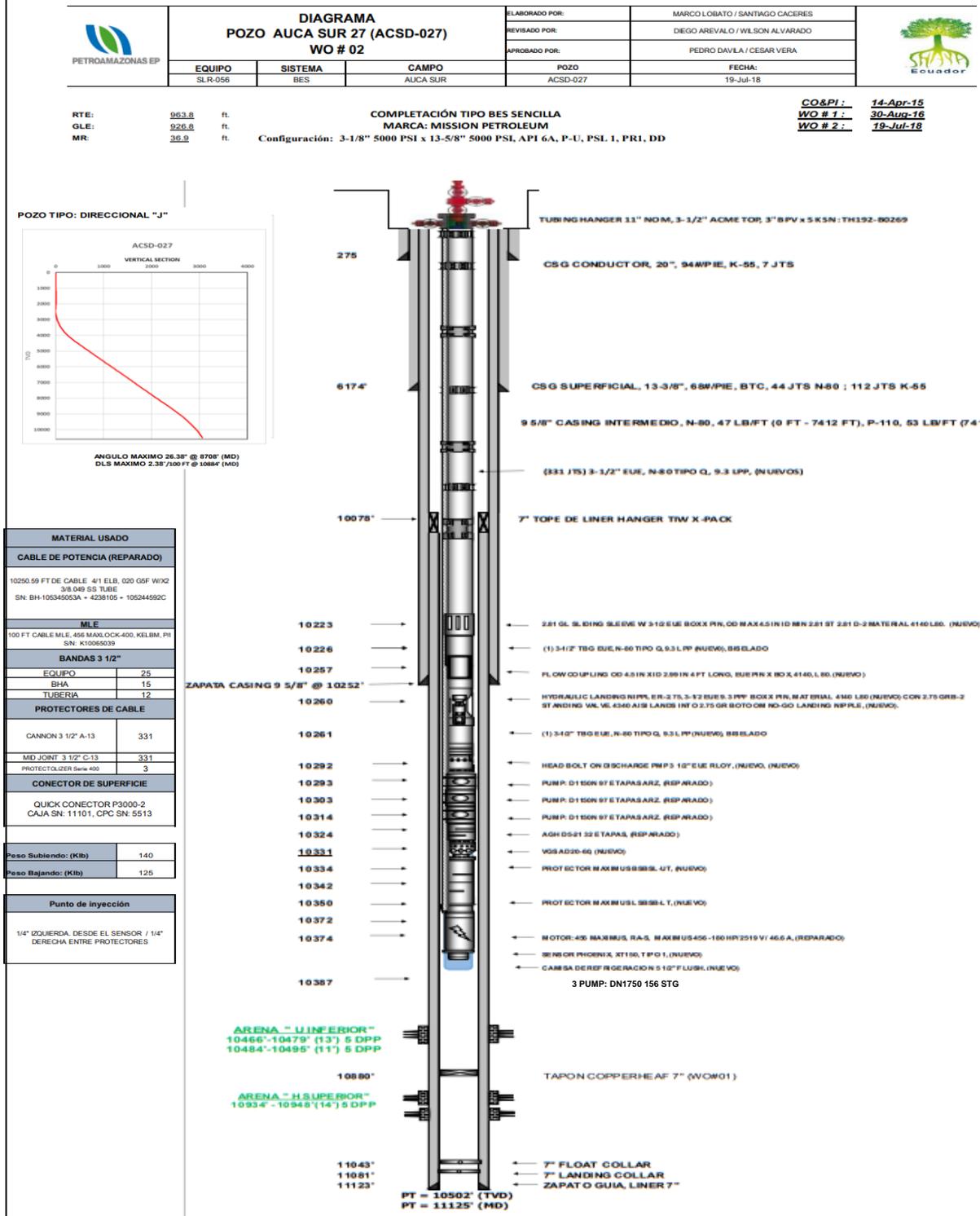


Figura A-2 1: Estado mecánico actual Auca Sur 28

Fuente: (ARCERNNR, 2022)

# ESTADO MECANICO ACTUAL AUCA SUR-27



**Figura A-2 2 Estado mecánico actual Auca Sur 27**

Fuente: (ARCERNNR, 2022)

## ESTADO MECÁNICO ACTUAL AUCA SUR – 24

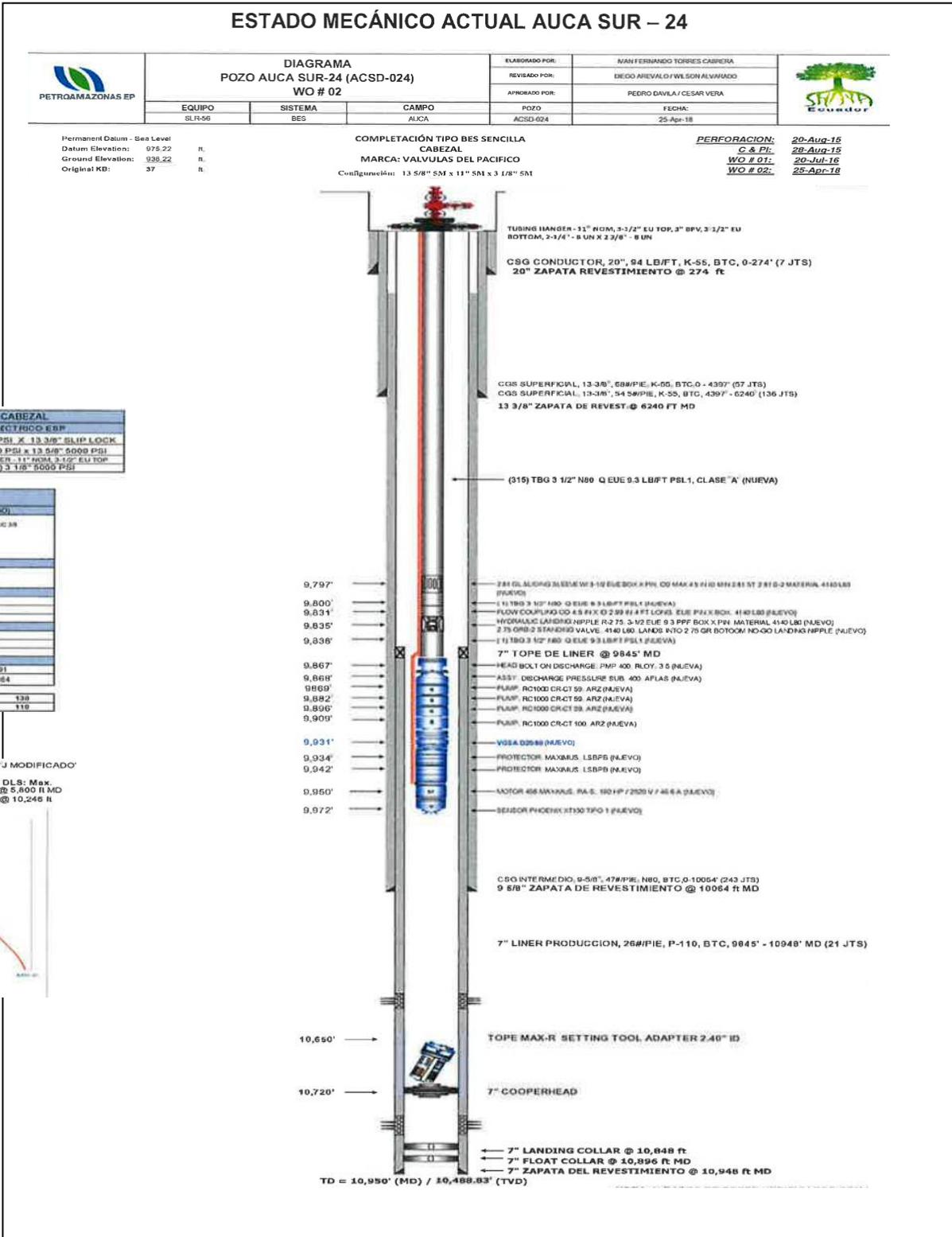


Figura A-2 3 Estado mecánico actual Auca Sur 24

Fuente: (ARCERNNR, 2022)

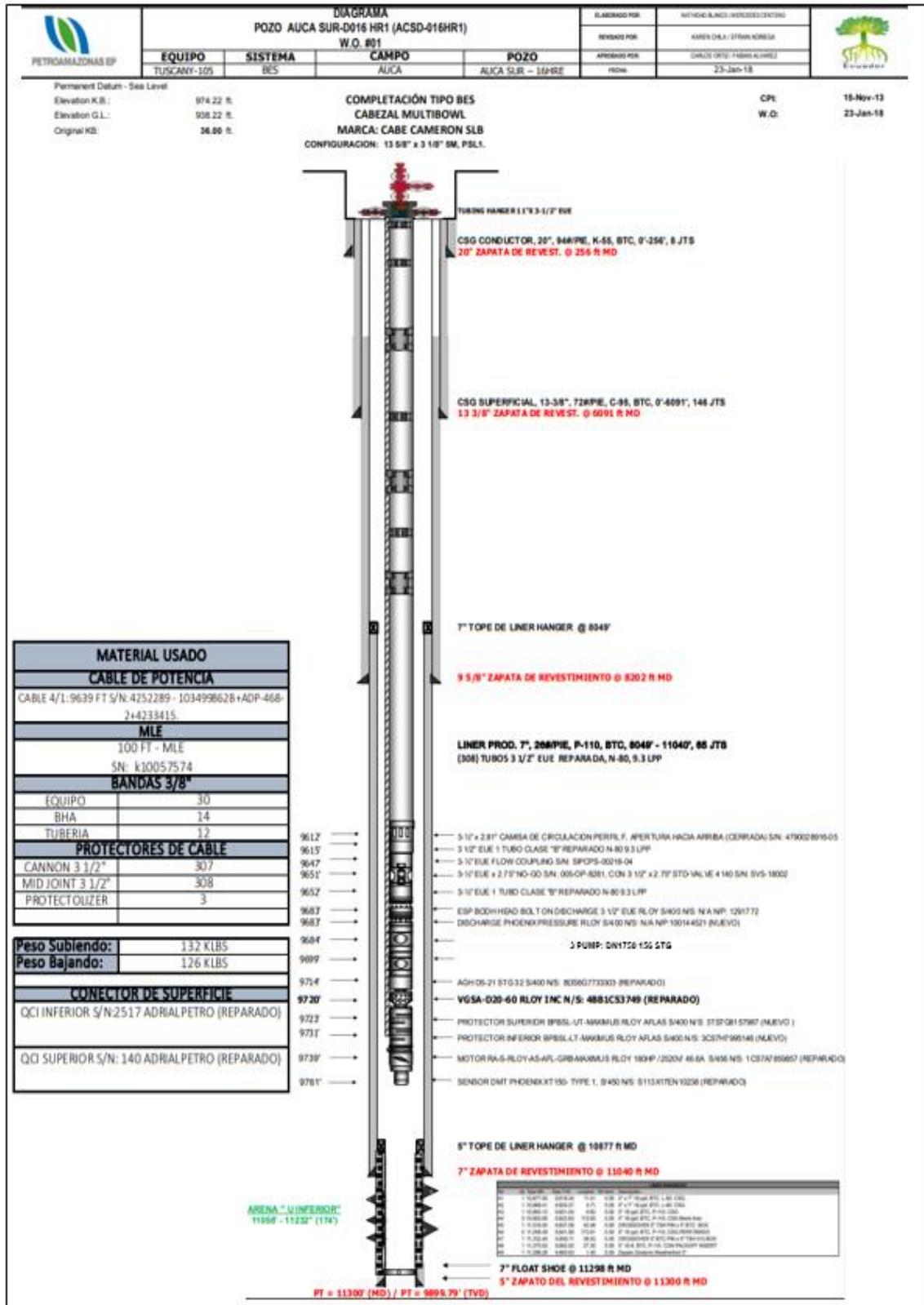


Figura A-2 4 Estado mecánico actual Auca Sur 16

Fuente: (ARCERNR, 2022)

## ANEXO III

**Tabla A-3 1** Especificaciones técnicas del Pozo ACSD – 028

DEPARTAMENTO DE YACIMIENTOS SOLICITUD FIJACIÓN DE TASAS DE PRODUCCIÓN				
CABECERA				
COMPañIA	BLOQUE	CAMPO	POZO	
<b>PETROAMAZONAS EP</b>	<b>61</b>	<b>AUCA SUR</b>	<b>AUCA SUR-28</b>	
CLASIFICACION POZO		YACIMIENTO		
<b>DESARROLLO</b>		<b>HOLLIN SUPERIOR</b>		
1. ESPECIFICACIONES POZOS				
FECHA ENVIO	FECHA RECEPCION	FECA INIC. PRUEBA	FECHA FIN PRUEBA	GRAVEDAD PETROLEO (°API)
-	-	---	---	<b>32.4 @ 60°F</b>
CONFIGURACION POZO	BSW %	ESPECIFICACIONES BOMBA		
<b>DIRECCIONAL</b>	<b>60</b>	<b>2 BOMBAS RC1000 (159 + 159 Etapas)</b>		
INTERVALOS PUNZONADOS		COMPRESIBILIDAD TOTAL (Ct)	ESPESOR	
TVD (ft)	MD (ft)		FORMACION (ft)	NETO PETROLEO (ft)
-----	<b>10,570' – 10,595'</b>	<b>n/a</b>	<b>40</b>	<b>25</b>
FACTOR VOLUMETRICO (BY / BCN)	GOR	POROSIDAD %	PRESIÓN SATURACIÓN (PSI)	PROFUNDIDAD BOMBA (MD/TVD, ft)
<b>1,109</b>	<b>12</b>	<b>11</b>	<b>189,7</b>	<b>10,300 ft MD</b>
RADIO POZO (ft)	SALINIDAD (ppm)	SATURACIÓN AGUA (%)	TIEMPO CIERRE (hrs)	TEMPERA. FORMACIÓN (°F)
<b>0,29</b>	<b>11.000</b>	<b>27</b>	<b>--</b>	<b>236</b>
VISCOSIDAD PETRÓLEO (cp)	PRESIÓN YACIMIENTO (PSI)	PERMEABILIDAD (MD / D)	DAÑO FORMACIÓN	INDICE PRODUCTIVIDAD (BPPD /PSI)
<b>4,3</b>	<b>4100</b>		<b>2</b>	<b>0,44</b>

Fuente: (ARCERNNR, 2022)

Elaborado por: Alvarado Jean

**Tabla A-3 2 Especificaciones técnicas del Pozo ACSD – 027**

DEPARTAMENTO DE YACIMIENTOS SOLICITUD FIJACIÓN DE TASAS DE PRODUCCIÓN				
CABECERA				
COMPañIA	BLOQUE	CAMPO	POZO	
PETROAMAZONAS EP	61	AUCA	AUCA SUR-27	
CLASIFICACION POZO		YACIMIENTO		
DESARROLLO		U INFERIOR		
1. ESPECIFICACIONES POZOS				
FECHA ENVIO	FECHA RECEPCION	FECA INIC. PRUEBA	FECHA FIN PRUEBA	GRAVEDAD PETROLEO (°API)
-	-	-	-	17.4 @ 215°F
CONFIGURACION POZO	BSW %	ESPECIFICACIONES BOMBA		
DIRECCIONAL	88	3 BOMBAS DN1750 (156 (468) Etapas)		
INTERVALOS PUNZONADOS		COMPRESIBILIDAD TOTAL (Ct)	ESPESOR	
TVD (ft)	MD (ft)		FORMACION (ft)	NETO PETROLEO (ft)
9869' - 9881' 9886' - 9896'	10466' - 10479' 10484' - 10495'	N/A	32	29
FACTOR VOLUMETRICO (BY / BCN)	GOR	POROSIDAD %	PRESIÓN SATURACIÓN (PSI)	PROFUNDIDAD BOMBA (MD/TVD, ft)
1,115	84	18,9	941,7	10327' MD/9733'TVD
RADIO POZO (ft)	SALINIDAD (ppm)	SATURACIÓN AGUA (%)	TIEMPO CIERRE (hrs)	TEMPERA. FORMACIÓN (°F)
0,58	12200	7,1	12	215
VISCOSIDAD PETRÓLEO (cp)	PRESIÓN YACIMIENTO (PSI)	PERMEABILIDAD (MD / D)	DAÑO FORMACIÓN	INDICE PRODUCTIVIDAD (BPPD /PSI)
18,32	1260	-	15	0,690

Fuente: (ARCERNNR, 2022)

Elaborado por: Alvarado Jean

**Tabla A-3 3** Especificaciones técnicas del Pozo ACSD – 024

DEPARTAMENTO DE YACIMIENTOS SOLICITUD FIJACIÓN DE TASAS DE PRODUCCIÓN				
CABECERA				
COMPañIA	BLOQUE	CAMPO	POZO	
PETROAMAZONAS EP	61	AUCA SUR	24	
CLASIFICACION POZO		YACIMIENTO		
DESARROLLO		U INFERIOR		
1. ESPECIFICACIONES POZOS				
FECHA ENVIO	FECHA RECEPCION	FECA INIC. PRUEBA	FECHA FIN PRUEBA	GRAVEDAD PETROLEO (°API)
-	-	---	---	17.3 @ 60°F
CONFIGURACION POZO	BSW %	ESPECIFICACIONES BOMBA		
DIRECCIONAL	92	3 DN1750 (152(456))		
INTERVALOS PUNZONADOS		COMPRESIBILIDAD TOTAL (Ct)	ESPESOR	
TVD (ft)	MD (ft)		FORMACION (ft)	NETO PETRÓLEO (ft)
-----	1,280' – 10,320'	n/a	40	--
FACTOR VOLUMETRICO (BY / BCN)	GOR	POROSIDAD %	PRESIÓN SATURACIÓN (PSI)	PROFUNDIDAD BOMBA (MD/TVD, ft)
1,115	83	16,5	941,7	9,949' / 9505'
RADIO POZO (ft)	SALINIDAD (ppm)	SATURACIÓN AGUA (%)	TIEMPO CIERRE (hrs)	TEMPERA. FORMACIÓN (°F)
0,29		8,5		215
VISCOSIDAD PETRÓLEO (cp)	PRESIÓN YACIMIENTO (PSI)	PERMEABILIDAD (MD / D)	DAÑO FORMACIÓN	INDICE PRODUCTIVIDAD (BPPD /PSI)
18,321	1246	-	4.5	1,10

**Fuente:** (ARCERNNR, 2022)

**Elaborado por:** Alvarado Jean

**Tabla A-3 4** Especificaciones técnicas del Pozo ACSD – 016

DEPARTAMENTO DE YACIMIENTOS SOLICITUD FIJACIÓN DE TASAS DE PRODUCCIÓN				
CABECERA				
COMPañIA	BLOQUE	CAMPO	POZO	
PETROAMAZONAS EP	61	AUCA-AUCA SUR	AUCA SUR 16	
CLASIFICACION POZO		YACIMIENTO		
DESARROLLO		U INFERIOR		
1. ESPECIFICACIONES POZOS				
FECHA ENVIO	FECHA RECEPCION	FECA INIC. PRUEBA	FECHA FIN PRUEBA	GRAVEDAD PETROLEO (°API)
-	-			17
CONFIGURACION POZO	BSW %	ESPECIFICACIONES BOMBA		
DIRECCIONAL	83	3 DN1750 (152(456))		
INTERVALOS PUNZONADOS		COMPRESIBILIDAD TOTAL (Ct)	ESPESOR	
TVD (ft)	MD (ft)		FORMACION (ft)	NETO PETRÓLEO (ft)
	11040' – 11300'		260	258
FACTOR VOLUMETRICO (BY / BCN)	GOR	POROSIDAD %	PRESIÓN SATURACIÓN (PSI)	PROFUNDIDAD BOMBA (MD/TVD, ft)
1,012	84	13	231	
RADIO POZO (ft)	SALINIDAD (ppm)	SATURACIÓN AGUA (%)	TIEMPO CIERRE (hrs)	TEMPERA. FORMACIÓN (°F)
0,26		14		219
VISCOSIDAD PETRÓLEO (cp)	PRESIÓN YACIMIENTO (PSI)	PERMEABILIDAD (MD / D)	DAÑO FORMACIÓN	INDICE PRODUCTIVIDAD (BPPD /PSI)
4,9823	1352,91		2	

Fuente: (ARCERNNR, 2022)

Elaborado por: Alvarado Jean

## ANEXO IV

**Tabla A-4 1** Máximo de etapas posibles bomba DN1750

# DN1750 Pump

400 Series, Min. Casing Size 5½-in (139.7-mm) OD								
Housing	Length, ft [m]	Weight, lbm [kg]	Carbon Steel		ES Carbon Steel		ARZ Carbon Steel	
			Max. Stages	FL-CT Part Number	Max. Stages	FL-CT-ES Part Number	Max. Stages	FL-CT-ARZ Part Number
10	2.1 [0.64]	45 [20.4]	8	717405	8	100023209	7	1131077
20	3.5 [1.07]	75 [34.1]	16	400754	16	tba <sup>1</sup>	15	1131085
30	4.9 [1.49]	105 [47.7]	24	400762	24	C400762	23	1131093
40	6.3 [1.92]	135 [61.3]	33	400770	33	C400770	31	1131101
50	7.7 [2.35]	165 [74.9]	41	400788	41	C400788	39	1131119
60	9.1 [2.78]	195 [88.5]	50	400796	50	C400796	47	1131127
70	10.5 [3.20]	225 [102.2]	58	806414	58	C806414	55	1131135
80	11.9 [3.63]	255 [115.8]	67	643015	67	C643015	63	1131143
90	13.3 [4.06]	285 [129.4]	75	707554	75	tba	71	1131150
100	14.7 [4.48]	315 [143.0]	83	400804	83	C400804	79	1131168
110	16.1 [4.91]	345 [156.6]	92	810929	92	C810929	87	1131176
120	17.5 [5.34]	375 [170.3]	100	400812	100	C400812	95	1131184
130	18.9 [5.76]	405 [183.9]	108	883868	108	C883868	103	1131192
140	20.3 [6.19]	435 [197.5]	116	883876	116	C883876	111	1131200
150	21.7 [6.62]	465 [211.1]	125	883884	125	C883884	118	1131218

<sup>1</sup>To be assigned.

**Fuente:** (ARCERNNR, 2022)

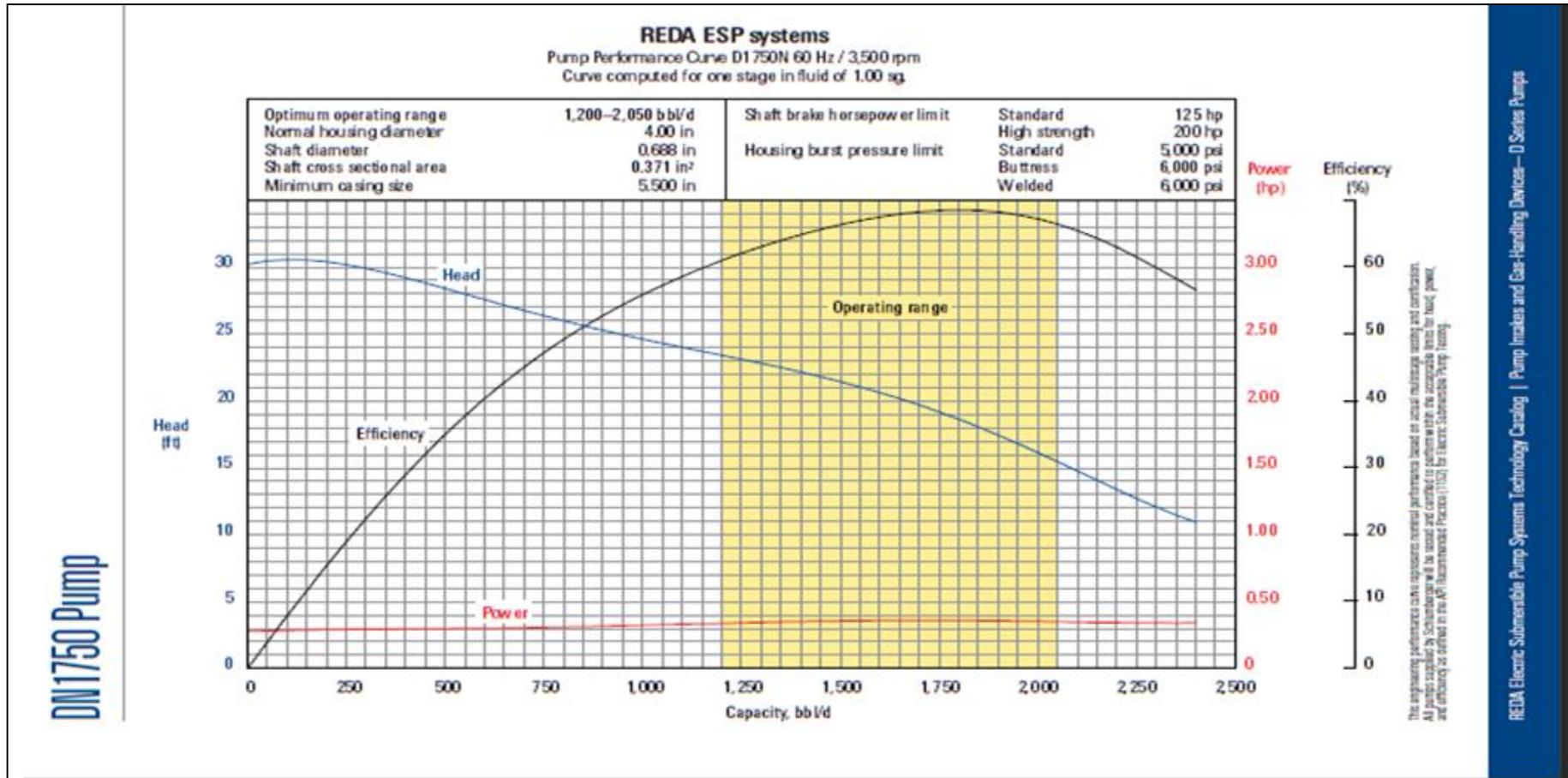
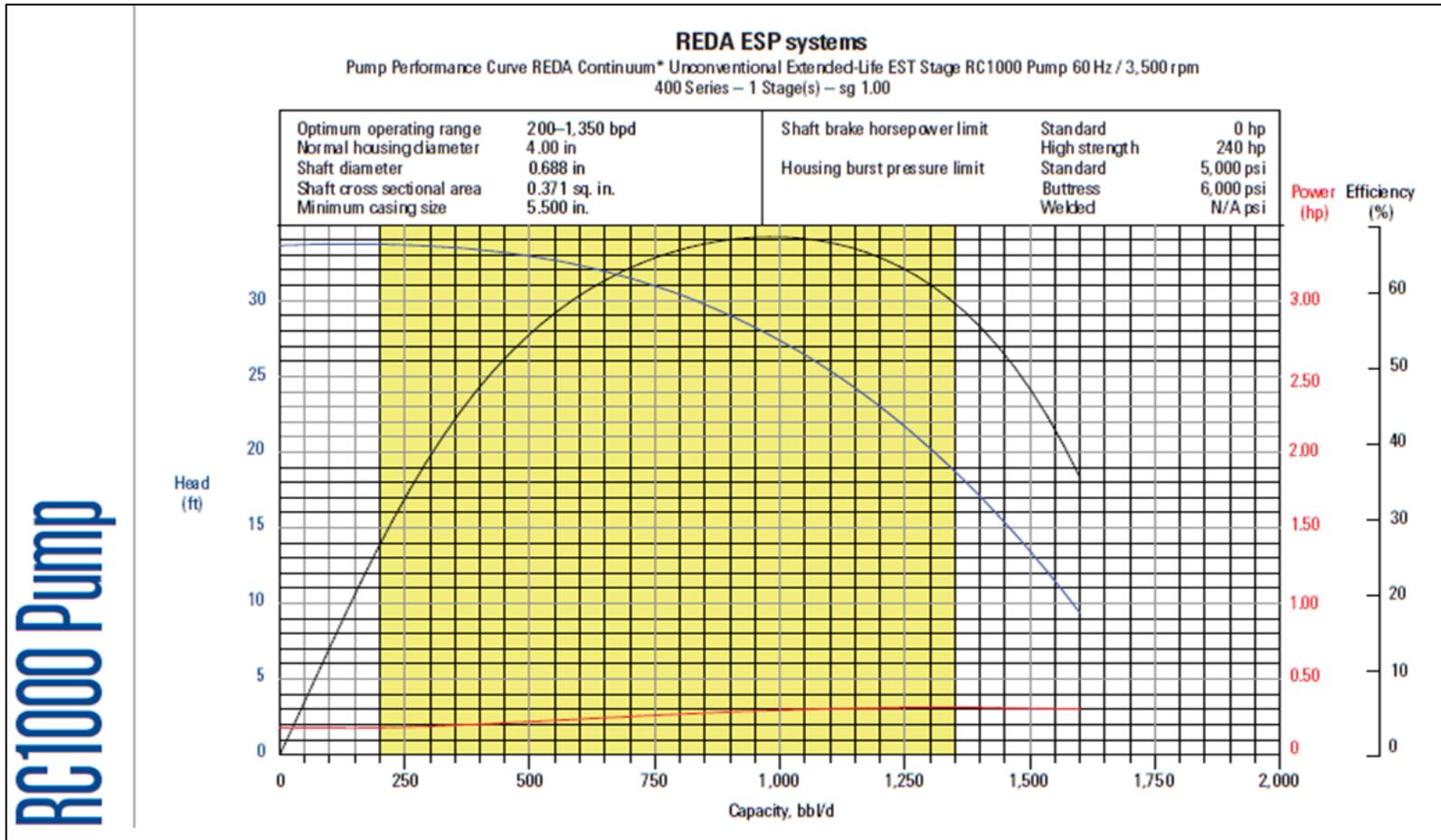


Figura A-4 1 Curva de Desempeño de la bomba DN1750

Fuente: (REDA, 2017)



**Figura A-4 2** Curva de Desempeño de la bomba RC1000

**Fuente:** (REDA, 2017)